

ПЕРМСКИЙ  
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ  
НАЦИОНАЛЬНЫЙ  
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ

## ГЕОЛОГИЯ В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ

Сборник научных трудов  
по материалам XV Международной  
научно-практической конференции  
студентов, аспирантов  
и молодых ученых



МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«ПЕРМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ  
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

# ГЕОЛОГИЯ В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ

*Сборник научных трудов по материалам  
XV Международной научно-практической конференции  
студентов, аспирантов и молодых ученых*



Пермь 2022

УДК 550.8+622(234.852)

ББК 26.3

Г36

**Геология** в развивающемся мире [Электронный ресурс] : сборник Г36 научных трудов по материалам XV Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых / отв. ред. И. С. Зорин ; Пермский государственный национальный исследовательский университет. – Электронные данные. – Пермь, 2022. – 17,4 Мб ; 442 с. – Режим доступа: [http://www.psu.ru/files/docs/science/books/sborniki/geolog\\_v\\_razv\\_mire\\_2022.pdf](http://www.psu.ru/files/docs/science/books/sborniki/geolog_v_razv_mire_2022.pdf). – Заглавие с экрана.

ISBN 978-5-7944-3872-7

В сборнике содержатся статьи студентов, аспирантов, молодых ученых (кандидатов наук) – участников XV Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Геология в развивающемся мире», проводимой на геологическом факультете Пермского государственного национального исследовательского университета.

Рассматриваются проблемы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых; минералогии, геохимии и петрографии; палеонтологии, стратиграфии и региональной геологии; геофизики; геологии нефти и газа; инженерной геологии и гидрогеологии; геоэкологии и охраны окружающей среды; геоинформационных систем в геологии.

Издание адресовано инженерам-геологам, гидрогеологам, геофизикам, минералогам, палеонтологам, нефтяникам и геологам широкого профиля.

УДК 550.8+622(234.852)

ББК 26.3

*Издается по решению ученого совета геологического факультета  
Пермского государственного национального исследовательского университета*

#### **Редакционная коллегия**

д. г.-м. н. *Т. В. Карасева*, к.г.н. *П. А. Красильников*,  
д. г.-м. н. *В. Н. Катаев*, д. т. н. *В. И. Костицын*, к. г.-м. н. *И. Ю. Митюнина*,  
д. г.-м. н. *О. Б. Наумова*, к. г.-м. н. *В. П. Ожгибесов*,  
д. г.-м. н. *Р. Г. Ибламинов*, д. г.-м. н. *В. В. Середин*

Ответственный редактор *И. С. Зорин*

*Рецензенты:* научный сотрудник кафедры инженерной и экологической геологии МГУ им. М.В. Ломоносова, канд. геол.-мин. наук ***И. А. Родькина***;

ведущий научный сотрудник ФИЦКИА УрО РАН, канд. геол.-мин. наук ***Е. В. Полякова***

ISBN 978-5-7944-3872-7

© ПГНИУ, 2022

**СОДЕРЖАНИЕ**

**РАЗДЕЛ 1: МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ.  
МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ**

*АНАЛИЗ ИЗМЕНЧИВОСТИ ВЕЩЕСТВЕННОГО СОСТАВА МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ  
ЖУРАВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГЛАУКОНИТОВЫХ ПЕСКОВ (РОСТОВСКАЯ ОБЛАСТЬ)*  
Гавриленко Виктория Викторовна, Бутенков Александр Александрович ..... 10

*ХАРАКТЕРИСТИКА ВЫПУСКНИКОВ 2021 года ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ФАКУЛЬТЕТА ПГНИУ*  
Голдырев Виталий Николаевич, Тургенева Юлия Алексеевна, Зуев Александр Альбертович..... 15

*ФИЛОСОФСКИЕ АСПЕКТЫ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ*  
Голдырев Виталий Николаевич, Буйневич Вячеслав Станиславович, Кожанов Дмитрий Дмитриевич ..... 20

**РАЗДЕЛ 2: МИНЕРАЛОГИЯ, ГЕОХИМИЯ И ПЕТРОГРАФИЯ**

*ОСОБЕННОСТИ МИКРОПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА  
ПЕСЧАНЫХ НЕФТЯНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ*  
Кузин Даниил Андреевич ..... 28

*ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРУЮЩЕГОСЯ ГИДРОТЕРМАЛЬНОГО ОРЕОЛА РАССЕЯНИЯ  
ХАЛЬКОФИЛЬНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ (Cu, Zn) В ПРЕДЕЛАХ ГИДРОТЕРМАЛЬНОГО ПОЛЯ АШАДЗЕ-2*  
Петров Владимир Антонович ..... 33

*КАРБОНАТНЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ ТАНЫПСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ (ПЕРМСКИЙ КРАЙ)*  
О.А. Чащин ..... 40

*НАХОДКИ МПГ В ХРОМИТИТАХ АГАРДАГСКОГО УЛЬТРАМАФИТОВОГО МАССИВА  
(ЮЖНАЯ ТЫВА)*  
Юричев Алексей Николаевич, Гоголев Виктор Андреевич, ..... 43

*ФОРМИРОВАНИЕ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ  
СВЕРХВЯЗКИХ НЕФТЕЙ В КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ САКМАРСКОГО ЯРУСА*  
Андреева Евгения Евгеньевна, Баранова Анна Геннадьевна, Анисимова Лилия Закувановна ..... 48

*МИНЕРАЛОГИЧЕСКИЕ И ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ БАЗАЛЬТОВОГО МАГМАТИЗМА  
В НИЖНЕМ РИФЕЕ ВОСТОЧНО-ЕВРОПЕЙСКОЙ ПЛАТФОРМЫ*  
Светлана Андреевна Дьякова ..... 51

*ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ГРАНАТОВ ИЗ СЛАНЦЕВ МУРХОЙСКОЙ СВИТЫ  
(НИЖНЕУДИНСКИЙ РАЙОН ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ)*  
Евсюкова Анастасия Алексеевна ..... 56

*МОРФОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЗОЛОТА РОССЫПИ Р. ГАРЕВКА*  
Калина Ксения Николаевна ..... 60

*ЭКСПРЕСС-МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ МИНЕРАЛЬНОГО СОСТАВА ШЛИХОВ  
С ПОМОЩЬЮ РАМАНОВСКОЙ СПЕКТРОСКОПИИ*  
Калинин Кирилл Павлович, Зяббаров Максим Рашидович ..... 65

*ПЕТРОГРАФИЯ УЧАСТКА ЕВРОПЕЙСКИЙ ГОРНОЗАВОДСКОГО РАЙОНА (ПЕРМСКИЙ КРАЙ)*  
Петунина Татьяна Алексеевна ..... 68

*ИЗУЧЕНИЕ МИНЕРАЛЬНОГО И ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ХВОСТОВ  
ПОЛЕВОШПАТОВОГО ПРОИЗВОДСТВА*  
Пугач Владимир Владимирович, Останина Виолетта Анатольевна ..... 71

*ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И ВЕЩЕСТВЕННОГО  
ЛУХОВИЦКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГЛИН (МОСКОВСКАЯ ОБЛАСТЬ)*  
Рогова Стефания Сергеевна..... 77

*МИКРОСТРУКТУРНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ГИПСОВ В ДИАТОМИТОВЫХ ТОЛЩАХ  
РАННЕГО ПАЛЕОГЕНА В ЗАУРАЛЬЕ*  
Смирнов Павел Витальевич, Трубин Ярослав Сергеевич, Новоселов Андрей Андреевич..... 82

*ФОРМИРОВАНИЕ ГЛИНИСТЫХ ПРОСЛОЕВ В СОЛЯНОЙ ТОЛЩЕ*

<i>Шестакова Виктория Андреевна</i> .....	85
<b>РАЗДЕЛ 3: ПАЛЕОНТОЛОГИЯ, СТРАТИГРАФИЯ И РЕГИОНАЛЬНАЯ ГЕОЛОГИЯ</b>	
<i>РЕКОНСТРУКЦИЯ ПАЛЕОФАЦИАЛЬНЫХ СОБЫТИЙ ЮГО-ВОСТОКА БЕЛАРУСИ</i>	
<i>Гаверусев Захар Васильевич</i> .....	91
<i>НОВЫЕ НАХОДКИ РАДИОЛЯРИЙ В ИРБИТСКОЙ СВИТЕ (ЗАУРАЛЬЕ, ЭОЦЕН)</i>	
<i>Разваляева Наталья Владимировна, Шадрина Софья Сергеевна</i> .....	97
<i>ЛИТОЛОГО-ПЕТРОГРАФИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ВЕРХНЕДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЛУГИНЕЦКОЙ СВИТЫ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ НЮРОЛЬСКОЙ СТРУКТУРНО-ФАЦИАЛЬНОЙ ЗОНЫ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)</i>	
<i>Старцев Илья Дмитриевич</i> .....	100
<i>ОСТРАКОДЫ SCHULERIDEA MACULATA В СОКОЛОВСКОЙ ТОЛЩЕ (ТАНЕТСКИЙ ЯРУС, ТУРГАЙСКИЙ ПРОГИБ)</i>	
<i>Тихенко Ангелина</i> .....	105
<i>МОРФОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ ЧЕТЫРЕХЛУЧЕВЫХ КОРАЛЛОВЫХ ПОЛИПОВ В СИЛУРЕ И ДЕВОНЕ ВОСТОЧНОГО СКЛОНА СРЕДНЕГО УРАЛА</i>	
<i>Мирзабаев Дмитрий Алексеевич, Булышева Марина Вячеславовна</i> .....	108
<i>ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ И ГЕНЕЗИСА ЧЕТВЕРТОЙ НАДПОЙМЕННОЙ ТЕРРАСЫ РЕКИ ЛЕНА (НА ПРИМЕРЕ УСТЬ-БУОТАМСКОГО ОБНАЖЕНИЯ), ЦЕНТРАЛЬНАЯ ЯКУТИЯ</i>	
<i>Павлова Мария Романовна, Шапошников Григорий Иванович</i> .....	112
<i>БИОЭРОЗИОННЫЕ СТРУКТУРЫ НА ПОВЕРХНОСТИ РАКОВИН МОЛЛЮСКОВ ИЗ УРОЧИЩА МАДЫГЕН (ПАЛЕОГЕН, ЦЕНТРАЛЬНАЯ АЗИЯ)</i>	
<i>Похазникова Анастасия Александровна, Трубин Ярослав Сергеевич</i> .....	116
<i>ФОРАМИНИФЕРЫ LENTICULININAE В ПАЛЕОГЕНЕ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ: ВНУТРЕННЕЕ СТРОЕНИЕ И МИКРОСТРУКТУРА СТЕНКИ</i>	
<i>Трубин Ярослав Сергеевич, Брит Вячеслав Александрович, Шадрина Софья Сергеевна</i> .....	120
<b>РАЗДЕЛ 4: ГЕОФИЗИКА</b>	
<i>ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ ПРИ ПРОГНОЗЕ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПО СЕЙСМИЧЕСКИМ ДАННЫМ</i>	
<i>Бельшиев Дмитрий Александрович, Селетков Илья Алексеевич</i> .....	126
<i>РЕЗУЛЬТАТЫ ЭЛЕКТРОРАЗВЕДОЧНЫХ МОНИТОРИНГОВЫХ НАБЛЮДЕНИЙ НА ПРИМЕРЕ ВКМКС</i>	
<i>Лучников Максим Сергеевич, Зубрикова Екатерина Сергеевна</i> .....	131
<i>ВЫДЕЛЕНИЕ НЕВЫРАБОТАННЫХ ПЛАСТОВ УГЛЕВОДОРОДОВ ГЕОФИЗИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ КАК СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ</i>	
<i>Арнбрехт Анастасия Эдуардовна, Викулов Георгий Евгеньевич, Кравченко Даниил Константинович</i> .....	135
<i>ОСОБЕННОСТИ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА ОБЪЕКТЫ ТЕРРИГЕННОГО ДЕВОНА РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН</i>	
<i>Гиниятуллин Радель Рамилевич</i> .....	139
<i>ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ВЭЗ ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ КАРСТОВЫХ ЗОН</i>	
<i>Петросян Рубен Нверович</i> .....	146
<i>ИССЛЕДОВАНИЕ СПОСОБОВ ОПТИМИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ ВЕДЕНИЯ РАБОТ МЕТОДОМ ПОДЗЕМНО-НАЗЕМНОГО ЗОНДИРОВАНИЯ</i>	
<i>Чакилев Владислав Андреевич</i> .....	150
<i>СКОРОСТНОЙ АНАЛИЗ, КОРРЕКЦИЯ ВЫСОКОЧАСТОТНЫХ СТАТИЧЕСКИХ ПОПРАВOK (НА ПРИМЕРЕ БЫРГЫДИНСКОГО РАЙОНА УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКИ)</i>	
<i>Королева Екатерина Михайловна</i> .....	155
<i>О ПРИМЕНЕНИИ МЕТОДОВ МПВ И СЕЙСМОТОМОГРАФИИ ПРИ ИЗУЧЕНИИ КАРСТА</i>	
<i>Рыжов Никита Валерьевич, Фельк Игорь Александрович</i> .....	160

СОПОСТАВЛЕНИЕ ДАННЫХ КАРОТАЖА И ДАННЫХ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНА НА ПРИМЕРЕ ОДНОГО ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН	
Сабитов Эмиль Артурович.....	163
РЕЗУЛЬТАТЫ КИНЕМАТИЧЕСКОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ МОГТ-2Д НА СУЯНОВСКОМ ЛИЦЕНЗИОННОМ УЧАСТКЕ	
Фельк Игорь Александрович.....	167
РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПЕСЧАНО-ГРАВИЙНОЙ СМЕСИ	
Холодилов Илья Витальевич.....	170

## РАЗДЕЛ 5: ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

МОДЕЛИРОВАНИЕ ФОРМИРОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ ВЫЧЕГОДСКОГО ПРОГИБА ПО СКВАЖИНЕ СТОРОЖЕВСКАЯ 1	
Боталов Андрей Николаевич.....	175
ГРУППОВОЙ СОСТАВ НЕФТЕЙ ПЕРМСКОГО КРАЯ И УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКИ	
Васькина Кристина Васильевна.....	181
ОСНОВНЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ МЕТАЛЛОПОРФИРИНОВ В БИТУМОИДАХ ПОРОД И НЕФТЯХ ВЕРХНЕКАМСКОЙ НЕФТЕНОСНОЙ ОБЛАСТИ	
Зыкова Анна Игоревна, Наборщикова Ольга Валерьевна.....	186
ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕДОИЗУЧЕННЫХ ТЕРРИТОРИЙ ДЕВОНСКОГО ТЕРРИГЕННОГО НГК В ПРЕДЕЛАХ ВЕРХНЕКАМСКОЙ ВПАДИНЫ	
Исупова Полина Александровна, Борисова Диана Дмитриевна.....	190
ИЗУЧЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ МЕТАЛЛОПОРФИРИНОВ В БИТУМОИДАХ ПОРОД ВЫЧЕГОДСКОГО ПРОГИБА	
Наборщикова Ольга Валерьевна .....	196
АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ ВЕРЕЙ-БАШКИРСКОЙ ЗАЛЕЖИ ЕНОРУССКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ	
Нефёдов Никита Николаевич.....	200
РАЗРАБОТКА И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ В УСЛОВИЯХ АСПО ВЕЩЕСТВ	
Смелов Александр Андреевич.....	204
УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ РЕЗЕРВУАРОВ ТАНГАЛОВСКОЙ СВИТЫ НИЖНЕГО ОТДЕЛА МЕЛОВОЙ СИСТЕМЫ АРКА-ЯХСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	
Кочнева Ольга Евгеньевна, Потапов Дмитрий Вячеславович.....	208
ПРОГРАММНЫЕ КОМПЛЕКСЫ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ	
Войт Валерия Александровна.....	213
ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НИЖНЕКАМЕННОУГОЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ КАМСКО-КИНЕЛЬСКОЙ СИСТЕМЫ ВПАДИН НА ОСНОВЕ НЕКОТОРЫХ ХИМИКО-БИТУМИНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ	
Зиганишин Дмитрий Андреевич .....	217
ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕГАЗОРУДОНОСТИ ПОЛОВОДОВСКОЙ ПЛОЩАДИ (ЛИСТ О-40-IV)	
Кабанов Александр Зафарович.....	221
ПИРОЛИТИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ЯНГИЮГАНСКОЙ ПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ СКВАЖИНЫ	
Кагабиев Никита Сергеевич.....	224
ИЗУЧЕНИЕ РИФОВО-МЕЛКОВОДНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ С ПОМОЩЬЮ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ МЕЛЕКЕССКОЙ ВПАДИНЫ	
Каримова Аделя Рамилевна, Мударисова Раушания Айдаровна.....	228

<b>ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ПИРОЛИТИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ РАЗРЕЗА СКВАЖИНЫ СЕВЕРО-МЫЙСКАЯ-1</b>	
<i>Корсаков Андрей Андреевич</i> .....	231
<b>ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ ОМБИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ</b>	
<i>Кочнева Ольга Евгеньевна, Червоненко Екатерина Андреевна</i> .....	235
<b>ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРИНЦИПАЛЬНОЙ МОДЕЛИ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ТОЧНОСТИ ПРОГНОЗА ЦИФРОВОЙ 3D ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПРОЕКТА НА ПРИМЕРЕ КОМАНДИРШОРСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ</b>	
<i>Огородов Дмитрий Викторович, Кириогло Екатерина Ивановна, Южакова Юлия Сергеевна</i> .....	239
<b>ГЕОХИМИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНО-КОЛЬЧУМСКОЙ АНТИКЛИНАЛИ</b>	
<i>Попов Павел Петрович</i> .....	245
<b>ГАЗОВЫЙ ГИДРАТ – ПЕРСПЕКТИВНЫЙ ИСТОЧНИК УВ В РОССИИ</b>	
<i>Расов Роман Дмитриевич</i> .....	250
<b>ОБЗОР ТЕХНОЛОГИЙ ДОВЫРАБОТКИ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ МНОГОПЛАСТОВЫХ ОБЪЕКТОВ</b>	
<i>Сахибзянов Булат Фанисович</i> .....	254
<b>ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА СОЛЯНО-КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ СКВАЖИНЫ 1-02 В ОТЛОЖЕНИЯХ ТУРНЕЙСКОГО ЯРУСА МЕСТОРОЖДЕНИЯ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН</b>	
<i>Фахрутдинов Ильмир Рафаилевич, Колузаева Ксения Юрьевна</i> .....	258
<b>ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕНОСНОСТИ САКМАРСКОГО ЯРУСА ЗАПАДНОГО СКЛОНА ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА</b>	
<i>Хазиев Радмир Римович, Фахрутдинов Ильмир Рафаилевич, Колузаева Ксения Юрьевна</i> .....	262
<b>ОСАДОЧНЫЕ БАСЕЙНЫ МИРА И ИХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ</b>	
<i>Худякова Вероника Александровна</i> .....	265
<b>УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ АСТРАХАНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ</b>	
<i>Циммерман Юлия Викторовна, Кочнева Ольга Евгеньевна</i> .....	269
<b>ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКИХ ПОРОД ПРОВИНЦИИ ДЕЛЬТЫ РЕКИ НИГЕР</b>	
<i>Экенма-Джонас Джастис</i> .....	273
<b>ИСТОРИЯ ФОРМИРОВАНИЯ АНТИКЛИНАЛЬНЫХ ЛОВУШЕК И ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В КАМЕННОУГОЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ КОКУЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ</b>	
<i>Тябина Анастасия Рудольфовна</i> .....	277
<b>РАЗДЕЛ 6: ПРОБЛЕМЫ ИНЖЕНЕРНОЙ ГЕОЛОГИИ И ОХРАНЫ НЕДР</b>	
<b>ОЦЕНКА СУФФОЗИОННОЙ ОПАСНОСТИ ТЕРРИТОРИИ БУГУЛЬМИНСКОГО ПЛАТО БУГУЛЬМИНСКО-БЕЛЕБЕЕВСКОЙ ВОЗВЫШЕННОСТИ</b>	
<i>Гараева Анастасия Николаевна, Галиева Динара Айдаровна</i> .....	282
<b>ОЦЕНКА ТРЕЩИНОВАТОСТИ МАССИВОВ ОСНОВАНИЙ ИНЖЕНЕРНЫХ СООРУЖЕНИЙ АЛЬМЕТЬЕВСКОГО РАЙОНА РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН</b>	
<i>Гараева Анастасия Николаевна, Хабибуллин Ильдус Рустемович</i> .....	289
<b>АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ДЗЕРЖИНСКОГО РАЙОНА Г. ПЕРМИ С ЦЕЛЬЮ ОЦЕНКИ РАЗВИТИЯ КАРСТОВЫХ ПРОЦЕССОВ</b>	
<i>Гильманов Марат Ибрагимович, Бажутин Павел Игоревич</i> .....	294
<b>ВОЗМОЖНОСТЬ СОЗДАНИЯ ЦИФРОВОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ БАЗЫ ДАННЫХ ДЛЯ ВЕДЕНИЯ ВМ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫХ ПРОГРАММНЫХ КОМПЛЕКСОВ</b>	
<i>Дмитриченко Надежда Валерьевна</i> .....	299

<b>ЗАВИСИМОСТЬ МОДУЛЯ ДЕФОРМАЦИИ ОТ ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО СОСТАВА ПЕСЧАНОГО ГРУНТА</b>	
<i>Женихова Анна Владимировна, Лесников Никита Олегович</i> .....	304
<b>ЗАВИСИМОСТЬ МОДУЛЯ ДЕФОРМАЦИИ ГЛИНИСТОГО ГРУНТА ОТ МИНЕРАЛЬНОГО СОСТАВА</b>	
<i>Лесников Никита Олегович, Женихова Анна Владимировна</i> .....	309
<b>ОЦЕНКА ОПАСНОСТИ ОБРАЗОВАНИЯ КАРСТОВЫХ ПРОВАЛОВ НА ТЕРРИТОРИИ Г. БАЛАХНА</b>	
<i>Балахнин Дмитрий Андреевич, Юркина Анастасия Родионовна, Волков Станислав Андреевич</i> .....	316
<b>АНАЛИЗ КОРРЕЛЯЦИОННОЙ ЗАВИСИМОСТИ МЕЖДУ ДАННЫМИ СТАТИЧЕСКОГО ЗОНДИРОВАНИЯ И ДЕФОРМАЦИОННО-ПРОЧНОСТНЫМИ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГРУНТОВ, ПОЛУЧЕННЫМИ В ЛАБОРАТОРНЫХ УСЛОВИЯХ НА ПРИМЕРЕ Г. ДОМОДЕДОВО МОСКОВСКОЙ ОБЛАСТИ</b>	
<i>Зиганин Ильмир Ильшатovich</i> .....	321
<b>СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ВНЕДРЕНИЯ ИНФОРМАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ В ИНЖЕНЕРНУЮ ГЕОЛОГИЮ</b>	
<i>Илаева Айгуль Анисовна</i> .....	326
<b>КАРСТОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ТЕРРИТОРИИ СКОРОСТНОЙ АВТОМОБИЛЬНОЙ ДОРОГИ МУРОМ – АРЗАМАС</b>	
<i>Козлов Даниил Витальевич</i> .....	328
<b>ОЦЕНКА ЗАКАРСТОВАННОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИЗВЕСТНЯКОВ «ОБМАНКА» В ЛЫСЬВЕНСКОМ МУНИЦИПАЛЬНОМ РАЙОНЕ ПЕРМСКОГО КРАЯ</b>	
<i>Мурзыева Алина Марселевна</i> .....	332
<b>ОСОБЕННОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СЕЙСМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГРУНТОВ МЕТОДОМ АМПЛИТУДНЫХ СПЕКТРОВ НА ОПОЛЗНЕВЫХ УЧАСТКАХ КОЛОМЕНСКОЕ И МОСКВОРЕЧЬЕ-САБУРОВО В Г. МОСКВА</b>	
<i>Прасолов Андрей Александрович</i> .....	339
<b>ГРУНТОВЫЕ УСЛОВИЯ СТРОИТЕЛЬНОЙ ПЛОЩАДКИ ЗАПАДНОЙ ОКРАИНЫ ГОРОДА ИННОПОЛИС</b>	
<i>Салихова Эльвира Наилевна, Королёв Альберт Эдуардович</i> .....	344
<b>ПРИМЕНЕНИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ДЛЯ ОЦЕНКИ КАРСТОВОЙ ОПАСНОСТИ НА ПРИМЕРЕ УЧАСТКА В Д.БАЛАШИ, СУКСУНСКОГО РАЙОНА</b>	
<i>Жильцова Валерия Юрьевна, Селина Зоя Васильевна</i> .....	347
<b>РАЗДЕЛ 7: ПРОБЛЕМЫ РЕСУРСОВ, ДИНАМИКИ И ОХРАНЫ ПОДЗЕМНЫХ ВОД</b>	
<b>ЗАВИСИМОСТЬ ПРОЧНОСТНЫХ И ДЕФОРМАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ГЛИНИСТЫХ ГРУНТОВ ОТ ПРИРОДНОЙ ВЛАЖНОСТИ</b>	
<i>Китаева Марина Алексеевна</i> .....	354
<b>ОСОБЕННОСТИ РЕЖИМА ПОДЗЕМНЫХ ВОД В РАЙОНЕ ВОДРАЗДЕЛА ОЗЕР КУЛУНДИНСКОЕ И КУЧУКСКОЕ (АЛТАЙСКИЙ КРАЙ)</b>	
<i>Евенкова Татьяна Дмитриевна, Геттих Нелли Павловна</i> .....	361
<b>ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ ВЕРХНЕКАМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ СОЛЕЙ НА СОЛИКАМСКОМ УЧАСТКЕ</b>	
<i>Жуланов Глеб Станиславович</i> .....	365
<b>ОЦЕНКА ПОСЛЕДСТВИЙ РАДИОАКТИВНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ВОД В СЛУЧАЕ ЗАПРОЕКТНОЙ АВАРИИ НА ПРИМЕРЕ ЛАЭС-2</b>	
<i>Нагорнова Мария Максимовна, Вилькина Мария Владимировна</i> .....	370
<b>КОМПЛЕКСНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ГЕЛЕНДЖИКСКОЙ БУХТЫ ДЛЯ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ НОВЫХ ИСТОЧНИКОВ ВОДОСНАБЖЕНИЯ</b>	
<i>Тимошина Валерия Алексеевна</i> .....	376
<b>ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА ПОДЗЕМНЫХ ВОД МЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В РЕСПУБЛИКЕ ТАТАРСТАН</b>	
<i>Хамитов Айрат Джаудатович</i> .....	381

**ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОЛЕКМИНСКОЙ СВИТЫ  
В ПРЕДЕЛАХ ШАХТНОГО ПОЛЯ ТРУБКИ «МИР»**

Янникова Светлана Александровна, Янников Алексей Михайлович .....385

**РАЗДЕЛ 8: ГЕОЭКОЛОГИЯ И ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ**

**МЕЖГОДОВЫЕ И СЕЗОННЫЕ ВАРИАЦИИ СОДЕРЖАНИЯ ОКСИДОВ АЗОТА  
В АТМОСФЕРНОМ ВОЗДУХЕ Г. ВОЛОГДЫ**

Павлов Илья Николаевич .....389

**ВРЕМЕННЫЕ ВАРИАЦИИ СЕЗОНОВ СО СРЕДНЕСУТОЧНОЙ ТЕМПЕРАТУРОЙ ВОЗДУХА  
УСТОЙЧИВО ВЫШЕ 5, 10 и 15 °С В Г. ВОЛОГДЕ**

Павлов Илья Николаевич, Булавина Екатерина Вячеславовна .....393

**ОСОБЕННОСТИ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ПОВЕРХНОСТНЫХ ВОД  
И ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ РЕК БЕРЕЗНИКОВСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА**

Перевоицкова Арина Дмитриевна .....397

**ЭКОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ  
ТЕХНОГЕННОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ – ОТВАЛА ОТХОДОВ ГОРНОРУДНОГО ПРОИЗВОДСТВА  
В ГОРОДЕ ПИТКЯРАНТА (РЕСПУБЛИКА КАРЕЛИЯ)**

Подлипский Иван Иванович, Бондаренко В.В. ....404

**ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СО<sub>2</sub> В РАЗЛИЧНЫХ ОТРАСЛЯХ ПРОИЗВОДСТВА**

Андреева Евгения Евгеньевна, Баранова Анна Геннадьевна, Хазиев Радмир Римович .....409

**РАЗВИТИЕ РАСЧЕТНЫХ МЕТОДОВ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ КАРСТОВЫХ  
И КАРСТОВО-СУФФОЗИОННЫХ ПРОВАЛОВ**

Бажутин Павел Игоревич .....412

**ОТНОШЕНИЕ ПЕДО- И БИОРАЗНООБРАЗИЯ  
ОСОБО ОХРАНЯЕМЫХ ПРИРОДНЫХ ТЕРРИТОРИЙ**

Мудрагелова Юлия Андреевна .....416

**ВЛИЯНИЕ ПЕРЕКРЫВАЮЩЕЙ ТОЛЩИ НА АКТИВНОСТЬ РАЗВИТИЯ КАРСТА**

Новикова Анастасия Александровна .....420

**ОСОБЕННОСТИ НЕФТЯНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ  
В КАРСТОВЫХ РАЙОНАХ ПЕРМСКОГО ПРИКАМЬЯ**

Савельева Анна Витальевна .....425

**ОБЗОР ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПЕРЕРАБОТКИ ЖЕЛЕЗОРУДНЫХ ХВОСТОВ**

Семенова Александра Игоревна .....430

**ПОТЕНЦИАЛ ХРАНЕНИЯ СО<sub>2</sub> В ОСАДОЧНЫХ КОМПЛЕКСАХ РОССИИ:  
ПЕРВИЧНАЯ ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ**

Смирнов Павел Витальевич, Староселец Дмитрий Андреевич .....435

**НОВЫЕ ГИДРОГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НА ЧУСОВСКОМ МЫСЕ**

Шутов Павел Валерьевич, Терентьев Дмитрий Владиславович .....438

**РАЗДЕЛ 1:  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ.  
МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПО-  
ЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ**

*XV COLLECTION OF SCIENTIFIC PAPERS  
«GEOLOGY IN THE DEVELOPING WORLD»*

***Section 1:  
Deposits of minerals. Methods of search and  
exploration of mineral deposits***

УДК 553.623.54 (470.325)

## АНАЛИЗ ИЗМЕНЧИВОСТИ ВЕЩЕСТВЕННОГО СОСТАВА МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ ЖУРАВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГЛАУКОНИТОВЫХ ПЕСКОВ (РОСТОВСКАЯ ОБЛАСТЬ)

*Гавриленко Виктория Викторовна*

*Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ)  
имени М.И. Платова, студентка 5 курса, г. Новочеркасск  
e-mail: aleksbutenkov@mail.ru*

*Бутенков Александр Александрович*

*Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ)  
имени М.И. Платова, доцент, г. Новочеркасск  
e-mail: aleksbutenkov@mail.ru*

**Аннотация:** в данной работе был проведён анализ распределения содержаний компонентов полезной толщи Журавского месторождения глауконитовых песков с геологической интерпретацией полученных результатов.

**Ключевые слова:** глауконитовые пески, геохимические карты, корреляция

## ANALYSIS OF THE VARIABILITY OF THE MATERIAL COMPOSITION OF THE MINERAL RAW MATERIALS OF THE ZHURAVSKOYE GLAUCONITE SANDS DEPOSIT (ROSTOV REGION)

*Victoriya Gavrilenko*

*South-Russian State Polytechnic University (NPI) named after M.I. Platov,  
5st year Student, Novocherkassk  
e-mail: aleksbutenkov@mail.ru*

*Alexander Butenkov*

*South-Russian State Polytechnic University (NPI) named after M.I. Platov,  
Reader, Novocherkassk  
e-mail: aleksbutenkov@mail.ru*

**Annotation:** in this work, the distribution of the contents of the components of the useful thickness of the Zhuravskoye glauconite sands deposit was analyzed with a geological interpretation of the results obtained

**Keywords:** glauconite sands, geochemical maps, correlation

В данной работе произведено исследование особенностей вещественного состава глауконитовых песков Журавского месторождения, выполнен корреляционный анализ связей минеральных и химических компонентов.

Журавское месторождение расположено в Константиновском районе Ростовской области, на левобережье р. Сев. Донец, в 27 км северо-восточнее порта Усть-Донецкий, в 1 км восточнее х. Нижне-Журавского. Территория его входит в пределы листа топографической карты масштаба 1: 200 000 номенклатуры L-37-VI. Месторождение имеет неправильную форму, протягивается узкой полосой длиной около 5 км и шириной 200-500 м вдоль балки Журавской. Площадь месторождения составляет около 1 км [1].

В геологическом строении месторождения принимают участие осадочные образования палеогенового, неогенового и четвертичного возрастов, слагающих западную часть погруженного Донбасса, на границе его с Донецким выступом. Палеогеновые отложения здесь представлены осадками эоцена, подразделяющимися на киевскую (средний эоцен) и обуховскую (верхний эоцен) свиты. Отложения киевской свиты (P2kw) представлены мергелями серого, светло-серого, зеленовато-серого цве-

та, плотными, трещиноватыми и опесчаненными опоковидными и карбонатными глинами светло-серого и зеленовато-серого цвета [1].

Осадки обуховской свиты (P<sub>2</sub>ob) залегают с размывом на киевских отложениях. По литологическим признакам они подразделяются на два горизонта: нижний сложен глауконитсодержащими песками, верхний – глинами. Глауконитовые пески обуховской свиты являются полезным ископаемым и объектом изучения. Пески светло- и темно-зеленые, зеленые, буровато-зеленые, тонкозернистые, глинистые, местами в нижней части слоя с включениями фосфоритов диаметром 0,5-1,0 см. Сложены глауконитизированные пески на 59-94% алевритовым материалом, состоящим из полуокатанных зерен кварца (32-82%), а также глауконита (1,1-49,6%), гидроокислов железа (ед-7,7%) и полевых шпатов (ед.9%). Пелитовая фракция песков представлена глинистыми частицами гидрослюдистомонтмориллонитового состава (0,5-21,7% фракции), глауконитом (1,3-33,5%), кварцем (0,1-3,5%) и органическими остатками. Общее содержание глауконита в песках колеблется от 8 до 62,4% и в основном составляет 20-56%. Средняя мощность глауконитовых песков по месторождению составляет 7м.

В отложениях обуховской свиты выделяется глауконитовая залежь, которая имеет пластообразную форму и располагается в контурах вмещающего ее горизонта, отклоняясь в отдельных интервалах к его подошве или кровле. На водораздельных пространствах глауконитовые породы залегают достаточно глубоко, однако, когда они пересекаются балочными долинами, мощность вскрышных пород значительно уменьшается. Вместе с тем в этих случаях в притальвеговой части склонов мощность глауконитсодержащих пород сокращается за счет размыва их верхов, а также за счет замещения аллювиальными и делювиально-аллювиальными отложениями.

Целью научных исследований в данной работе является определение закономерностей изменчивости состава полезного ископаемого в пределах Журавского месторождения глауконитовых песков, а также выявление особенностей происхождения песчаной толщи.

Для этого подразумевается решение таких задач, как выявление особенностей распределения гранулометрических и минеральных фракций в пределах полезной толщи, определение взаимосвязей различных компонентов полезного ископаемого между собой, а также геологическая интерпретация выявленных особенностей и взаимосвязей.

В качестве исходных данных для достижения поставленной цели и решения намеченных задач использована информация, полученная по результатам опробования по поисково-оценочным скважинам, пробуренным на месторождении (табл. 1).

Таблица 1

Содержания компонентов вещественного состава глауконитовых песков

№ скв.	Содержание компонентов, %									
	Содержание алевритовой фракции	Кварц, опал алевритовой фракции	Глауконит алевритовой фракции	Полевые шпаты алевритовой фракции	Содержание пелитовой фракции	Кварц, опал пелитовой фракции	Глауконит пелитовой фракции	Чешуйки слюд пелитовой фракции	Гидрослюд-глауконитовые чешуйки пелитовой фракции	Общее содержание глауконита
339	80	67,2	10,6	3,2	20	0,4	6,4	0,6	20,1	17
424	88	41,4	43,1	0,9	12	0,2	9,6	0,4	23,6	52,7
340	65	49,4	10,5	3,9	35	0,7	9,1	0,4	22,5	19,6
439	70	49	8,4	2,8	30	1,5	6	0,8	19,2	14,4
426	80	54,8	21,1	0,8	20	0,2	16	0,2	20,4	37,1
425	86	43	37,8	1,7	14	0,3	11,3	0,3	22	49,2
338	60	49,2	21	4,5	40	0,4	3,6	0,5	19	24,6
427	76	52,4	19	0,8	24	0,6	18,8	1	22,3	37,8
337	60	50	25,5	4,8	40	1,2	5,2	2	23,8	30,7
343	73	42,1	8,5	4	27	1,1	7,1	2,2	18,2	19,9
438	85	53,6	25,1	2,3	15	0,6	9,2	0,3	21,9	34,3
344	58	49,2	15,8	1,7	42	1,2	4,6	0,4	23,1	20,4
437	88	55	30,1	2,1	12	0,4	8,3	0,3	21,8	38,3
48	62	40,5	20,5	1	38	1,8	10,8	2,4	23,6	54,9
401	75	41,9	27,8	0,2	25	0,9	9,4	0,2	17,7	40,8

Для анализа пространственного распределения содержаний компонентов алевритовой и пелитовой фракций в программе Surfer были построены геохимические карты по данным опробования скважин, пробуренных ранее на Журавском месторождении (рис. 1 – 3).

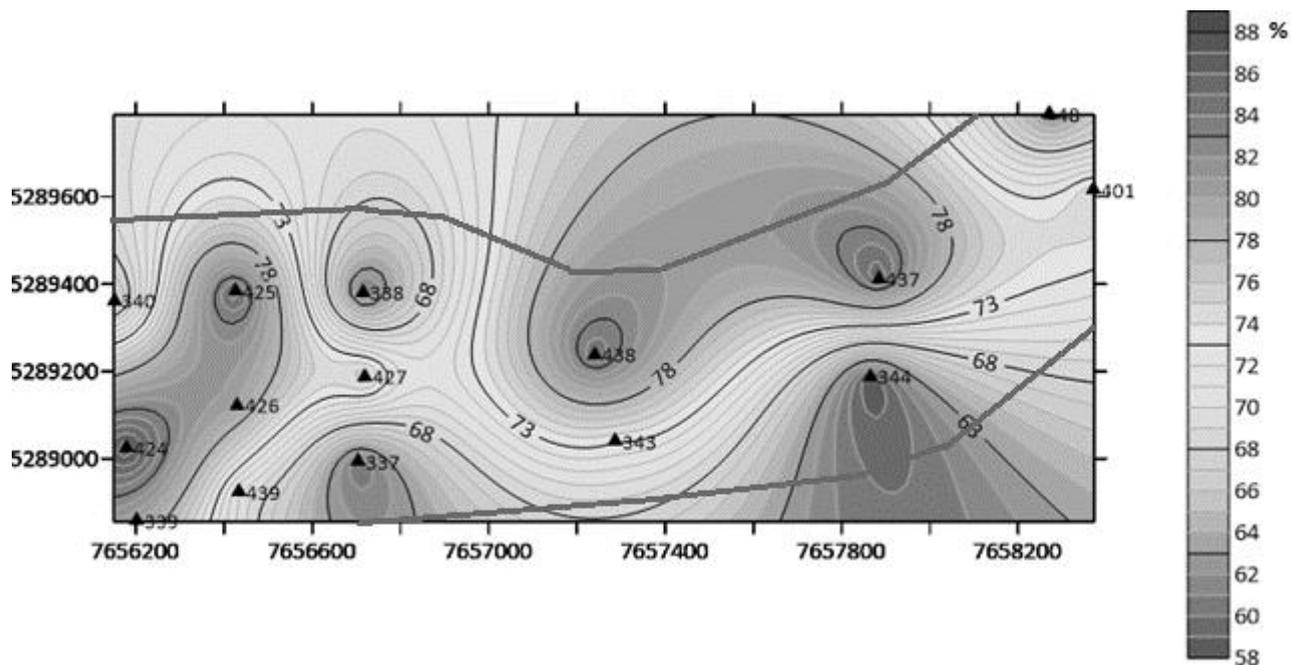


Рис. 1. Карта распределения содержаний алевритовой фракции

На рисунке 1 представлена карта распределения содержаний алевритовой фракции. Содержания колеблются в пределах от 58 до 88 %, среднее содержание составляет 73,7 %. Максимумы содержаний приходятся на скважины №№ 424 (88%), 437 (88%), 425 (86%) и 438 (85%), а минимумы – на скважины №№ 338 (60%), 337 (60%) и 344 (58%).

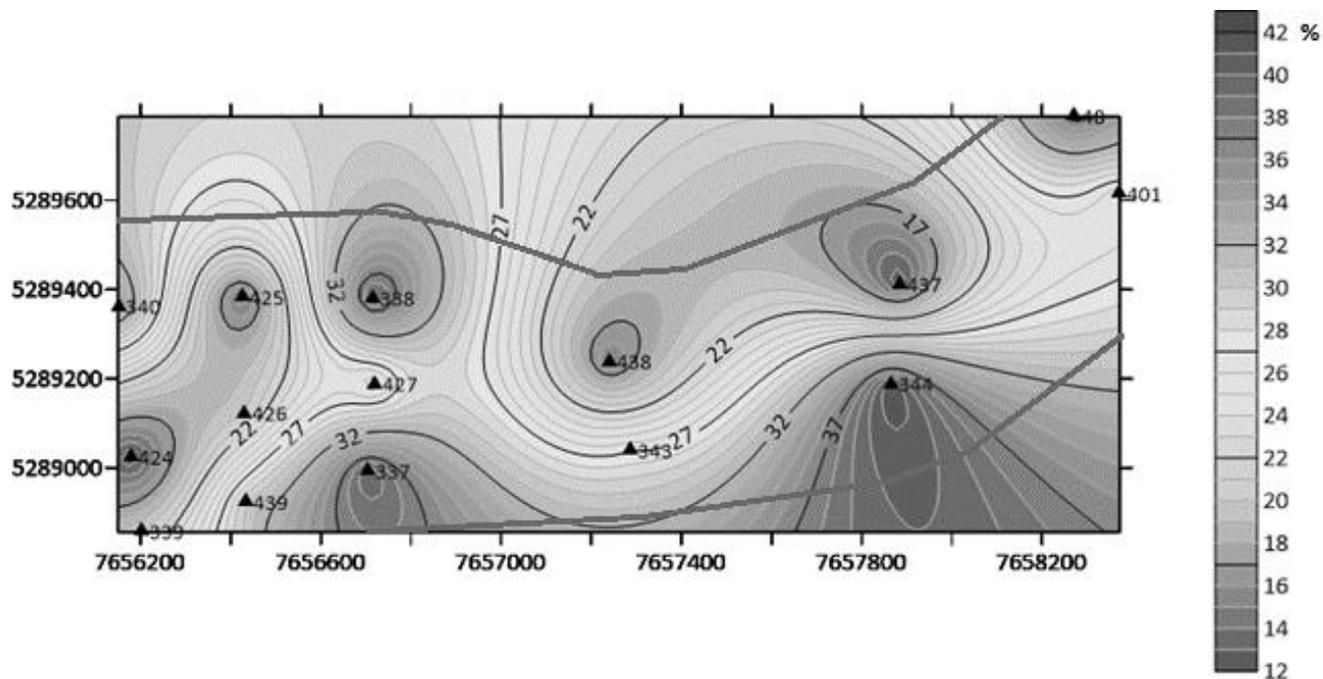


Рис. 2. Карта распределения содержаний пелитовой фракции

На рисунке 2 приведена карта содержаний пелитовой фракции. Содержания колеблются в пределах от 12 до 42 %, среднее содержание составляет 26,3 %. Можно заметить, что максимум содержаний приходится на скважины №№ 338 (40%), 337 (40%) и 344 (42%), а минимум – на скважины №№ 424 (12%), 437 (12%), 425 (14%) и 438 (15%).

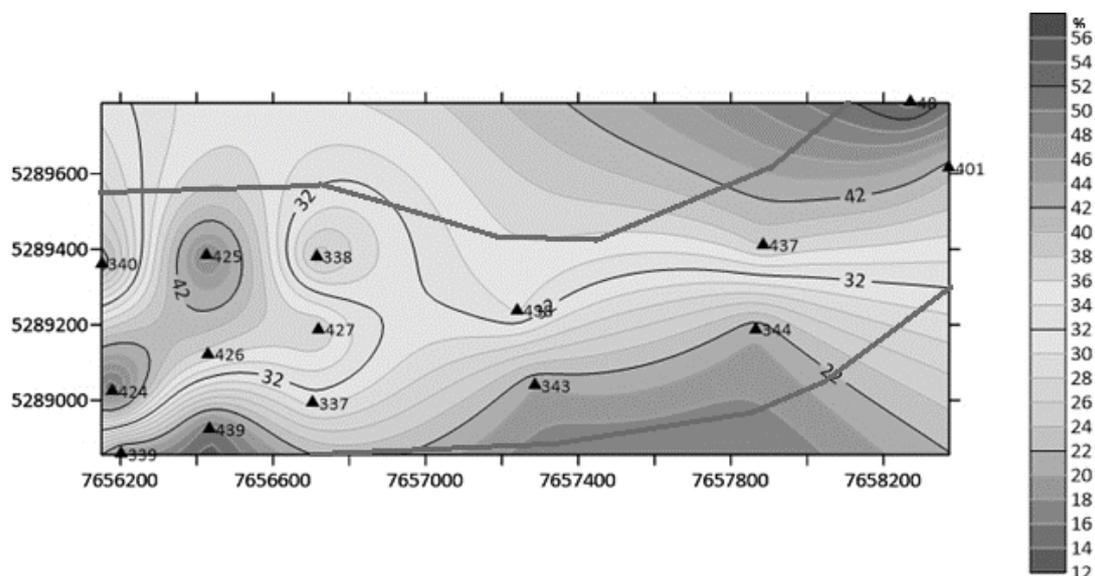


Рис. 3. Карта распределения общего содержания глауконита

На рисунке 3 представлена карта распределения общего содержания глауконита по алевритовой и пелитовой фракциям суммарно. Содержания колеблются в пределах от 14,4 до 54,9 %, среднее содержание составляет 32,8 %. Максимум его содержания приходится на западную и северо-восточную части карты по скважинам №№ 424 (52,7%), 425 (49,2%) и 48 (54,9%). Менее распространен глауконит в юго-западной части, в скважинах №№ 339 (17,0%) и 439 (14,4%).

Также по данным опробования скважин поисково-оценочного этапа геологоразведочных работ, проведенных ранее на Журавском месторождении глауконитовых песков, рассчитана матрица корреляции Пирсона (табл. 2).

Таблица 2

Корреляционная матрица содержаний компонентов полезной толщи

	Кварц, опал алевритовой фракции	Глауконит алевритовой фракции	Полевые шпаты алевритовой фракции	Содержание алевритовой фракции	Кварц, опал пелитовой фракции	Глауконит пелитовой фракции	Гидрослод- глауконитовые чешуйки пелитовой фракции	Чешуйки слюд пелитовой фракции	Содержание пелитовой фракции	Общее содержание глауконита
Кварц, опал алевритовой фракции	1	-0,34	0,23	0,17	-0,37	-0,01	-0,05	-0,32	-0,17	-0,48
Глауконит алевритовой фракции		1	-0,43	<b>0,52</b>	-0,46	0,21	0,37	-0,30	<b>-0,52</b>	<b>0,81</b>
Полевые шпаты алевритовой фракции			1	-0,44	0,11	<b>-0,66</b>	-0,11	0,31	0,43	<b>-0,66</b>
Содержание алевритовой фракции				1	<b>-0,66</b>	0,44	-0,06	-0,46	<b>-0,99</b>	0,40
Кварц, опал пелитовой фракции					1	-0,29	0,06	<b>0,69</b>	<b>0,66</b>	-0,16
Глауконит пелитовой фракции						1	0,17	-0,09	-0,43	<b>0,52</b>
Гидрослод- глауконитовые чешуйки пелитовой фракции							1	0,15	0,06	0,42
Чешуйки слюд пелитовой фракции								1	0,46	0,03
Содержание пелитовой фракции									1	-0,40
Общее содержание глауконита										1

Анализ корреляционной матрицы позволил выявить взаимосвязи между различными компонентами полезной толщи:

1) наиболее ярко проявлена отрицательная корреляционная связь между содержаниями алевритовой и пелитовой фракций – коэффициент корреляции составил -0,99;

2) общее содержание глауконита имеет сильную положительную связь с глауконитом алевритовой фракции (коэффициент корреляции 0,81), при том, что связь его с содержанием глауконита пелитовой фракции тоже положительная, но в меньшей степени (коэффициент корреляции 0,52);

3) отчетливые положительные связи отмечаются между содержаниями кварца и опала пелитовой фракции с содержанием чешуек слюд пелитовой фракции (коэффициент корреляции 0,69) и содержанием пелитовой фракции (коэффициент корреляции 0,66);

4) характерна отчетливая отрицательная связь общего содержания глауконита и полевых шпатов алевритовой фракции (коэффициент корреляции составляет -0,66).

Изученные особенности минерального состава глауконитовых песков Журавского месторождения позволяют сделать выводы об их происхождении. Наличие глауконита непосредственно указывает на их морское происхождение [2]. Известно, что глауконитовые пески формировались в зоне шельфа, в основном на глубинах от 20 до 150 м. Глауконит образовывался вследствие процессов гальмиролиза, действующих на очень разнородный исходный материал – гидрослюды, монтмориллонит, полевые шпаты, биотит, пироксены и др. Во время гальмиролиза происходят гидратация исходного материала, удаление глинозема, кремнезема, щелочей (за исключением калия) и адсорбция из морской воды двухвалентного железа, калия и марганца. Процесс глауконитизации идёт медленно, при участии микроорганизмов, и поэтому глауконит не образуется в зонах быстрой аккумуляции осадков.

Анализ построенных карт распределения компонентов полезной толщи Журавского месторождения глауконитовых песков и матрицы корреляции позволяет выявить закономерности в распределении компонентов и особенности их взаимосвязей.

Наибольший интерес представляет распределение общего содержания глауконита и выяснение, с какими фракциями крупности он преимущественно связан, и с какими минералами имеет наиболее сильные взаимосвязи.

Среднее содержание глауконита по месторождению составляет 32,8 %. Его распределение по месторождению достаточно контрастно – содержание глауконита имеет максимумы в направлении на север. Снижение содержания глауконита отмечается к югу – в направлении понижения рельефа и сопутствующего уменьшения мощности перекрывающих пород. Минимальные содержания минерала отмечаются в зоне выхода глауконитового пласта на дневную поверхность. Таким образом, снижение содержания глауконита в направлении с севера на юг можно связать с воздействием гипергенных процессов – выщелачивающим влиянием вод свободной циркуляции.

Оценивая связи общего содержания глауконита с содержаниями гранулометрических фракций, отчетливо видна его выраженная положительная связь с содержанием алевритовой фракции, и столь же выраженная отрицательная связь с пелитовой фракцией. Это объясняется тем, что алевритовая фракция количественно преобладает – на неё приходится 73,7 % массы песка, а на пелитовую – оставшиеся 26,3 %. Так же характерно, что содержание глауконита в алевритовой фракции 21,65 %, а в пелитовой – 9 %. Следовательно, направления изменчивости качества минерального сырья в значительной степени можно оценивать по карте распределения содержания алевритовой фракции. И наибольший интерес представляют минеральные соотношения именно в этой фракции.

Алевритовая фракция представлена, главным образом, кварцем и опалом (49,25 %), а второе место по количеству в её минеральном составе занимает глауконит (21,65 %). Содержание алевритовой фракции имеет наиболее сильную положительную связь именно с глауконитом алевритовой фракции (коэффициент корреляции 0,40), а связь её с кварцем и опалом слабая положительная (коэффициент 0,17). Следовательно, вариации минерального состава этой гранулометрической фракции в основном связаны с изменчивостью содержания глауконита, входящего в её состав. На это так же указывает отчетливая отрицательная связь содержания кварца и опала алевритовой фракции с общим глауконитом (коэффициент -0,48), а также с глауконитом алевритовой фракции (коэффициент -0,34).

Таким образом, в распределении глауконита на месторождении отмечена отчетливая закономерность – возрастание содержания в северном направлении, в котором возрастает и мощность перекрывающих пород, предохраняющих минерал от выщелачивания. Так же на распределение глауконита влияло распределение алевритовой фракции, с которой он тесно связан.

### *Литература*

1. Деев Ю.Ф. и др. Геолого-экономический обзор месторождений нерудных полезных ископаемых Ростовской области. – Ростовская ГРЭ, 1992.
2. Кузнецов В.Г. Литология. – М.: ООО «Недра-БизнесЦентр», 2007. – 511 с.

## ХАРАКТЕРИСТИКА ВЫПУСКНИКОВ 2021 ГОДА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ФАКУЛЬТЕТА ПГНИУ

**Голдырев Виталий Николаевич**

*Пермский государственный национальный исследовательский университет (ПГНИУ), аспирант, г. Пермь  
e-mail: vg121297@yandex.ru*

**Тургенева Юлия Алексеевна**

*Пермский государственный национальный исследовательский университет (ПГНИУ)  
студент 2 курса, г. Пермь  
e-mail: uliaturgeneva878@gmail.com*

**Зуев Александр Альбертович**

*Пермский государственный национальный исследовательский университет (ПГНИУ)  
молодой ученый, г. Пермь  
e-mail: original.zuev@yandex.ru*

**Научный руководитель:** *д.г.-м.н., профессор, Наумов Владимир Александрович*

**Аннотация:** в статье были обозначены проблемы трудоустройства и удовлетворенности обучением выпускников геологического факультета Пермского государственного университета. В работе отмечается, что условия труда, уровень заработной платы и требуемые к работникам практические навыки зачастую не соответствуют ожиданиям новоиспеченных специалистов. Авторами были даны рекомендации по повышению уровня удовлетворенности студентов обучением.

**Ключевые слова:** геология, выпускники университета, трудоустройство, занятость, уровень доходов, удовлетворенность обучением.

## CHARACTERISTICS OF GRADUATES OF THE 2021 GEOLOGICAL FACULTY OF PSU

**Vitaliy Goldyrev,**

*Perm State University,  
Post-graduate Student, Perm,  
e-mail: vg121297@yandex.ru*

**Turgeneva Yulia**

*Perm State University,  
2nd year student, Perm  
e-mail: uliaturgeneva878@gmail.com*

**Zuev Aleksandr,**

*Perm State University,  
Young Researcher,  
e-mail: original.zuev@yandex.ru*

**Research Supervisor:** *doctor of geology and mineralogy, professor Vladimir Naumov*

**Abstract:** the article outlined the problems of employment and satisfaction with the training of graduates of the Geological Faculty of Perm State University. The paper notes that working conditions, the level of wages and the practical skills required for employees often do not meet the expectations of newly minted specialists. The authors gave recommendations to increase the level of student satisfaction with learning.

**Keywords:** geology, university graduates, employment, employment, income level, satisfaction with training.

**Введение.** В настоящее время в соответствии со «Стратегией развития геологической отрасли РФ до 2030 г.» [1], отрасли не хватает около 20 тысяч инженерно-технических работников. На сегодняшний день отрасль обеспечена квалифицированными специалистами только на 13%. При дефиците в 20 тысяч человек, все вузы страны выпускают примерно 3,5 тысячи специалистов в области прикладной геологии в год. Выходит, что даже через 10-15 лет вузы не будут в состоянии ликвидировать нехватку специалистов. Однако в число приоритетов инновационного развития России, обозначенных Правительством страны, геологоразведка не вошла. Соответственно, Министерство науки и высшего образования Российской Федерации не рассматривает подготовку кадров для геологической отрасли в числе приоритетных. В связи с чем сложившаяся ситуация носит парадоксальный характер. Так, с одной стороны, в Правительственном документе зафиксирован факт дефицита кадров, а с другой – заказ на подготовку кадров минимальный.

Нехватка специалистов в области геологии обусловлена активным развитием новых месторождений по всей стране. В то время как при наличии бюджетных мест и низком конкурсе в вузах, программу обучения могут осилить далеко не все студенты. Сама программа при активном развитии технологий в добывающей отрасли быстро устаревает, а внеучебная работа со студентами зачастую не соответствует потребностям обучающихся. Необходимость изменений в области геологического образования с каждым днем имеет все большую актуальность.

**Цель исследования** – оценка эффективности качества образования в ПГНИУ путем анализа трудоустройства и удовлетворенности обучением выпускников геологического факультета 2021 года.

**Методика исследования.** Центром карьеры «Alma mater» ПГНИУ в 2022 году был проведен социологический опрос о качестве профессиональной подготовки, перспективах трудоустройства и дальнейшего карьерного роста среди выпускников вуза 2021 года. В опросе приняло участие 118 человек, являющиеся выпускниками 10 факультетов ПГНИУ. Представители геологического факультета составили почти 30% анкетированных (35 человек).

**Трудоустройство.** По результатам исследования 80% опрошенных уже имеют опыт работы по специальности на момент выпуска из университета, при этом около 71% выпускников трудоустроены в различных сферах жизнедеятельности. Но на вопрос о том, связана ли данная работа со специальностью, на которой вы обучаетесь, лишь 43% процента дали положительный ответ.

Данные на рис. 1 демонстрируют процентное соотношение предполагаемого географического перемещения выпускников после окончания вуза с целью трудоустройства и дальнейшего проживания. Наблюдается, что большая часть респондентов планируют начать свою карьеру в г. Пермь и Пермском крае (60%), при этом 31% выпускников желают уехать в другие регионы страны и лишь 9% опрошиваемых рассматривают возможность трудиться, уехав в другие страны. Таким образом, 40% опрошенных могут в ближайшее время покинуть регион.



Рис. 1. Предполагаемая география трудоустройства выпускников

Сложившийся высокий процент трудовой миграции может обуславливаться следующими причинами:

- 1) недостаточное количество или отсутствие подходящих рабочих мест в регионе;
- 2) уровень жизни населения (развитие инфраструктуры, качество социальных услуг, транспортная доступность и др.) не соответствует желаемому;
- 3) низкий уровень оплаты труда в сравнении с другими регионами/странами и др.

Данные, полученные на рис. 2, отвечают на вопрос о том, какой размер заработной платы выпускники планируют получать после окончания университета. До 30 тыс. рублей за свои трудовые обязанности готовы получать лишь 3% выпускников геологического факультета ПГНИУ. От 30 до 50 тыс. рублей рассчитывают зарабатывать 26% респондентов. Наибольший показатель наблюдается на уровне дохода от 50 до 70 тыс. рублей – 40% опрошенных выпускников. Самый высокий уровень дохода из представленных, более 100 тысяч рублей, желает получать 31% респондентов. Стоит отметить, что по данным Федеральной службы государственной статистики по Пермскому краю, среднемесячная номинальная начисленная заработная плата работников за январь 2022 года сложилась в размере 45 151 руб., в целом по России данный показатель на тот же период времени составляет 55 717 руб. [2].

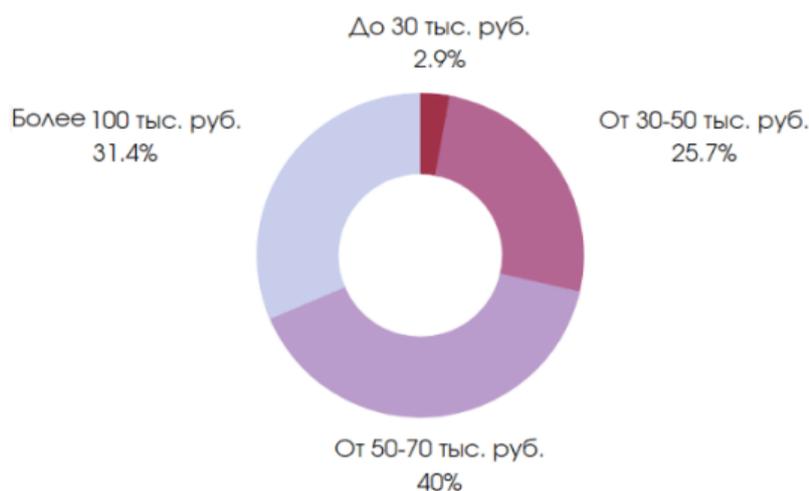


Рис. 2. Желаемый уровень заработной платы выпускников

В настоящее время среднее значение уровня доходов выпускников геологического факультета ПГНИУ в месяц не превышает 40 900 руб., что расходится с ожиданиями большинства опрошиваемых. Добиваться достойного вознаграждения за свой труд больше половины выпускников (69%) будут в качестве наемного работника в государственных и коммерческих организациях и, соответственно, 31% видят себя в статусе самозанятых либо владельцев собственного бизнеса.

**Удовлетворенность обучением.** Немаловажным фактором при подготовке выпускников к трудовой деятельности является соответствие знаний и навыков, полученных в процессе обучения, предъявляемым требованиям работодателей. Данный показатель было предложено оценить респондентам по таким критериям как: «полностью соответствует», «не хватает практических навыков», «не хватает теоретических навыков», «не хватает и практических и теоретических навыков». Нами было выявлено, что 57% респондентов констатируют нехватку в большей мере именно практических навыков на стадии получения образования для более успешного трудоустройства, но при этом теоретическое обучение в рамках вуза имеет достаточно высокий уровень (лишь 3% выпускников отметили низкий уровень теоретических навыков). Треть участников опроса (34%) определили, что удовлетворенность обучением полностью соответствует их ожиданиям, противоположного мнения придерживается лишь 5% респондентов.

Если говорить о том, насколько в целом респонденты удовлетворены обучением в университете, то данный показатель на геологическом факультете ПГНИУ составляет 3,897 балла из 5-ти. Далее была произведена оценка по 26 специально отобраным параметрам (рис.3) по шкале от 1 до 5. Откуда выяснилось, что усредненный показатель по категориям составляет 4 балла из 5-ти, коррелируя с общим уровнем удовлетворенности. Для более детального исследования были отобраны 5 из 26 категорий оценки, которые напрямую были связаны с темой трудоустройства выпускников. Оказалось, что в число удовлетворительных параметров вошла лишь одна категория под названием «Профессиональное самоопределение», оценка которой составила 4,2 балла. Остальные 4 показателя попали в категорию неудовлетворительных, т.к. их значения не превысили в среднем 3,7 баллов.



Рис. 3. Уровень удовлетворенности выпускников по категориям

Для повышения уровня показателей, которыми остались не удовлетворены респонденты, авторами были предложены следующие меры:

1. Получение профессиональных умений и навыков, включающая в себя разработку и проведение тренингов, курсов, направленных на развитие профессиональных навыков, привлечение студентов к участию в дискуссиях, деловых играх и др.
2. Повышение конкурентоспособности на рынке труда: создание на базе университета исследовательских консорциумов и консалтинговых центров, увеличение числа учебных стажировок студентов, участие в программах кооперации [3].
3. Сотрудничество с компаниями-работодателями: привлечение к учебному процессу ведущих специалистов и руководителей организаций, развитие взаимодействия организаций, участвующих в процессе трудоустройства выпускников [3].
4. Помощь при планировании карьеры, развитие «Центра карьеры» ПГНИУ и внедрение новых технологий при работе со студентами и выпускниками.

**Заключение.** Качество образования в Пермском государственном университете остается на удовлетворительном уровне, но некоторые показатели требуют внесения ряда изменений в университетскую работу со студентами в целом. Так, в статье отмечается, что довольно значительная часть студентов не планирует работать по специальности и в регионе обучения. Кроме того, студенты не до конца удовлетворены сложившимися в регионе условиями труда. Назрела также потребность в увеличении эффективности комплексной помощи студентов при трудоустройстве.

Таким образом, анализ проведенного социологического исследования дал целый ряд наглядных показателей эффективности работы университета по трудоустройству выпускников геологического факультета ПГНИУ и позволяет утверждать, что университет содействует студентам в выборе места трудоустройства. Помимо этого, выявлены некоторые проблемы, проработка которых позволит повысить, представленные в статье, показатели и увеличить количество выпускников, которые сразу после окончания учебного заведения смогут в полной мере реализовать свой профессиональный потенциал.

### ***Литература***

1. *Распоряжение Правительства РФ от 21 июня 2010 г. N 1039-р «Стратегия развития геологической отрасли до 2030 года». Министерство природных ресурсов Российской Федерации. 2010. С. 25.*
2. *Заработная плата работников предприятий Пермского края по видам экономической деятельности за январь 2022 года. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://permstat.gks.ru/news/document/159496> (дата обращения: 01.04.2022).*
3. *Дмитриева, Ю. А. Повышение уровня конкурентоспособности выпускников вузов по специальности «Управление персоналом» на рынке труда: дис.. канд. экон. наук / Ю. А. Дмитриева. – М., 2010. – 175 с.*

## ФИЛОСОФСКИЕ АСПЕКТЫ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

**Голдырев Виталий Николаевич**

*Пермский государственный национальный исследовательский университет (ПГНИУ),  
аспирант, г. Пермь  
e-mail: vg121297@yandex.ru*

**Буйневич Вячеслав Станиславович**

*Пермский государственный национальный исследовательский университет (ПГНИУ)  
студент 3 курса, г. Пермь  
e-mail: buynevich.95@mail.ru*

**Кожанов Дмитрий Дмитриевич**

*Московский государственный университет имени М. В. Ломоносова (МГУ)  
аспирант, г. Москва  
e-mail: dimitriykozz@gmail.com*

**Научный руководитель:** д.г.-м.н., профессор, Наумов Владимир Александрович

**Аннотация:** В статье рассматривается взаимодействие человека и природы на примере недропользования в рамках и на методологической базе уже имеющейся научно-философской концептуализации. Приведены историко-философские аспекты взаимодействия человека и природы. Рассмотрено влияние социальных факторов на развитие техногенеза. Предложена новая концепция недропользования – управление геологическими процессами на основе природоподобных технологий.

**Ключевые слова:** философия, техногенез, человечество, природа, недропользование.

## PHILOSOPHICAL ASPECTS OF SUBSURFACE USE

**Vitaliy Goldyrev,**

*Perm State University,  
Post-graduate Student, Perm,  
e-mail: vg121297@yandex.ru*

**Vyacheslav Buinevich**

*Perm State University,  
3rd year student, Perm  
e-mail: buynevich.95@mail.ru*

**Dmitry Kozhanov**

*Moscow State University (MSU)  
Post-graduate Student, Moscow  
e-mail: dimitriykozz@gmail.com*

**Research Supervisor:** doctor of geology and mineralogy, professor Vladimir Naumov

**Abstract:** The article examines the interaction of man and nature on the example of subsurface use within the framework and on the methodological basis of the already existing scientific and philosophical conceptualization. The historical and philosophical aspects of the interaction of man and nature are given.

The influence of social factors on the development of technogenesis is considered. A new concept of subsurface use is proposed – management of geological processes based on nature-like technologies.

**Keywords:** philosophy, technogenesis, humanity, nature, subsurface use.

**Введение.** Способ существования человека заключается в преобразовании природы и самого себя. Именно благодаря практической деятельности человек может создать условия своего существования и удовлетворить свои потребности. Человеку для продолжения своей жизни нужно есть, пить, одеваться, иметь крышу над головой и так далее. Но предметы, с помощью которых мы можем удовлетворить эти потребности, не даны в природе в готовом виде. Поэтому человеку необходимо их создать путем преобразования природы, практической (трудовой) деятельности. Благодаря такому преобразованию, человек создает предметы, которые его окружают (культуру), составляют условия его жизни и позволяют удовлетворять потребности.

В настоящее время, стоит признать, что человек обладает колоссальной «материальной силой», которую он может использовать в различных целях – созидательных и разрушительных. И существование человека зависит от того, как он пользуется своей силой. Человек становится регулятором жизни на Земле. Однако, как заметил А. Печчеи: «Человек все еще не понимает ни своей «новой роли», ни своего места в изменившемся мире».

**Цель исследования** – изучить и обобщить имеющийся материал темы взаимодействия человека и природы (на примере недропользования) в рамках и на методологической базе уже имеющейся научно-философской концептуализации в отечественной литературе. **Задача работы** – систематизировать основные положения и идеи, проблемы и их решения, обозначенные ведущими специалистами.

**Историко-философский аспект исследуемого вопроса.** До XIX века тема «человека и природы» исследовалась почти исключительно в рамках философии. Не были систематизированы соответствующие факты. Не проводилась классификация форм воздействий человека на природу. Не исследовались закономерности и конечные результаты этих воздействий.

На первых этапах формирования новой (капиталистической) общественной структуры преобладает идея подчинения природы человеку. В это время проявляются новые, более мощные орудия труда, более совершенные технологии, идет освоение новых территорий, складываются новые производственные отношения. Это, можно сказать, героический период, когда человек ощущает свою силу и проявляет ее. Более полно осваивая природные ресурсы, человек на деле познает свое могущество перед окружающей природой. И лишь позже суждено ему почувствовать печальные последствия первых достижений.

В конце XIX века благодаря работам Ч. Лайеля, Д. Пэджа, Ч Кингсли и, главное, обобщающей монографии Г. Марша «Человек и природа, или о влиянии человека на изменение физико-географических условий природы», стала разрабатываться проблема геологической деятельности человечества методами наук о Земле. Человечеству было определено место в ряду геологических сил как одному из явлений природы, хотя и очень своеобразному по своей внутренней структуре, движущим силам.

Концептуально-философская постановка проблем развития и изучения техногенеза относится к началу – первой половине XX в. Ученые (В.И. Вернадский, А.Е. Ферсман, Е. Фишер, Р.Шерлок) обобщают сведения о геологической деятельности людей на планете. Ученые оценивали геологическую деятельность человека в разных аспектах. В 20-30-е годы XX в. были заложены основы ноосферного развития человечества, техногенного воздействия человека на геосферу и техногенного преобразования геосферы. Впервые проблема ноосферы (как сферы взаимодействия общества и природы, в границах которой разумная человеческая деятельность становится определяющим фактором развития) была сформулирована в работах Э. Зюсса и Э. Ле Руа, а затем частично поддержана и развита в дальнейшем П. Тейяр де Шарденом и В. И. Вернадским.

В 1970-е новый импульс геохимия техногенеза получила в работах А. И. Перельмана «Геохимия ландшафтов» [1]. Развивая идеи и методы геохимии ландшафтов и общей геохимии гипергенеза,

он включил в область научного изучения и техногенные процессы. Интересной попыткой распространения системного подхода в геологическом знании является работа Крутя И.В. «Введение в общую теорию Земли» [2]. Учение о системах создает методологическую основу изучения техногенеза различными науками.

Впервые понятие «комплексное освоение» недр было сформулировано академиком Н.В. Мельниковым [3]. Развивая смысл этого понятия, ученый отмечал, что проблема повышения комплексности использования минерального сырья включает в себя также рациональное использование отходов горнопромышленного производства, в которых полезных компонентов часто бывает больше, чем в разрабатываемых полезных ископаемых. Отходы горнопромышленного производства (хвосты обогатительных фабрик, отвалы вскрышных пород, шламы и шлаки металлургических заводов, золы тепловых электростанций) часто имеют высокую промышленную ценность.

Затем академик М.И. Агошков среди ресурсов земных недр выделяет техногенные месторождения, как вторичные минеральные ресурсы, связанные с деятельностью человека [4]. Продолжением этих идеи послужило понятие «техногенные россыпи» Н.А. Шило [5], которые возникают в результате неизбежных потерь полезного ископаемого в процессе отработки месторождений. На основе его «Учения о россыпях» возникает новое учение «Геология техногенно-минеральных образований» [6]. Техногенно-минеральные образования (ТМО) являются результатом геологической и горнотехнической деятельности человечества. Формирование ТМО обусловлено процессами физического, химического и биохимического выветривания и преобразования, где роль геологического агента выветривания выполняет человек, вооруженный техникой. Иными словами, техногенные процессы аналогичны природным, однако скорость формирования техногенных объектов на порядки быстрее (рис. 1).

Одним из основных направлений учения «Геология техногенно-минеральных образований» является концепция управления геологическими процессами с целью создания природой или человеком новых рудных объектов из техногенных осадков. Данный процесс носит название «техногенный рудогеоз» В.А. Наумов [7].

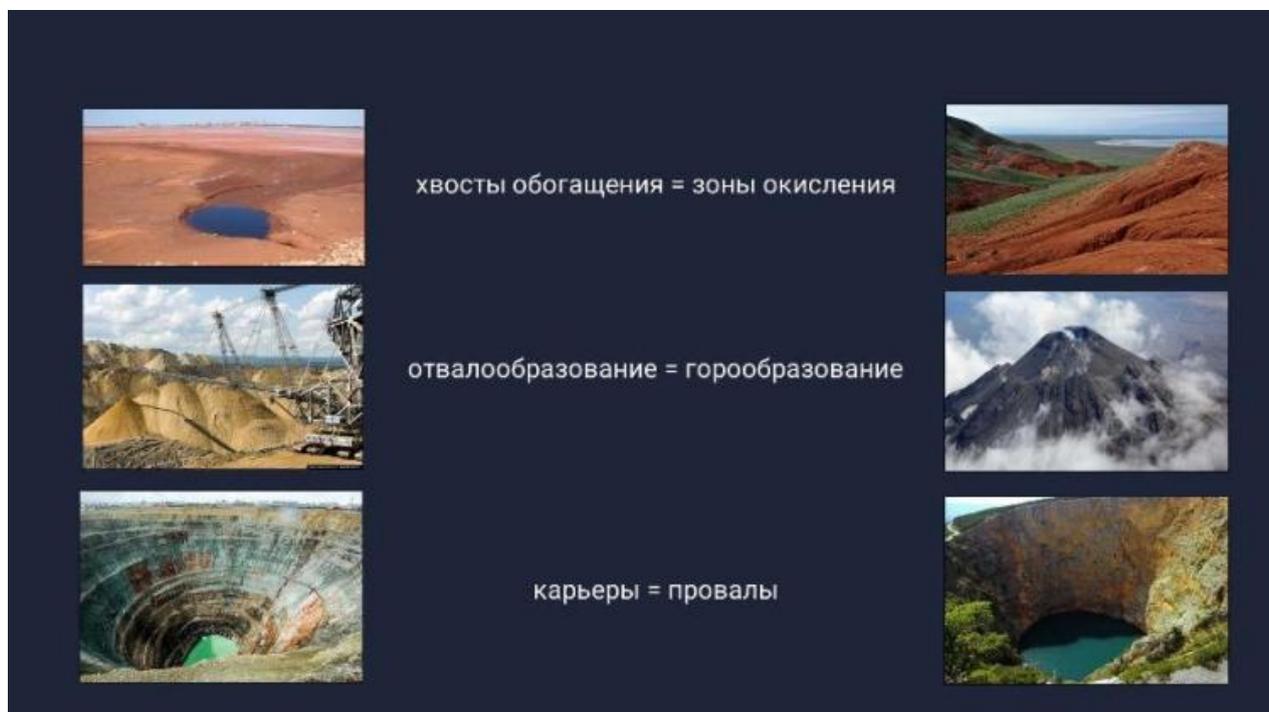


Рис. 1. Аналогичность природных и техногенных процессов

Взаимоотношение человека и природы.

Существование человечества через преобразование природы и самого себя происходит из онтологического строения мира. Материя – это объективная реальность, существующего вне и независимо от нашего сознания. Материя не однородна. На сегодняшний день нам известно 4 основных формы материи. Это физическая, химическая, биологическая и социальная формы материи. Их различие и иерархия основывается на разнице в степени сложности объектов, принадлежащих этим формам материи. Атом сложнее электрона, химическое соединение сложнее атом, живая клетка сложнее химических веществ, а человек (социальная) сложнее всего этого. Сложность – это богатство содержания, единство многообразия. Она определяется количеством элементов, связей и свойств какого-либо объекта. В этом смысле живая клетка сложнее атома потому, что в ее структуре обнаруживается намного больше разных элементов, связей между ними, а также свойств, которые она проявляет. Человек и общество здесь оказываются представителями социальной формы материи. Хотя и включают в себя элементы других, низших форм материи, как уровни своей организации. В человеке, например, есть химические элементы, атомы, живые клетки, но они существуют как уровни одного объекта, социально-интегрального существа – человека. Они пространственно неразделимы.

Формы материи имеют разную сложность, их отношения можно представить, как отношения низшего (менее сложного) и высшего (более сложного). «Отношения низшего и высшего в мировой паутине имеют две формы. Во-первых, – «горизонтальную», когда их участниками являются отдельные объекты разной сложности. Во-вторых, – «вертикальную», когда низшее и высшее неразделимы в пространственно-временном отношении и связаны как уровни одного и того же предмета, что исключает их подобное взаимодействие. С некоторыми упрощениями горизонтальные отношения можно считать системообразующими для комплексных форм материи, а вертикальные – для основных ее форм». В комплексных формах материи предметы разной сложности существуют обособленно друг от друга, они пространственно отделены. Биосфера – яркий пример комплексной формы материи. В ней существуют и взаимодействуют предметы разной сложности. Физические объекты, химические, биологические и социальные как-то взаимодействуют между собой, связи между ними имеют горизонтальный характер. А, например, в человеке химической, физическое и социальное существуют как уровни организации одного социального, в данном случае, объекта. Связи между ними имеют горизонтальный характер [8].

Но какого отношения объектов разной сложности в рамках комплексной формы материи? «Значит, высшие из основных форм должны – подобно рассмотренным отношениям в ряду комплексных форм – существенно определять природу включающих их систем. Именно это отличает, например, живое как геологическую силу, во многом определяющую, согласно В.И. Вернадскому, строение земной коры». Как высшее внутри одного объекта подчиняет себе низшее. Например, биологическое в человеке подчинено его социальному способу существования. Так и в комплексной форме материи высшие объекты определяют существование низших. Человеческое общество, как социальная форма материи, определяет существование объектов низших форм материи в рамках комплексной формы материи, в которой они существуют. Именно поэтому человек воздействует на природу, преобразовывает ее и определяет ее существование.

Социальные факторы недропользования. По нашему мнению, одним из важнейших аспектов глобального техногенеза, связан с социальными факторами. Поэтому было бы ложно утверждение, что геологическая деятельность человечества полностью находится вне зоны общественных и государственных отношений. Так в условиях социалистической и капиталистической систем хозяйства геологическая деятельность по своей внутренней сущности, движущим силам и другим закономерностям имеет принципиальные, значительные различия. Однако стоит заметить, что различия в подходах к недропользованию не означают, что следует рассматривать отдельно проявления техногенеза при социализме и при капитализме, исключая проблему глобального техногенеза.

Система недропользования различных стран напрямую зависит от общественно-экономической формации, и определяет уровень жизни населения. Ярким примером является недропользование Норвегии, в основу законодательства которой положен социал-демократический вариант доктрины

«государства всеобщего благоденствия». Нефтедобыча в стране сверхприбыльна и служит источником природной ренты, поэтому нефтяная отрасль облагается специальным налогом в размере 50% от прибыли недропользователя. Обычный налог на прибыль корпорации составляет 28%. Нефтяной фонд Норвегии аккумулирует прибыль от нефтедобычи, а затем на личный счет каждого норвежца поступают соответствующие отчисления. Другая часть нефтяных доходов направляется на развитие и модернизацию отраслей народного хозяйства. Это позволяет стране избежать внешней задолженности. Расходование средств Нефтяного фонда находится под жёстким контролем парламента – Стортинга [9]. В таком случае недра государства являются достоянием нации, и подлежат использованию на благо сегодняшнего и будущих поколений страны. Неудивительно, что Норвегия является мировым лидером по индексу человеческого развития.

Необходимо принять тот факт, что государственная собственность не должна означать примитивную концентрацию собственности в руках государства. Государственная собственность это, прежде всего, ее социализация на демократической основе. Главная цель не извлечение прибыли, а выполнение социальной миссии. Поэтому государственная собственность недр в Норвегии отличается высокой экономической и социальной эффективностью. В условиях «социальной экономики» недропользование становится ключевым ее сектором, гарантом национальной безопасности страны [10].

Новая концепция недропользования.

А. Эйнштейн считал [11], что задача ученого – «вывести у природы четко формулируемые общие принципы, отражающие определенные общие черты совокупности множества экспериментально установленных фактов». Современная наука связана с теоретическими исследованиями, с познанием мира, с логическими системами, классифицирующими факты и находящими закономерности в этих классификациях; с личностями и коллективами, осуществляет эту работу. Познание законов природы и воздействие на природу в соответствии с ее законами – первостепенная задача человечества.

Развитие науки уже поставило перед практикой актуальную задачу. Ее суть в необходимости перехода к иной форме связи между общественным производством и природой. Использование природных ресурсов необходимо переводить на замкнутый (безотходный) цикл. Человечество должно научиться управлять им, чтобы достигнуть правильного соотношения между быстрым развитием технологии производства и максимальным сохранением естественной среды.

При разработке системы производства необходимо руководствоваться двумя основными принципами:

1. Комплексное и полное использование первичных ресурсов.
2. Доведение отходов производства до такого состояния, чтобы они могли быть использованы целиком или могли ассимилироваться в природной среде без изменения ее естественного состояния.

Президент России Владимир Путин на пленарном заседании 70-й сессии Генеральной Ассамблеи ООН 28 сентября 2015 г. отметил, что «внедрение принципиально новых природоподобных технологий, которые не наносят урон окружающему миру, а существуют с ним в гармонии и позволят восстановить нарушенный человеком баланс между биосферой и техносферой». Это значит, что переход к природоподобной экономике посредством разработки и внедрения природоподобных технологий в самом широком понимании этого термина должен стать важнейшим комплексным научно-техническим и социо-эколого-экономическим проектом России на XXI век [12].

Природоподобные технологии могут быть внедрены в недропользование, и рассматриваться как осознанное управление геологическими процессами (рис. 2). Благодаря изменению условий геологической среды человек сможет ускорять и усиливать природные процессы разрушения, переноса, дезинтеграции, аккумуляции полезных компонентов [13]. Иными словами, на данный момент человечество способно «выращивать» полезные ископаемые также как сельскохозяйственные культуры. Процессы «создания» месторождений аналогичны природным, однако скорость формирования техногенных объектов многократно выше, чем в их природных аналогах.

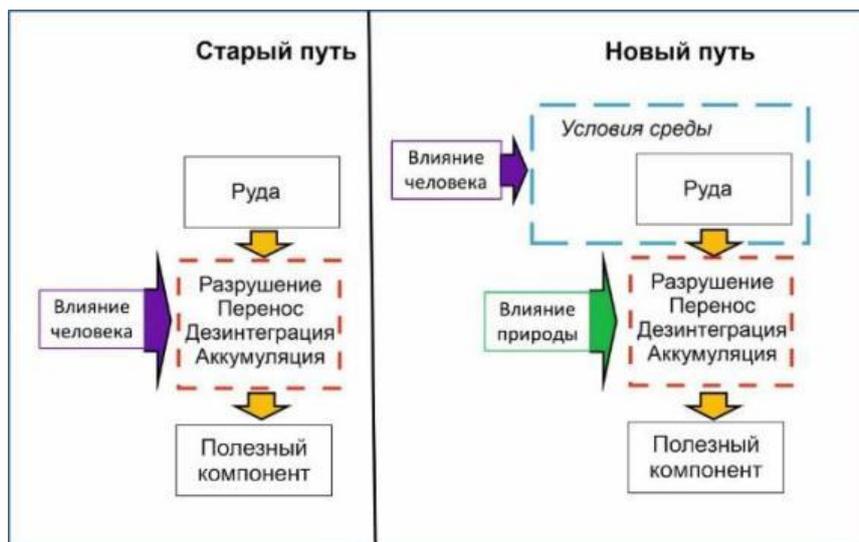


Рис. 2. Сравнение старой и новой системы добычи полезных ископаемых

#### Заключение.

В зависимости от уровня общественных отношений и экономического развития, от исторического этапа цивилизации и господствующей идеологии человека считает себя то властелином природы, то ее рабом. На формировании подобных взглядов сказывается общественная структура. Так, в классовом обществе, где существуют жесткие связи типа господство-подчинение, предполагается аналогичная связь между природой и человеком.

Действительно, техногенез выступает как геологическая сила, казалось бы, неостановимая, приводящая в движение гигантские массы вещества. И остается надеяться только на сознание человека. «Мысль не есть форма энергии, – писал В.И. Вернадский – Как же она может изменять материальные процессы?». Однако мысль формирует сознание человека, помогает ему лучше раскрыть свои возможности, открывает ему новые пути освоения мира. Она сказывается на его поступках и действиях, направляя деятельность человека. Эта деятельность, в свою очередь, тысячекратно усиливается с помощью техники. Поэтому человек остается связующим звеном между духовным миром идей и материальным миром геологической реальности.

#### Литература

1. Перельман А.И. *Геохимия ландшафта*. – М.: Географгиз, 1961. – 392 с.
2. Круть И.В. *Введение в общую теорию Земли*. М. Мысль 1978. 368 с.
3. Мельников Н.В. *Научные проблемы рационального использования минеральных ресурсов СССР*. М.: Наука, 1969. 365 с.
4. Агошков М. И. *Развитие идей и практики комплексного освоения недр* // *Горный журнал*. 1984. № 3. С. 2–6.
5. Шило Н.А. *Учение о россыпях*. М.: Изд-во Академии горных наук, 2000. 632 с.
6. Наумов В.А., Наумова О.Б. *Научные основы геологии техногенно-минеральных образований* // *Геология и полезные ископаемые Западного Урала*. 2017. № 17. С. 16-20.
7. Наумов В.А. *Минерагеня, техногенез и перспективы комплексного освоения золотоносного аллювия*. Автореф. дис. ... док-ра геол.-мин. н., Пермь: ПГУ, 2010, 42 с.
8. Барг О. А. *Системный подход, философия и естествознание: монография* / Перм. гос. нац. исслед. ун-т. – Пермь, 2018. – 112 с.
9. Лунькин А. Н. *Особенности правового регулирования недропользования в странах с государственной собственностью на недра*//*Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2015. № 4. С. 60-64.

10. Букреев В.В., Лунькин А.Н., Рудык Э.Н. Природно-ресурсный комплекс России: что делать с собственностью, учитывая мировой опыт и императивы геополитики//Геология и разведка. 2016. № 6. EDN: XGVGKD.

11. Эйнштейн А., Инфельд Л. Эволюция физики. Развитие идей от первоначальных понятий до теории относительности и квантов. Пер. с англ. – М.: Наука, 1965. -327 с.

12. Касьянов П.В. О переходе к природоподобной экономике на основе новой научной парадигмы посредством "прорывных" и природоподобных технологий // В сборнике: Россия: Тенденции и перспективы развития. Ежегодник. Ответственный редактор В.И. Герасимов. 2019. С. 503-508.

13. Наумов В.А., Фиоруччи А., Голдырев В.В., Брюхов В.Н., Фетисов В.В. Научные основы управления геологическими процессами в техногенно-минеральных образованиях // Международный научно-исследовательский журнал. 2018. № 9-1 (75). С. 89-92.

*Сборник научных трудов «Геология в развивающемся мире»*

**XV СБОРНИК НАУЧНЫХ ТРУДОВ  
«ГЕОЛОГИЯ В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ»**

**РАЗДЕЛ 2:  
МИНЕРАЛОГИЯ, ГЕОХИМИЯ И ПЕТРОГРАФИЯ**

*XV COLLECTION OF SCIENTIFIC PAPERS  
«GEOLOGY IN THE DEVELOPING WORLD»*

**Section 2:  
Mineralogy, geochemistry and petrography**

## ОСОБЕННОСТИ МИКРОПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА ПЕСЧАНЫХ НЕФТЯНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

*Кузин Даниил Андреевич*

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,*

*студент 4 курса, г. Пермь*

*e-mail: danilkuzin15@gmail.com*

*Научный руководитель: доктор геолого-минералогических наук., профессор,*

*Борис Михайлович Осовецкий*

**Аннотация:** Обобщены литературные материалы по микропустотам песчаных нефтяных коллекторов. Изучены особенности микропустотного пространства коллекторов на примере нескольких месторождений. Описаны аншлифы со «свежим сколом» на сканирующем электронном микроскопе JSM 6390LV. Проведено микрофотографирование разных типов пустот.

**Ключевые слова:** микропустоты, песчаные нефтяные коллекторы, электронная микроскопия, наноминералогия, микрофотографирование.

## FEATURES OF THE MICROVOID SPACE OF SANDY OIL RESERVOIRS

*Kuzin Daniil Andreevich*

*Perm State National Research University,*

*4<sup>th</sup> year student, Perm*

*e-mail: danilkuzin15@gmail.com*

*Scientific supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor,*

*Boris Mikhailovich Osovetsky*

**Abstract:** The features of the microvoid space of sandy oil reservoirs are studied on the example of several fields, as well as by selecting the theoretical part from articles and various publications. As an example, the slots on the scanning electron microscope JSM 6390LV are studied. During the research, theoretical materials are found, different types of voids are described and photographed.

**Keywords:** microvoids, sandy oil reservoirs, electron microscopy, nanomineralogy, microphotography.

### Введение

Песчаники являются одними из наиболее распространённых нефтяных коллекторов, что обусловлено их высокой пористостью и проницаемостью. Современные классификационные схемы коллекторов нефти и газа основаны на генетических, физических и других характеристиках. Они применяются для относительной оценки запасов в залежах и прогнозирования эффективности разработки месторождений.

Нефтеносностью коллекторов в основном определяется особенностью их пустотного пространства. Все типы микропустот в песчаных коллекторах разделены на две основные группы: поровые и трещинные.

К поровым микропустотам относят микрокаверны, межзерновые и внутрезерновые пустоты в обломочном каркасе, межагрегатные и внутреагрегатные пустоты в цементирующем веществе. Размеры зерен обломочного каркаса, как правило, мелко- (0,25-0,1мм) и среднеспесчаные (0,5-0,25мм). В песчаных коллекторах обломочный каркас чаще всего сложен кварцем и палевым шпатом. По веще-

ственному составу цемент бывает глинистым, карбонатным, фосфатным, железистым и др. Наиболее характерными типами пустот в нем являются внутриагрегатные, межагрегатные и межзерновые.

Трещинные пустоты бывают сквозными, внутризерновыми и межзерновыми. Микротрещины подразделяются на полые и залеченные. По форме выделяются прямолинейные, извилистые и ветвящиеся. [6,7,8].

В настоящее время методы количественного исследования микропорового пространства пород, среди которых метод растровой электронной микроскопии, микротомографии и катодолюминесценции все шире применяются в нефтяной геологии [4]. Среди методов изучения их пустотного пространства особое место занимает исследование пустот на микроскопическом уровне. Объектом изучения являются образцы песчаника из разных нефтяных месторождений Пермского края и Западной Сибири. Использовано оборудование Центра коллективного использования ПГНИУ (сканирующий электронный микроскоп JSM 6390LV с энергодисперсионным спектрометром INCA Energy 350). При изучении аншлифов под электронным микроскопом в диапазоне увеличения от 250 до 6000 крат были выявлены различные типы пустот, описаны их особенности и приуроченность к определенным структурным элементам песчаника.

#### **Характерные особенности пустот песчаных коллекторов**

Микрокаверны. Каверны – пустоты значительного размера в горной породе, неправильной или округлой формы, образовавшиеся в результате выщелачивания горной породы. В отличие от пор в кавернах гравитационные силы преобладают над капиллярными. Обычно к кавернам относят пустоты с линейными размерами более 13 мм. В отличие от них, микрокаверны имеют размерность менее 2 мм и являются самыми крупными микропустотами в песчаниках. Микрокаверны размещаются в породе в различных местах и контролируются разными факторами [9]. В качестве примера приведена микрокаверна размером 150x200 (рис 1) в крупнозернистом песчанике. В полевошпатовых песчаниках они чаще всего наблюдаются в зонах интенсивного выщелачивания. В груоуаках с обломками кислых эффузивов и кремнистых пород обнаруживается сочетание поверхностного растворения в одних участках и регенерация в соседних участках [5].

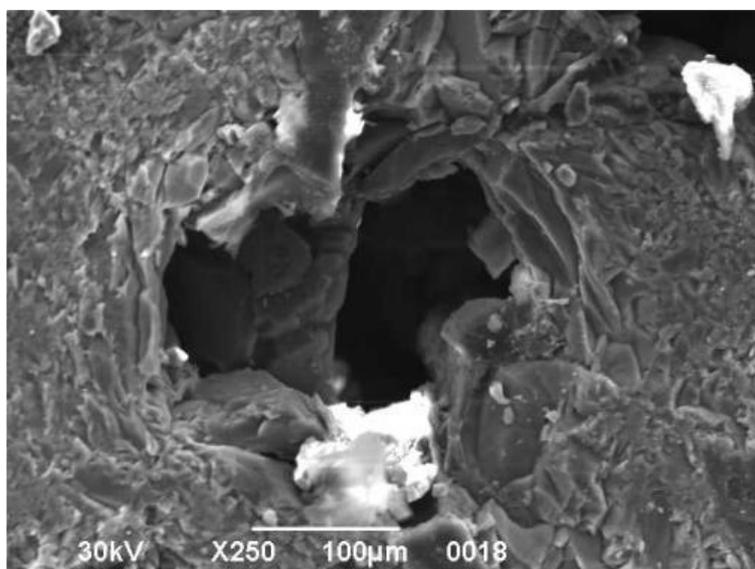


Рис. 1. Микрокаверна в песчаном нефтяном коллекторе

Межзерновые поры. Это поры, повторяющие очертания значительной части зерен основной массы породы. В пористых песчаниках с кварцевым цементом поры располагаются между регенерированными обломочными кварцевыми зернами. Межзерновые пустоты представляют собой промежутки между зернами обломочного каркаса, не заполненными частицами заполнителя и цемента. Форма межзерновых пор определяется видом упаковки, расположением обломочных зерен и др. Межзерновые поры между соседними зернами кварца или полевого шпата имеют щелевидную фор-

му, а между тремя и более – отличаются разнообразием форм. Размеры последних составляют десятки микрометров. Ширина пор между соседними зернами кварца обычно меньше 10  $\mu\text{m}$ , но длина часто превышает 100  $\mu\text{m}$  [1].

Сообщаются межзерновые поры между собой межзерновыми каналами. Частым случаем является совместное существование меж- и внутрезерновых пустот. Для коллекторов губчатого типа, отличающихся обычно высокими коллекторскими свойствами зачастую характерна структура порового пространства смешанного типа, когда пустоты выщелачивания (микрокаверны) и межзерновые поры образуют единую емкостную систему [1].

Внутрезерновые поры. Внутрезерновые поры в нефтенасыщенных песчаниках отмечаются в подчиненном количестве. Они присущи обломкам эффузивов, зернах полевых шпатов и кварца. Внутрезерновая пористость в обломках пород представлена порами с извилистыми границами, иногда образующими тонкую ячеистую сеть, а также щелевидными порами по двойниковым швам и спайности плагиоклазов. В калиевых полевых шпатах они часто близки к изометричным по пертиртовым вроскам. В плагиоклазах распространены щелевидные поры по спайности и двойниковым швам, нередко в зонах катагенетического уплотнения. Образование пустот в данной зоне связано не только с растворением обломков и цемента агрессивными флюидами, но и с сопровождающей этот процесс перекристаллизацией. В частности, микрокристаллитные микропоры формируются в участках кристаллизации каолинита [2,5]. Размеры этих пор достигают 10  $\mu\text{m}$ .

Межагрегатные пустоты. Эти пустоты располагаются в глинистом, карбонатном и в других типах цементирующего вещества. Межагрегатные пустоты разделяют соседние микроагрегаты в цементе. Глинистое вещество в песчанике обычно представлено микроагрегатами каолинита и гидрослюд. Характерными примерами являются поры в агрегатах каолинита типа «книжный домик» (рис. 2). В данных агрегатах основу составляют колоннообразные пакеты каолинита, между которыми присутствуют межагрегатные пустоты. Иногда межагрегатные пустоты наблюдаются в микроагрегатах мелких зерен кварца, их размер составляет около 1  $\mu\text{m}$ . Межагрегатные пустоты, в карбонатном цементе формируются за счет выщелачивания (селективного растворения) неустойчивых компонентов известняков. Нередко этот процесс сопровождается доломитизацией [3,8].

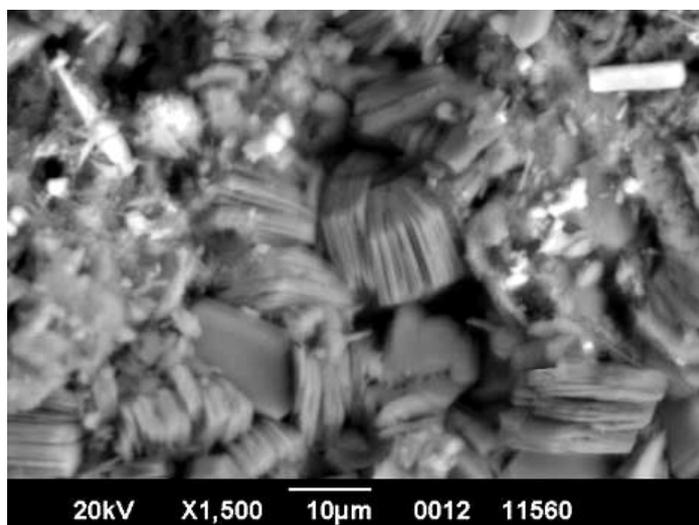


Рис. 2. структура «Книжный домик»

Внутреагрегатные пустоты. Это пустоты, располагающиеся непосредственно внутри агрегатов глинистых частиц. В частности, они представлены промежутками между кристаллами каолинита в структурах типа «книжный домик» (рис 2). Внутрипакетные пустоты – это щелевидные промежутки между отдельными монокристаллами каолинита в колоннах и пустоты извилистой формы между соседними колоннами. Образование таких промежутков является результатом различных мелких дефектов в структуре колонн и пакетов. Размеры их по толщине составляют первые доли микрометра с переходом в краевых частях в наноразмерные. Межпакетные пустоты являются результатом суще-

ствования другого типа дефектов, присутствующих между сближенными соседними разноориентированными пакетами в микроагрегатах. Более крупными являются внутриагрегатные промежутки, которые по размерам соизмеримы с самими пакетами. Они имеют слегка вытянутую, местами призматическую форму, имеют размеры от 5 до 10  $\mu\text{m}$  и немного больше [8].

Микротрещины. Сквозные трещинные пустоты в песчаных коллекторах имеют подчиненное значение. Иногда они заметны даже визуально в образце. Межзерновые трещины располагаются между зернами каркаса и заполнителя, внутрезерновые присутствуют непосредственно в зернах минералов (рис. 6). По форме выделяются прямые, дуговидные, кольцевые, изломанные трещины с гладкими или неровными краями. Угол падения трещин может изменяться от 0 до 90°. По углу падения выделяются горизонтальные (0-5°), пологие (5-20°), слабонаклонные (20-45°), крутые (45-80°), вертикальные (80-90°). Микротрещины имеют довольно разнообразные размеры в длину. В качестве примера приведены микротрещины разного типа в крупнозернистом песчанике [7]. Некоторые из перечисленных типов микротрещин представлены на рисунке 3.

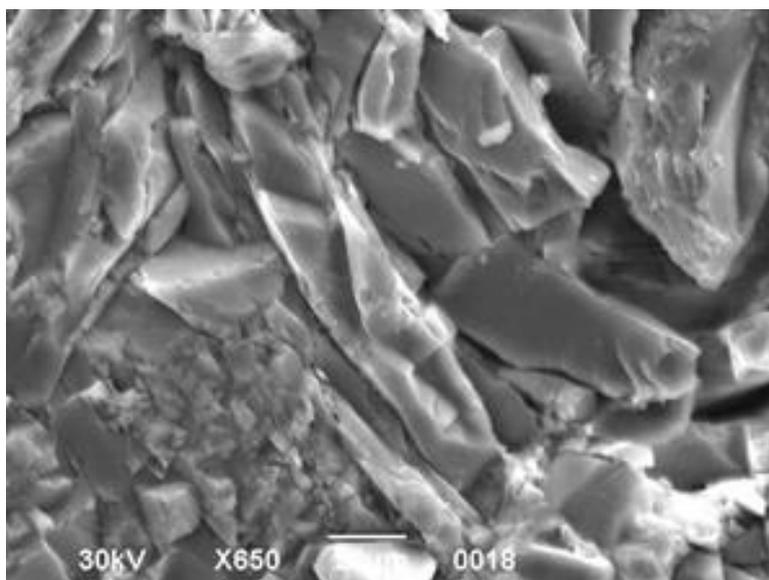


Рис. 3. Микротрещины песчаных нефтяных коллекторов

### Литература

1. Головин К.Б., Головин Б.А., Калинин М.В. Типы и виды коллекторов, учебно-методическое пособие. Саратовский Государственный Университет им. Н.Г. Чернышевского, 2014 год. С – 60.
2. Исаева Е.Р. Геохимические критерии выявления коллекторов и прогноз характера их насыщения на примере отложений Пур-Тазовской нефтегазоносной области (Западная Сибирь) // диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. Национальный Исследовательский Томский Политехнический Университет, 2016 года. С-140.
3. Кольчугин А.Н., Морозов В.П. Учебно-методическое пособие к лабораторным занятиям по курсу «Литология». Казанский Федеральный Университет, 2012 год. С-25.
4. Кузьмин В.А., Скибицкая Н.А. Микроструктурная классификация коллекторов нефти и газа // Актуальные проблемы нефти и газа, Вып. 3(22)2018, 2018 год. С-20.
5. Недоливко Н.М. Эволюция пустотно-порового пространства в зонах водонефтяных контактов // Известия Томского политехнического университета. Томский политехнический университет, 2010 год. С-9.
6. Недоливко Н.М. Курс лекций по дисциплине «нефтегазовая литология». Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2015 год. С-62.
7. Ольховатенко В.Е, Ожогина Т.В., Трофимова Г.И. Методы изучения трещиноватости горных пород // Учебно-методическое пособие для самостоятельной работы по курсу «Инженерная геология». Томск, издательство ТГАСУ, 2015 год. С-80.

8. *Осовецкий Б.М. Катагенетический каолинит в терригенных коллекторах // Проблемы минералогии, петрографии и металлогении. Научные чтения памяти П.Н. Чирвинского: сборник научных статей. ПГНИУ. Пермь, 2020 год. С 129-139.*

9. *Покрепин Б.В. Разработка Нефтяных и Газовых Месторождений, учебное пособие, 2-е издание. Министерство энергетики Российской Федерации. Волгоград: Ин-Фолио, 2010. С – 125.*

## ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРУЮЩЕГОСЯ ГИДРОТЕРМАЛЬНОГО ОРЕОЛА РАССЕЯНИЯ ХАЛЬКОФИЛЬНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ (CU, ZN) В ПРЕДЕЛАХ ГИДРОТЕРМАЛЬНОГО ПОЛЯ АШАДЗЕ-2

*Петров Владимир Антонович*

*Санкт-Петербургский Горный университет, аспирант 2 года обучения, г. Санкт-Петербург  
e-mail: vladimir@spmi-petrov.ru*

*Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор, Судариков Сергей Михайлович*

**Аннотация:** В рейсе № 26 НИС «Профессор Логачев» на гидротермальном поле Ашадзе-2 были установлены 25 станций гидрофизического зондирования с отбором 56 проб воды. Целью этих работ являлось выявление возможной гидротермальной активности и фоновые океанологические и экологические исследования. Анализ проб на атомно-абсорбционном спектрофотометре показал наличие повышенных концентраций взвешенной и растворенной меди и цинка на нескольких станциях вокруг гидротермального источника. Концентрации цинка и меди в гидротермальном растворе, ореоле рассеяния, рудных постройках и отложениях значительно отличаются. В гидротермальном ореоле рассеяния элементы в разном фазовом состоянии (растворенное и взвешенное) обладают отрицательной связью, а в одинаковом – положительной связью.

**Ключевые слова:** Срединно-Атлантический хребет, медь, цинк, Ашадзе-2, гидротермальный плюм, гидротермальный ореол рассеяния, корреляция.

## FEATURES OF THE FORMING HYDROTHERMAL PLUME OF CHALCOPHILIC ELEMENTS (CU, ZN) WITHIN THE ASHADZE-2 HYDROTHERMAL FIELD

*Vladimir Petrov,*

*Saint-Petersburg Mining university, 2<sup>nd</sup> year Post-graduate Student, Saint-Petersburg  
e-mail: vladimir@spmi-petrov.ru*

*Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor, Sergei Sudarikov*

**Abstract:** In voyage 26 of the R/V "Professor Logatchev", 25 hydrophysical sounding stations with 56 water samples were installed on the Ashadze-2 hydrothermal field. The purpose of these works was to identify possible hydrothermal activity and background oceanological and environmental studies. The analysis of samples on an atomic absorption spectrophotometer showed the presence of elevated concentrations of suspended and dissolved copper and zinc at several stations around the hydrothermal source. The concentrations of zinc and copper in hydrothermal solution, plume, ore structures and deposits differ significantly. In the hydrothermal plume, elements in different phase states (dissolved and suspended) have a negative bond, and in the same state they have a positive bond.

**Keywords:** Mid-Atlantic ridge, copper, zinc, Ashadze-2, hydrothermal plume, hydrothermal scattering halo, correlation.

**Введение.** Изначально переносимые гидротермальным флюидом в растворенном состоянии, Cu и Zn обладают низкой стабильностью и, при разгрузке вблизи океанического дна быстро переходят во взвешенное состояние. Оба элемента являются хорошими элементами-индикаторами гидротермальной активности, поскольку в океанической воде их концентрации ничтожны. Этот аспект говорит о важности исследования Cu и Zn для улучшения методов поиска гидротермальных полей.

В ходе 26-го рейса НИС «Профессор Логачев» было проведено комплексное исследование гидротермального поля Ашадзе-2, которое включало в себя в том числе исследование глубинной океанической толщи, где формируются гидротермальные ореолы рассеяния (плюмы). Исследование включало в себя гидрофизическое зондирование и отбор проб океанической воды (для определения концентраций металлов) как из тела плюма, так и из окружающих вод для составления представления о фоновых концентрациях. Целью нашей работы было изучение особенностей формирующихся аномалий цинка и меди в глубоководной части океана. Для этих целей мы провели статистический анализ полученных в ходе химического анализа концентраций цинка и меди.

**Геологические условия поля Ашадзе-2.** Гидротермальное поле Ашадзе приурочено к ультрабазитам (серпентинизированные перидотиты и габброиды) внутреннего океанического комплекса (ВОК) западного борта долины САХ в районе 13° с.ш. В этом районе ранее были обнаружены 6 гидротермальных полей (поле Ашадзе-1,2,3 и 4; поле Коралловое; поле Молодежное) [3, 21].

Ашадзе-2 располагается на глубине 3250-3300 метров [8]. Основная гидротермальная разгрузка приурочена к гидротермальному кратеру на глубине 3260 метров (рис. 1). Данный участок является самым старым из зафиксированных в пределах данного ВОКа, что подтверждается геохронологическими исследованиями сульфидов при помощи уран-ториевого метода [3]. Исходя из этого можно сделать вывод о сложном характере гидротермальной разгрузки, продолжавшейся длительное время. Предположительно, гидротермальный участок Ашадзе-2 представляет из себя часть сложной единой гидротермальной системы поля Ашадзе [16]. Это подтверждается схожими содержаниями газов в гидротермальных растворах участков Ашадзе-1 и Ашадзе-2 [2].

Формирование океанических комплексов связано с активным спредингом [10]. В таком случае, единым каналом для поступления гидротермального раствора может выступать зона детачмента [16], формирующейся при аккреции морского дна [15, 20].

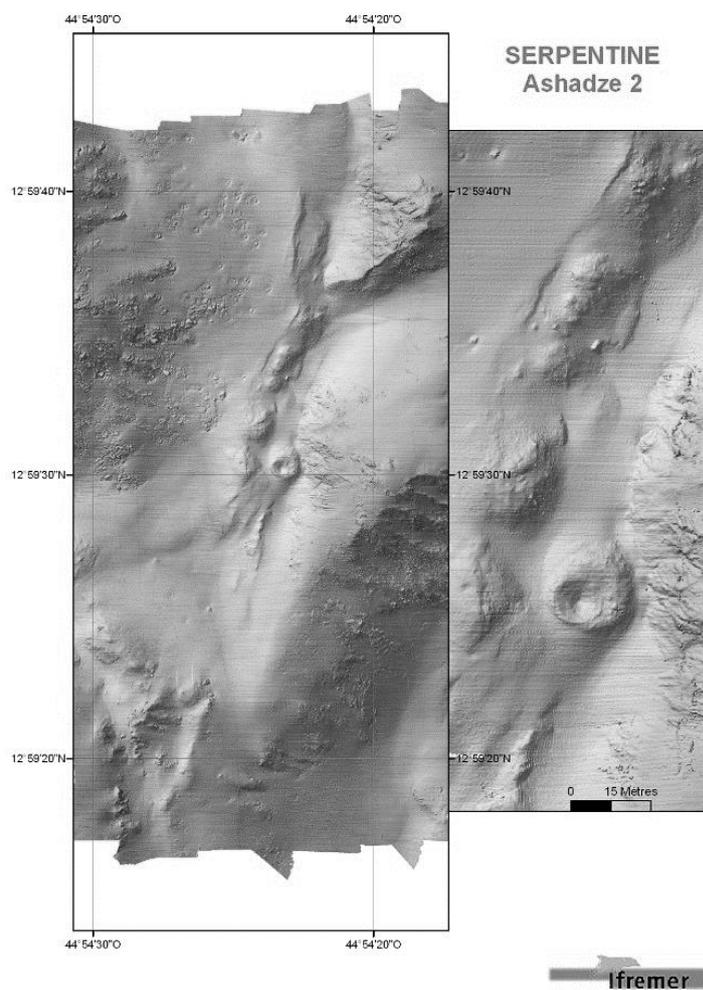


Рис. 1. Батиметрическая карта гидротермального поля Ашадзе-2. Справа – увеличенный участок расположения гидротермального кратера [9]

В пределах поля обнаружены два типа гидротермальных отложений – массивные сульфидные руды с преобладающей медной составляющей и карбонатно-сульфидные трубы. Средний состав руд: Fe – 26%, Si – 11%, Cu – 11%, Zn – 5%, Ca – 8% [9]. Основными минералами отложений являются минералы группы серпентина и тальк. Кратер и гидротермальные отложения характеризуются также присутствием, в основном, изокубанита ( $\text{CuFe}_2\text{S}_3$ ) и халькопирита ( $\text{CuFeS}_2$ ), а также арагонита ( $\text{CaCO}_3$ ) с примазками атакамита ( $\text{Cu}_2\text{Cl}(\text{OH})_3$ ) [16].

**Материалы и методы.** Для исследования водной толщи применялся зондирующий комплекс SBE 911plus, оснащенный кассетным пробоотборником SBE 32 Carousel, укомплектованным двенадцатью 5-литровыми батометрами. Всего было установлено 25 станций зондирования вокруг гидротермального источника. На каждой станции отбиралось от 1 до 12 проб воды на глубинах 2969-3261 м. Общее количество проб – 56. После подъема пробоотборника на борт пробы воды сливались в 5-ти литровые полиэтиленовые канистры и доставлялись в судовую гидрохимическую лабораторию. Для отделения взвесей вся проба фильтровалась под вакуумом через полиядерные фильтры с диаметром пор 0,45 мкм. Концентрации элементов определялись на атомно-абсорбционном спектрофотометре С-115.

**Результаты.** В пределах изучаемого поля минимальные концентрации меди характерны для фоновых значений глубоководной части Атлантического океана, в то время как минимальные концентрации цинка несколько превышают фоновые значения (0,003 мкмоль/л для меди и 0,002 мкмоль/л для цинка) [14, 18].

Проведенный анализ позволил выделить станции с повышенными, высокими и аномальными концентрациями элементов (табл. 1).

Таблица 1

Точки опробования с повышенными, высокими и аномальными концентрациями взвешенной (в) и растворенной (р) Cu и Zn. Курсивом обозначена станция 1527, где отмечены превышения только по одному элементу. Жирным выделена станция 1501-1, где отмечены превышения по трем элементам

Элемент	Elevated	High	Anomalous
$\text{Cu}_p$	1501-2; 1501-4	1499-5	1501-4; 1541
$\text{Cu}_v$	1526-1	1526-1; 1526-5	<b>1501-1</b>
$\text{Zn}_p$	<b>1501-1</b> ; 1501-2; 1501-4; 1541	1501-4	1499-5; 1541
$\text{Zn}_v$	1526-1; 1526-5	<b>1501-1</b>	<i>1527</i>

Аномальные содержания растворенного цинка зафиксированы на двух станциях: 1499-5 – 0,085 мкмоль/л (горизонт 3230 м) и станция 1541 – 0,097 мкмоль/л (горизонт 3088 м); высокие на станции 1501-4 – 0,07 мкмоль/л (горизонт 3185 м); повышенные на 4 станциях: 1501-1 – 0,053 мкмоль/л (горизонт 3205 м), 1501-2 – 0,054 мкмоль/л (горизонт 3221 м), 1501-4 – 0,057 мкмоль/л (горизонт 3105 м), 1541 – 0,059 мкмоль/л (горизонт 3100 м).

Аномальные концентрации взвешенного цинка зафиксированы только на станции 1527 – 0,017 мкмоль/л (горизонт 3102 м); высокие на 2 станциях: 1501-1 – 0,012 мкмоль/л (горизонт 3205 м) и 1526-5 – 0,012 мкмоль/л (горизонт 3163 м); повышенные на станции 1526-1 – 0,009 мкмоль/л (горизонт 3177 м).

Распределение цинка в придонных водах обладает слабым сходством с распределением меди. На большинстве станций повышенные концентрации растворенной меди сопровождаются повышением концентраций растворенного цинка (5 станций из 8). Тем не менее, только на 2 из 6 станций увеличение взвешенной меди сопровождается повышением концентраций взвешенного цинка.

Полученные нами концентрации Cu и Zn в гидротермальном плюме схожи с полученными ранее в пределах полей Лилипут, Логачев, Tiancheng, Longqi, Lucky Strike и Ашаде-1 [4, 6, 12, 13].

Значительная разница в содержании элементов в гидротермальном плюме может объясняться несколькими факторами:

- 1) влияние альтернативных источников меди (например, придонные осадки и т.д.) на состав пробы [6];
- 2) геологические условия гидротермального поля;
- 3) скорость окисления гидротермального флюида;
- 4) первоначальный состав конечного гидротермального раствора;
- 5) расстояние точки отбора пробы от гидротермального источника (опробование восходящего плюма зачастую дает более высокие концентрации элементов) и др.

Далее, нами были определены взаимосвязи между взвешенными и растворенными фазами Cu и Zn в гидротермальном плюме (табл. 2, рис. 2 и 3). Для проведения статистического анализа выбирались пробы, в которых были отмечены повышенные концентрации хотя бы по двум элементам, чтобы исключить влияние окружающих вод. В таблице 2 также приведены результаты корреляционного анализа проб над полем Ашадзе-1, полученных авторами в предыдущих экспедициях.

Таблица 2  
Корреляция между взвешенными и растворенными элементами. Поле Ашадзе-2/поле Ашадзе-1

	Zn <sub>р</sub>	Zn <sub>в</sub>	Cu <sub>р</sub>	Cu <sub>в</sub>
Zn <sub>р</sub>	1,00	<b>-0,68/0,38</b>	<b>0,87/-0,12</b>	-0,59/0,22
Zn <sub>в</sub>		1,00	-0,74/0,24	<b>0,95/0,75</b>
Cu <sub>р</sub>			1,00	-0,60/0,17
Cu <sub>в</sub>				1,00

Полученные данные указывают на тесную связь между микроассоциациями Cu<sub>в</sub>-Zn<sub>в</sub> и Cu<sub>р</sub>-Zn<sub>р</sub>. При этом, между растворенными и взвешенными парами элементов наблюдается отрицательная корреляция, что объясняется переходом растворенной фазы во взвешенную при удалении от источника.

Тесная связь между взвешенными и растворенными медью и цинком говорит о схожем характере их распространения от гидротермального источника. Кроме того, существование подобных микроассоциаций говорит об унаследованности состава плюма от гидротермального флюида.

Ранее, схожий с нашим коэффициент корреляции был получен для взвешенных Cu и Zn в восходящем гидротермальном плюме поля Lucky Strike (0,67) [4].

В предыдущих работах были получены схожие коэффициенты корреляции гидротермального плюма над полем 26°с.ш. САХ только для пар Zn<sub>р</sub>-Cu<sub>р</sub> – 0,54 и Zn<sub>в</sub>-Cu<sub>в</sub> – 0,49. Для прочих пар элементов наблюдалась слабая положительная связь, в отличие от нашей работы, где отмечена только слабая отрицательная связь [1].

Стоит отметить, что при сравнении корреляционных матриц полей Ашадзе-2 и Ашадзе-1 только для пары элементов Zn<sub>в</sub>-Cu<sub>в</sub> была подтверждена тесная связь. Для прочих пар характер и теснота связи значительно отличается, что, может быть обусловлено несколькими причинами:

- различным расстоянием точек отбора проб от источников;
- различным возрастом сравниваемых гидротермальных полей;
- разницей в составе КГР;
- опробованием в пределах поля Ашадзе-1 проб фоновых океанических вод.

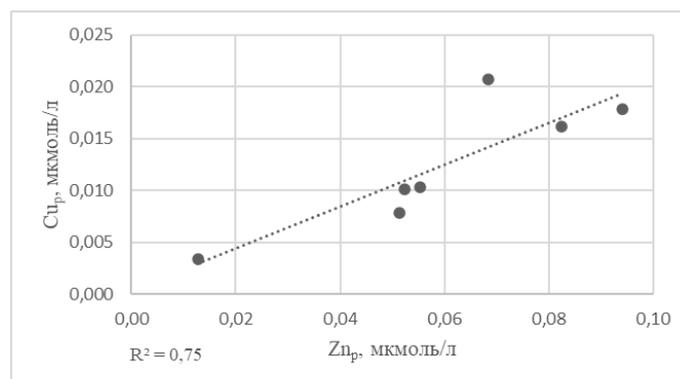
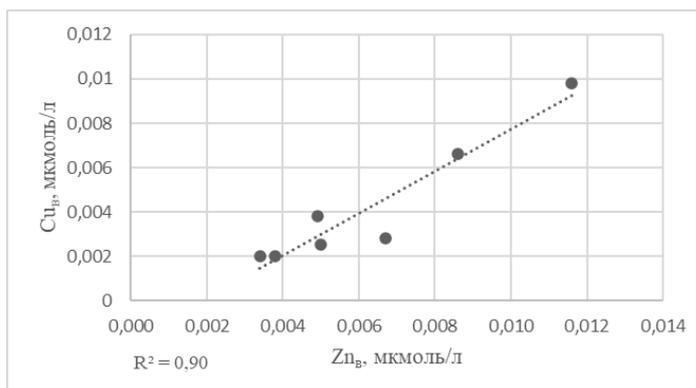


Рис. 2. Взаимосвязь между растворенными медью ( $Cu_p$ ) и цинком ( $Zn_p$ )Рис. 3. Взаимосвязь между взвешенными медью ( $Cu$ ) и цинком ( $Zn$ )

По аналогии с полученными нами результатами, в большинстве опубликованных ранее работ наблюдается превышение концентраций цинка над медью (в растворенной и взвешенной фазе) [4, 12]. Это превышение также соотносится с высокими содержаниями сульфидов цинка в рудных постройках поля Lucky Strike [4]. Тем не менее, в рудных отложениях вблизи источника Ашадзе-2 преобладают сульфиды меди (в 2-3 раза больше, чем Zn), а более «молодое» поле Ашадзе-1 обладает равными концентрациями Cu и Zn [3, 9]. Подобное поведение можно объяснить тем, что медь выпадает в осадок раньше, чем цинк – непосредственно в первые моменты смешивания гидротермального флюида и морской воды [5, 7].

Разница в порядке осаждения меди и цинка подтверждается предыдущими исследованиями [11, 19]. Cu быстро выходит из раствора в виде различных сульфидов меди еще на стадии подповерхностного смешения с морской водой и вблизи от источника при смешении с морской водой (захватывая вместе с собой  $Co^{2+}$ ) [7]. Цинк обладает более устойчивыми растворимыми соединениями и формирует сульфидные частицы на некотором удалении от источника (вместе с Cd и Pb). В результате этого, к моменту формирования гидротермального плюма большая часть Cu уже выходит из раствора до образования сульфидов цинка [17]. Это объясняет низкие концентрации Cu по сравнению с концентрациями Zn в гидротермальном плюме, в то время как в конечном гидротермальном растворе (end members) их концентрации примерно равны [8].

**Заключение.** В ореоле рассеяния над гидротермальным полем Ашадзе-2 обнаружены значительные концентрации взвешенной и растворенной фаз халькофильных элементов (Cu, Zn), более чем на порядок превышающие фоновые. Растворенные и взвешенные фазы отрицательно коррелируют между собой, что объясняется постепенным переходом растворенной меди во взвешенное состояние. Пары элементов  $Cu_p$ - $Zn_p$  и  $Cu_v$ - $Zn_v$  обладают тесной положительной связью, что говорит о схожем характере распределения данных элементов в гидротермальном ореоле рассеяния. Концентрации меди в конечном гидротермальном растворе и рудных отложениях вокруг источника превышает концентрации цинка, в то время как в гидротермальном плюме содержания растворенного цинка преобладают над растворенной медью, что подтверждается анализом литературных источников. Это говорит о большей устойчивости Zn в окислительной океанической обстановке.

### Благодарность

Автор выражает свою искреннюю признательность Е.В. Наркевскому за консультации и предоставленные результаты полевых работ.

### Литература

1. Судариков С.М., Черкашев Г.А. Структура гидротермальных ореолов рассеяния Тихого и Атлантического океанов // ДАН. 1993. Т. 330. №. 6. С. 757.

2. Charlou, J.L. et al. High production and fluxes of H<sub>2</sub> and CH<sub>4</sub> and evidence of abiotic hydrocarbon synthesis by serpentinization in ultramafic-hosted hydrothermal systems on the Mid-Atlantic Ridge // Washington DC American Geophysical Union Geophysical Monograph Series. 2010. Vol. 188. P. 265-296. DOI: 10.1029/2008GM000752.
3. Cherkashov, G. et al. Seafloor massive sulfides from the northern equatorial Mid-Atlantic Ridge: New discoveries and perspectives // Marine Georesources and Geotechnology. 2010. Vol. 28(3). P. 222-239. DOI: 10.1080/1064119X.2010.483308.
4. Cotte, L. et al. A comparison of in situ vs. ex situ filtration methods on the assessment of dissolved and particulate metals at hydrothermal vents // Deep Sea Research Part I: Oceanographic Research Papers. 2015. Vol. 105. P. 186-194. DOI: 10.1016/j.dsr.2015.09.005.
5. Douville, E. et al. The rainbow vent fluids (36 14' N, MAR): the influence of ultramafic rocks and phase separation on trace metal content in Mid-Atlantic Ridge hydrothermal fluids // Chemical Geology. 2002. Vol. 184(1-2). P. 37-48. DOI: 10.1016/S0009-2541(01)00351-5.
6. Fang, Z., & Wang, W.X. Size speciation of dissolved trace metals in hydrothermal plumes on the Southwest Indian Ridge // Science of the Total Environment. 2021. Vol. 771. P. 145367. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2021.145367.
7. Findlay, A. J., Gartman, A., Shaw, T. J., & Luther III, G. W. Trace metal concentration and partitioning in the first 1.5 m of hydrothermal vent plumes along the Mid-Atlantic Ridge: TAG, Snakepit, and Rainbow // Chemical Geology. 2015. Vol. 412. P. 117-131. DOI: 10.1016/j.chemgeo.2015.07.021.
8. Fouquet, Y. et al. Geodiversity of hydrothermal processes along the Mid-Atlantic ridge and ultramafic-hosted mineralization: a new type of oceanic Cu-Zn-Co-Au volcanogenic massive sulfide deposit // Diversity of hydrothermal systems on slow spreading ocean ridges. 2010. Vol. 188. P. 321-367. DOI: 10.1029/2008GM000746.
9. Fouquet, Y. et al. Serpentine cruise-ultramafic hosted hydrothermal deposits on the Mid-Atlantic Ridge: First submersible studies on Ashadze 1 and 2, Logatchev 2 and Krasnov vent fields // InterRidge News. 2008. Vol. 17. P. 15-19.
10. Howell, S. M. et al. Seafloor expression of oceanic detachment faulting reflects gradients in mid-ocean ridge magma supply // Earth and Planetary Science Letters. 2019. Vol. 516. P. 176-189. DOI: 10.1016/j.epsl.2019.04.001.
11. Hsu-Kim, H., Mullaugh, K.M., Tsang, J.J., Yucel, M., & Luther, G.W. Formation of Zn-and Fe-sulfides near hydrothermal vents at the Eastern Lau Spreading Center: implications for sulfide bioavailability to chemoautotrophs // Geochemical transactions. 2008. Vol. 9(1). P. 1-14. DOI: 10.1186/1467-4866-9-6.
12. Kadar, E. et al. Enrichment in trace metals (Al, Mn, Co, Cu, Mo, Cd, Fe, Zn, Pb and Hg) of macro-invertebrate habitats at hydrothermal vents along the mid-atlantic ridge // Hydrobiologia. 2005. Vol. 548(1). P. 191-205. DOI: 10.1007/s10750-005-4758-1.
13. Klevenz, V., Sander, S.G., Perner, M., & Koschinsky, A. Amelioration of free copper by hydrothermal vent microbes as a response to high copper concentrations // Chemistry and Ecology. 2012. Vol. 28(5). P. 405-420. DOI: 10.1080/02757540.2012.666531.
14. Le Gall, A.C. et al. Processes influencing distributions and concentrations of Cd, Cu, Mn and Ni at the North West European shelf break // Marine chemistry. 1999. Vol. 68(1-2). P. 97-115. DOI: 10.1016/S0304-4203(99)00068-7.
15. MacLeod, C. J. et al. Life cycle of oceanic core complexes // Earth and Planetary Science Letters. 2009. Vol. 287(3-4). P. 333-344. DOI: 10.1016/j.epsl.2009.08.016.
16. Ondreas H., Cannat M., Fouquet Y., Normand A. Geological context and vents morphology of the ultramafic-hosted Ashadze hydrothermal areas (Mid-Atlantic Ridge 13°N) // Geochemistry, Geophysics, Geosystems. 2012. Vol. 13(1). DOI: 10.1029/2012GC004433.
17. Rickard, D., & Cowper, M. Kinetics and mechanism of chalcopyrite formation from Fe (II) disulfide in aqueous solution (< 200° C) // Geochimica et cosmochimica acta. 1994. Vol. 58(18). P. 3795-3802. DOI: 10.1016/0016-7037(94)90364-6.

18. Saager, P. M. et al. *Hydrography and local sources of dissolved trace metals Mn, Ni, Cu, and Cd in the northeast Atlantic Ocean // Marine Chemistry*. 1997. Vol. 57(3-4). P. 195-216. DOI: 10.1016/S0304-4203(97)00038-8.

19. Seewald, J.S., & Seyfried Jr, W.E. *The effect of temperature on metal mobility in seafloor hydrothermal systems: constraints from basalt alteration experiments // Earth and Planetary Science Letters*. 1990. Vol. 101(2-4). P. 388-403. DOI: 10.1016/0012-821X(90)90168-W.

20. Smith, D., Escartin, J., Schouten, H., Cann, J. *Fault rotation and core complex formation: Significant processes in seafloor formation at slow-spreading mid-ocean ridges (Mid-Atlantic Ridge, 13°-15°N) // Geochemistry, Geophysics, Geosystems*. 2008. Vol. 9(3). DOI: 10.1029/2007GC001699.

21. Sudarikov, S., Narkevsky, E., Petrov, V. *Identification of Two New Hydrothermal Fields and Sulfide Deposits on the Mid-Atlantic Ridge as a Result of the Combined Use of Exploration Methods: Methane Detection, Water Column Chemistry, Ore Sample Analysis, and Camera Surveys // Minerals*. 2021. Vol. 11(7). P. 726. DOI: 10.3390/min11070726.

## КАРБОНАТНЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ ТАНЫПСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ (ПЕРМСКИЙ КРАЙ)

**О.А. Чащин**

*Пермский государственный национальный исследовательский университет (ПГНИУ),  
студент 4 курса, г. Пермь,  
e-mail: fnq5@mail.ru*

*Научный руководитель: старший преподаватель Томилина Е. М.*

**Аннотация:** изучение минерального состава, структурных особенностей карбонатных пород Таныпского месторождения нефти, используя классификационные подходы В. Т. Фролова и Р. Л. Фолка, которые позволяют более полно раскрыть генетический аспект строения матрицы и пустотного пространства карбонатных пород.

**Ключевые слова:** карбонатные породы, Таныпское месторождение нефти.

## CARBONATE RESERVOIRS OF THE TANYPISK OILFIELD (PERM REGION)

**O.A. Chashchin**

*Perm State University,  
4<sup>rd</sup> year Student,  
e-mail: fnq5@mail.ru*

*Research Supervisor: Senior Lecturer Tomilina E.M.*

**Abstract:** study of mineral composition, study of clastic and cement parts, structural features of carbonate rocks.

**Key words:** carbonate rock, the Tanypisk oilfield.

Таныпское нефтяное месторождение располагается на юге Пермского края, близ границы с Башкортостаном, на территории Чернушинского и Уинского районов.

Геологический разрез Таныпского нефтяного месторождения изучен на глубину 2400 м, по разрезам скважин и представлен отложениями вендского комплекса, девонской, каменноугольной и пермской систем, которые, в свою очередь, перекрыты четвертичными отложениями.

Для описания были отобраны 5 образцов из карбонатных пород с кернов Таныпского месторождения. Породы представлены известняками.

При макроописании образцов было выявлено, что у большинства известняков структура мелкозернистая, встречается образец со мелкозернистой структурой. По текстуре встречаются массивные известняки, раскалываются по излому, излом раковистый, крепость низкая. Образцы имеют легкий запах нефти, трещины заполнены битуминозным веществом.

В работе было проведено исследование структурных особенностей типов карбонатных пород. В основе выделения данных типов карбонатных пород были использованы классификационные подходы В. Т. Фролова и Р. Л. Фолка, которые позволяют более полно раскрыть генетический аспект строения матрицы и пустотного пространства карбонатных пород. Диагностика пород проведена на основе минералого-петрографического изучения шлифов. Шлифы данных пород были исследованы на оптическом микроскопе Meiji Techno ML9420. Оптико-микроскопические исследования проводились на вышеуказанном оптическом микроскопе в проходящем свете с использованием методов скрещенных николей. В процессе описания шлифов были использованы оптические свойства, характеризующие порообразующие компоненты [1].

При детальном изучении пород в шлифах под микроскопом было выявлено, что все образцы представлены известняками, которые имеют схожие структуры, текстуры, минеральный состав и

вторичные изменения. Для них характерны следующие структуры: микрозернистая, мелкозернистая, разнотритовая; текстура пород массивная. Биокласты представлены обломками раковин брахиопод, обломками раковин фораминиферы, остракод, остатками морских водорослей, кальцисферами (обломки неясного происхождения) [2]. Минеральный состав представлен кальцитом, но в одном шлифе наблюдается второстепенный минерал халцедон, который заполняет камеры остракод и кальцисфер. Цемент пород микрит-спаритовый, присутствует крустификационный цемент (нарастание кристаллов кальцита по периферии форменных компонентов, чаще всего криноидей), отмечается во всех образцах.

Пустотное пространство представлено порами и трещинами. Пористость распределена равномерно, присутствует во всех шлифах и представлена порами от 0,01 до 0,09 мм. Трещины извилистые, тонкие; средняя их длина достигает 6-8 мм, по ширине – узкие (~0,01 мм), часть трещин залечена кальцитом. Наблюдается включение органического материала (около 1-5%) неправильной формы на межзерновом пространстве, а также в трещинах.

Для пород характерны постседиментационные изменения, которые проявляются в перекристаллизации микритового цемента и обломков скелетных форм, а также в наличии крустификационного цемента по периферии форменных компонентов [4].

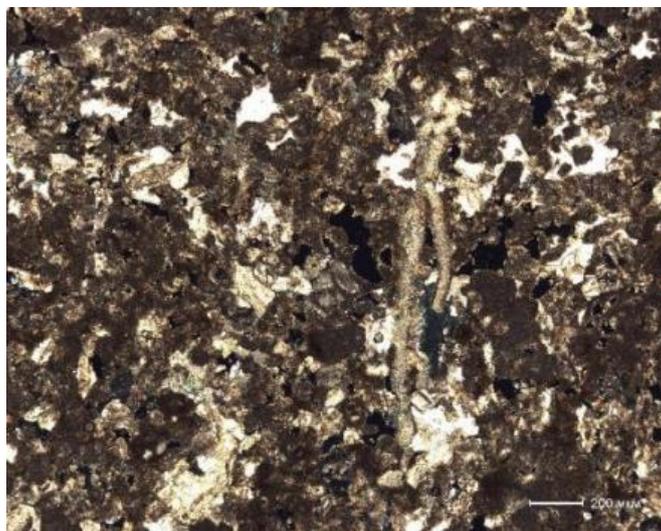


Рис. 1. Фрагмент шлифа с анализатором. Форменные компоненты представлены различным детритом: обломки раковин фораминифер, брахиопод, обломки криноидей сцементированные кальцитовым микрит-спаритовым цементом

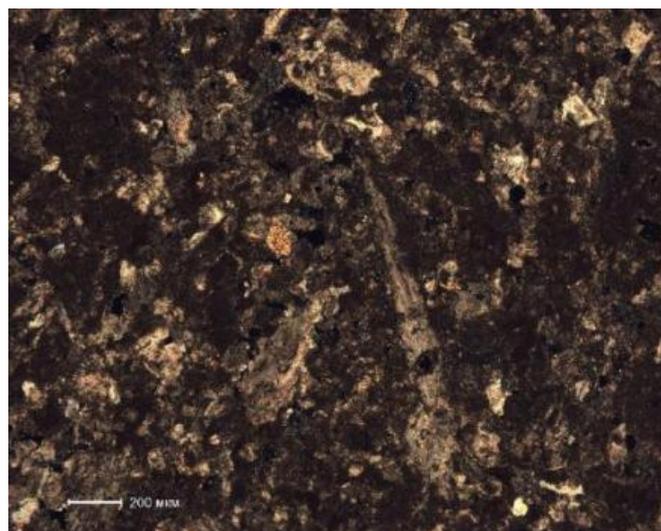


Рис. 2. Фрагмент шлифа с анализатором. Форменные компоненты представлены различным детритом: обломки раковин фораминифер, брахиопод. Цемент микрит-спаритовый, присутствует крустификационный цемент.

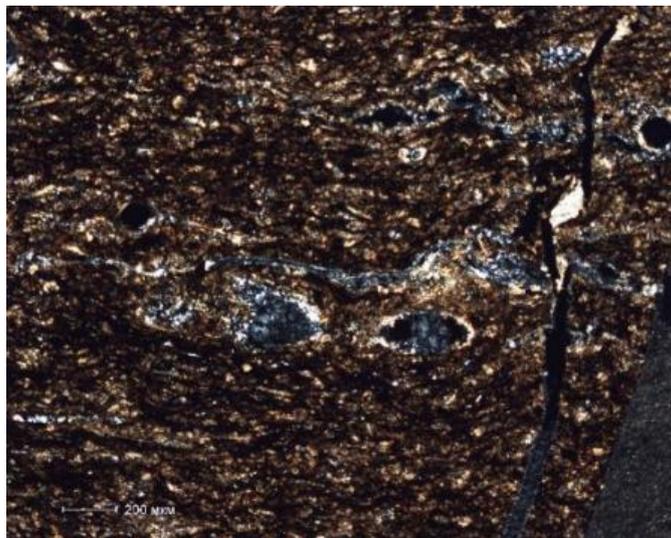


Рис. 3. Фрагмент шлифа с анализатором. Обломками раковин остракод, кальцисферы, которые выполнены чаще всего халцедоном. Цемент микрит-спаритовый, присутствует крустификационный цемент.

По происхождению и составу породы относятся к карбонатным коллекторам, пустотное пространство в них представлено порами, биопустотами, трещинами. По особенностям пустотного пространства карбонатные породы можно отнести к коллекторам смешенного типа, поскольку в породе сочетаются пустоты разного происхождения и морфологии. Морфология пор преимущественно неправильная, встречаются округлые и овальные поры. Трещины слабоизвилистые. Частично пустоты выполнены средними и мелкими зернами кальцита, тещины заполнены кальцитом, иногда халцедоном.

#### *Литература*

1. Недоливко Н.М., Ежова А.В. *Петрографические исследования терригенных и карбонатных пород-коллекторов: учебное пособие. Томский политехнический университет. – Томск: изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 172 с.*
2. Фортунатова Н.К., Карцева О.А., Баранова А.В., Агафонова Г.В., Офман И.П. *Атлас структурных компонентов карбонатных пород. – М.: ВНИГИНИ, 2005. – стр. 229.*
3. Фролов В Т *«Литология. Книга 2: учебное пособие» М.: изд-во МГУ, 1993. – стр. 3-64.*
4. Япаскерт О. В. *Литология: учебник для студ. высш. уч. заведений. М.: изд. центр «Академия» 200. – стр. 202-203.*

## НАХОДКИ МПГ В ХРОМИТИТАХ АГАРДАГСКОГО УЛЬТРАМАФИТОВОГО МАССИВА (ЮЖНАЯ ТЫВА)

**Юричев Алексей Николаевич**

*ФГАОУВО Национальный исследовательский Томский государственный университет, молодой ученый, г. Томск,  
e-mail: juratur@sibmail.com*

**Гоголев Виктор Андреевич**

*ФГАОУВО Национальный исследовательский Томский государственный университет, магистрант 1 года обучения, г. Томск,  
e-mail: juratur@sibmail.com*

**Аннотация:** В хромититах Агардагского ультрамафитового массива, входящего в состав Южно-Тувинского офиолитового пояса (Республика Тыва), впервые обнаружены и охарактеризованы микроскопические включения минералов платиновой группы (МПГ): самородный рутений, твердые растворы Os-Ir-Ru, сульфиды лаурит-эрлихманитового ряда и сульфоарсениды ЭПГ. В работе представлена химическая типизация идентифицированных МПГ и предложены условия и механизм их образования. Показана естественная обстановка сонахождения установленного платинометаллического оруденения в породообразующей матрице.

**Ключевые слова:** Агардагский массив, реститовые ультрамафиты, хромититы, платиноиды, химизм, генезис.

## FINDINGS OF PGE MINERALS IN CHROMITITES OF THE AGARDAGSKY ULTRAMAFIC MASSIF (SOUTHERN TYVA)

**Yurichev Alexey Nikolaevich**

*National Research Tomsk State University, Young Researcher, Tomsk,  
e-mail: juratur@sibmail.com*

**Gogolev Viktor Andreevich**

*National Research Tomsk State University, 1st year Master's Degree Student, Tomsk,  
e-mail: juratur@sibmail.com*

**Abstract:** In chromitites of the Agardagsky ultramafic massif, which is part of South-Tuvianian ophiolite belt (Republic of Tyva), microscopic inclusions of platinum group minerals (PGM) were first discovered and characterized: native ruthenium, solid solutions of Os-Ir-Ru, sulfides of laurite-erlichmanite series and sulfoarsenides PGE. In paper presents chemical typification of identified PGM and suggests conditions and mechanisms of their formation. The natural setting of presence of the established platinum-metal mineralization in rock-forming matrix is reflected.

**Keywords:** Agardagsky massif, restite ultramafites, chromitites, platinoids, chemism, genesis.

Ультрамафитовые реститовые массивы дунит-гарцбургитового состава являются составной частью мафит-ультрамафитовых поясов складчатых областей. В последние несколько десятилетий они привлекают все большее внимание исследователей как с позиции генезиса, учитывая их мантийную природу образования и связь с ранними этапами развития складчатых сооружений, так и с позиции рудоносности – своей промышленной хромитоносностью, асбестоносностью и присутствием платинометальной минерализации.

Агардагский ультрамафитовый массив является одним из наиболее крупных массивов Тывы протяженностью около 23 км при ширине до 3,5 км. Он входит в состав Южно-Тувинского офиоли-

тового пояса и структурно приурочен к Агардагской шовной зоне, которая отделяет Сангиленский срединный массив от раннекаледонской Восточно-Таннуольской складчатой зоны [9]. Массив ориентирован согласно складчатости вмещающих его венд-нижнекембрийских толщ и имеет с ними повсеместно тектонические контакты, круто падающие ( $75-80^\circ$ ) на северо-запад [1,3]. В его строении участвуют в разной степени серпентинизированные дуниты и гарцбургиты, а также аподунитовые и апогарцбургитовые серпентиниты, которые претерпели интенсивные пластические деформации и постоянно обнаруживают признаки метаморфических пород. В полях развития дунитов выявлено большое количество хромитовых рудопроявлений, которые образуют линзовидные, полосчатые и шпировидные тела [3,5]. Наряду с ультрамафитами в массиве присутствуют небольшие дайко- и штокообразные тела габбро-диабазов и диабазов, которые нередко превращены в родингиты [3,6].

В процессе изучения аншлифов средне-густовкрапленных хромититов Агардагского массива, авторами были диагностированы микроскопические включения минералов платиновой группы (МПГ). Они наблюдаются преимущественно в виде самостоятельных изолированных гексагональных и гипидиоморфных микроскопических выделений (1-6 мкм), главным образом, внутри зерен хромшпинелидов, значительно реже – в интерстициях между ними. По химическому составу МПГ подразделяются на самородный рутений, твердые растворы Os-Ir-Ru, сульфиды лаурит-эрлихманитового ряда и сульфоарсениды ЭПГ.

Самородный рутений изучен на примере нескольких самостоятельных преимущественно дезинтегрированных на ряд сегментов выделений в основной силикатной матрице между зерен хромшпинелидов (рис., а). Минерал характеризуется гипидиоморфным обликом и достигают размера до 5 мкм. В его химическом составе постоянно отмечается незначительная примесь никеля (до 1,6 %) и железа (до 0,4 %) (табл. 1).

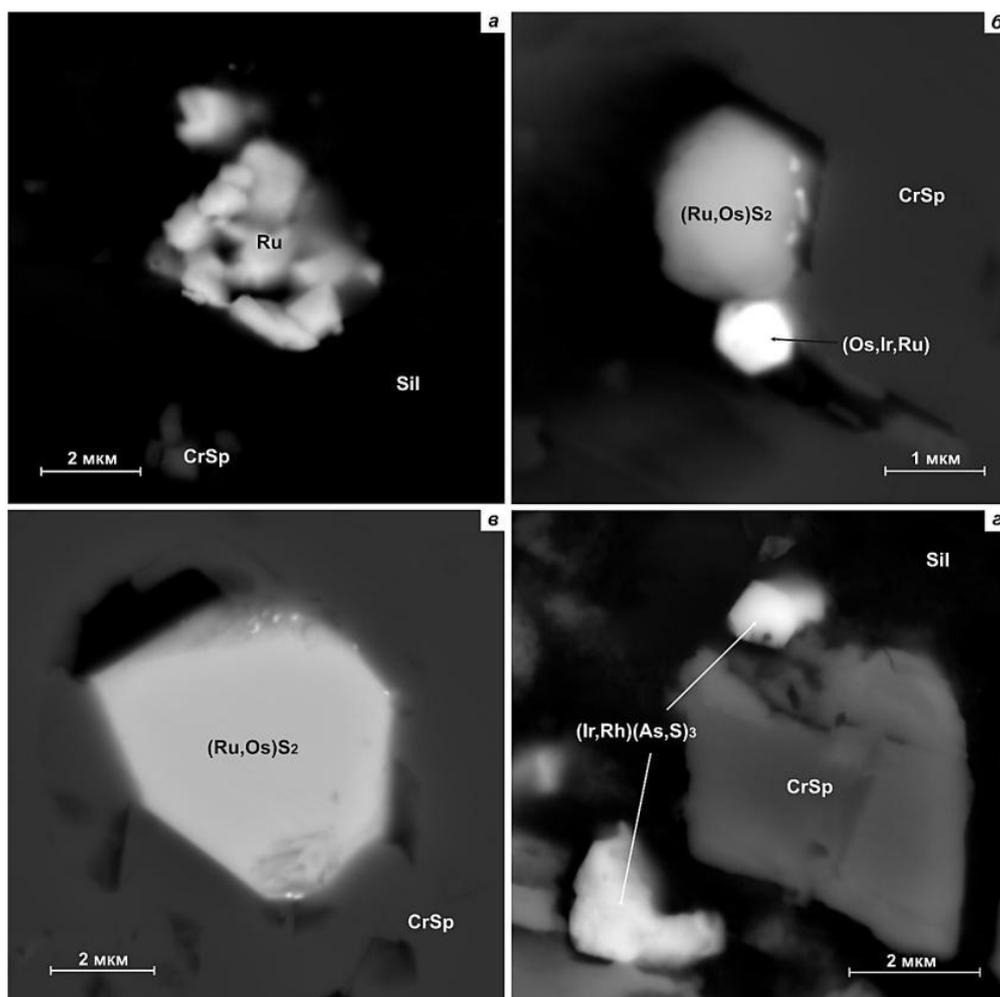


Рис. 1. Аксессуарная платинометаллическая минерализация из хромититов Агардагского ультрамафитового массива (микрофотографии в режиме BSE). *CrSp* – хромшпинель; *Sil* – силикатная матрица, представленная лизардит-хлоритовым агрегатом

Таблица 1

Химические составы акцессорных МПГ из хромититов Агардагского ультрамафитового массива, вес. %

Ru	Os	Ir	Rh	Ni	Fe	S	As	Всего	Формула
Самородный Ru									
98,27	–	–	–	1,61	0,34	–	–	100,22	$\text{Ru}_{0,97}\text{Ni}_{0,02}\text{Fe}_{0,01}$
98,19	–	–	–	0,92	0,37	–	–	99,48	$\text{Ru}_{0,97}\text{Ni}_{0,02}\text{Fe}_{0,01}$
98,73	–	–	–	1,17	0,22	–	–	100,12	$\text{Ru}_{0,98}\text{Ni}_{0,02}$
97,81	–	–	–	1,07	0,30	–	–	99,18	$\text{Ru}_{0,97}\text{Ni}_{0,02}\text{Fe}_{0,01}$
Твердые растворы Os-Ir-Ru									
9,41	50,63	38,00	–	–	0,50	–	–	98,54	$\text{Os}_{0,47}\text{Ir}_{0,35}\text{Ru}_{0,16}\text{Fe}_{0,02}$
7,39	54,06	38,20	–	–	0,50	–	–	100,15	$\text{Os}_{0,50}\text{Ir}_{0,35}\text{Ru}_{0,13}\text{Fe}_{0,02}$
9,44	52,33	37,31	–	–	0,40	–	–	99,48	$\text{Os}_{0,48}\text{Ir}_{0,34}\text{Ru}_{0,17}\text{Fe}_{0,01}$
7,53	51,86	39,17	–	–	0,15	–	–	98,71	$\text{Os}_{0,49}\text{Ir}_{0,37}\text{Ru}_{0,14}$
18,63	57,96	22,07	–	0,76	–	–	–	99,42	$\text{Os}_{0,49}\text{Ru}_{0,30}\text{Ir}_{0,19}\text{Ni}_{0,02}$
9,17	77,35	12,54	–	0,51	–	–	–	99,57	$\text{Os}_{0,71}\text{Ru}_{0,16}\text{Ir}_{0,11}\text{Ni}_{0,02}$
21,20	57,15	20,80	–	0,77	0,24	–	–	100,16	$\text{Os}_{0,47}\text{Ru}_{0,33}\text{Ir}_{0,17}\text{Ni}_{0,02}\text{Fe}_{0,01}$
Сульфиды лаурит-эрлихманитового ряда									
46,91	11,61	5,30	–	–	0,05	36,01	–	99,88	$(\text{Ru}_{0,83}\text{Os}_{0,11}\text{Ir}_{0,05})_{0,99}\text{S}_{2,01}$
46,33	11,38	4,99	–	–	–	35,93	–	98,63	$(\text{Ru}_{0,82}\text{Os}_{0,11}\text{Ir}_{0,05})_{0,98}\text{S}_{2,02}$
46,87	11,68	5,48	–	–	–	36,19	–	100,21	$(\text{Ru}_{0,82}\text{Os}_{0,11}\text{Ir}_{0,05})_{0,98}\text{S}_{2,02}$
41,46	20,97	2,33	–	–	–	35,22	–	99,97	$(\text{Ru}_{0,75}\text{Os}_{0,20}\text{Ir}_{0,02})_{0,97}\text{S}_{2,03}$
41,87	20,01	2,72	–	–	–	34,55	–	99,15	$(\text{Ru}_{0,77}\text{Os}_{0,20}\text{Ir}_{0,03})_{1,00}\text{S}_{2,00}$
42,91	19,10	2,77	–	–	–	34,69	–	99,47	$(\text{Ru}_{0,78}\text{Os}_{0,19}\text{Ir}_{0,03})_{1,00}\text{S}_{2,00}$
33,06	21,68	11,93	–	–	0,10	32,69	–	99,46	$(\text{Ru}_{0,64}\text{Os}_{0,23}\text{Ir}_{0,12})_{0,99}\text{S}_{2,01}$
Сульфоарсениды $\text{Me}_2(\text{As},\text{S})_3$									
1,61	–	58,85	1,32	3,61	0,37	6,87	27,19	99,82	$(\text{Ir}_{1,59}\text{Ni}_{0,32}\text{Ru}_{0,08}\text{Rh}_{0,06}\text{Fe}_{0,03})_{2,08}(\text{As}_{1,89}\text{S}_{1,03})_{2,92}$
1,89	–	57,05	0,87	3,56	0,41	6,37	29,16	99,30	$(\text{Ir}_{1,51}\text{Ni}_{0,31}\text{Ru}_{0,10}\text{Rh}_{0,04}\text{Fe}_{0,04})_{2,00}(\text{As}_{1,99}\text{S}_{1,01})_{3,00}$
1,95	–	56,37	0,75	3,85	0,37	6,56	29,43	99,28	$(\text{Ir}_{1,47}\text{Ni}_{0,33}\text{Ru}_{0,10}\text{Rh}_{0,04}\text{Fe}_{0,04})_{1,98}(\text{As}_{1,97}\text{S}_{1,05})_{3,02}$
1,76	–	62,45	–	3,09	0,63	11,56	19,92	99,41	$(\text{Ir}_{1,56}\text{Ni}_{0,25}\text{Ru}_{0,08}\text{Fe}_{0,06})_{1,95}(\text{S}_{1,78}\text{As}_{1,27})_{3,05}$
3,15	–	–	39,96	1,84	6,66	14,18	32,86	98,65	$(\text{Rh}_{1,32}\text{Fe}_{0,41}\text{Ru}_{0,11}\text{Ni}_{0,11})_{1,95}(\text{S}_{1,56}\text{As}_{1,49})_{3,05}$
1,21	–	–	37,97	0,54	11,63	12,53	36,28	100,16	$(\text{Rh}_{1,26}\text{Fe}_{0,71}\text{Ru}_{0,04}\text{Ni}_{0,03})_{2,04}(\text{S}_{1,30}\text{As}_{1,66})_{2,96}$

Примечание: Исследование химического состава выполнено на электронных микроскопах Tescan Mira 3 LMU с энергодисперсионным детектор UltimMax100 (Oxford Instruments), Tescan Vega II LMU с энергодисперсионной (с детектором Si(Li) Standard) INCA Energy 350 и волнодисперсионной INCA Wave 700 приставками в ЦКП «Аналитический центр геохимии природных систем», ТГУ (г. Томск). Измерения проводились на вольфрамовом катоде при ускоряющем напряжении 20 кВ, текущем токе 15 нА и времени набора спектра 120 с. Диаметр пучка зонда 1–2 мкм. В качестве стандартов для Ru, Os, Ir, Rh, Ni и Fe были применены чистые металлы, для S – пирит, для As – сперрит. Использованы аналитические линии: La для Ru, Ir и Rh; Ka для Fe, Ni, S и As; Ma для Os.

Твердые растворы Os-Ir-Ru являются обычными для реститовых ультрамафитов и хромититов офиолитовых комплексов. Наряду с сульфиды лаурит-эрлихманитового ряда они представлены достаточно широко в изученных образцах хромититов. Твердые растворы Os-Ir-Ru локализованы преимущественно внутри зерен хромшпинелидов и характеризуются высокой степенью идиоморфизма, нередко с формированием шестигранников (рис., б). Размеры таких выделений не превышают 2 мкм. Химический состав преимущественно соответствует иридосмину. В качестве примеси в химическом составе нередко отмечается никель (до 0,8 %) и железо (до 0,5 %) (табл. 1).

Сульфиды лаурит-эрлихманитового ряда являются наиболее распространенной группой минералов. Они отмечаются в виде самостоятельных гипидиоморфных выделений размером до 6 мкм в ос-

новном в зернах хромшпинелидов, нередко в тесной ассоциации с твердыми растворами Os-Ir-Ru (рис., б-в). Их химический состав преимущественно соответствует лауриту ( $\text{RuS}_2$ ) и в основном «стерилен» в отношении примесей (табл. 1).

Сульфоарсениды отмечаются в виде неправильных выделений до 2 мкм в основном в лизардит-хлоритовом агрегате между зернами хромшпинелидов (рис., г). По стехиометрическому составу они соответствуют формуле  $\text{Me}_2(\text{As,S})_3$ , где в катионной группе доминируют иридий и родий при незначительном присутствии рутения (до 3,2 %) и полном отсутствии осмия. Постоянно в химическом составе отмечается никель (до 3,9 %) и железо (до 11,6 %) (табл. 1). При этом подмечено, что никель обнаруживает прямую корреляцию связь с иридием, а железо – с родием.

Исследования, проведенные в аншлифах, изготовленных из образцов средне-густовкрапленных хромититов Агардагского ультрамафитового массива, позволили авторам впервые диагностировать в них микронные МПГ в их естественной обстановке нахождения. Более ранние находки МПГ в хромититах Агардагского массива были обнаружены путем измельчения проб до пудры (мене 50 мкм), получения из нее через промывку искусственного шлиха тяжелой фракции с дальнейшим приготовлением из концентрата препарата и его диагностикой на сканирующем электронном микроскопе [2]. В процессе таких исследований предшественниками были отмечены самородный рутений и твердые растворы системы Os-Ir-Ru. В процессе настоящего исследования, помимо выделенных ранее минералов, впервые диагностированы сульфиды лаурит-эрлихманитового ряда и сульфоарсениды ЭПГ соответствующие стехиометрической формуле  $\text{Me}_2(\text{As,S})_3$ .

Главным фактором формирования изученной благороднометальной минерализации, очевидно, является флюидная мобилизация, концентрирование и отложение МПГ. При этом авторы предполагают, что процесс формирования ассоциации выявленных МПГ происходил в несколько этапов. Так, по видимому, наиболее ранними являются самородный рутений и лаурит. Остальные выявленные в настоящей работе МПГ, характеризующиеся сменой ведущей роли в составе с рутения на осмий и иридий, а затем – на иридий и родий, автор склонен связывать с более поздними событиями изменения первичных МПГ, вызванных воздействием восстановленных мантийных либо коровых флюидов, которые способствовали процессам ремобилизации и переотложения ЭПГ [4,7,8,10].

### Литература

1. Гончаренко А.И. Деформация и петроструктурная эволюция альпинотипных гипербазитов. Томск: Изд-во Том. ун-та, 1989. 404 с.
2. Агафонов Л.В., Кужугет К.С., Ойдун Ч.К., Ступаков С.И. Самородные металлы в гипербазитах Тувы. Новосибирск: ОИГГМ СО РАН, 1993. 88 с.
3. Агафонов Л.В., Лхамсурэн Ж., Кужугет К.С., Ойдун Ч.К. Платиноносность ультрамафит-мафитов Монголии и Тувы. Улаанбаатар: Монгольский государственный университет науки и технологии, 2005. 224 с.
4. Пушкарев Е.В., Аникина Е.В., Гарути Дж., Заккарини Ф. Хром-платиновое оруденение нижнетагильского типа на Урале: структурно-вещественная характеристика и проблема генезиса // Литосфера. 2007. № 3. С. 28–65.
5. Юричев А.Н., Чернышов А.И., Кульков А.С. Рудная минерализация Агардагского ультрамафитового массива (Республика Тыва) // Известия Томского политехнического университета. 2013. Т. 323. № 1. С. 130–136.
6. Юричев А.Н., Розенбуш А.А., Кульков А.С. Уваровит из хромититов Агардагского ультрамафитового массива (Республика Тыва): химизм и вопросы генезиса // Записки Российского минералогического общества. 2018. Т. 147. № 1. С. 100–111.
7. Юричев А.Н., Чернышов А.И. Платиноносность хромититов Куртушибинского офиолитового пояса, Западный Саян: новые данные // Записки Российского минералогического общества. 2019. № 5. С. 113–125.

8. Юричев А.Н., Чернышов А.И., Корбовяк Е.В. Платиноносность хромититов Харчерузского ультрамафитового массива (Полярный Урал): новые данные // Записки Российского минералогического общества. 2020. № 3. С. 38–53.

9. Pfander J.A., Jochum K.P., Kozakov I., Kroner A., Todt W. Coupled evolution of back-arc and island arc – like mafic crust in the late – Neoproterozoic Agardagh Tes-Chem ophiolite, Central Asia: evidence from trace element and Sr-Nd-Pb isotope data // Contrib. Mineral Petrol. 2002. V. 143. P. 154–174.

10. Garuti G., Pushkarev E.V., Zaccarini F. Compositions and paragenesis of Pt alloys from chromitites of the Ural-Alaskan type Kytlym and Uktus complexes, Northern and Central Urals, Russia // Canad. Miner. 2002. V. 40. P. 357–376.

## ФОРМИРОВАНИЕ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ СВЕРХВЯЗКИХ НЕФТЕЙ В КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ САКМАРСКОГО ЯРУСА

*Андреева Евгения Евгеньевна*

*старший научный сотрудник лаборатории геологического  
и экологического моделирования ИПЭН АН РТ г. Казань  
e-mail: aee8277@rambler.ru*

*Баранова Анна Геннадьевна*

*старший научный сотрудник лаборатории геологического  
и экологического моделирования ИПЭН АН РТ г. Казань*

*Анисимова Лилия Закувановна*

*научный сотрудник лаборатории геологического  
и экологического моделирования ИПЭН АН РТ г. Казань*

*Научный руководитель: д.г.-м.н. заведующий лабораторией геологического  
и экологического моделирования ИПЭН АН РТ Успенский Борис Вадимович*

**Аннотация:** В представленной статье изучены микрофотографии, выполненные методом растровой электронной микроскопии кернового материала скважины, вскрывшей карбонатные отложения сакмарского яруса на территории западного склона Южно-Татарского свода (ЮТС). По микрофотографиям выявлены эпигенетические изменения матрицы породы формирующие пустоты, а именно выщелачивание минерального скелета и последующая вторичная доломитизация известняков.

**Ключевые слова:** природные битумы, сакмарский ярус, вторичный эпигенез, Южно-Татарский свод (ЮТС), выщелачивание, электронная микроскопия

## FORMATION OF THE PORE SPACE OF RESERVOIR ROCKS OF SUPER-VISCOUS OILS IN CARBONATE SEDIMENTS OF THE SAKMARIAN STAGE

*Andreeva Evgeniya Evgenievna*

*senior researcher of laboratory geological  
and ecological modeling IPEM TAS, Kazan  
e-mail: aee8277@rambler.ru*

*Baranova Anna Gennadievna*

*senior researcher of laboratory geological  
and ecological modeling IPEM TAS, Kazan*

*Anisimova Lilia Zakuvanovna*

*researcher of laboratory geological  
and ecological modeling IPEM TAS, Kazan*

*Scientific supervisor: PhD, Head of laboratory geological  
and ecological modeling IPEM TAS, Boris Vadimovich Uspensky*

**Abstract:** In the present article, micrographs performed by scanning electron microscopy of the core material of a well that uncovered carbonate deposits of the Sakmariian stage on the territory of the western slope of the South Tatar Arch (STA) are studied. The micrographs revealed epigenetic changes in the rock matrix forming voids, namely the leaching of the mineral skeleton and the subsequent epigenetic dolomitization of limestones.

**Keywords:** natural bitumen, Sakmarian stage, epigenesis, South Tatar arch (STA), leaching, electronic microscopy

По мере выработки запасов легкоизвлекаемых нефтей из отложений девонской и каменноугольной системы, ставится вопрос о пополнении углеводородной базы путем ввода в промышленную разработку залежей природных битумов (ПБ).

На территории Татарстана залежи битумов локализованы в песчано-глинистых отложениях шешминского горизонта уфимского яруса и карбонатных отложениях сакмарского яруса в пределах юго-востока Татарстана, а именно в пределах западного склона ЮТС [3].

Опыт нефтяников Татарстана оказывает, что освоение запасов ПБ карбонатах вызывает определенные сложности. Одна из причин: неоднородность на микроуровне, а именно распределение пор, трещин и каверн в матрице коллектора; это обстоятельство вызывает трудности в выявлении геофизическими методами пористых и проницаемых зон для бурения новых скважин или бурения боковых стволов для применения технологии парогравитационного дренажа (SAGD) [4].

Как упоминается в [2], в карбонатах при миграции пластовых вод в поровом пространстве происходит выщелачивание матрицы, и, как следствие, увеличение размера пустот (трещин, каверн, пор). При наличии ионов магния параллельно с процессом растворения известняков идет процесс вторичной доломитизации, что в свою очередь приводит к увеличению объема пор в плотных известняках за счет уплотнения матрицы породы и в дальнейшем изменения архитектуры пустотного пространства [2]. Вторичная доломитизация в большинстве случаев сопровождается образованием трещин, которые могут повысить проницаемость пород.

Объектом в работе послужили микрофотографии образцов керна а также геологические журналы с первичным описанием керна, отобранного из отложений сакмарского возраста на территории западного склона ЮТС (по согласованию с недропользователем нумерация скважины и название разведочной площади не разглашается).

Сакмарские карбонаты по результатам первичного описания кернового материала представлены пелитоморфными известняками, местами с трещинами и кавернами с редкими прослоями и призмами зеленовато-серой глины. При рассмотрении образцов керна методом растровой электронной микроскопии (РЭМ) установлено, что в матрице породы выделяются участки, где активно идет процесс выщелачивания породы пластовыми водами и образованием вторичного доломита на стенках матрицы (рис. 1)

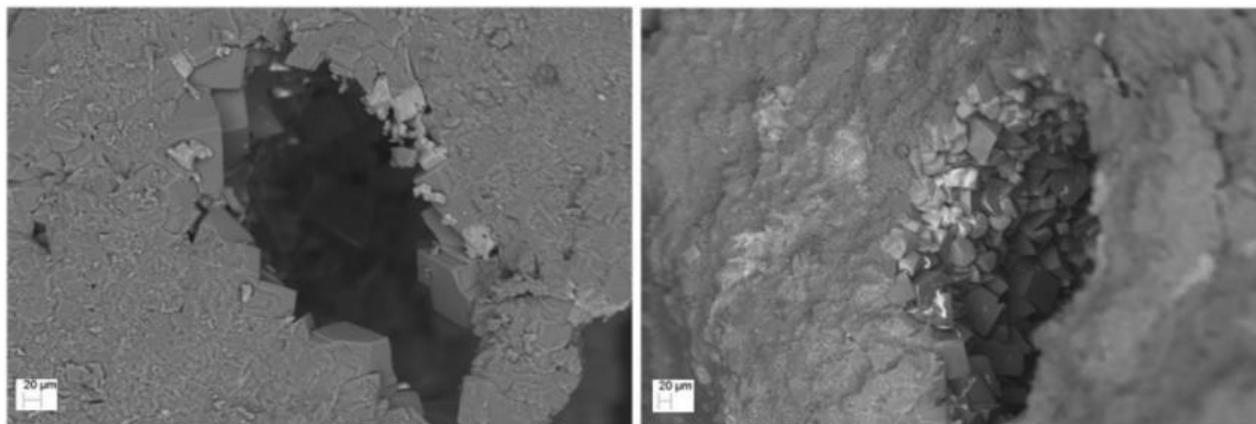


Рис. 1. Фотография образца методом РЭМ. На фотографии показаны эпигенетические пустоты, заросшие микрокристаллами доломита.

Размеры микропор (рис. 1) варьируют от 320 до 535 мкм, что по данным [1] характеризуются как капиллярная размерность пор. Движение жидких флюидов в таких порах возможно при наличии дополнительного давления для преодоления капиллярных сил; в случае вовлечения в разработку залежей ПБ в карбонатных отложениях не исключено в будущем и применение технологии направленного гидроразрыва пласта или соляно-кислотной обработки с целью повышения нефтеотдачи пласта-коллектора.

Наличие породы коллектора является основным условием существования залежей как легких нефтей так и битумов, но также немаловажными факторами для формирования и сохранности залежи являются наличие положительных структурных элементов как потенциальных ловушек для углеводородов, так и пород-покрышек сохраняющих залежь от разрушения. Как отмечается в [3,5] эти условия так же выполняются:

а) в пределах западного склона ЮТС прослеживается серия брахиморфных положительных структур 1 порядка, вытянутых в субмеридианальном направлении;

б) на эродированной поверхности сакмарского яруса со стратиграфическим несогласием залегают глинистые и сульфатно-карбонатные отложения соликамского горизонта, которые по литологическим характеристикам можно отнести к флюидоупорам.

Как показали результаты исследования, в отложениях сакмара идет процесс формирования породы-коллектора процессами наложенного эпигенеза [2] с довольно высокой интенсивностью. Это обстоятельство с определенной долей вероятности свидетельствует о формировании природного резервуара в отложениях сакмара, и, возможно, в недалеком будущем откроются перспективы освоения карбонатных коллекторов (и в частности сакмарских известняков) на территории Татарстана

### *Литература*

1. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта // М.: Недра. – 1982. – 310 с.
2. Сахибгареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей // М.: Недра. – 1989. – 260 с.
3. Успенский Б.В., Валеева И.Ф. Геология месторождений природных битумов Республики Татарстан // Казань: ООО «ПФ «Гарт», 2008. – 349 с
4. Хазиев Р.Р., Андреева Е.Е., Баранова А.Г., Анисимова Л.З., Вафин Р.Ф., Салахова М.Ф. Оценка возможности применения технологии SAGD на месторождении СВН Республики Татарстан // Экспозиция нефть газ. – 2018. – №2(62). – С.28-32
5. Хазиев Р.Р., Андреева Е.Е., Анисимова Л.З., Фахрутдинов И.Р., Баранова А.Г. Некоторые аспекты поиска залежей сверхвязких нефтей в отложениях сакмарского яруса на территории РТ // Экспозиция нефть газ. – 2020. – №6 (79). – С. 68-71.

## МИНЕРАЛОГИЧЕСКИЕ И ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ БАЗАЛЬТОВОГО МАГМАТИЗМА В НИЖНЕМ РИФЕЕ ВОСТОЧНО-ЕВРОПЕЙСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

*Дьякова Светлана Андреевна*

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,  
магистр 2 года обучения, г. Пермь  
Институт геологии УФИЦ РАН, младший научный сотрудник, г. Уфа  
e-mail: Solodova.IG@yamdex.ru*

*Научный руководитель: д. г.-м. н., профессор, Карасева Т.В.*

**Аннотация:** выделение общих стратиграфических подразделений в докембрии определяется проявлениями различных геологических событий. Особое место при решении вопросов геодинамической истории региона принадлежит магматическим событиям, хронология которых надежно определяется современными изотопно-геохронологическими методами. В рамках данной работы изучены минералогические и геохимические особенности актанышского вулканогенного комплекса. Объектом исследования послужили базальты норкинской свиты нижнего рифея, вскрытые скважиной 203 Мензелино-Актанышская, расположенной в западной части Камско-Бельского авлакогена. Исследования проведены с помощью сканирующего электронного микроскопа Tescan Vega Compact. В результате исследования уточнен минералого-геохимический состав базальтов актанышского комплекса, выделенного на востоке Русской плиты. Установлены формулы породообразующих, рудных и акцессорных минералов.

**Ключевые слова:** базальты, нижний рифей, Восточно-Европейская платформа.

## MINERALOGICAL AND GEOCHEMICAL FEATURES OF BASALT MAGMATISM IN THE LOWER RIPAHEAN OF THE EAST-EUROPEAN PLATFORM

*Svetlana Dyakova*

*Perm State National Research University, Master's Degree Student,  
2 years of study, Perm  
Institute of Geology UFRS RAS, junior researcher, Ufa  
e-mail: Solodova.IG@yamdex.ru*

*Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor, Karaseva Tatyana*

**Abstract:** The allocation of common stratigraphic units in the Precambrian is determined by the manifestations of various geological events. A special place in solving problems of the geodynamic history of the region belongs to magmatic events, the chronology of which is reliably determined by modern isotope-geochronological methods. Within the framework of this work, the mineralogical and geochemical features of the Aktanysh volcanogenic complex have been studied. The object of study was the basalts of the Lower Riphean Norkinskaya Formation, recovered by w. 203 Menzelino-Aktanysh, located in the western part of the Kamsko-Belsky aulacogene. The studies were carried out using a Tescan Vega Compact scanning electron microscope. As a result of the study, the mineralogical and geochemical composition of the basalts of the Aktanysh complex, identified in the east of the Russian Plate, has been clarified. The formulas of rock-forming, ore and accessory minerals have been established.

**Key words:** basalts, Lower Riphean, East-European Platform.

При решении вопросов геодинамической истории региона магматические события имеют особое значение. Благодаря современным изотопно-геохронологическим методам надежно определяется их хронология. По результатам изотопного датирования на востоке Русской плиты выявлены новые событийно-стратиграфические уровни – актанышский (нижний рифей), надеждинский (средний рифей) и кипчакский (завершающий рифей) комплексы [4].

Базальты нижнего рифея относятся к временному интервалу 1750-1780 млн лет. Такие датировки отмечаются еще в нескольких местах Восточно-Европейской платформы: Украинский щит, Карелия (дайка Ропручей), что в совокупности с другими данными позволяет поставить вопрос о принадлежности этих базальтов к Крупной Магматической Провинции (LIP) и предположительно говорить о соответствующем этапе плюмовой активности в регионе [2, 5].

Скважиной 203 Мензелино-Актанышская вскрыты базальты, в результате исследования которых получены следующие датировки:  $1542 \pm 18$  млн лет (K-Ar, по породе),  $2016 \pm 32$  млн лет (по фракциям альбита и олигоклаза) и  $1686 \pm 95$  млн лет (по плагиоклазу) [1]. Полученные датировки укладываются во временной интервал нижнего рифея.

В рамках данной работы изучены минералогические и геохимические особенности актанышского вулканогенного комплекса. Объектом исследования послужили базальты норкинской свиты нижнего рифея, вскрытые скважиной 203 Мензелино-Актанышская, расположенной в западной части Камско-Бельского авлакогена (рис. 1).

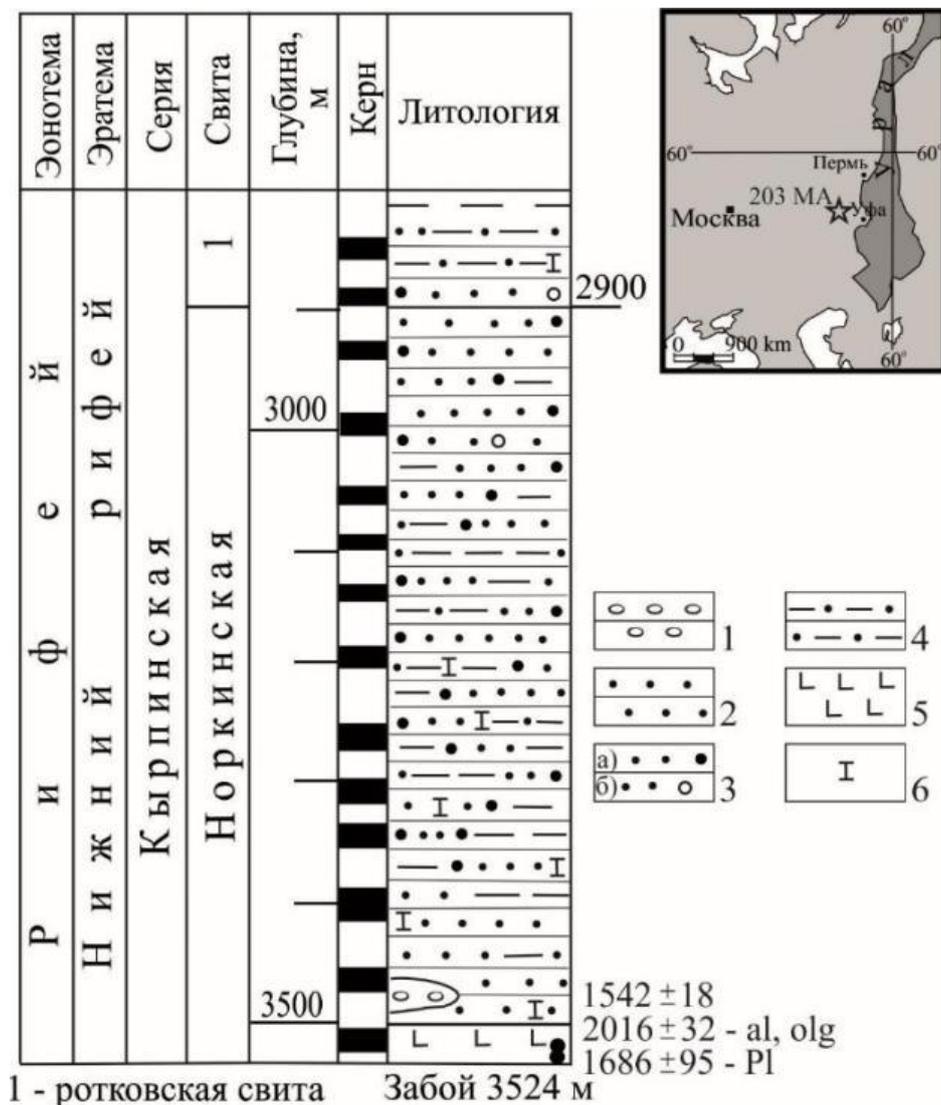


Рис. 1. Литолого-стратиграфическая колонка отложений норкинской свиты, вскрытых скважиной 203 Мензелино-Актанышская [1]. Пояснения к датировкам:  $1542 \pm 18$  по породе,  $2016 \pm 32$  по al (альбит) и olg (олигоклаз),  $1686 \pm 95$  по Pl (плагиоклаз)

Исследования проведены с помощью сканирующего электронного микроскопа Tescan Vega Contrast (ИГ УФИЦ РАН, аналитик – Ковалёв С.С.).

Скважиной в интервале глубин 3520.6–3524.1 м (к-3 м) были вскрыты миндалекаменные лавы базальтового состава, плотные, крепкие, в нижней половине темно-серые с фиолетовым оттенком, в верхней части темно-зеленые с пятнами (2–3 мм) и разводами вишнево-красного тонкозернистого доломита.

Согласно петрографическому описанию, породы хорошо раскристаллизованы с реликтовыми гиалопелитовыми и микролитовыми структурами. Основная масса хлоритизирована и карбонатизирована, а также замутнена тонкими железистыми включениями (рис. 2).

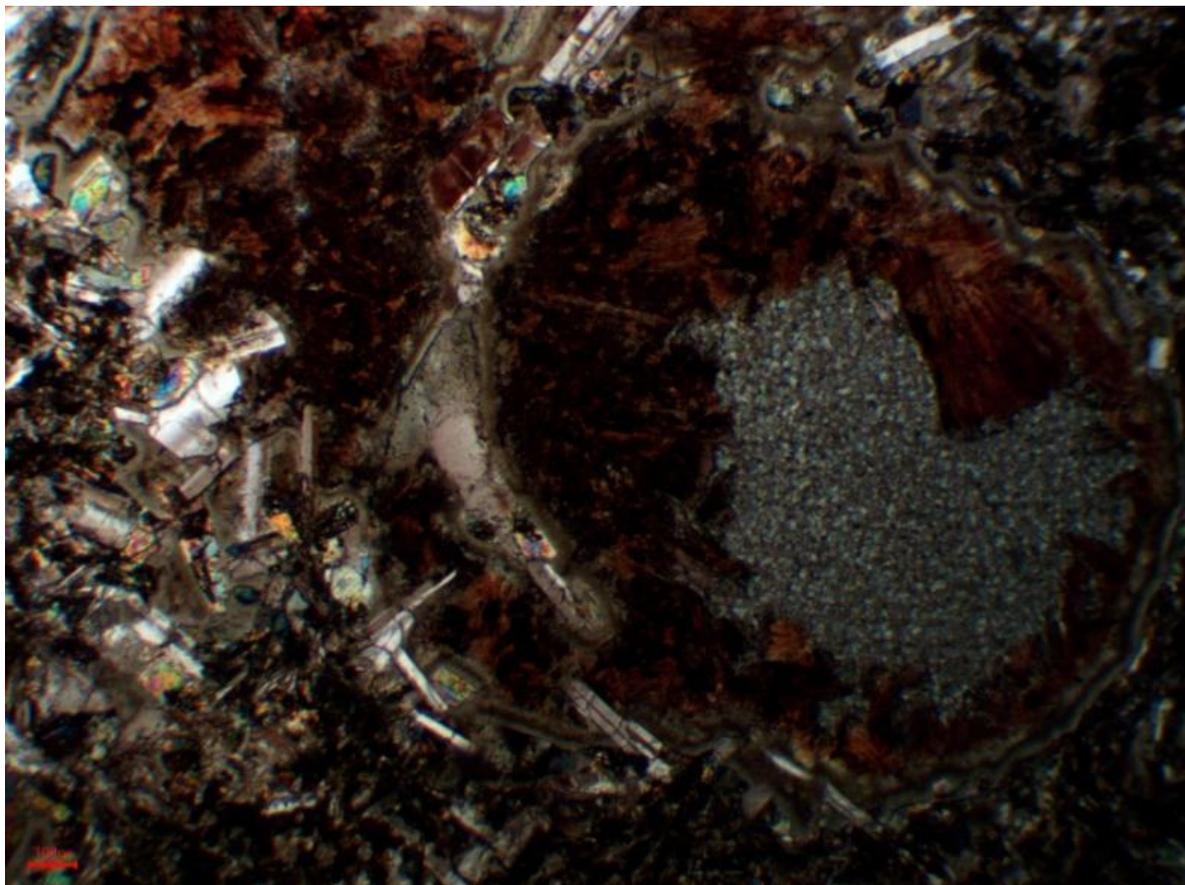


Рис. 2. Микрофотографии базальта (Николи скрещены)

С помощью электронного микроскопа определены основные породообразующие, рудные и аксессуарные минералы (рис. 3).

Среди полевых шпатов отмечается большое количество плагиоклазов и калиевых полевых шпатов. Кристаллы плагиоклаза распределены в основной массе различно ориентированными тонкими удлиненными кристаллами. Минералы изоморфного ряда по химическому составу представлены лабрадором и андезином (табл. 1).

Таблица 1

Минералы изоморфного ряда плагиоклазов

Минерал	Формула
Лабрадор	$\text{Na}_{0,703}\text{Ca}_{0,368}\text{K}_{0,071}\text{Fe}_{0,036}\text{Ba}_{0,004}\text{Al}_{1,490}\text{Si}_{2,510}\text{O}_8$
Лабрадор	$\text{Na}_{0,618}\text{Ca}_{0,465}\text{K}_{0,046}\text{Fe}_{0,040}\text{Al}_{1,533}\text{Si}_{2,467}\text{O}_8$
Лабрадор	$\text{Na}_{0,543}\text{Ca}_{0,468}\text{Fe}_{0,036}\text{K}_{0,033}\text{Al}_{1,434}\text{Si}_{2,566}\text{O}_8$
Андезин	$\text{Na}_{0,497}\text{Ca}_{0,487}\text{Fe}_{0,030}\text{K}_{0,028}\text{Al}_{1,396}\text{Si}_{2,604}\text{O}_8$
Андезин	$\text{Na}_{0,422}\text{Ca}_{0,675}\text{Fe}_{0,049}\text{K}_{0,019}\text{Al}_{1,689}\text{Si}_{2,311}\text{O}_8$

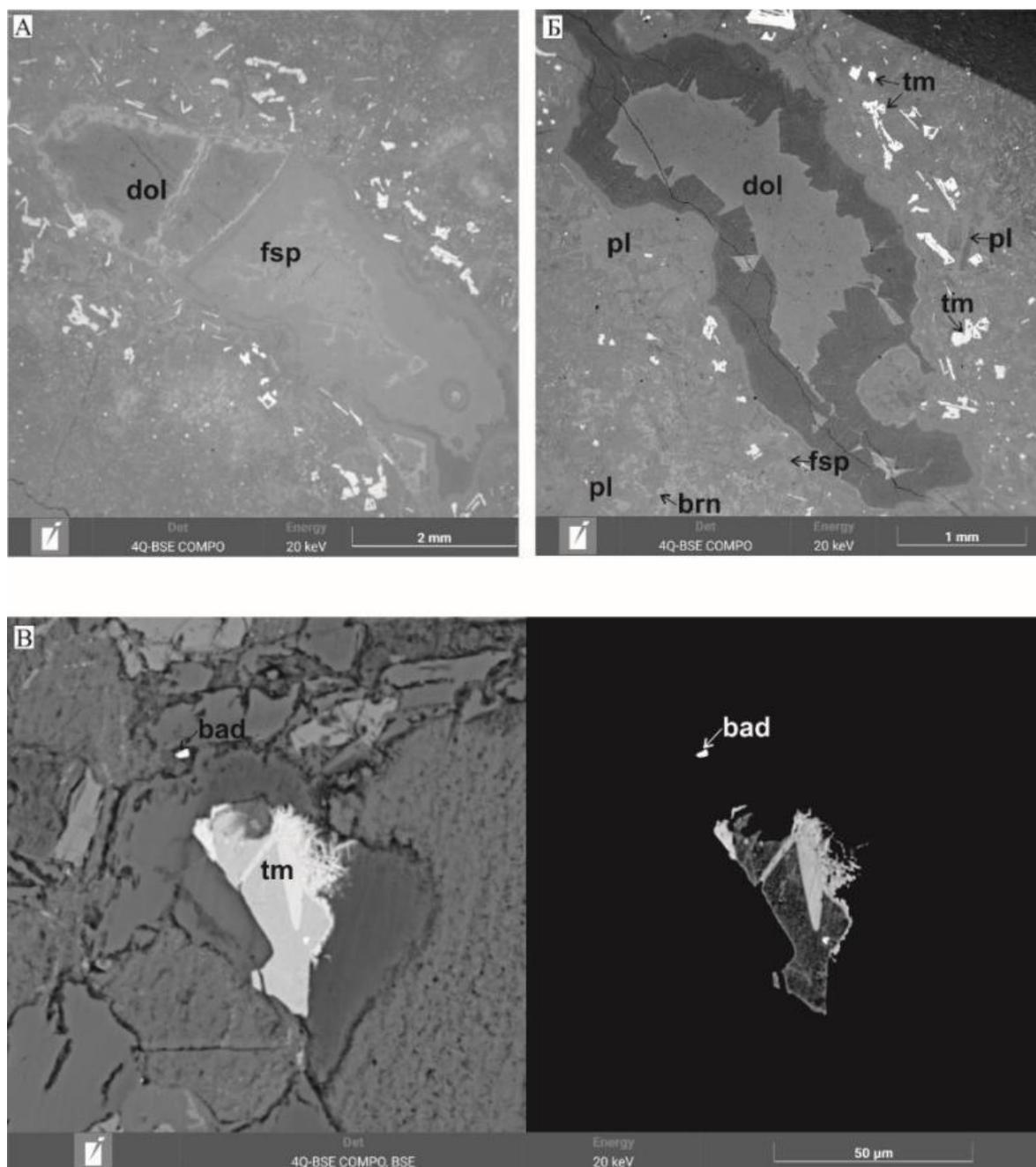


Рис 3. Электронные изображения в режиме BSE

Сокращения: bad – бадделейт, brn – брейнерит, dol – доломит, fsp – калиевый полевой шпат, pl – плагиоклазы, tm – титаномагнетит.

Калиевые полевые шпаты входят в состав основной массы. Среди минералов установлены натронортоклаз, встречающийся довольно редко, и санидин (табл. 2).

Таблица 2

Минералы калиевого полевого шпата

Минерал	Формула
Натронортоклаз	$\text{Na}_{0,516}\text{K}_{0,413}\text{Ca}_{0,068}\text{Fe}_{0,024}\text{Ba}_{0,008}\text{Al}_{1,068}\text{Si}_{2,932}\text{O}_8$
Санидин	$\text{K}_{0,846}\text{Fe}_{0,121}\text{Na}_{0,095}\text{Ti}_{0,040}\text{Mg}_{0,028}\text{Al}_{0,973}\text{Si}_{3,027}\text{O}_8$
Санидин	$\text{K}_{0,845}\text{Na}_{0,232}\text{Fe}_{0,044}\text{Ca}_{0,032}\text{Ti}_{0,020}\text{Ba}_{0,016}\text{Al}_{1,154}\text{Si}_{2,846}\text{O}_8$

Миндалины в базальтах округлой или щелевидной формы имеют размеры от 1 до 3 мм и заполнены доломитом –  $\text{Ca}_{1,053}\text{Mg}_{0,675}\text{Fe}_{0,203}\text{Mn}_{0,066}(\text{CO}_3)_2$ , микроклином –  $\text{K}_{0,902}\text{Mg}_{0,270}\text{Fe}_{0,150}\text{Ca}_{0,030}\text{Ba}_{0,016}\text{Al}_{0,956}\text{Si}_{3,044}\text{O}_8$  (рис 2А).

Как указывалось, ранее, основная масса породы сильно ожелезнена. Нами определено, что среди железистых минералов присутствует брейнерит –  $\text{Fe}_{0,714}\text{Mg}_{0,216}\text{Ca}_{0,037}\text{Mn}_{0,033}\text{CO}_3$ . Из акцессорных минералов установлены ранее не отмечавшиеся редкие зерна бадделеита (рис 2В), имеющие формулу  $\text{Zr}_{0,869}\text{Fe}_{0,026}\text{Ti}_{0,018}\text{Hf}_{0,006}\text{O}_{1,894}$ . В значительном количестве присутствует минерал титаномагнетит –  $\text{Fe}_{2,427}\text{Ti}_{0,572}\text{Al}_{0,078}\text{V}_{0,017}\text{Zn}_{0,010}\text{O}_4$  (рис. 2 Б,В).

В результате исследования уточнен минералого-геохимический состав базальтов актаньшского комплекса, выделенного на востоке Русской плиты. Установлены формулы породообразующих, рудных и акцессорных минералов. Среди акцессориев впервые отмечен бадделеит – надежный геохронометр. Ввиду вторичного ожелезнения, в большинстве минералов отмечается железо в примеси, а также отмечен минерал брейнерит.

В докембрии выделение общих стратиграфических подразделений и их границ определяется проявлениями различных геологических событий. Особое место при решении вопросов геодинамической истории региона принадлежит магматическим событиям, хронология которых надежно определяется современными изотопно-геохронологическими методами. Вулканические комплексы представляют собой реликты более Крупных Магматических Провинций и могут быть использованы для подтверждения глобальных стратиграфических корреляций.

Использование событийного подхода к решению стратиграфических задач в докембрии Волго-Уральской области позволило выявить на востоке Русской плиты новые событийно-стратиграфические уровни, связанные с проявлением базальтоидного вулканизма и дайковых интрузий и уточнить стратиграфическое положение вмещающих их отложений [3].

*Работа выполнена в рамках темы Госзадания Минобрнауки РФ FMRS-2022-0013.*

#### **Литература**

1. Козлов В.И., Муслимов Р.Х., Гатиятуллин Н.С., Генина Л.А., Сергеева Н.Д., Ларионов Н.Н., Михайлов П.Н., Баранов В.В. Верхний докембрий восточных районов Татарстана и перспективы его нефтегазоносности. Уфа, УНЦ РАН, 1995. 218 с.
2. Пучков В.Н. Плюмы – новое слово в геологии Урала // Литосфера, 2018. С. 483–499.
3. Пучков В.Н., Сергеева Н.Д. Изотопный возраст вулканогенных образований рифея на Южном Урале и значение событийной стратиграфии в уточнении стратиграфической шкалы // Стратиграфия верхнего докембрия: проблемы и пути решения. Материалы VII Российской конференции по проблемам геологии докембрия. С-Пб.: Свое издательство, 2021. С. 176-179.
4. Сергеева Н.Д., Пучков В.Н., Солодова С.А. Верхний докембрий Волго-Уральской области (новые данные и их стратиграфические следствия) // Стратиграфия верхнего докембрия: проблемы и пути решения. Материалы VII Российской конференции по проблемам геологии докембрия. С-Пб.: Свое издательство, 2021. С. 176-179.
5. Puchkov V.N., Ernst R.E., Ivanov K.S. The importance and difficulties of identifying mantle plumes in orogenic belts: An example based on the fragmented large igneous province (LIP) record in the Ural fold belt // Precambrian Research, 2021. Vol. 361. Pp. 106-186.

## ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ГРАНАТОВ ИЗ СЛАНЦЕВ МУРХОЙСКОЙ СВИТЫ (НИЖНЕУДИНСКИЙ РАЙОН ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ)

*Евсюкова Анастасия Алексеевна*

*Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
Воронежский государственный университет, студентка 2 курса  
(2020-2024), г. Воронеж  
e-mail: nastya.evsyukova.2016@mail.ru*

*Научный руководитель: преподаватель, Еременко Дарья Вадимовна*

**Аннотация:** в работе представлены сведения о гранатах мурхойской свиты рифейского возраста. В результате проведенных исследований установлено, что гранаты являются альмандинами и имеют единообразные типоморфные признаки.

**Ключевые слова:** гранаты, альмандины, сланцы, мурхойская свита, Иркутская область.

## GEOCHEMICAL FEATURES OF GARNETS FROM THE SHALES OF THE MURKHOI FORMATION

*Evsyukova Anastasia Alekseevna*

*Federal State Budgetary Educational Institution Voronezh State University, 2nd year student,  
(2020-2024), Voronezh,  
e-mail: nastya.evsyukova.2016@mail.ru*

*Research Supervisor: teacher, Eremenko Daria Vadimovna*

**Abstract:** The paper presents information on garnets of the Murkhoi Formation of the Riphean age. As a result of the research, it was established that garnets are almandines and have uniform typomorphic features.

**Keywords:** garnets, almandines, shales, Murkhoi Formation, Irkutsk region.

Целью данной работы является изучение геохимических особенностей гранатов мурхойской свиты и их типоморфных признаков. Отложения мурхойской свиты представлены сланцами и изучены в пределах участка «Черно-Бирюсинский».

Участок «Черно-Бирюсинский» расположен на территории Нижнеудинского района Иркутской области в центральной части Восточного Саяна в междуречье рек Агула и Уда в бассейнах верховий р.р. Б. Бирюса, М. Бирюса и Ч. Бирюса.

Макроскопические вмещающие породы представлены метаморфическими сланцами светло-серого, зеленовато-серого цвета, в составе которых преобладающими породообразующими минералами являются плагиоклазы, кварц (в том числе жильный), ставролит, биотит, мусковит, хлорит, гранаты.

Для данной работы было отобрано 25 зерен (рис. 1) граната и их сколов из породы выработанной взрывным способом, кроме того гранаты хорошей сохранности отобраны по корам выветривания сланцев. Гранаты представлены в виде идиоморфных трещиноватых зерен. Трещины в зернах граната разнонаправлены. Связано это со способом добычи. Грани некоторых зёрен разрушены выветриванием.

Цвет минералов темно-красный, вишнёвый, темно-красно-коричневый. Диаметр зерен достигает 1,6 см. Форма гранатов пентагондодекаэдрическая. На гранях некоторых гранатов наблюдаются оранжевые оттенки сопутствующего минерала (предположительно кварца), так же есть примазки предположительно сульфидных минералов. Поверхность гранатов шероховатая, местами неровная. Размер граней от 2 мм до 1,2 мм.

В некоторых зёрнах граната встречаются вкрапленники кварца, единичные включения кальцита, ильменита и пирита.



Рис. 1. Макрофотографии гранатов

Состав гранатов изучался при помощи растрового электронного микроскопа Jeol JSM-6380 LV с энергодисперсионным спектрометром INCA 250 (табл. 1). Затем полученные результаты химического состава гранатов были пересчитаны на основные минералы (табл. 2).

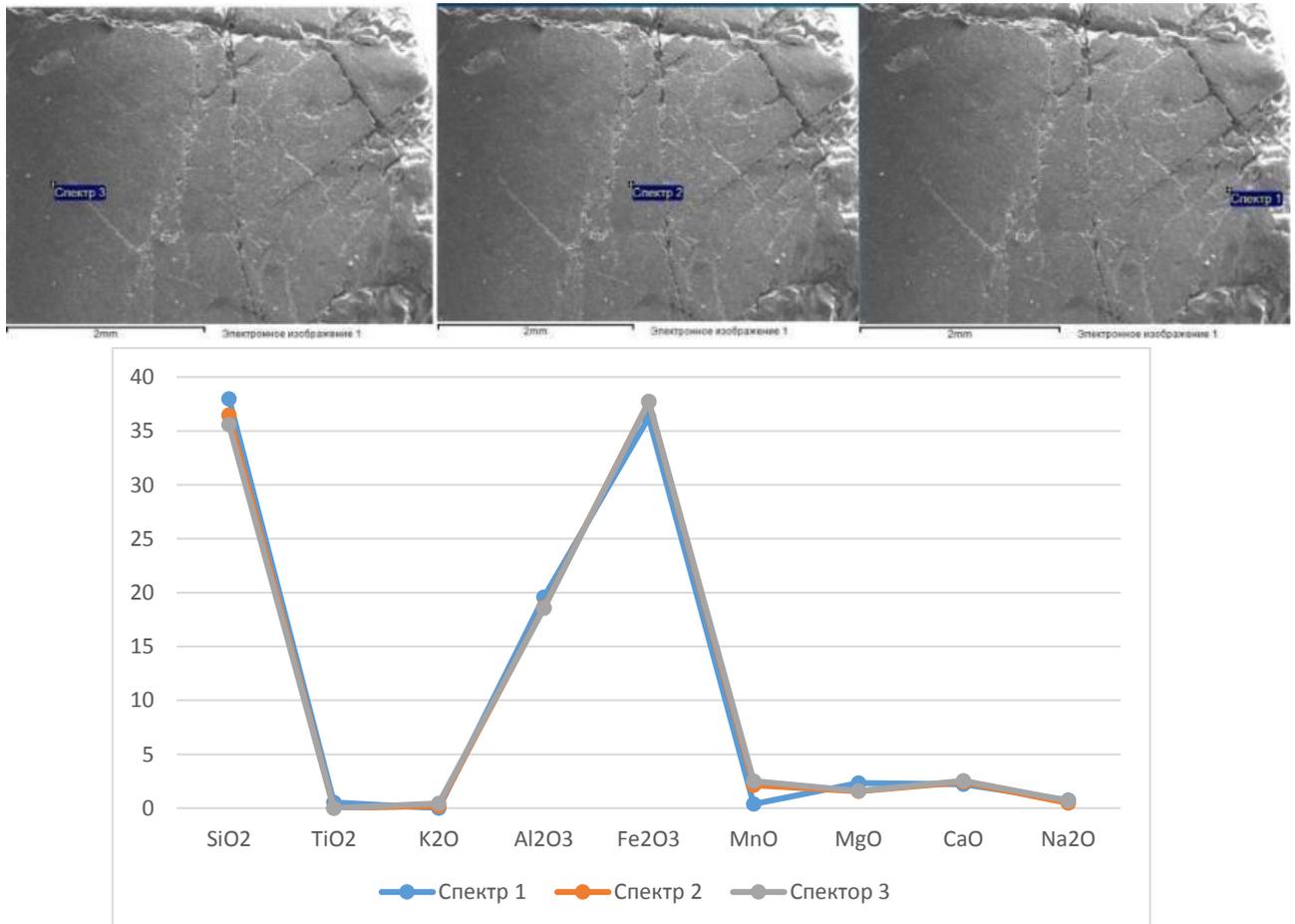


Рис. 2. РЭМ-фотография поверхности среза зерна граната с точками определения элементного состава и график распределения элементов (спектр 3 – центральная часть зерна, спектр 1 – крайняя зона)

Компонентный состав всех гранатов преимущественно альмандиновый (79,68 – 83,36 %), на что указывает достаточно высокое содержание железа в исследуемых гранатах (36,22 – 39,60 мас. % Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>). Вторым, по значимости, минерал – пироп. Его содержание в гранатах составляет от 5,14 до 9,97%, что связано с содержанием достаточно небольшого количества магния (0,89 – 2,33 мас. % MgO). Также в гранатах присутствует спессартиновый компонент (0,9-5,99 %), гроссуляровый (0-7,2%) и андрадитовый (0,14-7,66%). Содержание последних компонентов значительно варьирует в пределах одного зерна. По результатам микрозондового анализа установлено, что от центра зерна от периферии (рис. 2) элементный состав не изменяется. В качестве элементов-примесей установлен титан. Его распределение в пределах зерна равномерное (рис. 3).

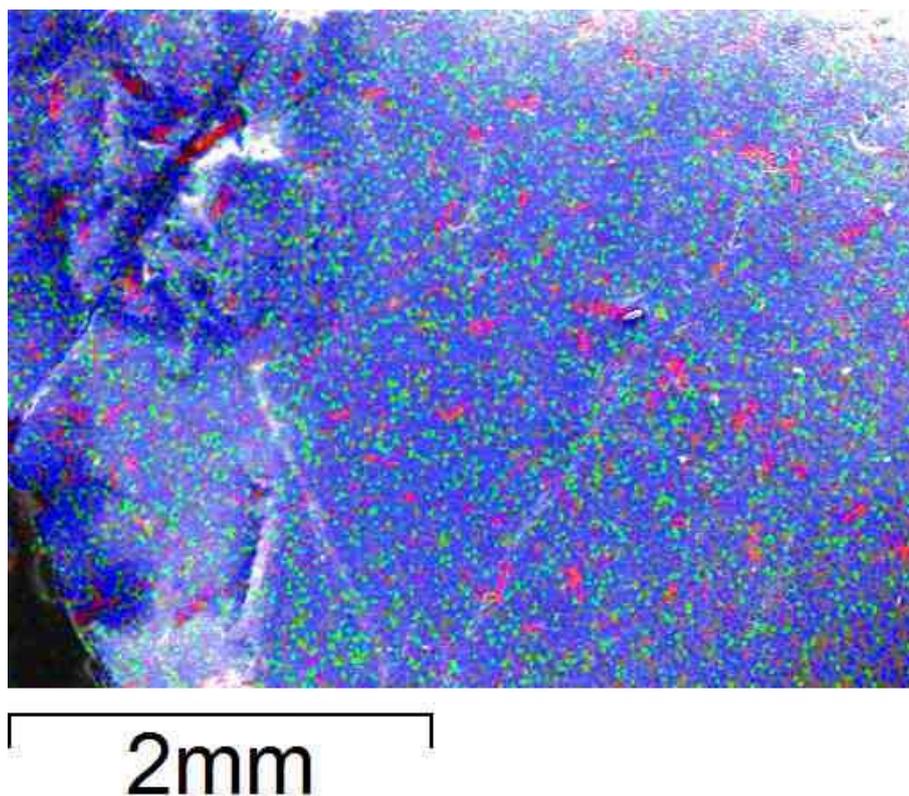


Рис. 3 . РЭМ-фотография картирования поверхности среза граната по трём элементам: красный цвет – титан, зелёный – магний, синий – железо.

Таблица 1

Химический состав гранатов по данным микрозондового анализа (мас. %)

№ зерна	№ спектра	SiO <sub>2</sub>	TiO <sub>2</sub>	K <sub>2</sub> O	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	MnO	MgO	CaO	Na <sub>2</sub> O	Сумма
1	1	37,99	0,52	-	19,57	36,27	0,37	2,33	2,21	0,74	100
	2	36,47	-	0,19	18,63	37,70	2,13	1,56	2,42	0,48	100
	3	35,60	-	0,43	18,55	37,73	2,51	1,59	2,54	0,68	100
	4	36,85	-	-	19,11	37,53	2,36	1,38	2,18	0,32	100
	5	26,18	15,36	0,30	13,72	39,60	1,65	0,89	1,47	0,65	100

Таблица 2

Минеральный состав гранатов (в %)

№ зерна	№ спектра	Andr	Gross	Alm	Spess	Prp	Сумма
1	1	0,67	6,12	82,33	0,90	9,97	99,99
	2	7,66	0,44	81,0	5,10	6,57	100,77
	3	6,89	0	79,68	5,99	6,67	99,23
2	4	4,87	1,70	82,00	5,63	5,79	99,99
	2	6,10	0	83,36	5,41	5,14	100,01
	3	0,14	7,20	82,00	2,06	8,60	100

Таким образом, в результате проведённых исследований установлено:

1. Исследуемые гранаты представлены, главным образом, идиоморфными зёрнами изометричной формы.
2. При детальном изучении геохимического состава зерен с помощью микрозонда установлено преобладание альмандинового минала в изучаемых гранатах. В подчинённом количестве присутствуют пилов, гроссуляр и андрадит.

*Результаты исследований выполнены на оборудовании геологического факультета и Центра коллективного пользования научным оборудованием Воронежского государственного университета: <https://ckp.vsu.ru>*

#### ***Литература***

1. Еременко. Д. В., Еременко А. В., Бондаренко С. В. Использование пиропов для оценки перспектив алмазности трубки 746-Б Архангельской алмазносной провинции // ВЕСТНИК ВГУ. Серия Геология – 2015. – №3. – с. 59-64.
2. Ильинский Г.А. Диагностика илиховых минералов // Г.А. Ильинский – Ленинград, 1991. – 102 с.
3. Соболев Н.Б. Парагенетические типы гранатов // Издательство «Наука», Москва, 1964 г.

## МОРФОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЗОЛОТА РОССЫПИ Р. ГАРЕВКА

*Калина Ксения Николаевна*

*Пермский государственный национальный исследовательский университет (ПГНИУ),  
студентка 4 курса 2018, г. Пермь  
e-mail: kali\_xs26@mail.ru*

*Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Борис Михайлович Осовецкий*

**Аннотация:** В статье рассмотрены морфологические особенности частиц золота россыпи р. Гаревка (Горнозаводский р-н, Пермский край). Количественно охарактеризованы такие морфологические характеристики золота, как окатанность и форма. Отмечено различие золота пойменной и террасовой россыпей.

**Ключевые слова:** золото, коэффициент извилистости, морфология золота, Пермский край, первоначальный источник.

## MORPHOLOGICAL FEATURES OF GOLD IN GAREVKA PLACER

*Kalina Kseniya*

*Perm State National Research University (PSU),  
4th year student, Perm,  
e-mail: kali\_xs26@mail.ru*

*Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, professor Osovetskiy Boris Mikhajlovich*

**Abstract:** The article discusses the morphological features of gold particles of the placer of the Garevka river (Gornozavodsky district, Perm region). The morphological characteristics of gold, such as roundness and shape, are quantitatively characterized. The difference between floodplain gold and terraced placers is noted.

**Keywords:** gold, tortuosity coefficient, gold morphology, Perm region, original source.

**Введение.** Золото исследуется с давних времен и из года в год находится удивляющее своим происхождением, химическим составом и морфологией. Только исходя из последнего уже многое можно узнать об удаленности от коренного источника, о характере переноса, среде, в которой оно отлагалось и многом другом. Характеристика морфологических особенностей золота использована в сравнении террасовой и пойменной россыпей р. Гаревка.

**Фактический материал** предоставлен ООО «УралГеолПоиск» сотрудниками которого отобраны пробы в ходе полевых работ в 2021 г. Обе россыпи опробованы шурфами, пробы обогащены с помощью канадского лотка.

**Методика исследования.** Изучение проб осуществлялось на кафедре минералогии и петрографии ПГНИУ. Использована аналитическая аппаратура Центра коллективного пользования ПГНИУ, сканирующий электронный микроскоп JSM 6390LV (фирмы Jeol, Япония).

**Расположение объекта исследования.** Участок «Европейский», в который входит р. Гаревка, расположен в водораздельной части Главного Уральского хребта Среднего Урала в Горнозаводском городском округе Пермского края. На территории участка проходят поиск и оценка месторождений рудного и россыпного золота в поле распространения вулканогенно-терригенных формаций ордовика Верхнеманьинско-Синегорской редкометалльно-железо-золоторудной минерагенической зоны.

**Объект исследования** представлен двумя выборками (пойменной и террасовой) по 30 знаков золота соответственно. Пойменная россыпь относится к вернеплейстоцен-голоценовому металлоносному горизонту аллювиальных отложений (аIII-IV) и сложена полимиктовыми галечниками в светло-буром, зеленоватом, сером, темно-сером гравийно-песчано-глинистом наполнителе. Террасовая россыпь приурочена к олигоценному металлоносному горизонту аллювиальных отложений (аP<sup>3</sup>). Она удалена от русла на 70-200 м, превышение цоколя террасы на 10-12 м. Сложена среднеокатанной галькой и гравием кварца, кварцитопесчаника и лимонитизированными обломками того же состава,

наполнитель – желтовато-бурая гидрослюдисто-каолининовая глина. Для каждого знака определены различные морфологические характеристики, рассчитан коэффициент извилистости внешнего контура (Илалтдинов, Осовецкий, 2011).

Золото ярко-желтое, поверхность чаще комбинированная, шероховато-ячеистая, редко гладкая и коррозионная в обоих выборках.

*Характер поверхности.* На золоте обеих россыпей отмечен ячеистый, гладкий, коррозионный и шероховатый микрорельеф поверхности. Помимо основных, встречаются смешанные (комбинированные) типы: ячеисто-шероховатый, коррозионно-ячеистый, коррозионно-шероховатый. У большинства частиц золота наблюдается комбинированная поверхность. Довольно часто встречается ячеисто-шероховатый, реже – собственно шероховатый характеры поверхности золота (рис. 1.). По данным, полученным в результате сравнения россыпей, отражается их схожесть по характеру поверхности, полученные данные приблизительно одинаковы (рис. 1.1) [3].

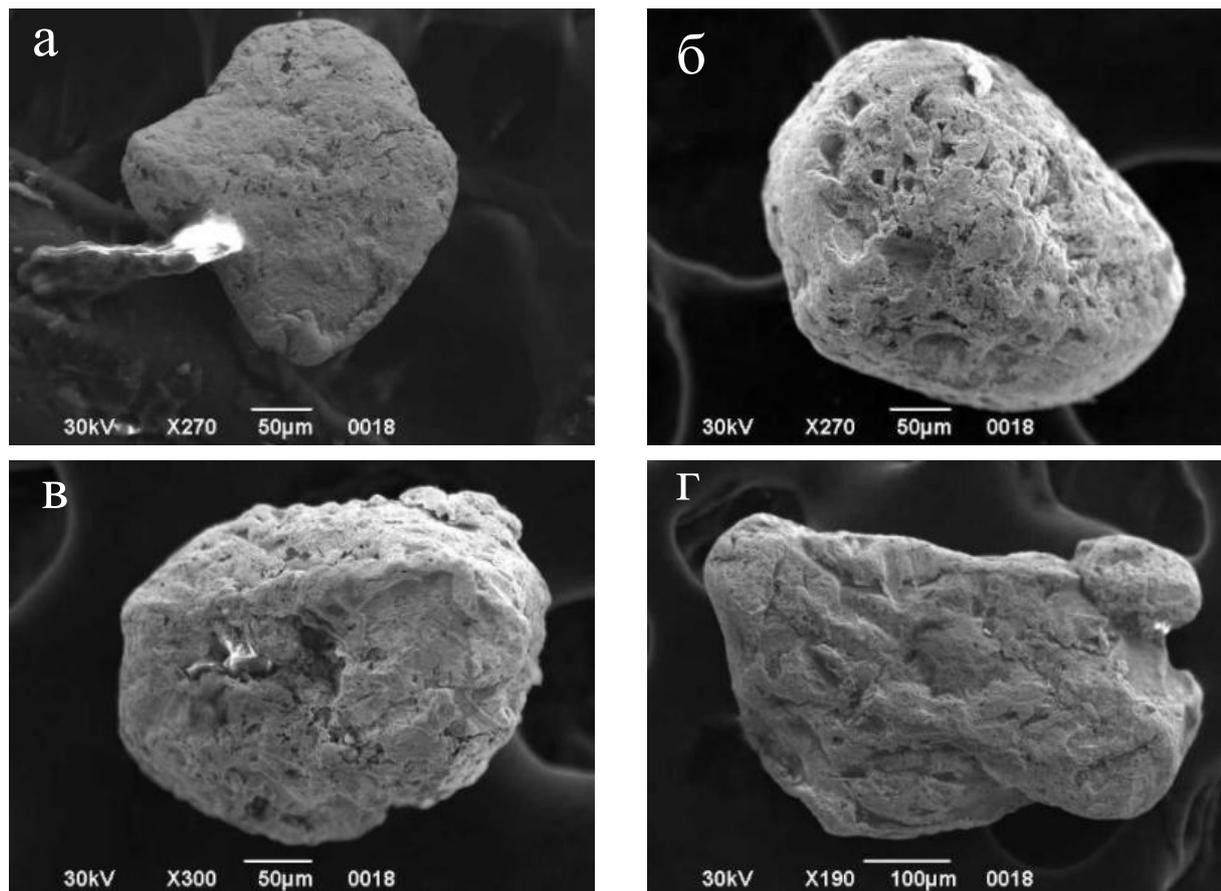


Рис. 1. Поверхность золота (а – шероховатая, б – ячеистая, в,г -комбинированная)

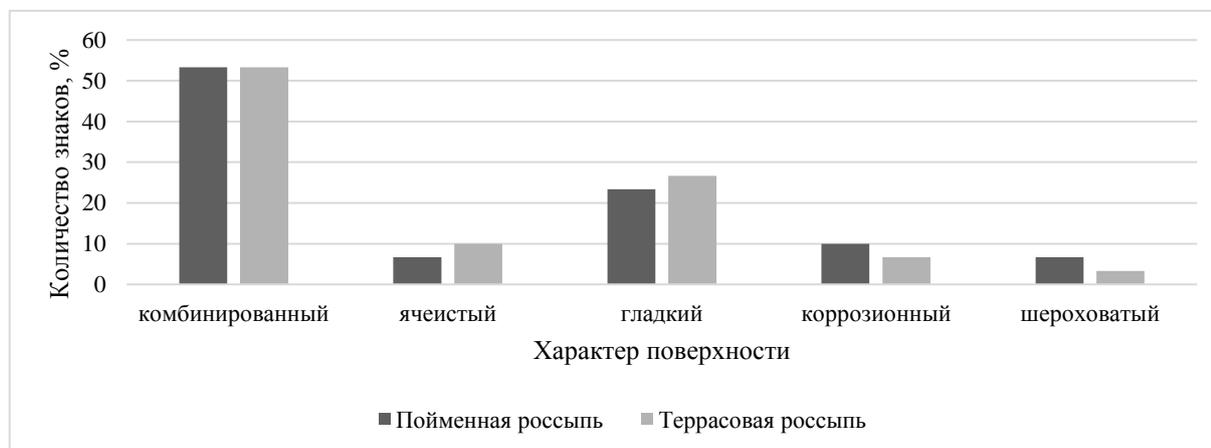


Рис. 1.1. Сравнительная диаграмма поверхностей по россыпям р. Гаревка

*Балл окатанности.* Выделено 4 группы золотин в обеих выборках (рис. 2). В обеих россыпях преобладает слабоокатанное золото (балл 2) (рис. 2.1). Однако, наиболее заметно различие по доле окатанного металла (балл 3), которая существенно выше в пойменной россыпи (33,3% против 6,7%). Соответственно, в террасовой россыпи отмечена повышенная доля неокатанного металла (20% против 6,7% в пойменной россыпи) [4].

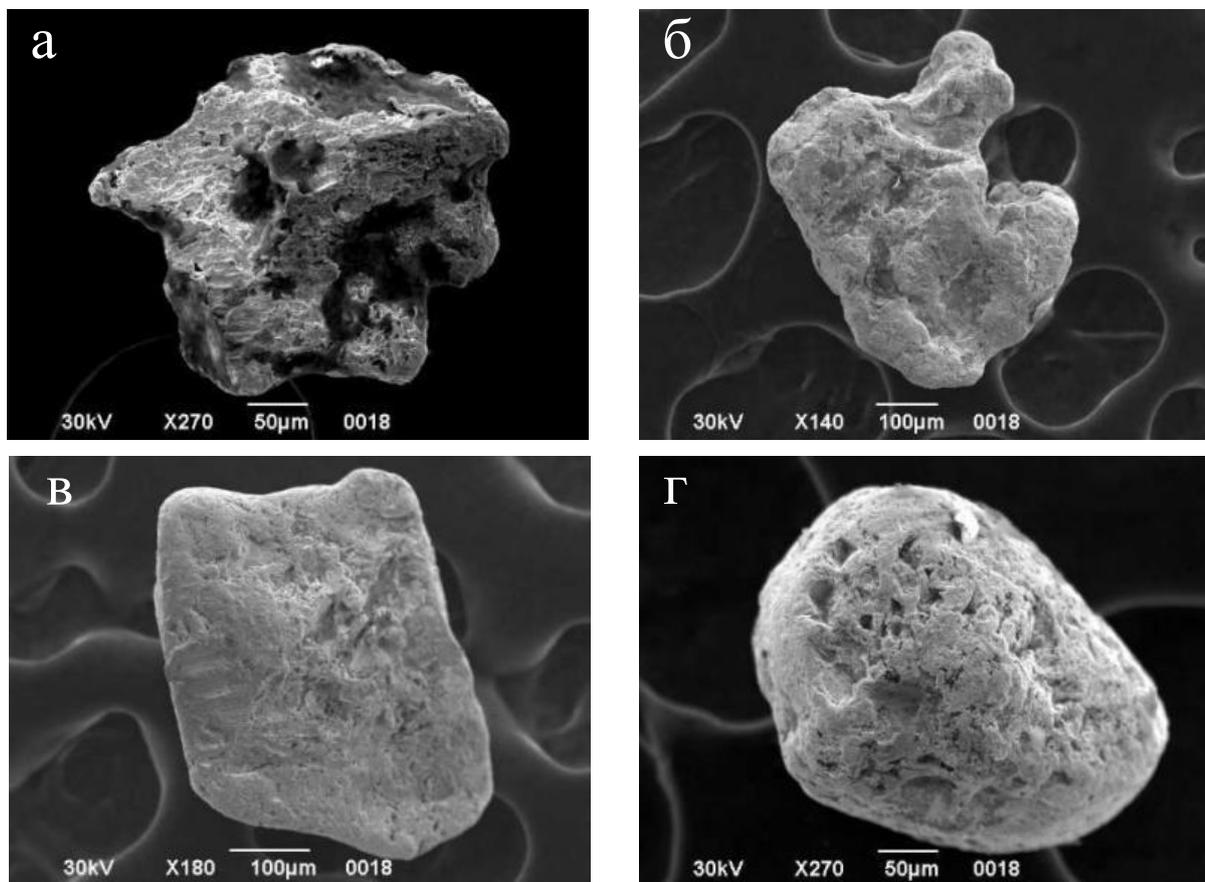


Рис. 2. Особенности золота по окатанности (а – 1 балл, б – 2 балла, в – 3 балла, г – 4 балла)

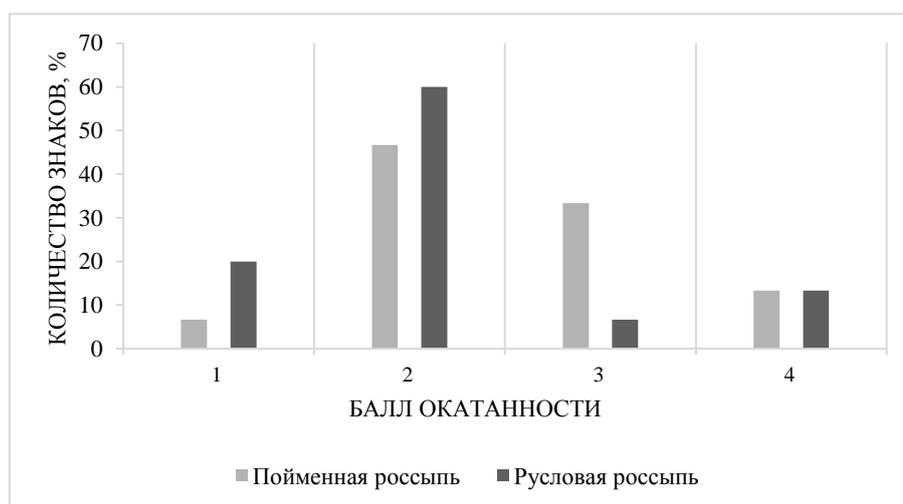


Рис. 2.1. Сравнительная диаграмма балла окатанности по россыпям р. Гаревки

*Степень изношенности поверхности золота.* Отражает наличие следов скольжения, трещин и царапин на знаках, как результат механического переноса. Доля изношенности знаков золота установилась по площади поверхности, имеющей соответствующие дефекты. Следовательно, на знаках террасовой россыпи изношенность выше, чем на знаках русловой (рис. 3), что указывает на наибольшее механическое воздействие на золото террасовой россыпи.

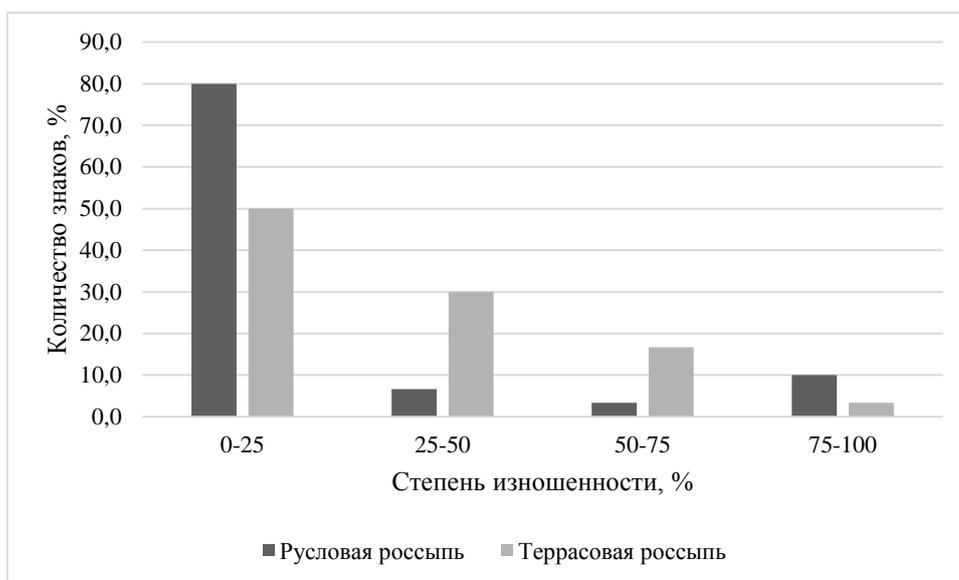


Рис. 3. Сравнительная диаграмма степени изношенности по участкам 1 и 2

*Агрегатность.* Длительное пребывание знаков золота в зоне гипергенеза, приводит к образованию сростков (рис. 4). В данных россыпях встречены сростания двух знаков. На пойменной россыпи сростки составляют 23,3%, на втором – 33,3% от общего количества зерен в выборках. Границы сростания золотин русловой россыпи, почти не наблюдаемы, в отличие от зерен террасовой, границы которых отчетливо видны.

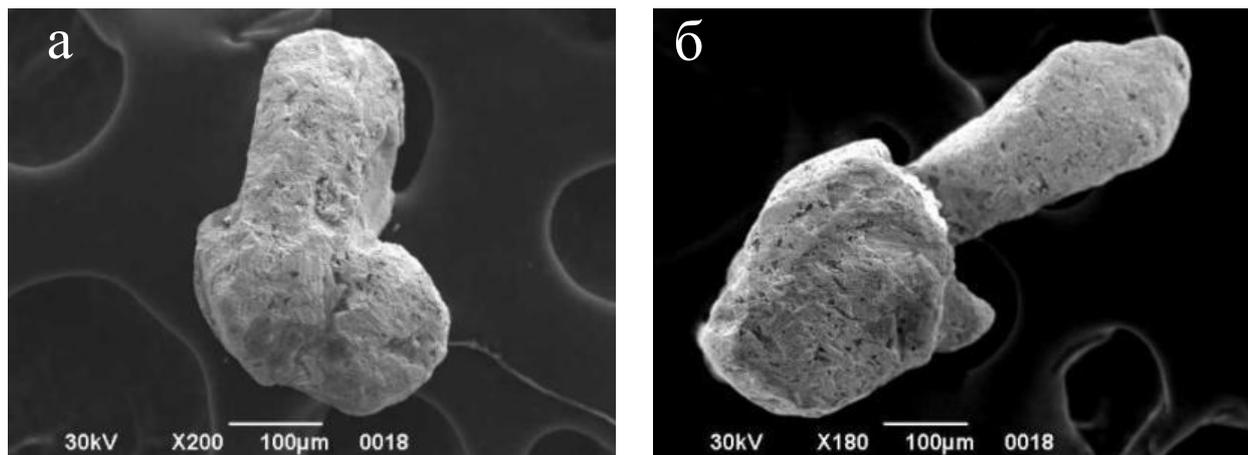


Рис. 4. Сростки знаков из русловой (а) и террасовой (б) россыпей р. Гаревка

*Коэффициент извилистости внешнего контура.* Предложен сотрудниками кафедры минералогии и петрографии (Илалтдинов, Осовецкий, 2011). Коэффициент используется как индикатор дополнительных источников поступления частиц в водоток. Он определяется по формуле (1), где  $P$  – периметр,  $a$  – длина,  $b$  – ширина. Замер зерен золота выполнен по микрофотографиям, сделанным под электронным микроскопом.

$$K_{\text{изв}} = P/2(a + b) \quad (1)$$

Для измерения  $K_{\text{изв}}$  подходят только уплощенные зерна, поэтому в выборках отобраны лишь знаки, соответствующие этому требованию (рис.5).

По статистическим расчетам, полученным при анализе русловой и террасовой россыпей р. Гаревка, можно предположить, что при формировании террасовой россыпи сказывалось влияние дополнительного источника питания (рис. 5.1).

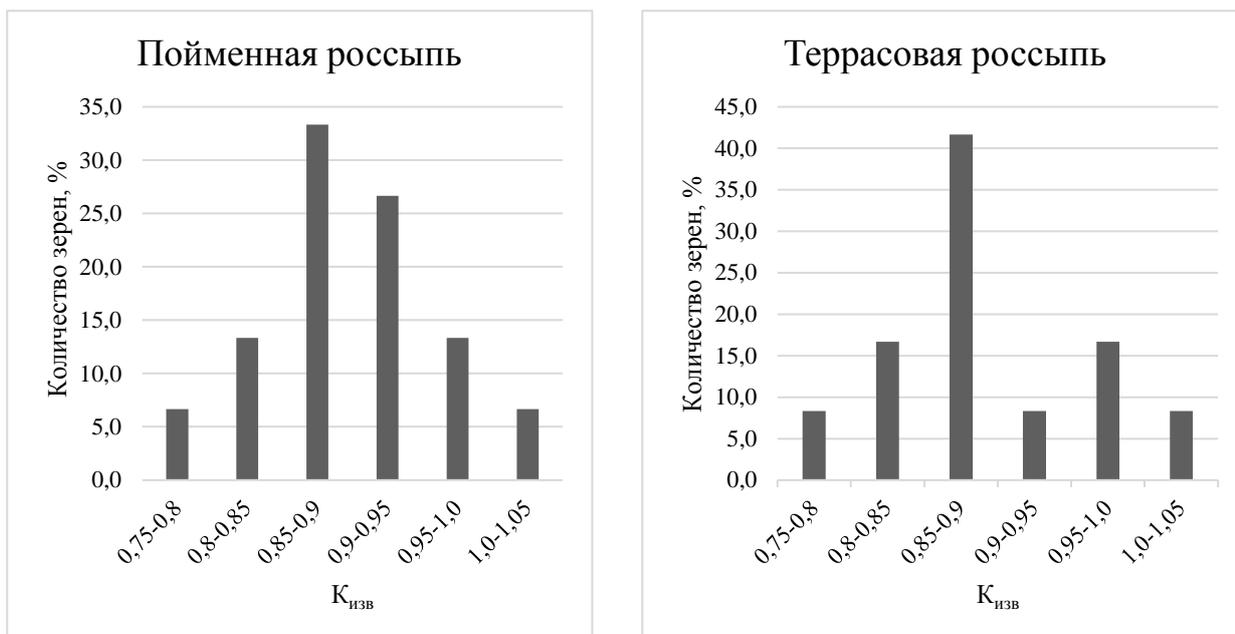


Рис. 5. Изменение значений коэффициента извилистости ( $K_{изв}$ )

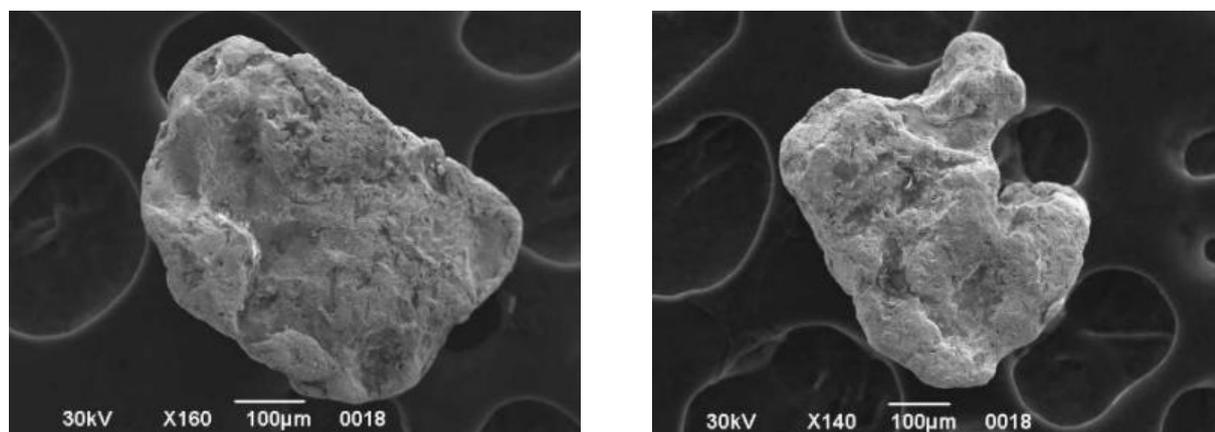


Рис. 5.1. Зерна золота с  $K_{изв}=0,75$  и  $0,88$ , террасовая россыпь

**Заключение.** Изучение морфологии золота дает большое количество результатов. Проведенное сравнительное исследование золота россыпью р. Гаревка Горнозаводского района Пермского края указывает на заметные различия между металлами русловой и террасовой россыпей. По полученным данным русловая (верхнеплейстоцен-голоценовая) россыпь содержит менее подверженное внешнему механическому воздействию, слабо окатанное и длительное время, находившееся в зоне гипергенеза золото, имеющее один источник питания. Террасовая (олигоценовая) россыпь, содержащая золото, подверженное высокому механическому воздействию извне, хорошо окатанное с влиянием дополнительного источника питания.

#### Литература

1. Илалтдинов И.Я., Осовецкий Б.М. Золото юрских отложений Вятско-Камской впадины / Перм. ун-т. Пермь, 2008. 230 с.
2. Осовецкий Б.М. «Новое» золото: монография // Перм. гос. нац. исслед. ун-т. – Пермь, 2016, 116 с.
3. Осовецкий Б.М. Прецизионные методы исследования минералов. ПГНИУ – Пермь, 2021. – 156 с.
4. Глухов Ю. В., Кузнецов С. К., Савельев В. П., Котречко Е. Ю. Золото из аллювиальных отложений Среднего Киввожа (Вольско-Вымская гряда, Тиман) // Известия Коми научного центра УрО РАН. № 1 (33). 2018. С. 49–59.

## ЭКСПРЕСС-МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ МИНЕРАЛЬНОГО СОСТАВА ШЛИХОВ С ПОМОЩЬЮ РАМАНОВСКОЙ СПЕКТРОСКОПИИ

**Калинин Кирилл Павлович**

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,  
магистрант 2 курса, (2020-2022), г. Пермь  
e-mail: kirill1998@mail.ru*

**Зяббаров Максим Рашидович**

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,  
магистрант 2 курса, (2020-2022), г. Пермь  
e-mail: zyabbarov.maks@gmail.com*

**Научный руководитель:** *старший преподаватель Пактовский Юрий Германович*

**Аннотация:** Целью работы является проведение количественного минералогического анализа максимально точно, диагностика похожих по цвету и морфологии минералов в шлихе под бинокулярным микроскопом. Для этого предварительно была отобрана монофракция этих минералов и изучена точным прецизионным методом под рамановским микроскопом.

**Ключевые слова:** рамановская спектроскопия, минералогия, бинокулярный микроскоп, монофракция, морфология минералов.

## EXPRESS METHOD FOR DETERMINING THE MINERAL COMPOSITION OF THE CONCENTRATES USING RAMAN SPECTROSCOPY

**Kirill Kalinin Pavlovich**

*Perm State University,  
2<sup>nd</sup> year Master's Degree Student, Perm,  
e-mail: kirill1998@mail.ru*

**Zyabbarov Maxim Rashidovich**

*Perm State University,  
2<sup>nd</sup> year Master's Degree Student, Perm,  
e-mail: zyabbarov.maks@gmail.com*

**Research Supervisor:** *Senior Lecturer, Paktovsky Yuri Germanovich*

**Abstract:** The aim of the work is to conduct quantitative mineralogical analysis as accurately as possible, to diagnose minerals similar in color and morphology in the dressing under a binocular microscope. For this purpose, the monofraction of these minerals was previously selected and studied by an accurate precision method under a Raman microscope.

**Keywords:** Raman spectroscopy, mineralogy, binocular microscope, monofraction, morphology of minerals.

Получены литологические пробы, отобранные геологом Зяббаровым М.Р. в среднем течении рек Мышьяковка и Медянка, являющимися левым притоком р. Лобва в Свердловской области. Пробы взяты из косовых отложений: М1, М2, М3 – р. Медянка; ЯК1, ЯК2, ЯК3 – р. Мышьяковка. В тектоническом отношении район располагается в Уральско-Монгольском складчатом поясе, Тагильском синклинии.

Лабораторное изучение проб проводилось по типовой схеме обработки проб для петрографического и количественного минералогического анализов [3].

Исходная масса проб: М1 – 148,79 г., М2 – 135,38 г., М3 – 174,03 г., ЯК1 – 151,41 г., ЯК2 – 129,34 г., ЯК3 – 145,57 г. Сначала было проведено отмучивание глинистой фракции всех проб. Тяжелая фракция проб доведена до «черного шлиха», высушена и взвешена. Конечная масса проб: М1 –

0,6948 г., М2 – 0,8189 г., М3 – 0,9504 г., ЯК1 – 0,5292 г., ЯК2 – 0,8361 г., ЯК3 – 1,1699 г. Затем выделена магнитная фракция, электромагнитная (5А) и неэлектромагнитная фракции.

Количественный минералогический анализ проводился под стереомикроскопом Meiji Techno EMT 2. В ходе анализа были обнаружены многочисленные и разнообразные минералы зеленого цвета, в том числе и в виде обломков. Для определения минералов выбрана проба ЯК1, из которой методом квартования выделена монофракция минералов зеленого цвета.

Спектроскопия комбинационного рассеяния света (КРС или рамановская спектроскопия), является основным в изучении особенностей структуры минералов. Метод дает информацию об особенностях их локальной молекулярной структуры. В настоящее время появление достаточно компактных источников лазерного излучения, специализированных микроскопов и аппаратуры регистрации в сочетании с компьютерными программами обработки КР спектров позволили применять спектры КР для диагностики минералов. При помощи рамановского микроскопа можно изучать отдельные зерна минералов до 1 мкм. Могут анализироваться как прозрачные, так и непрозрачные зерна [1].

Для изучения под рамановским микроскопом SENTERA II отобрано 40 зерен. В качестве источника возбуждения образцов использовался лазер с длиной волны 785 нм. Результаты исследования представлены в таблице.

Таблица 1  
Минеральный состав пробы ЯК1, %

Минерал	Под рамановским микроскопом	Под бинокулярным микроскопом
Диопсид	70,0	81,6
Актинолит	7,5	2,5
Андрадит	10,0	4,6
Эпидот	10,0	11,3
Апатит	2,5	-
Итого, %	100,0	100,0

Цель исследования состояла в том, чтобы при количественном минералогическом анализе максимально точно диагностировать похожие по цвету и морфологии минералы в шлихе под бинокулярным микроскопом.

Для этого предварительно была отобрана монофракция этих минералов (40) и изучена точным прецизионным методом под рамановским микроскопом.

Затем диагностированные, таким образом, зерна минералов изучены по их индивидуам, в совокупности характерных признаков у каждого из них: диопсида, актинолита, андрадита, эпидота и апатита.

Обломки и зерна диопсида цветом от светло-зеленого до темно-зеленого, прозрачные и полупрозрачные, встречаются окатанные зерна, обломки изометричные; с удлинением по призме; блеск стеклянный.

Зерна актинолита зеленого и темно-зеленого цвета в виде игольчатых агрегатов, иногда радиально-лучистых, непрозрачных.

Изометричные прозрачные зерна андрадита темно-зеленого цвета со скульптурированным рельефом.

Полуокатанные изометричные зерна эпидота светло-зеленого цвета, полупрозрачные.

Единичное полуокатанное зерно апатита зеленого, светло-зеленого цвета, полупрозрачное.

На фактологической основе определения минералов рамановским методом проведен количественный минералогический анализ пробы ЯК1 с представительной выборкой 500 зерен под бинокулярным микроскопом. Задача состояла в том, чтобы максимально уменьшить количество ошибок при минералогическом анализе, при этом сократив время анализа. Результаты представлены в таблице.

Таким образом, на основании описанного выше экспресс-метода можно сделать следующие выводы:

1) в сложных случаях, когда в минеральной ассоциации много сходных по цвету и морфологии зерен, необходимо их идентифицировать с помощью прецизионных методов (в нашем случае рамановский метод);

2) полученные после точной диагностики минералов рамановским методом данные можно использовать при количественном минералогическом анализе под бинокулярным микроскопом, исходя из физических свойств минералов;

3) с помощью рамановской спектроскопии значительно повышается качество количественного минералогического анализа и уменьшается время его проведения, при этом расширяется опыт исследователя.

#### ***Литература***

*1. Лебедева С.М., Кориневский В.Г. Рамановская спектроскопия как экспрессный метод диагностики минералов // Минералы: строение, свойства, методы исследования. 2012, № 4. С. 172-174.*

*2. Низамова А.В., Гареев Б.И., Баталин Г.А., Куликова А.В. Рамановская спектроскопия минералов тяжелой фракции // В книге: Спектроскопия комбинационного рассеяния света. 7-й Урало-Сибирский семинар. Екатеринбург, 2021. С. 77-78.*

*3. Осовецкий Б.М. Шлиховой метод. Пермь: Перм. гос. нац. исслед. ун-т, 2009. 162 с.*

## ПЕТРОГРАФИЯ УЧАСТКА ЕВРОПЕЙСКИЙ ГОРНОЗАВОДСКОГО РАЙОНА (ПЕРМСКИЙ КРАЙ)

*Петунина Татьяна Алексеевна*

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,  
студент 4 курс,  
e-mail: tanushap57@gmail.com*

*Научный руководитель: старший преподаватель Томила Е.М.*

**Аннотация:** петрографическое изучение сланцев на примере участка недр Европейский.

**Ключевые слова:** метаморфические породы, кристаллические сланцы, участок недр Европейский (станция Европейская).

## PETROGRAPHY OF THE SITE OF THE EUROPEAN MINING AREA (PERM KRAI)

*Petunina Tatyana Alekseevna*

*Perm State University,  
4th year student,  
e-mail: tanushap57@gmail.com*

*Research Supervisor: Senior Lecturer E.M. Tomilina*

**Abstract:** petrographic study of shales on the example of the European subsurface area.

**Keywords:** metamorphic rocks, crystal shales, European subsurface area (European station).

Участок геологической съемки «Европейский» находится в восточной части Пермского края в Горнозаводском районе в 16 км от рабочего посёлка Промысла, в 12 км от трассы Пермь – Екатеринбург и в 4 км от железнодорожной станции «Европейская». Имеет границу со Свердловской областью.

Территория участка работ расположена в пределах Западно – Уральской зоны складчатости и западного крыла Центрально – Уральского поднятия. На рассматриваемой площади происходит сближение зон Тылайско-Промысловского надвига, Европейского, Теплогорского, Чекменского и Ивановско-Серебрянского субмеридиальных региональных разломов. Пространство между этими разломами насыщено множеством отдельных кварцевых жил.

Европейская площадь относится к зоне регионального метаморфизма, к фации зеленых сланцев. Породы верхнего кембрия и нижнего ордовика представлены песчаниками, алевролитами, сланцами мусковит-кварцевыми, хлорит-мусковит-кварцевыми, кварц – эпидотовыми хлоритовыми с прожилками белого сахаровидного кварца, также рыхлыми четвертичными отложениями.

Автором в период практики были отобраны 4 образца из шурфов разных поисковых профилей. Породы представлены сланцами разного минералогического состава.

При макроописании было выявлено, что образцы имеют афанитовую (микрозернистую) гомеобластовую лепидобластовую структуру, плотную однородную сланцеватую текстуру и в их минералогическом составе содержится кварц, хлорит и серецит. Образцы № 1-3 имеют серовато – голубой цвет с перламутровым отливом, образец № 4 – от бежевого до темно – коричневого оттенков (рис. 1).

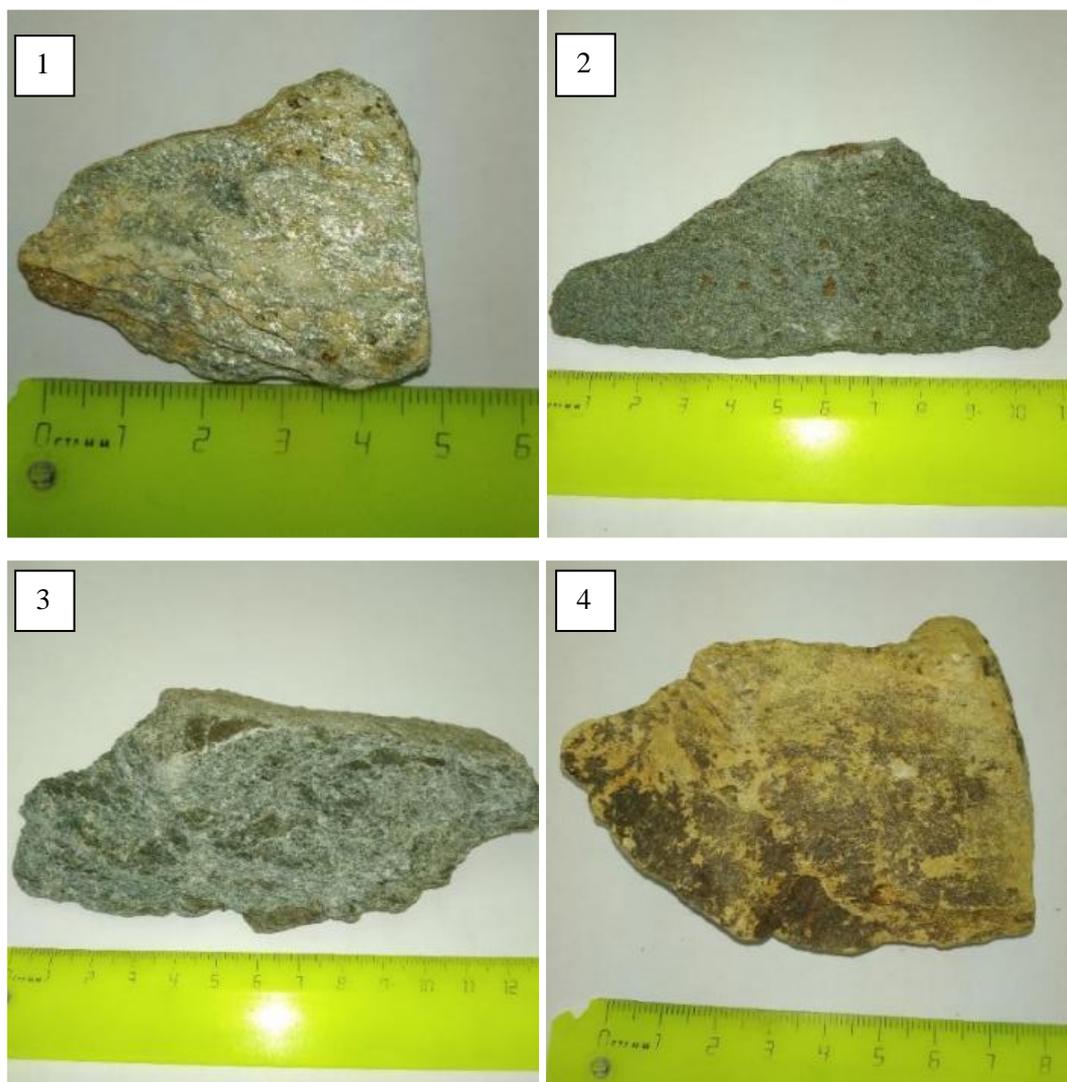


Рис. 1. Сланцы из шурфов участка геологической съёмки Европейский. Образцы № 1,2,3 и 4. Были исследованы шлифы образцов № 1 и № 4.

Данный материал исследовался на оптическом микроскопе Meiji Techno ML9420. Оптико-микроскопические исследования проводились на вышеуказанном оптическом микроскопе в проходящем свете с использованием методов скрещенных николей. Кроме этого были сделаны снимки шлифов на микроскопе Olympus BX51 в проходящем свете и в скрещенных николях при увеличении 100x [2].

В процессе описания шлифов были использованы оптические свойства, характеризующие главные порообразующие компоненты [1].

При изучении пород под микроскопом было установлено, что образец №1 представлен мусковит – кварцевым сланцем и имеет микрозернистую по абсолютной величине (менее 0,5 мм), гомеобластовую по относительной величине, лепидобластовую и гранобластовую по форме структуры, сланцеватую текстуру. В минеральном составе присутствует кварц, мусковит и рудные минералы. Кварц в шлифах субизометричный, бесцветный, без спайности, с анализатором имеет серые, белые цвета интерференции первого порядка, средний рельеф и неравномерное облачное погасание. Мусковит тонкий, таблитчатый, бесцветный, спайность не видна, с анализатором имеет высокие цвета интерференции (II и III порядков), равномерное погасание и нейтральный рельеф. Рудные минералы окрашены в темно-красный цвет и представлены предположительно пиритом и магнетитом (рис. 2).

Образец №4 представлен кварц – эпидотовым сланцем, имеет микрозернистую, гомеобластовую и гранобластовую структуры, массивную однородную текстуру, в минеральный состав входит эпидот и кварц. Эпидот наблюдается в виде мелких кристаллов, у которых трудно определить спайность и форму. Без анализатора от бесцветного до тёмно-коричневого. С анализатором имеет интерференционный цвета II порядка. Кварц по описанию такой же как и в предыдущем шлифе (рис. 3).

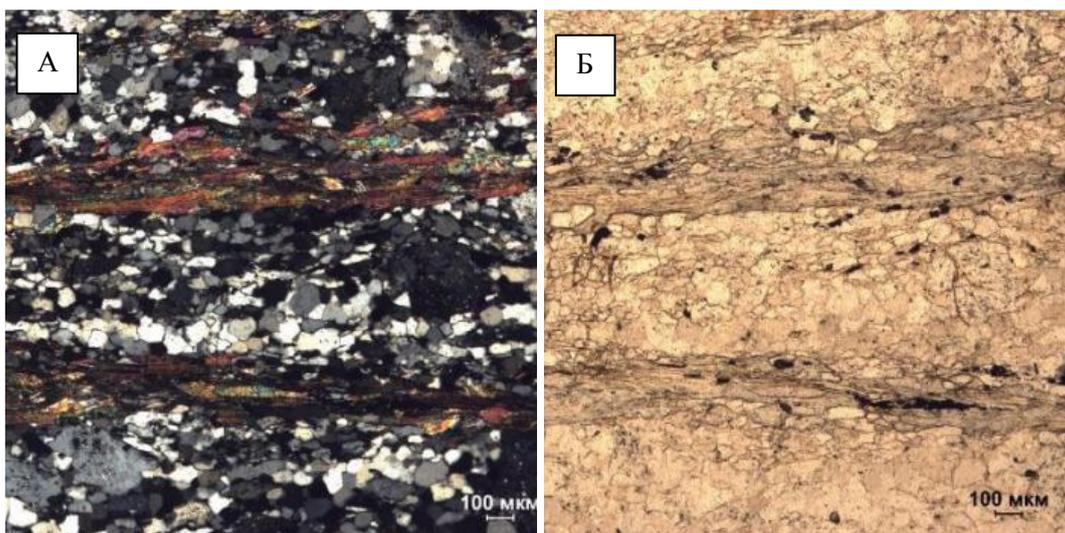


Рис. 2. Шлиф №1 – мусковит – кварцевый: А) послойное чередование кристаллов кварца и мусковита (с анализатором);  
Б) послойное чередование кристаллов кварца и мусковита (без анализатора)

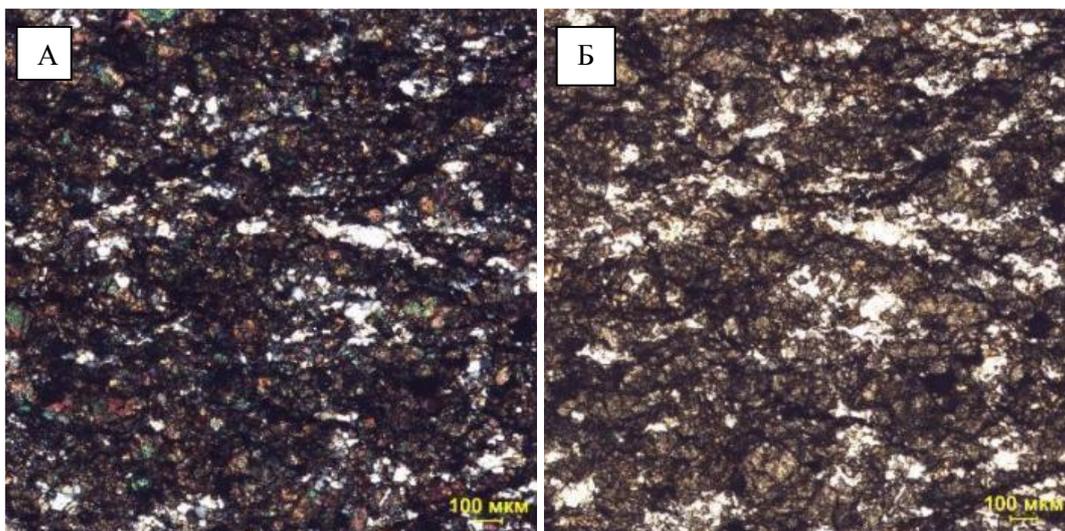


Рис. 3. Шлиф №4 – кварц – эпидотовый сланец: А) микроскопические кристаллы эпидота и кварца (с анализатором);  
Б) микроскопические кристаллы эпидота и кварца (без анализатора)

В ходе исследования был определен минеральный состав горных пород с участка геологической съёмки Европейский в Горнозаводском районе Пермского края. Породы были типизированы в соответствии с Петрографическим кодексом [3].

На данный момент исследования продолжаются, будет проведён рентгеноструктурный анализ с уточнением минерального состава и процентного валового состава породы.

#### Литература

1. Лодочников В.Н. Главнейшие породообразующие минералы. Издание 5-е, испр. и доп. Под ред. В.С. Соболева. М., «Недра», 1974, стр. 210-230.
2. М.Ю. Шур. Петрография. Руководство к практическим занятиям. Учебное пособие. – М.: Изд-во МГУ, 2005. – 99 с., 29 ил.
3. Петрографический кодекс России. Магматические, метаморфические, метасоматические, импактные образования. Издание третье, исправленное и дополненное. СПб.: ВСЕГЕИ, 2009, 200 с.

## ИЗУЧЕНИЕ МИНЕРАЛЬНОГО И ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ХВОСТОВ ПОЛЕВОШПАТОВОГО ПРОИЗВОДСТВА

**Пугач Владимир Владимирович**

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,  
геологический факультет, направление геохимия, студент 3 курса глг-6-19-НБ, г. Пермь  
e-mail: Vova5011999@mail.ru*

**Останина Виолетта Анатольевна**

*Пермский государственный национальный исследовательский университет, геологический факультет, направление геохимия, студент 3 курса глг-6-19-НБ, г. Пермь  
e-mail: Vostanina53@gmail.com*

**Научный руководитель:** Старший преподаватель Пузик Алексей Юрьевич

**Аннотация:** Предприятия, добывая полезные ископаемые, после их обогащения имеют большое количество отходов-хвостов, которые складывают на своих полигонах. Актуальность заключается в том, чтобы вовлечь хвосты в производственный цикл.

**Ключевые слова:** Минеральный состав, химический состав, полевошпатовое производство, гранулометрический анализ, полезные ископаемые, хвосты производств, отходы производств.

## STUDY OF THE MINERAL AND CHEMICAL COMPOSITION OF TAILINGS FELDSPAR PRODUCTION

**Vladimir Pugach**

*Perm State National Research University,  
Faculty of Geology, direction geochemistry 3<sup>rd</sup> year Student, Perm  
e-mail: Vova5011999@mail.ru*

**Violetta Ostanina**

*Perm State National Research University,  
Faculty of Geology, direction geochemistry 3<sup>rd</sup> year Student, Perm  
e-mail: Vostanina53@gmail.com*

**Research Supervisor:** Senior Lecturer Alexei Puzik

**Abstract:** Enterprises extracting minerals, after their enrichment, have a large amount of waste-tailings, which are stored at their landfills. The relevance is to involve tailings in the production cycle.

**Keywords:** Mineral composition, chemical composition, feldspar production, granulometric analysis, minerals, tailings of production, waste of production.

Полевые шпаты объединяют обширную группу чрезвычайно широко распространенных минералов, по химическому составу представляющих собой алюмосиликаты калия, натрия, кальция, бария. Минералы группы полевых шпатов – наиболее распространенные составные части земной коры. Полевые шпаты занимают по массе 50% ее состава, в горных породах они почти всегда являются спутниками. Приблизительно около 60% полевых шпатов заключено в магматических горных породах, около 30% приходится на долю метаморфических пород и 10% – на долю осадочных пород.

Калиево-натриевые полевые шпаты делят на существенно калиевые (микроклины, ортоклазы, санидины), смешанные (анортоклазы, натриевые санидины, ортоклаз – криптопертиты) и существенно натриевые (альбиты). Калиевый полевой шпат – ортоклаз или микроклин ( $K_2O \cdot Al_2O_3 \times 6SiO_2$ ), не имеет определенной температуры плавления, так как при плавлении распадается на лейцит ( $K_2O \cdot Al_2O_3 \times 4SiO_2$ ) и стекло, богатое кремнеземом. Разложение ортоклаза или микроклина начинается при 1170°C, окончательное расплавление происходит при 1510-1530°C. Калиевый полевой шпат бывает белого, серого, желтоватого, коричневатого-красного, темно-красного и других

цветов. Натриевый полевой шпат, или альбит ( $\text{Na}_2\text{O} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 6\text{SiO}_2$ ), не имеет определенной температуры плавления. Он постепенно переходит в расплав при 1120-1200°C, бывает белого, желтого, красноватого, серого и других цветов. Альбит имеет значительно меньшую вязкость при высоких температурах, более низкую температуру плавления и более короткий температурный интервал вязкого состояния, по сравнению с калиевым полевым шпатом. Помимо алюминия, кремнезема, калия, натрия и кальция в составе полевых шпатов в виде структурных изоморфных примесей могут присутствовать барий, титан, железо, магний, стронций, реже марганец. Кроме того, ряд химических элементов может привноситься с тонкодисперсными включениями минералов, характерных для полевых шпатов (гематит, ильменит, рутил). В настоящее время наиболее распространенными промышленными методами обогащения стали флотация и электромагнитная сепарация. Полевошпатовые материалы используют для производства художественного и хозяйственного фарфора, фаянса и электротехнического фарфора, производства санитарно-керамических изделий, производства отделочных и облицовочных плиток, производства отделочных и облицовочных плиток и низкотемпературного фарфора, технического стекла, листового технического стекла, листового оконного стекла, покрытий сварочных электродов, керамических связок. [2]

Минеральный и химический состав были изучены на оборудовании в секторе наноминералогии центра коллективного пользования Пермского государственного национального исследовательского университета. Анализировался состав хвостов горно-обогатительного комбината, который производит полевошпатовый концентрат, массой пробы 5 кг. Проводились следующие анализы: Гранулометрический анализ [4], минералогический анализ, рентгенофазовый анализ, рентгенофлуорисцентный анализ.

Проба была отквартована [1], до навески массой 200г, после чего проведлся гранулометрический анализ пробы, в результате которого были получены следующие фракции: 1,0-0,5 мм; 0,5-0,25 мм; 0,25-0,1 мм; 0,1-0,01 мм. В результате полученных данных наибольший интерес представляет фракция 0,25 – 0,1 мм содержанием 46,6 %, второй по содержанию является фракция 0,1 – 0,01 мм – 38,7%, третьей является фракция 0,5 – 0,25 мм содержанием 14,5%, непредставительной является фракция размерностью 1,0 – 0,5 мм содержанием 0,2%. (табл.1)

Минеральный состав определялся при помощи бинокулярного микроскопа [5] Meiji Techno EMT 2 10x, 30x (с окулярами 10x). Среди наиболее крупных зерен 1,0 мм – 0,5 мм присутствуют в основном слюда 39,7%, КПШ 27,7%, сростки с кварцем 19,4%, сульфиды такие как пирит 10%. Среди фракции 0,5 мм – 0,25 мм выделяются – слюда 33,3%, сростки с кварцем 30,9%, КПШ 29,3%. Во фракции 0,25 мм – 0,1 мм выделяются слюда в размере 46,75%, сростки с кварцем 6,49%, КПШ 35,06%. Фракция 0,1 – 0,01 мм не исследовалась так как отделение частиц, Класс <0,1 не описывался, так как разделение подручными средствами невозможно в связи с маленьким размером частиц. Так же были определены непредставительные минералы в процентном содержании <1%: обломки полевошпатовых пород со слюдой, Гематит, Ожелезненный шпат, Лейкоксен, Турмалин. (Табл.2)

Рентгенофазовый анализ [3] образцов выполнялся с применением рентгеновского порошкового дифрактометра D2 Phaser (фирма «Bruker», ФРГ). В результате Рентгенофазового анализа был определен более точный минеральный состав проб. Характеристики прибора: рентгеновская трубка с медным анодом (излучение –  $\text{CuK}\alpha$ ,  $\lambda=1,54060 \text{ \AA}$ ), генератор с напряжением – 30 кВ, силой тока – 10 мА; детектор линейный – LYNXEYE. Порошковая проба помещалась в кювету, производилась съёмка дифрактограммы. Условия съёмки: расходящаяся щель 0,6 мм, щели Соллера – первичная 2,5°, вторичная 2,5°; угловой диапазон от 5 до 70° 2 $\theta$ ; скорость набора импульсов в каждой точке 1,0 с; шаг – 0,03°. Обработка кривых (сглаживание, поиск пиков) и качественный анализ выполнялись с помощью программы Diffrac.Eva. Для поиска минеральных фаз использовалась база данных порошковой дифрактометрии – PDF-2. Количественный анализ валового состава пробы выполнялся с помощью программного обеспечения Topas 4-2, которое реализует безэталонный анализ на основе метода Ритвельда – процедуры минимизации отклонения между экспериментальной и теоретически рассчитанной дифрактограммами. Сумма минеральных фаз рассчитывалась к 100 %.

По рентгенограмме смеси минералов фракции 0,5-0,25 (Рис. 1), 0,25-0,1 (Рис. 2) и 0,1-0,01 (Рис. 3) определяют интенсивность аналитических линий минералов и эталона, составляют отношения между ними и далее, используя градуировочные графики определяют количественное содержание минералов. В результате рентгенофазового анализа пробы были выявлены следующие составы образцов (Табл. 3)

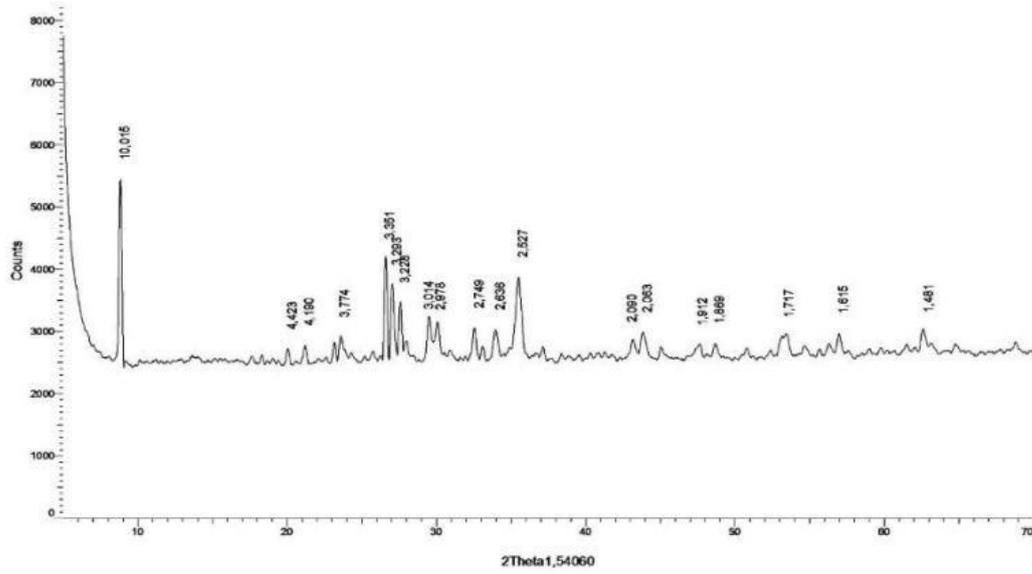


Рис. 1. Рентгенограмма минерального состава хвостов фракции 0,5-0,25 мм

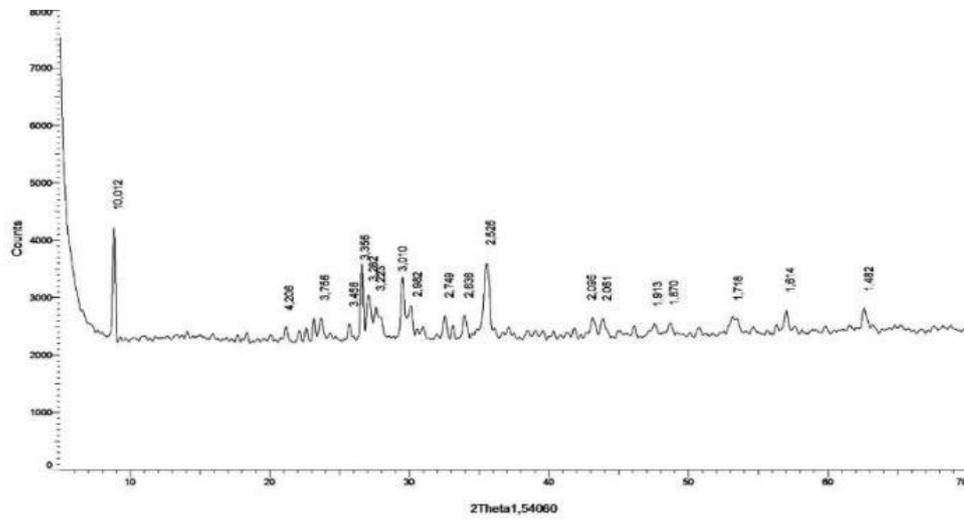


Рис. 2. Рентгенограмма минерального состава хвостов фракции 0,25-0,1 мм

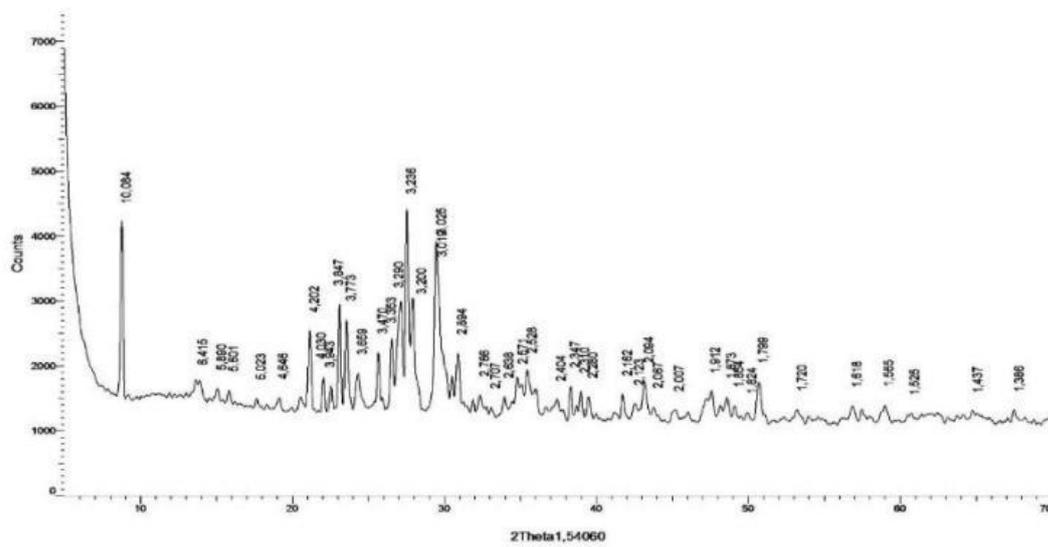


Рис. 3. Рентгенограмма минерального состава хвостов фракции 0,1-0,01мм

В результате Рентгенофазового анализа был определен более точный минералогический состав проб. Сравнив с результатами минералогического описания под бинокулярным микроскопом, предварительно были выявлены следующие минералы: анальцит, альбит, эгирин-авгит, хлорит, сфен, магнетит, титаномагнетит, апатит; в процентном содержании, представленном в таблице. Биотит и остаточный полевой шпат были определены в меньшем количестве по отношению к микроскопическому анализу.

Рентгенофлуоресцентный метод исследования химического состава вещества по вторичному характеристическому рентгеновскому излучению, возбуждаемому с помощью частиц высокой энергии – фотонов, протонов, тяжелых ионов. Для анализа горной породы наиболее часто применяют фотонный способ возбуждения, источником которого служат мощные рентгеновские трубки или радиоактивные изотопы [6]. Рентгенофлуоресцентный анализ выполнялся на рентгенофлуоресцентном спектрометре S8 Tiger (фирмы Bruker, ФРГ).

Основные характеристики прибора:

- 1) источник рентгеновского излучения: мощность – 4 кВт; максимальный ток –170 мА; материал анода – родий;
- 2) термостабилизированный базовый блок спектрометра с гониометром на основе шаговых двигателей;
- 3) проточный пропорциональный и сцинтилляционный детекторы;
- 4) кристаллы-анализаторы для анализа элементов: от азота до кремния; от алюминия до титана; от калия до урана.

В связи с тем, что рентгенофлуоресцентным анализом не может быть определено содержание воды, гидроксила, диоксида углерода и т.п. обязательным элементом операций пробоподготовки является предварительное определение потерь при прокаливании (ППП). Определение потери при прокаливании осуществлялось по методике НСАМ № 118-Х с применением аналитических весов серии GR-202 («A&D CO.LTD», Japan). Потерей при прокаливании силикатных горных пород является выраженное в процентах уменьшение массы навески порошка исследуемой усреднённой пробы за счёт улетучивания воды (кристаллизационной, гигроскопической, адсорбционной и воды включений) или удаления углекислого газа карбонатов в составе цемента. При определении ППП навеску силикатных горных пород прокаливают в течение часа при медленном повышении температуры до постоянного веса при температуре 950оС, затем охлаждают в эксикаторе и взвешивают второго знака после запятой. Прокаливание и взвешивание повторяют до получения постоянной массы. Прокаливание осуществлялось с помощью высокотемпературной электропечи ПЛ 10/12,5. Пробоподготовка осуществлялась по отраслевой методике – Инструкции № 313-РС. Она предусматривала сокращение первичной навески до 10 г квартованием, истирание до крупности частиц 10 мкм в мономельнице Пульверизетте-6 (фирма Fritsch, ФРГ). Далее навеска истертой пробы (2 г) тщательно смешивалась с воском в соотношении 4:1. Под давлением 20 т на гидравлическом лабораторном прессе VANEОХ 25t PR-25A-ND (FLUXANA GmbH&Co.KG, Германия) из полученной смеси изготавливалась таблетка диаметром 40 мм на подложке из борной кислоты. Измерение проводилось по программе количественного химического анализа для силикатных горных пород, созданной по калибровочным графикам на стандартах российского производства. Данным методом определялось содержание макрокомпонентов в оксидной форме: SiO<sub>2</sub>, Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, TiO<sub>2</sub>, FeO\*, MgO, CaO, MnO, Na<sub>2</sub>O, K<sub>2</sub>O, чувствительностью до 0,01%. Кроме того, одновременно по той же калибровке определялось содержание наиболее распространенных малых элементов с чувствительностью до 0,0001%.

В результате рентгенофлуоресцентного анализа был определен химический состав хвостов полевошпатового производства (Таблица 4). В результате анализа наблюдается, что во всех трех фракциях наибольшее процентное содержание занимает SiO<sub>2</sub>. Содержание Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, во фракции 0,1-0,01, примерно в 4 раза, и содержание SO<sub>3</sub> в 6-10 раз меньше, чем в двух других фракциях.

Таблица 1

Таблица массового и процентного содержания хвостов по гранулометрическим классам

Фракция мм	масса г.	содержание %
1,0-0,5	0,43	0,2
0,5-0,25	28,37	14,5
0,25-0,1	91,2	46,6
0,1-0,01	75,91	38,7
сумма	196	100

Таблица 2

Минеральный состав хвостов полевошпатового производства по гранулометрическим классам

Наименование минерала	1,0 мм – 0,5 мм		0,5 мм – 0,25 мм		0,25 мм – 0,1 мм	
	количество	содержание, %	количество	содержание, %	количество	содержание, %
Слюда	202	39,7	97	33,3	108	46,75
Сростки с кальцитом	99	19,4	90	30,9	15	6,49
КПШ	141	27,7	85	29,3	81	35,06
Пирит	63	10	12	4,1	14	6,06
Ильменит	1	0,2	3	1	2	0,88
нефелин	3	3	4	1,4	11	4,76
Сумма	509	100	291	100	231	100

Таблица 3

Минеральный состав по данным рентгенофазового анализа

Название минерала	Содержание%		
	0,5 мм – 0,25 мм	0,25 мм – 0,1 мм	0,1 мм – 0,01 мм
слюда	19	13	7
КПШ	21	19	22
пирит	3	1	1
ильменит	5	5	1
магнетит	2	3	0
эгирин-авгит	4	10	11
нефелин	5	9	19
хлорит	6	4	3
альбит	8	9	23
сфен	14	14	5
титаномагнетит	6	6	1
гематит	1	1	0
анальдим	4	4	3
апатит	2	2	4
сумма	100	100	100

Таблица химического состава хвостов полевошпатового производства по гранулометрическим классам, по данным РФА

Элемент, масс. %	0,5-0, 25 мм	0,25-0,1 мм	0,1-0,01 мм
SiO <sub>2</sub>	33,11	35,27	45,22
TiO <sub>2</sub>	6,302	5,204	1,144
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	11,02	12,4	18,24
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	32,2	29,54	8,28
MnO	0,647	0,57	0,254
CaO	5,94	8,04	9,85
K <sub>2</sub> O	3,794	4,126	6,241
P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	0,461	0,497	0,476
SO <sub>3</sub>	9,853	5,959	1,376
Ba	0,0142	0,0152	0,0664
Cu	0,0074	0,0062	0,0038
Zn	0,0217	0,0185	0,0052
Pb	0,0008	0,0008	0,0016
Ni	0,0109	0,0096	0,0017
Sr	0,1211	0,1664	0,3856
V	0,0776	0,0827	0,0199
Rb	0,0084	0,0079	0,0102
Zr	0,5313	0,4801	0,1567
Ga	0,003	0,0032	0,0029
La	0,0094	0,0111	0,0118
Nb	0,0392	0,0355	0,0227
Cr <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	0,0009	0,0013	0,0001
Na <sub>2</sub> O	2,572	3,197	5,582
MgO	1,36	1,1	0,34
ППП	1,26	1,27	5,22
Сумма	109,3649	108,0115	102,9116

В результате работы было выявлено что представительной является фракция 0,25 – 0,1 мм, изучен предварительный минеральный состав при помощи бинокулярного микроскопа, определен более точный минеральный состав при помощи дифрактометра по отношению к определению под бинокулярным микроскопом, определен относительный химический состав по данным рентгенофлуорисцентного анализа. В будущем будут проводиться исследования отдельных зерен под электронным микроскопом и анализ элементного состава вещества при помощи масс-спектрометра с индуктивно связанной плазмой.

### Литература

1. Арсланов Х. А., Голубчина М. Н., Искандерова А. Д. и др. Геологический словарь: в 2 т. гл. ред. акад. Паффенгольц К. Н. (отв. ред.) [и др.]. Недра, 1978. 456 с.
2. Солодкий Н.Ф., Шамриков А.С., Погребенков В.М. Минерально-сырьевая база Урала для керамической, огнеупорной и стекольной промышленности. Справочное пособие / Под ред. проф. Масленниковой Г.Н. – Томск: Изд-во ТПУ, 2009. – 332 с.
3. Князев А.В., Сулейманов Е.В. " Основы рентгенофазового анализа". Учебнометодическое пособие. Н. Новгород. 2005. 23 с.
4. Маккавеев А. А, редактор О. К. Ланге. Словарь по гидрогеологии и инженерной геологии, 1961. 186 с.
5. Осовецкий Б.М. Шлиховой метод, Пермь, 2009. 163 с.
6. Черноруков Н.Г., Нипрук О.В. Теория и практика рентгенофлуоресцентного анализа. Электронное учебно-методическое пособие. – Нижний Новгород: Нижегородский госуниверситет, 2012. 57 с.

## ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И ВЕЩЕСТВЕННОГО ЛУХОВИЦКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГЛИН (МОСКОВСКАЯ ОБЛАСТЬ)

*Рогова Стефания Сергеевна*

*Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ)  
имени М.И. Платова, студентка 4 курса, г. Новочеркасск  
e-mail: stesha05.00@mail.ru*

*Научный руководитель: к. г.-м. н., доцент, Бутенков Александр Александрович*

**Аннотация:** В работе представлены результаты исследования изменчивости характеристик вещественного состава глин в пределах участка цементного сырья «Луховицкий» (Московская область). Используются данные по содержаниям CaO, MgO, SiO<sub>2</sub>, Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, SO<sub>3</sub>.

**Ключевые слова:** глины, карты распределения, корреляция

## FEATURES OF THE GEOLOGICAL STRUCTURE AND MATERIAL OF THE LUKHOVITSKY CLAY DEPOSIT (MOSCOW REGION)

*Stefania Rogova*

*South-Russian State Polytechnic University (NPI)  
named after M.I. Platov, 4st year Student, Novocherkassk  
e-mail: stesha05.00@mail.ru*

*Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Alexander Butenkov*

**Annotation:** The paper presents the results of a study of the variability of the characteristics of the material composition of clays within the site of cement raw materials "Lukhovitsky" (Moscow region). Data on the contents of CaO, MgO, SiO<sub>2</sub>, Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, SO<sub>3</sub> were used

**Keywords:** clay, distribution maps, correlation

Данная работа посвящена исследованию геологического строения и особенностей изменчивости вещественного состава полезного ископаемого в пределах Луховицкого месторождения глин (Московская область) [3].

Материалы для данной статьи были собраны автором за время прохождения научно-производственной практики в ООО «Спецгеологоразведка» (г. Тула).

В геологическом строении района принимают участие палеозойские (каменноугольная система), мезозойские (юрская система) и кайнозойские (неогеновая и четвертичная системы) отложения.

Исследуемая толща связана с отложениями верхнего отдела юры и приурочена к подмосковной, коломенской и ермолинской свитам оксфордского яруса.

Подмосковная свита представлена она чередованием серых, темно-серых и почти черных, слоистых, часто плитчатых глин, местами битуминозных и сланцеватых; последние приурочены к основанию и верхам свиты. Мощность подмосковной свиты до 9 м.

Вышележащая коломенская свита залегает на подмосковной, и представлена светло-серыми сильно алевритовыми глинами с характерной фукоидной структурой, обусловленной интенсивной биотурбацией осадка. Толща содержит позднеоксфордскую фауну, ее мощность не превышает 8 м.

Ермолинская свита представлена темно-серыми до черных, сильно алевритовыми слюдястыми глауконитовыми глинами с закономерно распределенными по разрезу прослоями черных тонкоотмученных вязких глин и темно-зеленых глинистых алевритов. Глины содержат черные глянцевые

стяжения фосфоритов и обилие мелких давленных пиритизированных ядер аммонитов. Мощность ермолинской свиты достигает 17 м [3].

Продуктивная толща участка представляет собой пластообразную залежь глинистых и карбонатных пород, являющихся сырьем для цементного производства. Общая мощность карбонатной толщи 11,3 м, глинистой – 7,6 м.

Глинистая толща представляет собой слабо литифицированную алевролитоподобную породу тонколистовой текстуры. Окраска глин обычно темно, зеленовато-серая до черной. Глинистые породы представлены двумя разновидностями:

– глины темно-серые, плотные до аргиллитоподобных, полутвердые, твердые, залегающие в верхней части толщи.

– глины темно-серые до зеленовато-серых, плотные, полутвердые, залегающие в основном в нижней части глинистой толщи;

Границы между толщами нечёткие, выражающиеся в увеличении твердости глин.

Контакт между глиной и карбонатной толщей четкий, визуально определяемый.

В основании полезной толщи залегают отложения среднего карбона светло-серые известняки подольского горизонта вскрытой мощностью от 1,1 (скв. 8) до 6,8 м (скв. 5), в среднем 4,9 м.

Их согласно перекрывают доломиты среднего карбона подольского горизонта, отнесенные к внутренней вскрыше, общей мощностью от 3,2 (скв. 1) до 8,0 м (скв. 6), при средней 4,9 м.

В кровле доломитов согласно залегают известняки среднего карбона мячковского горизонта мощностью от 1,2 (скв. 6) до 4,6 м (скв. 1), при средней мощности 2,7 м.

Карбонатную толщу на северо-востоке перекрывают верхнеюрские отложения оксфордского яруса. Отложения представлены глинами от темно-серых до черных. Мощностью вскрытых отложений по участку изменяется от 5,2 (скв. 6) до 10,7 м (скв. 783), при средней по участку 7,6 м.

Вскрышные породы представлены почвенно-растительным слоем, флювиогляциальными отложениями (суглинки, пески) и аллювиальными отложениями четвертой надпойменной террасы (пески), средней мощностью по участку 5,9 м.

Исходными данными для исследования послужили результаты опробования и аналитических работ, проведенных на месторождении в ходе поисково-оценочного этапа работ. Были использованы данные по рядовым пробам глин в 6 скважинах (табл. 1). Это данные по содержаниям CaO, MgO, SiO<sub>2</sub>, Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, SO<sub>3</sub>, а также значениям силикатного модуля (отношение SiO<sub>2</sub>/Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>+Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>) и глиноземного модуля (отношение Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>/Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>).

Таблица 1

Исходные данные по скважинам

№ скв.	Мощность, м	Среднее содержание по скважинам, %						Силикатный модуль	Глиноземный модуль
		CaO	MgO	SiO <sub>2</sub>	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	SO <sub>3</sub>		
6	5,2	4,36	1,47	55,96	13,14	8,33	6,13	2,61	1,58
3	5,4	10,34	1,71	46,42	13,97	8,24	4,37	2,09	1,7
776	5,8	4,84	1,49	50,41	15,12	7,84	1,15	2,2	1,93
777	10,2	7,7	1,57	43,58	14,51	6,67	2,11	2,06	2,18
778	11	9,24	1,72	41,54	13,55	6,9	1,96	2,03	1,96
264	10	-	-	45,54	17,23	6,03	-	1,96	2,86

Основная цель, стоящая перед автором в процессе исследования – это изучение пространственных закономерностей распределения химического состава, а также силикатного и глиноземного модулей глин представленного выше цементного участка сырья. Данная задача была решена автором в ходе работы при помощи составления и анализа карт распределения химических показателей в программе Surfer (рис. 1-3), а также при помощи составленной матрицы корреляции Пирсона в Excel (табл. 2).

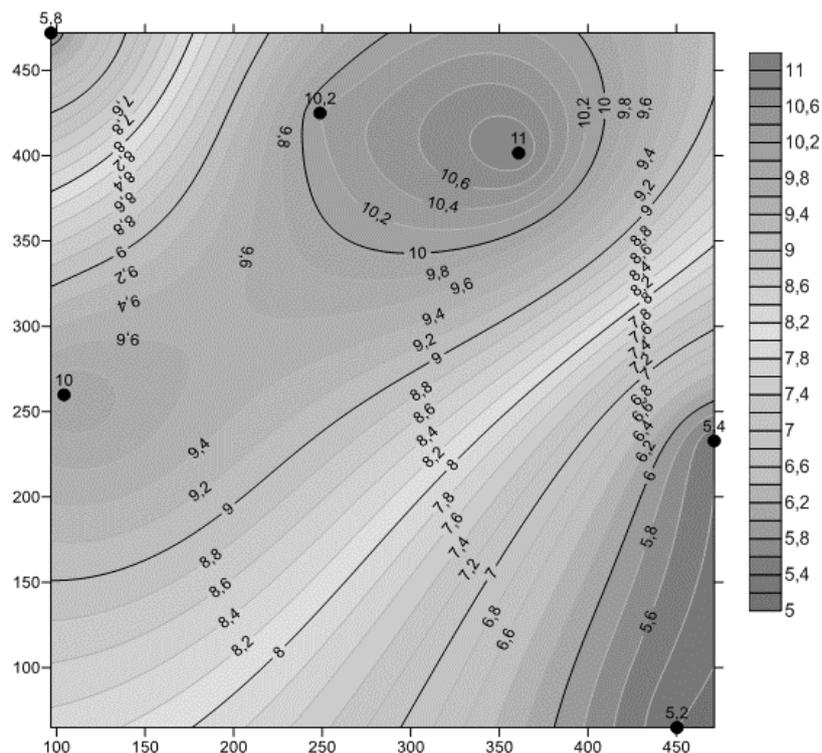


Рис. 1. Карта распределения значений мощности, м

На рис. 1 представлена карта изменчивости значений мощности, которые колеблются от 5,2 до 11 метров, и в среднем составляет 7,9 метров. Повышение значений наблюдается на севере – северо-востоке участка.

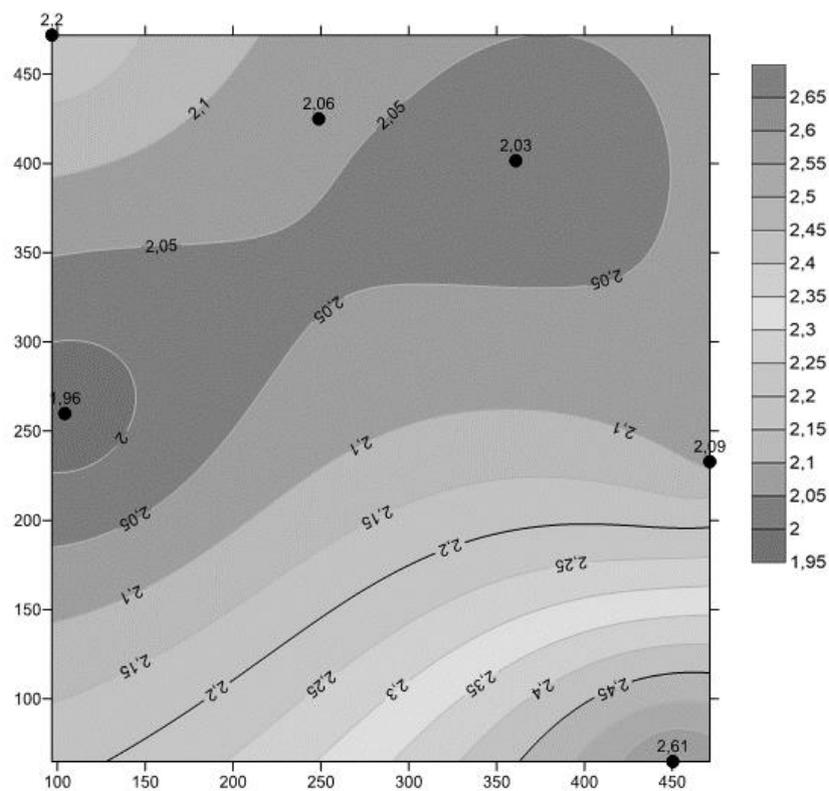


Рис.2. Карта распределения силикатного модуля

На рис. 2. представлена карта изменчивости значений силикатного модуля. В данном сегменте показания варьируют от 1,96 до 2,61, в среднем 2,2. Максимальное значение модуля зафиксировано в юго-восточном углу карты.

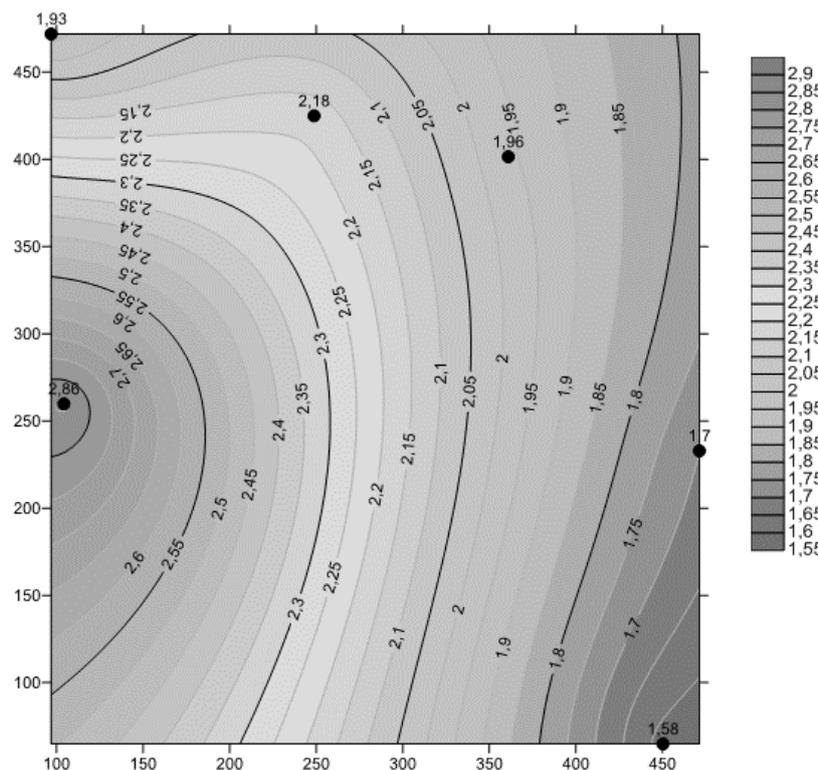


Рис. 3. Карта распределения глиноземного модуля

На рис. 3 представлена карта изменчивости значений глиноземного модуля, которые изменяются в пределах от 1,7 до 2,86. Среднее значение составляет 2,03. Повышение значений наблюдается на западе участка.

Также с помощью программы Microsoft Excel был произведен расчет матрицы корреляции Пирсона (табл. 2)

Таблица 2

Матрица коэффициента корреляции Пирсона

	Мощность	CaO	MgO	SiO <sub>2</sub>	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	SO <sub>3</sub>	Силик. модуль	Глинозем. модуль
Мощность	1	0,42	0,4	-0,81	0,32	-0,91	-0,56	-0,68	0,66
CaO		1	1,0	-0,80	-0,12	-0,31	-0,13	-0,76	0,20
MgO			1	-0,78	-0,22	-0,29	-0,15	-0,72	0,12
SiO <sub>2</sub>				1	-0,23	0,68	0,62	0,91	-0,47
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>					1	-0,68	-0,75	-0,56	0,91
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>						1	0,68	0,72	-0,91
SO <sub>3</sub>							1	0,73	-0,84
Силик. модуль								1	-0,66
Глинозем. модуль									1

Анализ корреляционной матрицы Пирсона показывает, что наиболее явно на исследуемом участке в составе исследуемых глин высокую отрицательную связь между собой проявляют оксиды CaO и SiO<sub>2</sub>, MgO и SiO<sub>2</sub>, в том числе отрицательная связь присутствует и у Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> с SO<sub>3</sub> и Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>. Отчетливые положительные связи наблюдаются у SiO<sub>2</sub> с оксидами Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> и SO<sub>3</sub>. Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> так же хорошо взаимодействует с SO<sub>3</sub>, а данный оксид, в свою очередь, демонстрирует положительное взаимодей-

ствие с силикатным модулем и достаточно большое отрицательное с глиноземным.  $Al_2O_3$  имеет сильную положительную связь с глиноземным модулем, а  $Fe_2O_3$  имеет с этим модулем сильную отрицательную связь и положительную с силикатным модулем.  $SiO_2$  проявляет сильную положительную связь с силикатным модулем, а оксиды  $CaO$  и  $MgO$  наоборот проявляют отрицательную связь с данным модулем.

Анализ построенных карт и матрицы корреляции позволяет прийти к определенным выводам.

Качество глинистого сырья выражается через значения силикатного и глиноземного модулей. Эти показатели на площади месторождения показывают некоторую изменчивость, но она варьирует в пределах, оговоренных ГОСТ 10178-85 «Портландцемент и шлакопортландцемент. Технические условия». Силикатный модуль должен находиться в пределах в пределах 1,9 – 3,2, глиноземный модуль 1,5–3,0. Некоторое ухудшение качества по этим двум модулям наблюдается в западной части участка, в зоне скважины 1,96, но и там сырьё остаётся в пределах нормы.

Следовательно, качество сырья можно считать в целом выдержанным, и его изменчивость в пределах месторождения не имеет какого-либо отрицательного значения.

Положительная связь  $SiO_2$  и  $Fe_2O_3$  в сочетании с отрицательной связью кремнезёма с  $Al_2O_3$ , указывают на то обстоятельство, что в составе исследуемых глин отсутствует каолинит, и главным глинистым минералом является монтмориллонит. Это подтверждается также при сопоставлении состава глин месторождения и состава монтмориллонита [1]:

– монтмориллонит содержит  $SiO_2$  48-56 %,  $Al_2O_3$  11-22 %,  $Fe_2O_3$  5 и более процентов,  $MgO$  4-9 %,  $CaO$  0,8-3,5 и более процентов;

– глинистое сырьё участка Луховицкого характеризуется соотношениями  $SiO_2$  47,2 %,  $Al_2O_3$  14,6 %,  $Fe_2O_3$  7,3 %,  $MgO$  1,33 %,  $CaO$  6,08 %.

Характерна отрицательная связь  $SiO_2$  и  $MgO$ , что может быть объяснено присутствием в составе глин помимо монтмориллонита также и гидрослюды – гидробиотита, который содержит в составе  $MgO$ .

Высокая положительная связь пары  $SiO_2-Fe_2O_3$  с  $SO_3$  может быть интерпретирована следствием сорбции органической серы глинистым минералом.

### Литература

1. Бетехтин А.Г. Курс минералогии. – М.: КДУ, 2007. – 721 с.
2. Борзунов В.М. Геолого-промышленная оценка месторождений нерудного сырья. – М., «Недра», 1974. – 317 с.
3. Материалы, документация по участку цементного сырья «Луховицкий» (лицензия МСК 06909 ТП, выданная ООО «Холсим (Рус) СМ» сроком действия с 26.04.2019 г. до 01.05.2024 г). – 120 с.

## МИКРОСТРУКТУРНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ГИПСОВ В ДИАТОМИТОВЫХ ТОЛЩАХ РАННЕГО ПАЛЕОГЕНА В ЗАУРАЛЬЕ

**Смирнов Павел Витальевич**

Тюменский государственный университет,  
кандидат геолого-минералогических наук, г. Тюмень  
e-mail: geolog.08@mail.ru

**Трубин Ярослав Сергеевич**

Тюменский государственный университет,  
аспирант 2 года обучения, г. Тюмень  
e-mail: iyr-2009@mail.ru

**Новоселов Андрей Андреевич**

Тюменский государственный университет, г. Тюмень  
e-mail: mr.andreygeo@mail.ru

**Аннотация:** В работе проанализированы структурно-текстурные параметры гипсов из диатомитов ирбитской свиты раннего палеогена. Сделаны выводы, что формирование агрегатов происходило в сухих и жарких климатических условиях, протекало стремительно в малоплотной нелитифицированной толще донных отложений и генетически связано с деятельностью высокоминерализованных грунтовых вод.

**Ключевые слова:** гипс, ангидрит, диатомит, палеоген, Зауралье

## MICROTEXTURE PARAMETERS OF GYPSUM IN EARLY PALEOGENE DIATOMITE SEQUENCES IN THE TRANS-URALS

**Pavel Smirnov**

University of Tyumen,  
Candidate of Geology and Mineralogy, Tyumen,  
e-mail: geolog.08@mail.ru.ru

**Trubin Yaroslav**

University of Tyumen,  
2nd year postgraduate student, Tyumen  
e-mail: iyr-2009@mail.ru

**Novoselov Andrey**

University of Tyumen, Tyumen  
e-mail: mr.andreygeo@mail.ru

**Abstract:** In the paper analyzed the structural and textural parameters of gypsum from of the Early Paleogene Irbit Formation. It is concluded that the aggregates formation occurred in dry and hot climatic conditions, proceeded rapidly in a low-density non-lithified stratum of bottom sediments and is genetically related to the activity of highly mineralized groundwater.

**Keywords:** gypsum, anhydrite, diatomite, Paleogene, Trans-Urals

Ранний палеоген (от палеоцена до среднего эоцена) был периодом доминирования теплых климатических трендов и восстановления биоты после масштабного мел-палеогенового кризиса, временем циклической смены уровней высокого и низкого стояния вод и общепланетарной перестройки тектонического плана [1-3]. Изучение раннепалеогеновых отложений неизменно привлекает внима-

ние исследователей по всему миру по причине их формирования на фоне ряда гипертермальных явлений, которые оказали колоссальное влияние на эволюцию природной среды. Крупнейшим гипертермальным событием принято считать катастрофическое потепление на границе палеоцена и эоцена – Палеоцен-Эоценовый Термический Максимум (PETM) [7]. Несмотря на очевидный прогнозируемый вклад столь масштабного изменения параметров окружающей среды в процессы аутигенного минералообразования, лишь немногочисленные исследования посвящены изучению этой обусловленности или конкретных региональных примеров. Наиболее полный анализ аутигенного минералообразования в эпоху PETM сейчас содержится в работе, выполненной под руководством S. Banerjee [4]. В разрезах Зауралья присутствие такого рода надежных маркеров ранее не установлено.

В ходе полевых исследований раннепалеогеновых отложений в пределах Камышловского месторождения диатомитов в 2020-2021 гг. в составе изученных разрезов выявлены многочисленные агрегаты гипсов, как в составе загипсованных диатомовых глин, так и в виде спорадически локализованных «звездчатых», пластинчато-шестоватых агрегатов гипса. Находки гипсов локализованы в средней части изученного разреза диатомитов и диатомовых глин, которые относят в ирбитской свите раннего эоцена  $P_{2ir}$ . В Зауралье крупные агрегаты эвапоритов в палеоцен-эоценовой толще являются первыми находками такого рода и, не исключено, генетически могут быть ассоциированы с PETM. Цель настоящей работы – анализ скорости, механики и этапности минералообразования на основе изучения структурно-текстурных параметров и минеральных включений в рассматриваемых гипсовых агрегатах. Основным аналитическим методом является электронная микроскопия, выполненная на аппаратно-программном комплексе на базе сканирующего электронного микроскопа TESCAN Vega 3SBU с приставкой энергодисперсионного рентгеноспектрального анализа Oxford X-50.

Наблюдаемые в разрезе литофации гипсов включают в себя два типа: (1) ламинарные (пластинчатые) гипсовые стяжения в диатомовых глинах, т.н. «загипсованные» (сульфатизированные) диатомовые глины и (2) локализованные выше по разрезу радиально-лучистые, «звездчатые» гипсовые агрегаты. По данным литолого-петрографического анализа в шлифах изученные агрегаты не являются мономинеральными – гипс содержит примеси ангидрита и глинистого диатомита/диатомовой глины (рис. 1).

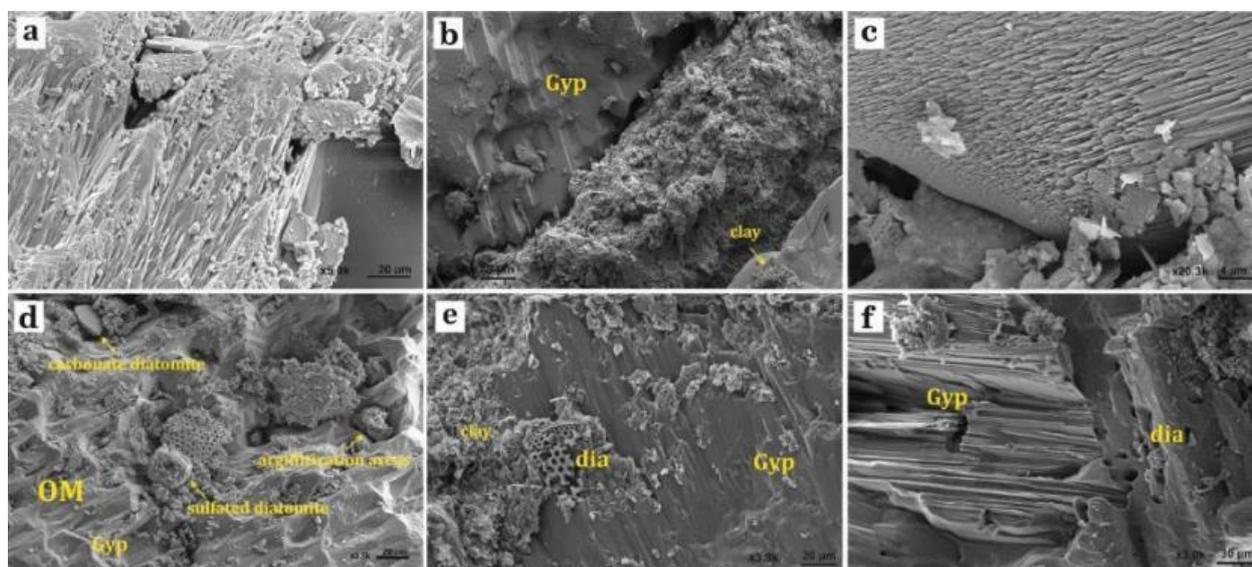


Рис. 1. Микроструктуры и микровключения кристаллов гипса: (а) – линзовидные кристаллы гипса, (б) – микротрещины в агрегатах, заполненные глинистыми частицами и диатомитом/диатомеями, (с) – поверхность спайности кристаллов гипса, (д) – глинизированные и сульфатированные диатомиты в агрегатах гипса, (е) – моноклинный гипс, замещающий глинизированные диатомиты, (ф) – диатомеи, расположенные по всей поверхности излома гипса или в трещинах.

Gyp – гипс; dia – диатомит; OM – органическое вещество; clay – глинистые минералы

При микроскопических исследованиях установлены агрегаты, образованные сочетанием радиальных мелкозернистых первичных линзовидных кристаллов гипса (рис. 1d). Биокремниевые компоненты – диатомеи и их остатки различной морфологии (воронкообразные, пористые, колесообразные, эллиптические, сотовые) – располагаются в пределах всего рассматриваемого поля и в трещинах гипсовых агрегатов (рис. 1e). Их размеры составляют до 150 мкм. Диатомиты нередко глинизированы и

сульфатированы, а гипс приобретает моноклинный облик (рис. 1e). Поверхность спайности гипса гладкая (рис. 1a) и отчетливая, вдоль поверхностей спайности или заполнения трещин гипса присутствуют богатые кальцием, магнием, алюминием, железом глинистые минералы (типа смектита и сапонита) (рис. 1b). Глинистые минералы имеют мелкозернистую чешуйчато-пластинчатую форму и размер зерен  $\leq 10$  мкм. Полости частично заполнены диатомитом или обломками диатомей (рис. 1c). Кроме того, в некоторых образцах присутствуют гранулы с размерами зерен порядка 10 мкм и органическое вещество с гладкой или фрагментированной поверхностью.

Во всех изученных агрегатах гипса неизменным компонентом является диатомит, диатомовая глина или обломки диатомей. Они являются вмещающей породой, в которой, собственно, и сформировались кристаллы гипса. В диатомитах/диатомовых глинах хорошо просматривается характерная для них биоморфная микроструктура и очень часто пятнистая текстура, обусловленная выделениями гидроокислов железа. Во всех изученных образцах также установлены две генерации гипсов, которые следует рассматривать как зоны контактов среды и минерала. Все это дополнительно аргументирует тезис, что рост кристаллов происходил довольно быстро в малоплотной нелитифицированной толще донных отложений. Факт наличия биогенных (высокоуглеродистых) включений, по типу биопленок, а также сохранившиеся диатомовые, инкорпорированные в кристаллы гипса, дополнительно свидетельствует, что агрегаты формировались *in situ* в отложениях. По всей видимости, после быстрой кристаллизации чистого гипса протекали процессы взаимодействия внешней, выветрелой части кристаллов гипса и глинисто-алевритовой вмещающей породы. Морфология агрегатов гипса не является разнообразной – абсолютно доминируют именно звездчатые агрегаты, либо спорадически локализованные, либо формирующие в изученном разрезе горизонт концентрации. Гипсовые «розовидные» агрегаты рассматриваются как первичные и наблюдаются в илистых и прибрежных районах, где соленые воды регрессировали. Кристаллизация их связана с активностью высокоминерализованных грунтовых вод в сухих и жарких климатических условиях и происходит в трещинах в глинистой массе [6-7].

*Коллектив авторов выражает благодарность Д.О. Ивановне, научному сотруднику Лаборатории седиментологии и эволюции палеобиосферы Тюменского государственного университета. Исследование выполнено при финансовой поддержке в рамках научного проекта МК-39.2022.1.5*

### Литература

1. Амон Э.О. Факторы и условия накопления биогенных силицитов в палеогеновом бассейне Западной Сибири // *Бюллетень Московского общества испытателей природы. Отдел геологический*, 2018, Т. 93, № 4, с. 51–67.
2. Ахметьев М. А., Запорожец Н. И., Яковлева А. И., Александрова Г. Н., Беньямовский, В. Н., Орешкина Т. В., Гнибиденко З. Н., Доля Ж. А. Сравнительный анализ разрезов и биоты морского палеогена Западной Сибири и Арктики // *Стратиграфия. Геологическая корреляция*, 2010, Т. 18, № 6, с. 78-103
3. Смирнов П.В., Константинов А.О. Биогенное кремненакопление в Западно-Сибирском морском бассейне в палеоцене-эоцене: факторы и стадии // *Литосфера*, 2017, Т. 17, № 4, С. 26–47. DOI: 10.24930/1681-9004-2017-4-026-047
4. Banerjee S., Choudhury T.R., Saraswati P.K., Khanolkar S. The formation of authigenic deposits during Paleogene warm climatic intervals: a review // *Journal of Palaeogeography*, 2020, 9, 27, <https://doi.org/10.1186/s42501-020-00076-8J>.
5. Shearman, D.J., Fuller, J.G. Anhydrite diagenesis, calcitization, and organic laminites, Winnipegosis Formation, Middle Devonian, Saskatchewan // *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, 1969, 17, p. 496–525
6. Salvany I.M., Orti F. (1997). Glauberite deposits of the Lerin formation (Lower Miocene: Alcanadre Zone, La Rioja Navarra). In: Busson G., Schreiber B.C. (eds) *Sedimentary deposition in rift and foreland basins in France and Spain (Paleogene and Lower Neogene)*. Colombia University, New York, p. 412–419.
7. Zachos J.C., Röhl U., Schellenberg S.A., Sluijs A., Hodell D.A., Kelly D.C., Thomas E., Nicolo M., Raffi I., Lourens L.J. Rapid acidification of the ocean during the Paleocene-Eocene thermal maximum // *Science*, 2005, 308, p. 1611-1615.

## ФОРМИРОВАНИЕ ГЛИНИСТЫХ ПРОСЛОЕВ В СОЛЯНОЙ ТОЛЩЕ

*Шестакова Виктория Андреевна*

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,  
студент 4 курса, г. Пермь  
e-mail: viktorijamaica@mail.ru*

*Научный руководитель: д. г.-м.н., профессор, Осовецкий Борис Михайлович*

**Аннотация:** Рассматриваются условия образования глинистых прослоев в соляных толщах, особенности их накопления в соленосных лагунах на примере Верхнекамского месторождения солей.

**Ключевые слова:** глинистые прослои, соляные породы, Верхнекамское месторождение солей.

## FORMATION OF CLAY INTERLAYERS IN THE SALT STRATA

*Viktoria Shestakova,*

*PSU, 4<sup>th</sup> year Student, Perm,  
e-mail: viktorijamaica@mail.ru*

*Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor, Boris Osovetsky*

**Abstract:** The conditions of formation of clay interlayers in salt strata, the features of their accumulation in salt lagoons on the example of the Verkhnekamsk salt deposit are considered.

**Keywords:** clay layers, salt rocks, Verkhnekamsk salt deposit.

### *Введение*

Соленакпление представляет собой процесс осаждения галоидных и сульфатных соединений натрия, калия, магния и кальция, легкорастворимых в воде, и зависит от климата, степени изоляции лагуны от моря и влияния впадающих в нее рек [1]. В процессе медленного осадконакопления в соли привносились и другие вещества, в том числе чешуйки глинистых минералов.

Первоисточниками глинистого вещества являются коры выветривания магматических полевошпатовых горных пород – в основном гранитов, туфов, порфиритов, а также некоторых метаморфических пород (гнейсов). Полевые шпаты в результате выветривания превращаются в основном в каолинит.

Глинистый материал в лагуны поступают в результате выноса водными потоками и скапливаются на дне. В полузамкнутых лагунах с повышенной концентрацией солей глины неоднородны по гранулометрическому составу, недостаточно отсортированы и осаждаются вместе с гипсом или солями. Глины засоленных лагун отличаются отсутствием фауны, широким распространением гидрослюды, хлорита и монтмориллонита. В пластах солей примесь обломочных частиц обычно очень невелика, но в соленосных толщах, взятых в целом, прослои глинистых пород являются в большинстве случаев обязательным элементом.

Формирование глинисто-ангидритового слоя на Верхнекамском месторождении солей (ВКМС) происходило, скорее всего, весной каждого года с накоплением прослоя до 1-2 мм ежегодно. Прослои глины на ВКМС в глинисто-ангидритовой толще и в покровной каменной соли в целом имеют широкое распространение. Однако в сильвинитовой и карналитовой толщах они встречаются локально, небольшими простоями с разной мощностью.

Наличие глинистых прослоев в кровле пластов делает породу слабоустойчивой и склонной к самообрушению при значительных обнажениях, особенно в тёплый период. Глинистые прослои впоследствии, как и толщи под и над слоем, могут смещаться по трещинам. Для глин ВКМС характерны

сублатеральные согласные трещины, секущие поперечные и трещины скола. Все секущие трещины имеют тектоническое происхождение, т.е. являются естественными, на что указывают следующие факты: вторичная минерализация, развитая на их стенках, заполненность газами под большим давлением, их ориентировка в пространстве, не связанная с геометрией подземных горных выработок. Трещины скола развиты в относительно жестких породах (каменная соль, пестрый и полосчатый сильвиниты) [2].

Тёмная окраска глин обычно обусловлена наличием пирита, что характерно для глубоководных отложений и указывает на сероводородное заражение придонных вод, а также наличием углистого вещества, органики в мелководных, прибрежно-морских или лагунных условиях.

*Объект и методика исследований*

Объектом исследования является образец соленосной породы Верхнекамского месторождения солей, отобранный на третьей северо-восточной панели, втором восточном блоке пласта Красный I. Минеральный состав образца в целом представлен галитом и глинисто-ангидритовыми прослойками. Зёрна галита прозрачные, иногда со светло-красным оттенком из-за примесей железа. Толщина глинисто-ангидритовой слойка составляет 1–2 мм.

Изучение образца соленосной породы проведено на сканирующем электронном микроскопе JSM 6390LV (фирмы Jeol, Япония) с энергодисперсионным спектрометром (INCA Energy 350, фирма Oxford Instruments, Великобритания) в Центре коллективного пользования и на кафедре минералогии и петрографии ПГНИУ.

Всего было сделано 8 микрофотографий и 8 микрозондовых анализов. В изученном образце сделано 8 снимков по траверсу длиной около 1 см, ориентированному в поперечном направлении к глинисто-ангидритовому прослою. Таким образом, расстояние между точками на траверсе составляет 1–2 мм. Микрозондовым методом определен минеральный состав в каждой точке траверса.

*Результаты исследований*

Химический анализ галитовой зоны, удаленной от глинисто-ангидритового прослоя, показывает присутствие в ней практически чистого галита с незначительными примесями Fe, Ca, Mg, Mn, Rb (табл. 1, анализы 1-4). Непосредственно на контакте с ним присутствует слоек галит-ангидритового состава с небольшой примесью глинистого вещества (анализ 5).

Таблица 1  
Химический состав, мас. %

Элемент	Номер анализа				
	1	2	3	4	5
Na	37,00	35,37	43,38	36,56	30,83
Cl	63,38	64,18	52,39	62,63	42,83
K	0,07	0,09	0,36	0,06	0,33
Si	-	-	-	0,18	1,28
S	-	-	-	-	9,91
Fe	-	0,05	0,26	0,07	0,29
Ca	-	0,07	2,00	0,18	13,04
Mg	-	0,07	1,61	0,08	0,64
Mn	0,03	-	-	0,03	-
Al	-	-	-	-	0,74
Ni	-	-	-	0,04	-
Rb	-	0,17	-	0,18	0,11

В результате анализа микрофотографий галитовой зоны образца установлено, что по мере приближения к глинистому прослою отчётливо выраженные крупные зёрна соли становятся более мелкими, зачастую ксеноморфными. С приближением к глинисто-ангидритовому прослою появляются микропоры и трещины (рис.1).

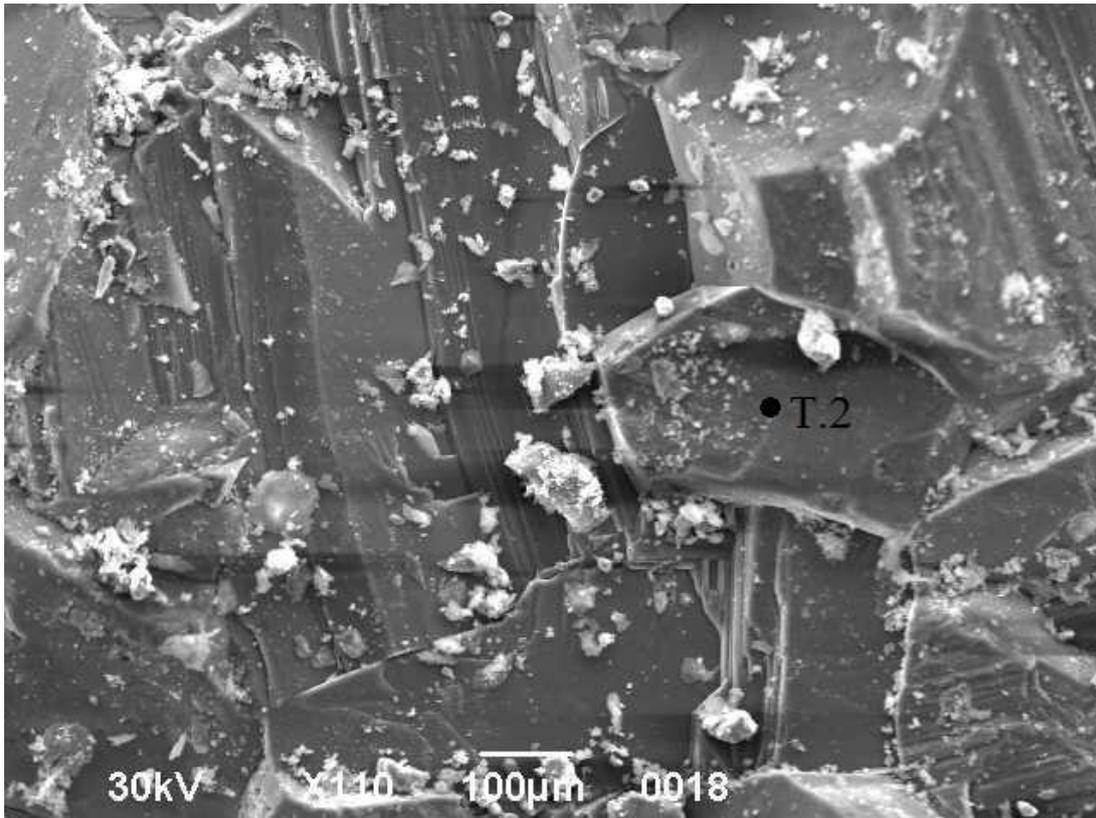


Рис. 1. Галитовая зона

Далее, непосредственно за галитовой зоной обнаруживается прослой, состоящий из ангидрита, галита и глинистых минералов (табл. 2, анализ 6,7). В его химическом составе отмечено переменное соотношение галоидного и сульфатного вещества, а также умеренное присутствие глинистого (индикаторные элементы – Si, Al, K, Mg, Fe).

Таблица 2

Химический состав, мас. %

Компонент	Номер анализа		
	6	7	8
SiO <sub>2</sub>	2,28	5,53	28,97
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	0,56	2,15	5,64
CaO	24,63	2,32	2,40
MgO	0,91	2,35	5,54
MnO	-	0,04	-
K <sub>2</sub> O	0,38	1,51	3,13
TiO <sub>2</sub>	-	0,10	0,22
FeO*	0,20	6,37	3,28
SO <sub>3</sub>	21,16	7,03	1,52
Na	1,87	18,89	1,87
Cl	1,87	23,56	-
Rb	0,12	-	-

На электронномикроскопическом снимке (рис. 2), характеризующем данный прослой, выявляется сложная микроструктура полиминерального вещества с присутствием микроагрегатов разной формы и размеров.

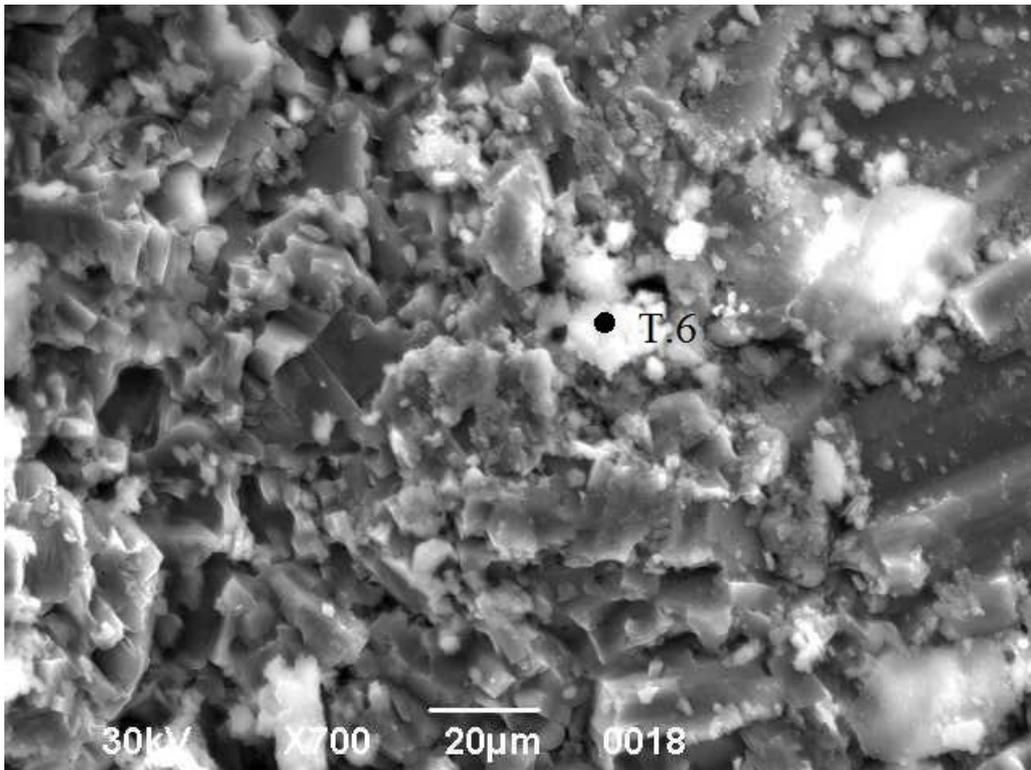


Рис. 2. Характерный участок галит-ангидритового прослоя

Глинистый прослой (табл. 2, анализ 8) представлен агрегатами гидрослюдистого состава. В нем также встречаются зёрна соли, однако в гораздо меньших количествах, а также ангидрит. На электронномикроскопическом снимке участка глинистого прослоя видна его разномасштабная структура и неоднородное строение (рис. 3).

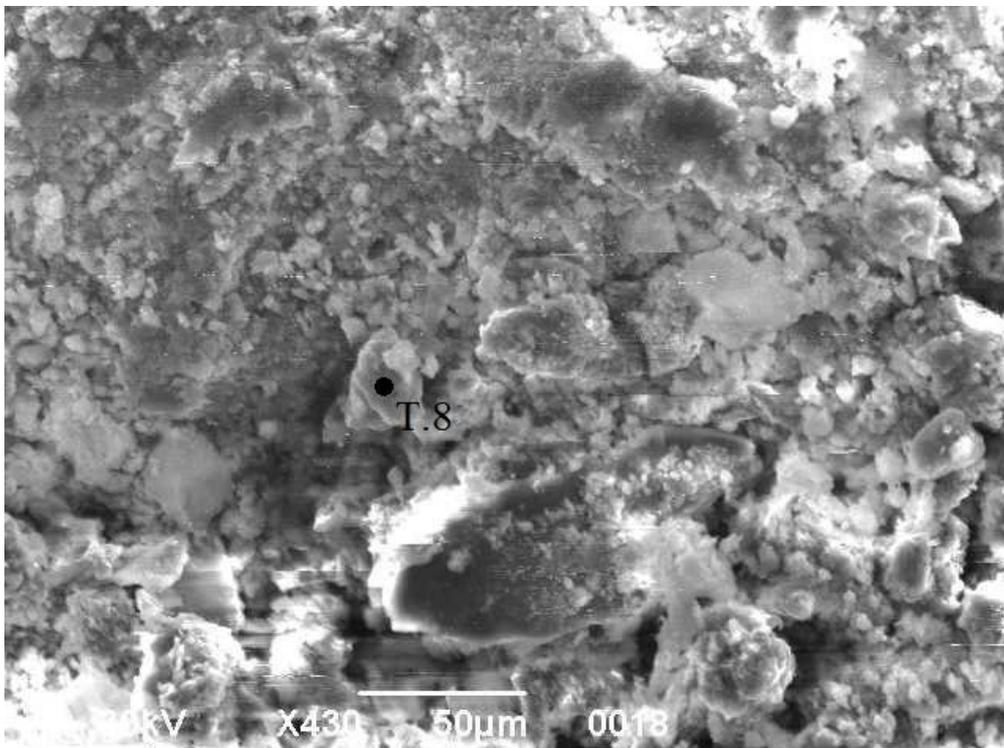


Рис. 3. Участок глинистого прослоя

#### Заключение

В результате микроскопического исследования зоны контакта глинистого прослоя в солях с галитовым матриксом было выявлено, что по мере приближения к глинистому прослою зерна галита

теряют свою обычную форму и становятся ксеноморфными. Они становятся более мелкими, появляются трещины и микропоры. Между соляным и глинистым прослоями находится переходный сульфатный прослой с изредка встречающимися зёрнами соли. Глинистый прослой имеет гидрослюдистый состав, характерна примесь ангидрита.

***Литература***

- 1. Ежова А.В. Литология нефтегазоносных толщ: учебное пособие; Томский политехнический университет. Томск, 2013. – 122 с.*
- 2. Кудряшов А. И. Верхнекамское месторождение солей. 2-е изд., перераб., 2013. – 371 с.*

*Сборник научных трудов «Геология в развивающемся мире»*

**XV СБОРНИК НАУЧНЫХ ТРУДОВ  
«ГЕОЛОГИЯ В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ»**

**РАЗДЕЛ 3:  
ПАЛЕОНТОЛОГИЯ, СТРАТИГРАФИЯ  
И РЕГИОНАЛЬНАЯ ГЕОЛОГИЯ**

*XV COLLECTION OF SCIENTIFIC PAPERS  
«GEOLOGY IN THE DEVELOPING WORLD»*

***Section 3:  
Paleontology, stratigraphy and  
regional geology***

## РЕКОНСТРУКЦИЯ ПАЛЕОФАЦИАЛЬНЫХ СОБЫТИЙ ЮГО-ВОСТОКА БЕЛАРУСИ

*Гаврусев Захар Васильевич*

*Гомельский государственный университет имени Франциска Скорины,  
студент 3 курса, г. Гомель,  
email: zakhar.gavrusev.01@mail.ru*

*Научный руководитель: старший преподаватель кафедры геологии и географии,  
Мележ Татьяна Александровна*

**Аннотация:** в работе рассмотрены палеофациальные события юго-востока Беларуси. Проведены палеогеографические реконструкции условий седиментации. Установлено, что территория юго-востока Беларуси испытывала неоднократные погружения и воздымания, это сопровождалось трансгрессиями и регрессиями морского бассейна. Вследствие неоднородности процессов седиментации накапливались толщи отложений различного литологического состава: карбонатные, терригенные, галитовые и сульфатные.

**Ключевые слова:** реконструкции, палеофациальные исследования, седиментогенез, Припятский прогиб, юго-восток Беларуси, эпохи.

## RECONSTRUCTION OF PALEOFACIAL EVENTS IN THE SOUTH-EAST OF BELARUS

*Gavrusev Zakhar*

*Gomel State University named after Francysk Skaryna,  
3<sup>rd</sup> year Student, Gomel,  
email: zakhar.gavrusev.01@mail.ru*

*Research Supervisor: Senior Lecturer, Melezh Tatyana*

**Abstract:** the paper considers paleofacial events in the south-east of Belarus. Paleogeographic reconstructions of sedimentation conditions have been carried out. It was found that the territory of the south-east of Belarus experienced repeated dives and uplifts, this was accompanied by transgressions and regressions of the marine basin. Due to the heterogeneity of sedimentation processes, layers of sediments of various lithological composition accumulated: carbonate, terrigenous, halite and sulfate.

**Keywords:** reconstructions, paleofacial studies, sedimentogenesis, Pripjat trough, south-east of Belarus, epochs.

Палеофациальные исследования основаны на изучении материальных свидетельств, несущих информацию о природных условиях прошлых геологических эпох, при этом изучаются: рельеф, осадочные горные породы с содержащимися в них палеофлористическими и палеофаунистическими остатками, следы жизнедеятельности человека, коры выветривания, погребенные почвы, следы тектонических движений, а также современные климат, почвенно-растительный покров, животный мир и в целом ландшафты.

Территория Беларуси расположена в пределах древней Восточно-Европейской платформы, которая состоит из Русской плиты, Украинского и Балтийского кристаллических щитов. Беларусь практически целиком расположена в пределах плиты, где архее-раннепротерозойский кристаллический фундамент покрыт платформенным чехлом. Вместе с тем, на территорию нашей страны на крайнем

юге заходит и Украинский кристаллический щит в виде небольших выходов фундамента на поверхность. История формирования кристаллического фундамента охватывает длительный интервал времени с раннего архея до начала рифея (более 1,5 млрд лет), в течение которого на территории Беларуси, как и всей Восточно-Европейской платформы, была сформирована консолидированная земная кора [1].

В геологической истории формирования платформенного чехла выделяют две доплитные стадии: 1) готскую квазиплатформенную; 2) раннебайкальскую катаплатформенную. Готская стадия (1050 – 1350 млн. лет) ознаменовалась формированием квазиплатформенного чехла Восточно - Европейской платформы. Раннебайкальская катаплатформенная стадия (1350 – 600 млн. лет) включает пинское время среднего рифея ( $RF_2$ ), оршанское – среднего-позднего рифея ( $RF_{2-3}$ ) и вильчанское время раннего венда ( $V_1$ ). Плитные стадии развития территории Беларуси и ее юго-восточной части в частности, охватывают позднебайкальскую, каледонскую, герцинскую и киммерийско-альпийскую эпохи [3].

Юго-восточная часть современной территории Беларуси в своем палеофациальном становлении прошла многие стадии развития: трансгрессии сменялись регрессиями, морские условия осадконакопления сменялись континентальными, смене подвергались флора и фауна, что также в свою очередь отразилось как на характере дневной поверхности, так и на комплексах сформировавшихся отложений.

В позднем протерозое (средний рифей  $RF_2$ ) большая часть изучаемой территории была покрыта морем, представлявшим собой мелководную часть шельфа, и лишь крайний юго-восток был занят возвышенными равнинами. Переходной зоной между морской и континентальной областями являлась область прибрежных равнин, которые периодически заливались морем. В условиях морского осадконакопления формировались пески, песчаники и алевролиты, в то время как на равнине происходило накопление мела и мелоподобных мергелей.

Впоследствии (вендская эпоха (V)) началась регрессия морского бассейна, море отступило в северо-западном направлении, незначительная его часть сохранилась на западе современной Гомельской области. Большая часть территории являлась переходной зоной между морской и континентальной областями и представляла собой область прибрежных равнин, которые периодически заливались морем (рисунок 1). Площадь возвышенных равнин также увеличилась и продвинулась в своем пространстве на северо-запад. Снос осадочного материала происходил с юго-востока на запад, северо-запад с территории Сарматского щита. Морские осадки представлены вулканическими туфами и туфитами, а в континентальных условиях также, как и в среднем рифее ( $R_2$ ), происходило накопление мела и мелоподобных мергелей. В вильчанское время территория исследования была охвачена оледенением, в результате которого значительные участки оказались покрытыми мощными толщами континентальных покровно-ледниковых образований, с присущим им набором ледниковых, водно-ледниковых и озёрно-ледниковых фаций [3].

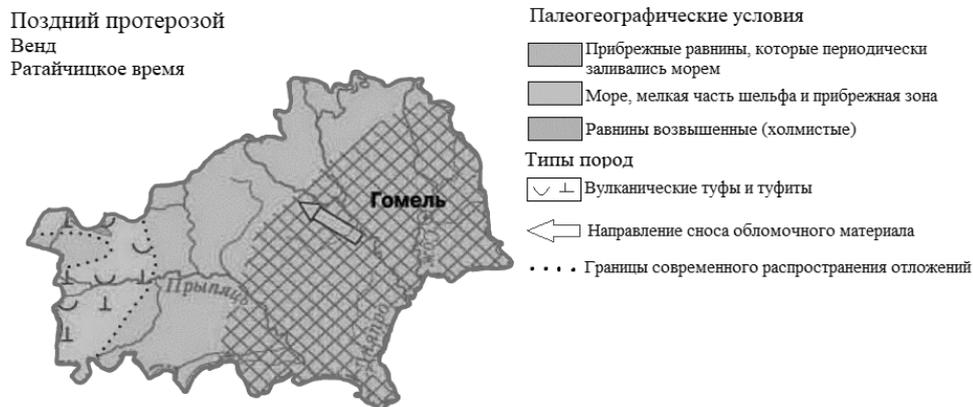


Рис. 1. – Карта палеогеографических условий позднего протерозоя (венд) [2]

В кембрийскую систему (□) регрессия продвинулась глубже на северо-запад, тем самым более половины территории современной Беларуси оказалось в условиях континентального седиментогенеза. Снос осадочного материала происходил с юго-востока на запад, северо-запад. Изучаемая террито-

рия была представлена возвышенными равнинами, на которых в данное время накапливались мел и мелоподобные мергели.

В дальнейшем (ордовикская система (O)), территория изучения не испытала изменений в палеофациальном плане. Здесь, как и прежде, располагались возвышенные равнины, на которых происходил седиментогенез мела и мелоподобных мергелей. Снос осадочного материала происходил с юго-востока на северо-запад.

Континентальные палеофациальные условия в пределах территории изучения были характерны и для силурийской эпохи (S). Район исследования (юго-восточная часть Беларуси) представлял собой область возвышенных равнин, где происходило осадконакопление карбонатных толщ – мела и мелоподобных мергелей. Снос осадочного материала происходил с востока, юго-востока на запад, северо-запад.

Девонский седиментогенез на юго-востоке Беларуси охарактеризовался большим разнообразием палеофациальных событий, что нашло свое отражение в литологическом составе накопленных отложений. Так, в течение эмско-среднефранского этапа район исследования, как и вся восточная часть территории Беларуси, включая и Белорусскую часть Сарматского щита, испытала погружение. Она вошла в состав Московской синеклизы и развивалась как ее западная центриклинальная часть.

Континентальные условия осадконакопления, господствовавшие на протяжении с кембрия по силур, сменяются морскими, начинается обширная трансгрессия морского бассейна. Такие условия седиментогенеза активно проявились с эйфельского века среднего девона ( $D_2ef$ ). Восточная половина современной территории Беларуси (в том числе и территория изучения) была покрыта морем, представлявшим собой мелководную часть шельфа и областями с повышенной соленостью вод (сульфатная и галитовая стадии). Лишь на крайнем юге и юго-востоке современной территории Гомельской области была переходная зона в виде области прибрежных равнин, которые периодически заливались морем. В морских условиях происходил процесс седиментогенеза многих соляных пород: глин, гипсов, алевролитов, оолитовых доломитов, каменной соли, глинистых доломитов, доломитов.

Морской седиментогенез во франском веке позднего девона ( $D_3f$ ) сменился на континентальный. Площадь морского бассейна существенно сократилась и морские условия остались только на территории, в основании которой находится Припятский прогиб (авлакоген) [3].

На юго-востоке, начиная с речицкого времени позднего франа, между двух краевых глубинных разломов был заложен Припятский палеорифт. Море, как и в эйфельском веке ( $D_2ef$ ), было представлено мелководной частью шельфа и областями с повышенной соленостью вод (сульфатная и галитовая стадии) (рисунок 2). В горизонтальном направлении по южной окраине современной территории Гомельской области, а также на ее востоке располагалась переходная зона в виде области прибрежных равнин, которые периодически заливались морем. Между восточной окраиной морского бассейна и переходной зоной прибрежных равнин, находилась, протянувшаяся в меридиональном направлении, область трубок взрыва и древних вулканов. В море продолжалось накопление эвапоритов: гипсов, каменной соли, а также алевролитов и доломитов.



Рис. 2. – Карта палеогеографических условий среднедевонского периода (эйфельский век) [2]

В каменноугольной системе (С) продолжилась регрессия моря. Море, представленное мелководной частью шельфа, располагалось только в юго-восточной части современной территории Гомельской области. На большей части территории изучения находилась переходная зона в виде области прибрежных равнин, которые периодически заливались морем. В море происходило накопление глин и известняков.

В последующем (пермская система (Р)) практически вся современная территория Беларуси находилась под влиянием континентальных условий седиментогенеза. Лишь крайняя юго-восточная часть территории изучения была покрыта морем, представлявшим собой мелководную часть шельфа и море с повышенной соленостью вод (сульфатная и галитовая стадии). Окаймляли территорию, покрытую морем, участки переходной зоны – прибрежные равнины. Снос осадочного материала происходил с юго-запада, северо-запада и северо-востока на северо-восток, юго-восток и юго-запад соответственно. В морских условиях происходило накопление алевролитов, толщ эвапоритовой фации: каменной соли, гипсов и ангидритов.

Пермский этап развития наложенной синеклизы в Припятском прогибе характеризовался преобладанием восходящих движений и перерывами в осадконакоплении. В Припятском прогибе только в ассельском и сакмарском веках происходило прогибание и временами трансгрессия морского бассейна из Днепровско-Донецкого прогиба, которая временами достигала центральных районов прогиба.

На ранне-среднетриасовом этапе развития Беларуси погружение и накопление осадков происходило только в Припятском прогибе и некоторое время в конце раннего триаса в Брестской впадине. Остальная часть территории республики испытывала восходящие тектонические движения и размывалась. В Припятский прогиб из Днепровско-Донецкого в раннем и среднем триасе вдавался пресноводный континентальный водоем, в котором накапливались пестроцветные терригенные осадки. Источником сноса обломочного материала служил воздымающийся Украинский щит. Осадки накапливались только в пределах прогиба, за краевые разломы на севере и юге этот водоем не проникал, а на западе за пределы Старобинской и Туровской депрессий не распространялся [3].

Площадь, покрываемая морем, в триасе (Т) увеличилась по сравнению с пермской эпохой (Р). Море покрывало значительную часть современной территории Гомельской области и было представлено мелководной частью шельфа и прибрежной зоной. Лишь на крайнем юге изучаемой территории была расположена переходная зона прибрежных равнин, она же ограничивала морской бассейн и с других направлений. В условиях морского осадконакопления накапливались толщи песков, песчаников, алевролитов, оолитов. Снос осадочного материала происходил с юго-запада, северо-запада и северо-востока на северо-восток, юго-восток и юго-запад соответственно.

В начале киммерийско-альпийской стадии геологического развития, которой отвечает поздний триас и ранняя юра, район изучения, как и в целом территория Беларуси была сушей, происходил размыв пород, развитых на ее территории, и вынос продуктов размыва за ее пределы. В средней юре начались прогибания в восточной части Припятского прогиба, захватившие южный склон Жлобинской седловины и прилегающие участки Воронежской антеклизы. Здесь отлагались мелко- и среднезернистые пески и алевролиты, обогащенные углистым веществом. В этих отложениях встречаются в большом количестве растительные остатки, обломки обуглившейся древесины и прослой углей [3].

В юре (J) отмечалось продвижение морского бассейна на юг по сравнению с его расположением в триасе. Море представляло собой мелководную часть шельфа и прибрежную зону. По периферии области распространения морских условий располагалась переходная зона прибрежных равнин, которые периодически заливались морем. В условиях морского седиментогенеза на территории изучения накапливались отложения известняков, глин и песчаных известняков. Снос осадочного материала происходил за пределами юго-востока Беларуси: в северной части страны.

Новая морская трансгрессия началась в валанжинском веке меловой эпохи ( $K_1v$ ) с востока. В это время прогибание охватило Брагинско-Лоевскую седловину, восточную часть Припятского прогиба и западную часть Воронежской антеклизы. На протяжении раннего мела на шельфе моря нормальной солености накапливались глауконито-кварцевые пески и глины с глауконитом и фосфатами. В середине раннего мела береговая линия моря отодвинулась к северу и западу и в прогибание были вовлечены восточная часть Жлобинской седловины и центральная часть Припятского прогиба. Тер-

ритория представляла собой низкую равнину. В конце раннего мела в мелководном море происходило накопление алевритистых песков, серых некарбонатных глин [3].

В меловую эпоху (К) морские условия были распространены на большей части современной территории Беларуси, в том числе покрывали практически всю территорию Гомельской области за исключением крайней северо-западной оконечности. Море представляло собой мелководную часть шельфа и прибрежную зону, а крайняя северо-западная часть была представлена переходной зоной прибрежных равнин, периодически заливаемых морем. В условиях морского осадконакопления повсеместно происходило отложение толщ мела и мелоподобных мергелей, а на юго-западе и востоке территории изучения накапливались конкреционные кремни. Снос осадочного материала происходил за пределами изучаемого региона.

В последствие, в палеогене (□) началась регрессия морского бассейна, но на современной территории Гомельской области условия морского седиментогенеза были распространены практически повсеместно. В области переходной зоны, представленной прибрежными равнинами, периодически заливаемыми морем, находилась только юго-восточная часть территории изучения. Море представляло собой мелководную часть шельфа и прибрежную зону. В условиях морского осадконакопления происходило отложение алевритов, карбонатных алевритов, песков, песчаников, а также глауконитов. Снос осадочного материала происходил за пределами изучаемой территории.

В дальнейшем регрессия моря продолжилась, морской бассейн целиком ушел за пределы современной территории Беларуси (рисунок 3). В результате это территория изучения находилась под влиянием континентальных условий осадконакопления. На современной территории Гомельской области в восточной части были распространены низинные денудационные равнины, а в западной и южной частях размещались озера и болота. В озерно-болотных условиях накапливались пески, песчаники и угли. Снос осадочного материала происходил с низинных денудационных равнин на область, занимаемую озерами и болотами. Снос происходил в трех направлениях: с северо-запада и северо-востока на юго-восток и юго-запад соответственно.



Рис. 3. – Карта палеогеографических условий неогенового периода [2]

Таким образом, территория юго-востока Беларуси на протяжении рассматриваемого интервала времени (поздний протерозой-пермская эпоха) испытывала неоднократные трансгрессии и регрессии морского бассейна, что отразилось на характере состава накопленных отложений, особенностей флоры и фауны. Так, на протяжении средне-поздней девонской эпохи происходило мощное соленакопление (сформировались залежи каменной и калийной солей, например, месторождение калийной соли – Петриковское; месторождение каменной соли – Мозырское). Также к девонским карбонатно-сульфатным толщам приурочены основные залежи углеводородов Беларуси. На протяжении мезокайнозоя накапливались

**Литература**

1. Махнач А. А. // Введение в геологию Беларуси. Мн.: Ин-т геол. наук НАН Беларуси. 2004. – 128-163 с
2. Национальный атлас Республики Беларусь. Мн.: Белкартография, 2002. – 44 с
3. Трацевская Е.Ю. // Геология Беларуси и смежных стран. Лекции. Учреждение образования «Гомельский государственный университет имени Франциска Скорины», геолого-географический факультет, кафедра геологии и географии, Гомель, 2021 – 319-341 с

## НОВЫЕ НАХОДКИ РАДИОЛЯРИЙ В ИРБИТСКОЙ СВИТЕ (ЗАУРАЛЬЕ, ЭОЦЕН)

**Разваляева Наталья Владимировна**

Тюменский государственный университет,  
студент 4 курса (2018–2023), г. Тюмень  
e-mail: natalia.razvalyaeva@gmail.com

**Шадрина Софья Сергеевна**

Тюменский государственный университет,  
студент 4 курса (2018–2023), г. Тюмень  
e-mail: shadrina\_s\_s0@mail.ru

**Научный руководитель:** к.г.-м.н., заведующий лабораторией, Смирнов Павел Витальевич

**Аннотация:** Данная статья посвящена новым находкам радиолярий в отложениях ирбитской свиты. В статье представлена информация о структуре комплекса, а также рассчитан коэффициент соотношения видов RS/N. Основная цель статьи установить особенности динамики структуры комплекса радиолярий и изменения условий окружающей среды.

**Ключевые слова:** Западная Сибирь, радиолярии, ирбитская свита, Камышлов, Nassellaria, Spumellaria.

## RADIOLARIANS AND GEOCHEMISTRY OF THE KAMYSHLOV SECTION (TRANS-URALS, EARLY EOCENE)

**Razvalyaeva Natalia**

Tyumen State University,  
4 st, Tyumen  
e-mail: natalia.razvalyaeva@gmail.com

**Shadrina Sofya**

Tyumen State University, 4 st Tyumen  
e-mail: shadrina\_s\_s0@mail.ru

**Research Supervisor:** Candidate of Geology and Mineralogy, head of laboratory, Smirnov Pavel

**Abstract:** This article deals with new finds of radiolarians in sediments of the Irbit Formation. The article provides information on the structure of the complex and calculates the RS/N species ratio. The main aim of the article is to establish the peculiarities of the dynamics of the structure of the radiolarian complex and to outline the changes in the environmental conditions.

**Keywords:** Western Siberia, radiolarians, Irbit Formation, Kamyshlov, Nassellaria, Spumellaria.

Ирбитская свита (P<sub>ir</sub>) широко распространена на территории Зауралья, представлена диатомидами, глинистыми и песчаными диатомитами, диатомовыми и монтмориллонит-бейделлитовыми глинами, с прослоями опок, глинистых опок, трепелов и кремнистых глин [9,10,12,13,14]. В стратиграфическом отношении ирбитская свита отвечает раннему эоцену [15]. Эти отложения формировались в условиях одного из самых экстремальных гипертермальных эпизодов в истории кайнозоя – Палеоцен-эоценового термического максимума (PETM) [1,2,5,7], и в условиях самого теплого и продолжительного временного интервала за весь кайнозой – климатического оптимума раннего эоцена (ЕЕСО) [3,6]. Процесс трансформации морских экосистем Западной Сибири на фоне гипертермальных событий и населявших их планктонных комплексов, в том числе одной из доминирующих групп кремнескелетного биоса – радиолярий, остаются не задокументированным на территории Зауралья и требует проведения новых комплексных исследований как в области палеонтологии, так и в областях минералогии и геохимии. Настоящая работа призвана установить особенности динамики структуры

комплекса радиолярий и показателя  $R_{S/N}$  в осадочной секции раннего эоцена на примере Камышловского местонахождения диатомитов (Зауралье).

Материалами для исследования послужили 3 образца с зачищенной стенки Камышловского месторождения диатомита, отобранные за летние полевые сезоны 2020–2021 гг. Камышловское месторождение ( $56^{\circ}51'37.42''N$ ,  $62^{\circ}43'35.18''E$ ) расположено на северо-восточной окраине г. Камышлов Свердловской области, в 2 км от одноименной железнодорожной станции. Месторождение представляет собой крупную пластообразную залежь диатомитов и включает в себя несколько участков, из которых разрабатываемым на данный момент является северный [5,12,14]. Разрез представлен чередованием диатомитов и диатомовых глин [4, 8, 14]. В границах разведанной площади месторождения диатомиты ирбитской свиты перекрыты с несогласием глинами тавдинской свиты ( $P_{2tv}$ ) и плиоцен-четвертичными отложениями. Максимальная мощность перекрывающих отложений достигает 6.0 м. Строение изученного разреза представлено на рис. 1.

Изученный комплекс радиолярий определяется как *Petalospyris fiscella* по характерному доминированию *Clathrocyclas elegans* Lipman, 1950 и *Spongotrochus radiatus* Lipman, 1966 и присутствию в аксессуарном количестве видов *Cryptocarpium cf. reticula* Kozlova, 1966, *Heliodiscus cf. inca* Clark et Campbell, 1942, *Axoprimum inclarum* Krasheninnikov, 1960 [9]. Коэффициент соотношения видов *Spumellaria* и *Nassellaria* ( $R_{S/N}$ ) для комплекса вариативен. В нижней части разреза, которая соответствует диоцистовой зоне *Heteraulacacysta leptalea*,  $R_{S/N}$  составляет 0,40, в серединной части разреза – 0,60, и постепенно увеличивается к верхней части разреза, которой отвечает диоцистовая зона *Wetzeliiella meckelfeldensis*, достигает 0,75.

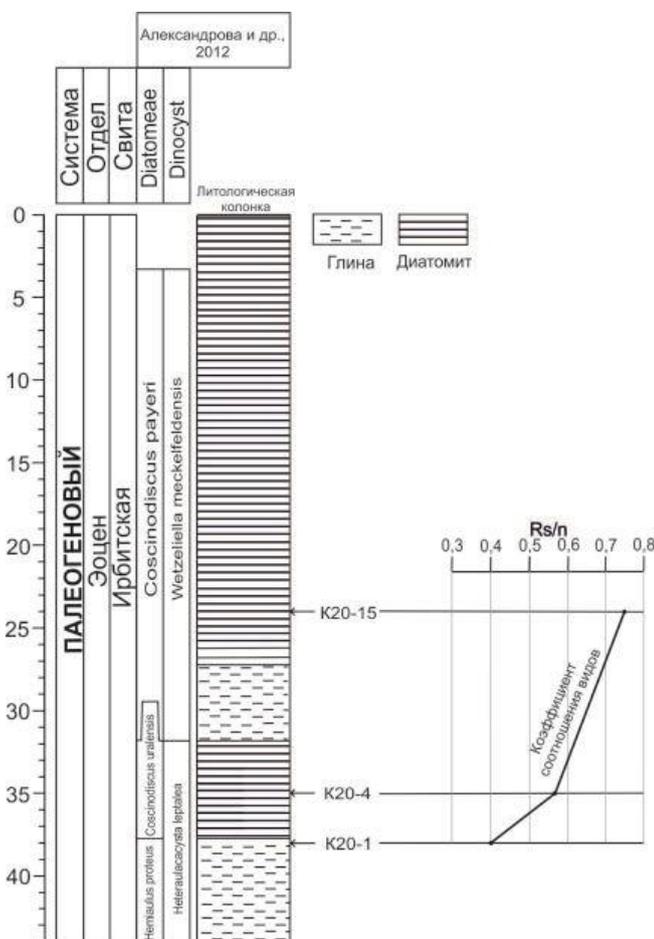


Рис. 1. Динамика состава комплекса радиолярий ( $R_{S/N}$ ), взятых с Камышловского карьера по разрезу

Биоразнообразие и соотношение представителей в комплексе указывает на изменение условий окружающей среды в раннем эоцене: увеличение температуры воды, обмеление и приближение регрессии. Структура комплекса – коэффициент  $R_{S/N}$  немного меньше единицы характерен для тропического климата [10]. Данные, полученные по комплексу *Petalospyris fiscella*, соотносятся с предыдущими работами анализа радиолярий отложений ирбитской свиты из других местонахождений [9,11].

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования в рамках государственного задания FEWZ-2020-0007. «Фундаментальные закономерности развития

природной среды юга Западной Сибири и Тургая в кайнозое: седиментология осадочных толщ, абиотические геологические события и эволюция палеобиосферы» Исследования выполнены с использованием оборудования ЦКП «Биокосные системы криосферы», Тюменский научный центр СО РАН.

Коллектив авторов выражает искреннюю признательность Э.О. Амону за помощь в идентификации видов радиолярий, за подбор литературы и профессиональные советы.

### Литература

1. Haynes L. L., Hönisch B. *The seawater carbon inventory at the Paleocene-Eocene Thermal Maximum // Proceedings of the national academy of sciences. New York. Department of Earth and Environmental Sciences, Columbia University. 2020.*
2. *Global mean surface temperature and climate sensitivity of the early eocene climatic optimum (EECO), Paleocene–Eocene Thermal Maximum (PETM), and latest Paleocene / Inglis G. N., Bragg F., Burls N.J. [et al.]. European Geosciences. 2020 P. 1953-1968.*
3. *DeepMIP: model intercomparison of early Eocene climatic optimum (EECO) large-scale climate features and comparison with proxy data / Lunt D.J., Bragg F., Chan W.L. [et al.]. European Geosciences. 2021. P. 203-227*
4. *Oreshkina T.V., Aleksandrova G. N., Kozlova G.E. Early Eocene marine planktonic record of the East Urals margin (Sverdlovsk region): Biostratigraphy and paleoenvironments // Neues Jahrbuch für Geologie und Paläontologie – Abhandlungen. 2004. P. 201-222.*
5. *Minerals and Detrital Material in Paleocene–Eocene Biogenic Siliceous Rocks (Sw Western Siberia): Implications for Volcanic and Depositional Environment Record / Smirnov P. V., Deryagina O., Afanasieva N. [et al.]. Geosciences. Basel, 2020. P. 1-19.*
6. *The early-Eocene climate optimum (EECO) event in the Qaidam basin, northwest China: clay evidence / Wang C.W., Hong H.L., Song B.W. [et al.]. Cambridge University Press. 2018. P. 649-661.*
7. *Rapid Acidification of the Ocean During the Paleocene-Eocene Thermal Maximum / Zachos, J.C., Röhl U., Schellenberg S. A. [et al.]. Science. 2005. P. 1611-1615.*
8. *Диатомеи и диноцисты в интервале позднего Палеоцена – раннего Эоцена в биокремнистых фациях Среднего Зауралья / Александрова Г.Н., Орешкина Т.В., Яковлева А.И., Радионова Э.П. Стратиграфия. Геологическая корреляция. Москва. 2012. С. 68-94.*
9. *Амон Э.О. Радиолярии Урала и их стратиграфическое значение. Екатеринбург: Институт геологии геохимии имени акад. А.Н. Заварицкого, Екатеринбург, 1998. С. 899.*
10. *Амон, Э.О. Факторы и условия накопления биогенных силицитов в палеогеновом бассейне Западной Сибири // Палеонтологический институт им. А.А. Борисяка РАН: бюллетень московского общества Испытателей Природы, отдел геологии. Москва, 2018. С. 51-67.*
11. *Козлова Г.Э. Радиолярии палеогена бореальной области России. Санкт-Петербург. Издательство ВНИГРИ. 1999. С. 313.*
12. *Смирнов П.В. Предварительные результаты ревизии минерально-сырьевой базы опал-кристобалитовых пород в Среднем Зауралье // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. Томск, 2017. С. 28-37.*
13. *Индикатор Ge/Si для оценки интенсивности химического выветривания на границе палеоцена и эоцена в древнем зауральском бассейне / Смирнов П.В., Баталин Г.А., Гареев Б.И., Трифонов А.И. Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. Томск. 2020. С. 40-52.*
14. *Смирнов П.В., Константинов А.О. Сравнительные исследования эоценовых и палеоценовых диатомитов Зауралья (на примере Камышловского месторождения и разреза Брусяна) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. Томск. 2016. С. 240-244.*
15. *Унифицированная региональная стратиграфическая схема палеогеновых и неогеновых отложений Западно-Сибирской равнины. Новосибирск, Министерство природных ресурсов Российской Федерации, 2001.*

## ЛИТОЛОГО-ПЕТРОГРАФИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ВЕРХНЕДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЛУГИНЕЦКОЙ СВИТЫ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ НЮРОЛЬСКОЙ СТРУКТУРНО- ФАЦИАЛЬНОЙ ЗОНЫ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

*Старцев Илья Дмитриевич*

*Национальный исследовательский Томский государственный университет,  
аспирант 2 курса (года обучения), г. Томск  
e-mail: dsilya1996@gmail.com*

*Научный руководитель: канд. геол.-минерал. наук, доцент, Татьяна Геннадий Михайлович*

**Аннотация:** объектом исследований являлись верхнедевонские отложения лугинецкой свиты на территории Арчинско-Урманской площади.

**Ключевые слова:** Нюрольская структурно-фациальная зона, Арчинско-Урманская площадь, лугинецкая свита, известняки, органические остатки.

## LITHOLOGICAL AND PETROGRAPHIC FEATURES OF THE UPPER DEVONIAN DEPOSITS OF THE LUGINETSKAYA SUITE IN THE CENTRAL PART OF THE NUROLSKAYA STRUCTURAL-FACIES ZONE (TOMSK REGION)

*Startsev Ilya Dmitrievich*

*National research Tomsk State University  
second year Ph. D. candidate, Tomsk  
e-mail: dsilya1996@gmail.com*

*Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, docent, Tatyana Gennadiyi Mikhailovich*

**Annotation:** studies have discovered the Upper Devonian deposits of the luginetskaya suite in the territory of the Archinsko-Urmanskaya area.

**Key words:** Nyurolskaya structural-facies zone, Archinsko-Urmanskaya area, luginetskaya suite, limestones, organic remains.

В данной работе объектом изучения является Арчинско-Урманская площадь, которая по тектоническому районированию осадочного чехла приурочена к центральной части Нюрольской структурно-фациальной зоны, располагающаяся пределах Центрально-Западносибирской герцинской складчатой системы на юго-восточном продолжении Нижневартовской антиклинорной зоны инверсионного типа, имеющей юго-восточное простираие, вблизи от её сочленения с опущенным блоком Межовского срединного массива.

Центрально-Западносибирская складчатая система занимает центральную часть Западно-Сибирской плиты и пересекает ее с юго-востока на северо-запад. Особенность геосинклинали заключается в том, что геосинклинальные прогибы имеют большую глубину прогибания и выполняются в основном осадочными и терригенными комплексами пород. Герцинский возраст центральной части плиты подтверждается типом структурных зон, развитых в фундаменте, а также составом и возрастом пород [7].

В юго-западной части Центрально-Западносибирской складчатой системы располагается широкая и сложно построенная мегаструктура, состоящая из Васюган-Пудинского антиклинория, который разделяется Усть-Тымским грабен-рифтом на юго-восточный и северо-западный блоки, и Нижневартовского антиклинория. Нижневартовский антиклинорий располагается к северо-западу от Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта в продолжении Васюган-Пудинского антиклинория. В его ядре несколькими скважинами пробурены и вскрыты толщи кремнистых сланцев, имеющих позднекембрийский возраст. Синклинорные зоны, находящиеся рядом с данными антиклинориями, представле-

ны средне-верхнедевонскими карбонатно-терригенными толщами, а осевая зона – метаморфическими комплексами.

На западе Центрально-Западносибирской складчатой системы располагается Верхневасюганский антиклинорий, являющийся антиклинорной зоной инверсионного типа, который сложен кремнисто-глинистыми, слюдястыми сланцами, а также метаморфизованными и эффузивными породами. Мегаантиклинории и антиклинории Центрально-Западно-Сибирской складчатой системы разделены отрицательными структурно-формационными зонами. Кроме геосинклинально-складчатых позднегерцинских структурно-формационных зон в состав Центрально-Западно-Сибирской складчатой системы входит ряд срединных массивов и небольших блоков более древних складчатых систем, которые органически входят в структуру складчатой системы [7]. Самым крупным таким массивом является Межовский срединный массив. Он состоит из основания байкальского возраста складчатости, сложенного метаморфическими и магматическими комплексами, и формаций нижнего и среднего палеозоя, которые, в свою очередь, слагают карбонатные, терригенно-карбонатные и терригенные толщи мощностью до 3 и более километров.

Территория исследования по отражающему горизонту Па относится к структуре I порядка Нюрольской мегавпадины, граничащей с Каймысовским сводом на северо-западе, с Средневасюганским мегавалом на северо-востоке и на юго-востоке – со Северо-Межовской мегамонаклиналью. Арчинско-Урманская зона нефтегазонакопления располагается ближе к восточной границе Межовского срединного массива.

Рассматривая вопрос нефтегазоносности, можно утверждать, что на территории Нюрольской мегавпадины залежи углеводородов сконцентрированы в антиклинальных, структурно-литологических, литологических, структурно-стратиграфических, тектонически экранированных ловушках верхней, средней юры и в нефтегазоносном горизонте зоны контакта (НГГЗК) палеозойских и мезозойских отложений. При этом месторождения нефти и газа в НГГЗК приурочены как к отложениям коренного палеозоя, так и к образованиям коры выветривания [4]. Перспективность нефтегазоносности образований коренного палеозоя в основном связана с зонами развития органогенных известняков и доломитов, где и находится Арчинско-Урманская площадь. На ее территории эрозионно-тектонические блоки не обладали высокой контрастностью и незначительно возвышались над эрозионной поверхностью.

В пределах Арчинско-Урманской зоны нефтегазонакопления достоверно установлены отложения армичевской и надеждинской свит, но наиболее широко развиты породы чарымовской серии: герасимовской свиты среднего девона и лугинецкой верхней девона [6].

Изучаемые верхнедевонские породы по литологии стратиграфически приурочены к верхней подсвите лугинецкой свиты, которая сложена преимущественно однородными кремевыми, серыми, массивными, глобидными, водорослево-фораминиферовыми известняками с довольно редкими прослоями туфолав базальтового состава.

Лугинецкая свита наиболее широко распространена в пределах Урманского эрозионно-тектонического выступа (ЭТВ), которая картируется в центральной и краевых частях куполов структуры, а именно, на крыльях брахиантиклинальной складки, ядро которой образовано органогенными породами герасимовской свиты. Арчинский ЭТВ представляет собой эродированную брахиантиклинальную складку, в ядре которой вскрыты породы нижнелугинецкой и нижней части верхнелугинецкой подсвит [5].

Лугинецкая свита в стратотипическом разрезе представлена большим комплексом фауны, основу которого составляют фораминиферы [1]. Однако имеются также немногочисленные строматопораты – *Amphipora laxerperforata* Lecompte, A. cf. *ramosa* Phillips; редкие хитинозои и акритархи. Эта фаунистическая ассоциация свидетельствует о позднедевонском возрасте пород рассматриваемой свиты. Сводный же комплекс ископаемых остатков лугинецкой свиты, составленный по разрезам многих других скважин, включает: фораминиферы – *Tikhinella multiformis* Lipina, *Eonodosaria evlanensis* Lipina, *Septaglomospiranella nana* Reitlinger, *Quctsiendothyra kobeitusana* (Rauser); строматопораты – *Novitella tschussovensis* (Yavorsky); остракоды – *Famenella kairovensis* Rozhdestvenskaja, *Entamozoe* (*Nehdentcmis*) *ovata* Savina, E. (N.) *njurolica* Savina, *Orthocypris externplaris* Rozhdestvenskaja; тентакулиты – *Homoctenus acutus* G. Ljaschenko, H. *krestovnikovi* G. Ljaschenko, H. *nanus* G. Ljaschenko; конодонты – *Ancyrognathus triangularis* Youngquist, *Polygnathus asymmetricus ovalis* Ziegler et Klapper, *Palmatolepis gigas* Miller et Youngquist, Pal, *triangularis* Sannemann, *Polygnathus znepolensis* Spasov, *Spathognathodus inornatus* Branson et Meh [3].

В результате литолого-петрографического описания шлифов изучаемых скважин 1,2,3 в основном были определены густково-комковатые, органогенно-детритовые, иногда биокластические, ме-

стами доломитизированные известняки. Литолого-петрографическое описание шлифов было выполнено на оптическом микроскопе «Leica DM EP».

Породы скв. 1 представлены серыми, темно-серыми, иногда кремевыми сгустково-комковатыми органогенно-детритовыми (преимущественно фораминиферовыми и строматопоровыми) известняками с участками перекристаллизации (рис. 1). Сгустково-комковатые образования имеют овальное, вытянутое строение и достигают размеров от 0,1 мм до 0,5 мм. Помимо этого, отмечаются участки с полигональными изометричными крупнозернистыми агрегатами кальцита размерами до 1 мм. В породах, предположительно, наблюдается начало вторичного процесса – сидеритизации, которая выражена в образовании темных округлых пятен размерами до 0,5 мм. В основной массе встречаются органические остатки, которые представлены многочисленными однокамерными фораминиферами, остракодами, поперечными сечениями красных водорослей р. *Parachaetetes* и сине-зеленых водорослей, а также перекристаллизованными сечениями фрагментов ценостиумов субцилиндрических строматопороидей. Породы секут разнонаправленные, ветвящиеся трещины. Битуминозное органическое вещество темно-коричневого цвета наблюдается в стилолитовых швах, которые проявляются в виде волнистых, местами зубчатых пиков, имеющих как малую (0,1-0,3 мм), так и большую (до 1 мм) амплитуду колебаний. По классификации Парка [2] стилолиты с малой амплитудой могут быть отнесены к интергранулярным швам, а с большой амплитудой – к агрегатным. Толщина таких стилолитов составляет от 0,01 мм до 0,05 мм.

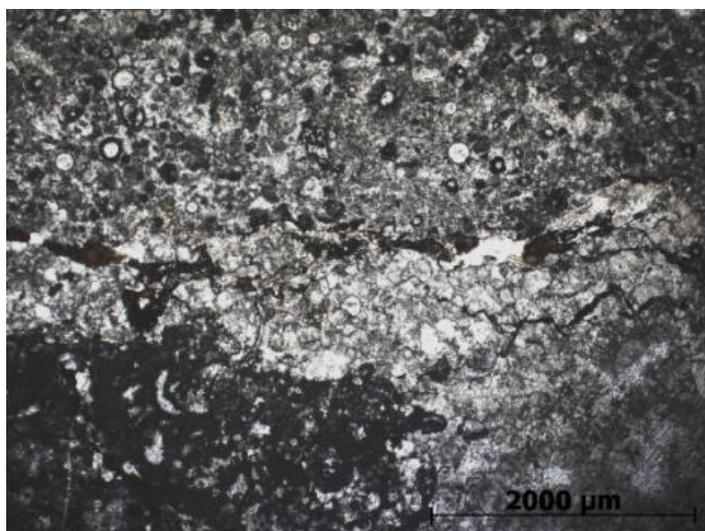


Рис. 1. Сгустково-комковатый органогенно-детритовый известняк

Породы скв. 2 в шлифах представлены темно-серыми сгустково-комковатыми (комки и сгустки размером 0,2-0,4 мм), местами доломитизированными, органогенно-детритовыми, в большинстве своем – фораминиферовыми известняками (рис. 2). Кристаллы доломита (~10%) имеют ромбовидную форму размерами до 0,2 мм, буроватого цвета, а также высокий рельеф. Помимо зерен доломита в породах встречается также мелко-среднезернистый кальцит перламутровой окраски, слагающий полигональные угловатые агрегаты. Органический детрит представлен как хорошо сохранившимися однокамерными вытянутыми, округлыми раковинами фораминифер, предположительно р. *Tikhinella*, так и практически не диагностируемыми сечениями раковинок. Ядра раковин выполнены карбонатным минералом, в частности кальцитом. Стенки раковинок известковистые, микритовые. Толщина стенок варьирует от 0,02 мм до 0,05 мм. Кроме этого, отмечается нахождение в породах дугообразных сечений раковин остракод, поперечных сечений сине-зеленых водорослей, а также перекристаллизованных сечений фрагментов ценостиумов субцилиндрических строматопороидей. Порода разбита системой ветвящихся, пересекающихся трещин, заполненных мелко-среднезернистым кальцитом. Органическое битуминозное вещество распространено по породе неравномерно, и в большинстве случаев встречено в стилолитовых швах, амплитуда которых колеблется от нескольких десятых долей миллиметра до 1 мм.

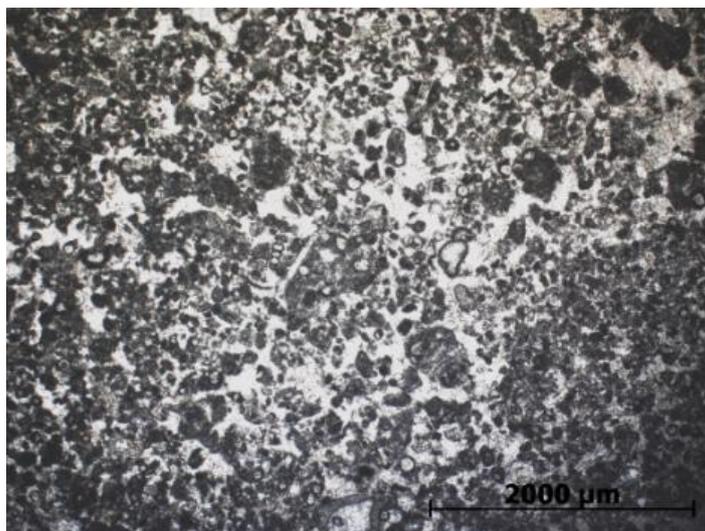


Рис. 2. Фораминиферовый известняк

Породы скв. 3 в шлифах, в целом, также представлены серыми сгустково-комковатыми, микритовыми, иногда биокластическими известняками с участками перекристаллизации. Сферовидные образования представлены сгустками и комочками эллипсоидной и округлой формы размером до 0,4 мм. Агрегаты кальцита, располагающиеся в основной массе или приуроченные к трещинам, имеют мелко-крупнокристаллическую структуру и перьевую текстуру. Органический детрит пород обширен и разнообразен. В шлифах встречаются обломки дугообразных сечений микритизированных раковин остракод размером до 1 мм (рис. 3), редкие реликты раковин фораминифер с тонкими стенками, довольно крупные обломки скелетов криноидей, слагающие прямоугольные и шестиугольные очертания, косые сечения единичных гастропод, продольные сечения трубчатых водорослей длиной до 0,5 мм. Ядра раковин остракод и фораминифер заполнены мелко-среднезернистым кальцитом. По породе отмечены микростилолитовые швы, заполненные битуминозным веществом темно-коричневого цвета.

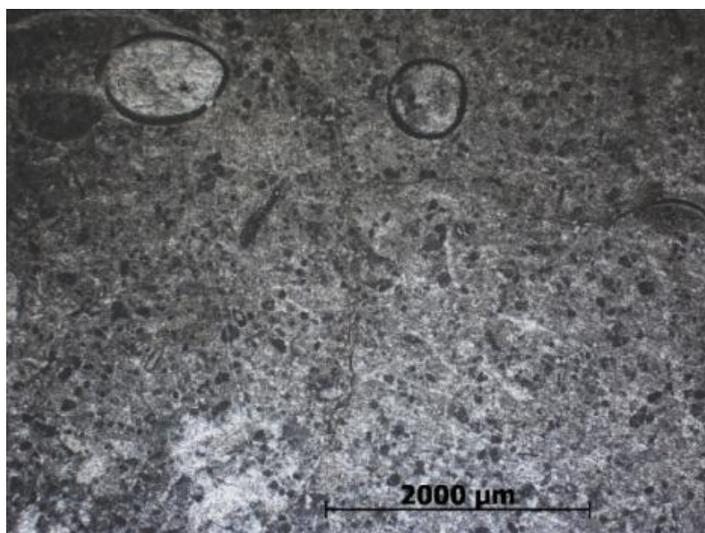


Рис. 3. Сечения раковин остракод

Таким образом, в результате исследования нескольких разрезов скважин Арчинско-Урманской площади была получена характеристика пород, которая подтверждает и дополняет уже имеющиеся данные о составе отложений лугинецкой свиты. Судя по некоторым признакам, данные известняки могут служить карбонатными коллекторами нефти трещинного и порово-трещинного типа. К таким признакам можно отнести: трещиноватость, которая способствует к возрастанию проницаемости и пористости карбонатных пород, и стилолитовые швы, образование которых связано с неравномерным растворением под давлением. Заполнение трещин и стилолитов битуминозным веществом является индикатором накопления углеводородов.

**Литература**

1. Богуш О.И., Биджаков В.И и др. О составе и возрасте отложений палеозоя скважины Лугинская 170 (Томская область) // Палеозой Западно-Сибирской низменности и ее горного обрамления. Новосибирск: Наука, 1931. С. 3-35
2. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов: Пер с англ. Н.А. Бардиной, П.К. Голованова, В.В. Власенко, В.В. Покровского / Под ред. А.Г. Ковалева.– М.: Недра, 1986 – 608 с.
3. Елкин Е.А., Краснов В.И., Бахарев Н.К., и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Палеозой Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2001. 163 с.
4. Конторович В. А., Бердникова С.А и др.. Модель геологического строения и нефтегазоносность зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений в Чузикско-Чижапской зоне нефтегазонакопления // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2006, № 5-6, с. 91-102.
5. Макаренко С.Н., Савина Н.И. и др. Геологическое строение палеозоя Арчинско-Урманской зоны нефтегазонакопления (центральная часть Западной Сибири) // Материалы II Всероссийской научной конференции с участием иностранных ученых. Новосибирск: Академическое изд-во «Гео», 2010. С. 106-109
6. Макаренко С.Н., Савина Н.И. Новые материалы по стратиграфии девона центральной части Нюрольской впадины (Томская область) // Региональная стратиграфия позднего докембрия и палеозоя Сибири. Новосибирск: СНИИГиМС, 2013.- с. 124-132
7. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – М., Недра, 1981. 143 с.

## ОСТРАКОДЫ *SCHULERIDEA MACULATA* В СОКОЛОВСКОЙ ТОЛЩЕ (ТАНЕТСКИЙ ЯРУС, ТУРГАЙСКИЙ ПРОГИБ)

*Тихенко Ангелина*

Тюменский государственный университет,  
студентка 4 года обучения, г. Тюмень  
e-mail: angelina.tihenko@gmail.com

*Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент, Смирнов Павел Витальевич*

**Аннотация:** В работе приведены сведения о новых находках остракод из стратотипического разреза соколовской толщи палеоцена (танетский ярус). На основании полученных данных установлены палеобиографические связи с морскими бассейнами Западной Европы и Тургайского прогиба, расширены границы расселения вида *Schuleridea maculata* (Apostolescu, 1956).

**Ключевые слова:** Остракоды, палеоцен, танетский ярус, Тургайский прогиб, соколовская толща

## SCHULERIDEA MACULATA OSTRACODS IN THE SOKOLOV BEDS (THANETIAN AGE, TURGAI TROUGH)

*Tikhenko Angelina*

University of Tyumen,  
4th year Student, Tyumen,  
e-mail: angelina.tihenko@gmail.com

*Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor, Pavel Smirnov*

**Abstract:** The paper provides information on new finds of ostracods from the stratotypic section of the Sokolov beds (Thanetian age). Also, the based on the data obtained, paleobiographic connections with the marine basins of Western Europe and the Turgai trough were established, and the limits of the species' dispersal were expanded.

**Keywords:** Ostracods, Paleocene, Thanetian age, Turgai trough, Sokolov beds

Соколовская толща  $\square_1t(skl)$  впервые описана в конце прошлого столетия в рамках работы, посвященной палеоценовым отложениям Тургайского прогиба, и отнесена к танетскому ярусу [3]. Толща с размытом залегает на верхнемеловых отложениях [6] и представлена переслаиванием карбонатизированных глауконит-кварцевых песков и песчаников со слабо окатанными обломками пород гравийной размерности [4]. Соколовская толща несогласно перекрывается «полосатой» толщей, которая сложена опоками и опоквидными глинами [2]. Высокая значимость изучения соколовской толщи для межрегиональной корреляции связана с ее палеогеографическим положением между Паратетисом и Западно-Сибирским морским бассейном, а также с исключительной для данного региона насыщенностью отложений макро- и микрофоссилиями. На настоящий момент с высокой степенью детальности в составе толщи изучены основные группы биоты: нанопланктон [7], пыльцевые зерна [7], диноцисты [4] и фораминиферы [1]. Однако сведения о ценной как в биостратиграфическом, так и в палеоиндикационном и палеобиогеографическом отношении группе – остракод, фрагментарны. Целью настоящей работы является изучить находки остракод из соколовской толщи и установить палеобиогеографические пути их миграции в палеоценовых бассейнах.

Материалами для исследования послужили образец горной породы под номером С19-12 (средняя часть разреза) из стратотипического разреза соколовской толщи Соколовского карьера, отобранный в рамках полевых работ в 2019 году на севере Казахстана. Лабораторная обработка каменного материала выполнена на базе Тюменского государственного университета по стандартной методике, принятой в лаборатории седиментологии и эволюции палеобиосферы. Выборка осуществлялась липким шупом из полученных порошков под микроскопом МБС-1, детальное изучение особенностей

их морфологии выполнена под микроскопом МБС-200. В результате обработки пород получена одна раковина остракоды из образца С19-12, которая представлена в настоящей работе.

Остракоды диагностирована как *Schuleridea maculata* (Apostolescu, 1956) (Рис.1). Для него характерен карапакс крупного размера, яйцевидного очертания. Обе створки несколько отличаются по размеру и форме: правая меньше, с менее округлым дорсальным и вентральным краем, в отличие от левой, которая больше, с более округлым дорсальным и вентральным краем. Передний и задний концы закруглены. Задний конец слегка удлиннен. Поверхность карапакса отчетливо ямчатая. Вариации наблюдаются в основном в форме и размере клапанов, вызванные выраженным половым диморфизмом. Женские особи короче, выше и более раздутые, чем самцы.

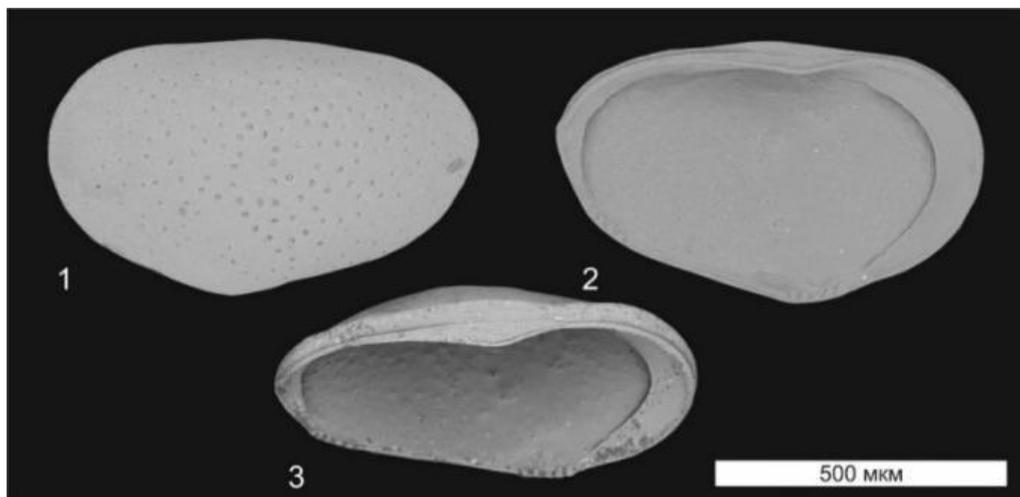


Рис. 1. Находка раковины *Schuleridea maculata* (Apostolescu, 1956) из соколовской тощи: 1 – внешняя сторона створки, 2 – внутренняя сторона створки, 3 – боковая сторона створки

Помимо Тургайского пролива, находки представителей данного вида известны из отложений на территории нынешней в Центрально-Европейском и восточном секторах Паратетиса [8,5]. Это указывает на прочную палеобиогеографическую связь бассейнов Северного моря, Польского пролива, северной окраины Паратетиса и Тургайского пролива.

Была изучена новая находка остракоды, полученная из разреза соколовской толщи. Данный экземпляр отнесен к таксону *Schuleridea maculata* (Apostolescu, 1956) и может служить основанием для предположения о палеобиогеографической связи Центрально-Европейских бассейнов и Тургайского пролива, где ранее данная находка не устанавливалась.

#### Благодарность

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования в рамках государственного задания FEWZ-2020-0007. «Фундаментальные закономерности развития природной среды юга Западной Сибири и Тургая в кайнозое: седиментология осадочных толщ, абиотические геологические события и эволюция палеобиосферы» Исследования выполнены с использованием оборудования ЦКП «Биокосные системы криосферы», Тюменский научный центр СО РАН.

#### Литература

1. Амон Э.О., Маринов В.А. Фораминиферы танетского яруса палеоцена Западной Сибири – корреляционные аспекты // *Литосфера*. № 6. 2011. С. 55–70
2. Беньямовский В.Н. Обоснование детальной стратиграфической схемы нижнего палеогена Крымско-Кавказской области // *Пути детализации стратиграфических схем и палеогеографические реконструкции*. Москва, ГЕОС. 2001. С. 210–223.
3. Беньямовский В.Н., Васильева О.Н., Левина А.П., Пронин В.Г. Палеоцен Южного Зауралья. Статья II. Палеоцен в центральной, северной частях Тургайского прогиба и в Курганском Зауралье // *Изв. вузов. Геология и разведка*. № 2. 1995. С. 3–7.
4. Васильева О.Н. Диноцисты и биостратиграфия палеогена Зауралья, Тургайского прогиба и Прикаспийской впадины: 25.00.02: автореф. дис. ... д. г.-м. н. / Васильева О. Н.; Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН. Екатеринбург, 2018. 37 с.
5. Найдин Д.П., Беньямовский В.Н. Разрез палеогена Сувлукая (Крым) // *Стратиграфия. Геол. корреляция*. Т. 2. № 3. 1994. С.75-86

6. Рудмин М.А., Мазуров А.К., Капанов А.С., Соктоев Б.Р., Буяков А.С. Глауконит из верхнемеловых пород Варваринского месторождения (Тургайский прогиб, северный Казахстан) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, Т. 329. № 2. 2018. С. 104 – 117

7. Radionova E.P., Khokhlova I.E., Beniamovskii V.N. et al. Paleocene/Eocene transition in the northeastern Peri-Tethys area: Sokolovskii key section of Turgay passage (Kazakhstan) // Bull. Soc. Geol. France, 2001. V. 172. № 2. 2001. P. 245–256

8. Szczechura J. Cytheracea (Ostracoda) from the Uppermost Cretaceous and Lowermost Tertiary of Poland // Environmental Science. Acta Palaeontologica Polonica., Vol. 10. № 4. 1965. P. 451–604

## МОРФОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ ЧЕТЫРЕХЛУЧЕВЫХ КОРАЛЛОВЫХ ПОЛИПОВ В СИЛУРЕ И ДЕВОНЕ ВОСТОЧНОГО СКЛОНА СРЕДНЕГО УРАЛА

*Мирзабаев Дмитрий Алексеевич*

*Тюменский государственный университет,  
студент 4 курса, г. Тюмень  
e-mail: dmitriy08m@gmail.com*

*Булышева Марина Вячеславовна*

*Тюменский государственный университет,  
студент 4 курса, г. Тюмень  
e-mail: b.marina2000@mail.ru*

*Научный руководитель: к.г.-м.н, доцент, Смирнов Павел Витальевич*

**Аннотация:** в работе рассматриваются основные морфологические особенности скелетной склеренхимы Ругоз, эволюция которой происходила с начала их появления в среднем ордовике. Наряду с этим приводятся данные о наиболее характерных для четырехлучевых коралловых полипов скелетных преобразованиях, основные типы которых прослеживаются в силуре и девоне восточного склона среднего Урала.

**Ключевые слова:** скелетная склеренхима, ламеллярная ткань, фиброзная ткань, трабекулы, днища, диссепименты.

## MORPHOLOGICAL FEATURES OF THE STRUCTURE OF RUGOSA IN THE SILURIAN AND DEVONIAN OF THE EASTERN SLOPE OF THE MIDDLE URALS

*Dmitriy Mirzabaev*

*University of Tyumen,  
4<sup>th</sup> year student, Tyumen  
e-mail: dmitriy08m@gmail.com*

*Marina Bulysheva*

*University of Tyumen,  
4<sup>th</sup> year student, Tyumen  
e-mail: b.marina2000@mail.ru*

*Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor, Pavel Smirnov*

**Abstract:** the paper considers the main morphological features of skeletal sclerenchyma Rugosa, the formation of which occurred in the direction of its complication from the beginning of their appearance in the Middle Ordovician. Along with this, data on skeletal transformations most characteristic of Rugosa are presented, the main types of which can be traced in the Silurian and Devonian of the eastern slope of the Middle Urals.

**Key words:** sclerenchyma, lamellar tissue, fibrous tissue, trabeculae, bottoms, dissepiments.

Характер и темпы эволюции четырехлучевых коралловых полипов со времен их появления в среднем ордовике и вплоть до перми [3] определялись особенностями типа строения на каждом хронологическом этапе в эволюции биосферы Земли – постепенным усложнением и приобретением но-

вых морфологических элементов [1]. Работы, посвященные филогении и обобщению типов строения Ругоз Урала являются библиографическими редкостями [1]. Тем не менее, в международной практике, все чаще встречаются работы посвященные систематизации основных критериев филогенетического развития Ругоз [8;10;13], где в качестве главного параметра выступает определенный план строения их скелетной склеренхимы, изучение морфологических особенностей которой позволяют не только уменьшить синонимику в определении таксонов [11;12], но и использовать полученные знания в биостратиграфических исследованиях [9;11]. В связи с этим изучение морфологических проявлений филогенетических связей четырехлучевых коралловых полипов, доступных для наблюдения в ископаемом состоянии, представляет особый интерес. В первую очередь для решения комплексных биостратиграфических задач [5], где в качестве руководящего объекта, возможно использование определенного типа строения скелетной склеренхимы Ругоз, при первичном расчленении палеозойских отложений силура и девона Урала.

Целью настоящей работы является установить особенности строения скелетной склеренхимы Ругоз, отражающей филогенетическую связь их представителей, из отложений силурийской (лудловский и венлокские подотделы) и девонской (нижний и средний подотделы) систем структурно-фациальной зоны Урала.

Материалами для исследования послужили 36 образцов, полученных из отложений лудловского и венлокского подотделов силурийской системы, а также нижнего и среднего подотдела девона Восточного склона среднего Урала. Образцы хранятся в фондах института геологии и геохимии им. академика А.Н. Заварицкого УрО РАН.

Руководствуясь литературными данными [1;8;9;10;11;12;13] становится возможным проследить следующие этапы строения коралловых полипов для каждого этапа их эволюционного развития: (1) наиболее ранний этап развития ругоз характеризуется наличием ламеллярной ткани (рис 1. Б) и в меньшей степени простых полных (рис 1. А) и редких неполных днищ (рис 1. В), которые являются неотъемлемым элементом наиболее примитивного строения скелетной склеренхимы Ругоз; (2) этап развития характеризуется появлением фиброзной ткани (рис 1. Г), образующей наиболее прочную по сравнению с первым типом ткани склеренхиму и включающей наряду с этим замещение простых полных днищ – неполными; (3) на данном этапе у поздних форм четырехлучевых кораллов отмечается появление септ (поперечных перекладин) (рис 1. Е), а также формирование дополнительных элементов скелета – диссепиментов (рис 1. Д).

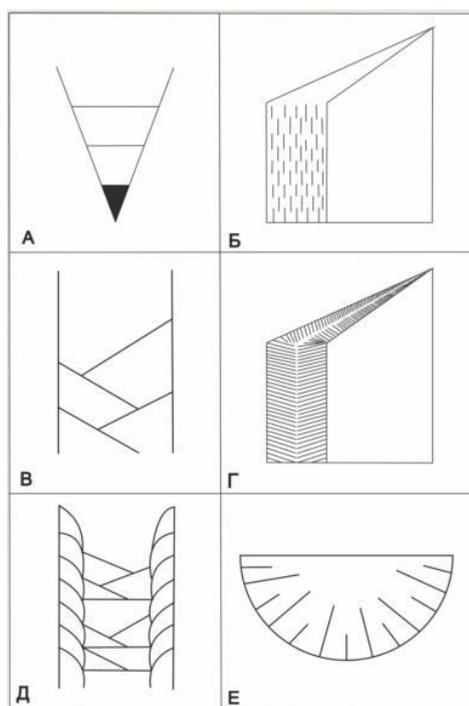


Рис. 1. Основные типы формирования скелетной склеренхимы ругоз: А – полные днища; Б – ламеллярная ткань; В – неполные днища; Г – фиброзная ткань; Д – формирование диссепиментов (расположены вдоль стенок); Е – формирование септ (линии, отходящие радиально к центру).

Так, в отложениях силурийской системы на территории Урала, образованных преимущественно рифогенными известняками [4], установлено 11 видов коралловых полипов [2;7]. У вида *Coronoruga regia* Strusz, 1961 прослеживаются характерные и для остальных изученных представителей особенности строения скелетной склеренхимы и отмечены голокантные шипы, покрытые ламеллярной тканью (рис 2. а), а также наличие преимущественно простых полных и редких неполных днищ, примыкающих к плохо выраженным диссепиментам. Эти особенности позволяют отнести данный вид к переходной группе между первым типом строения с зачаточными признаками второго и третьего типов. А также охарактеризовать лудловский и венлокские подотделы силурийской системы Урала, как начало появления четырехлучевых коралловых полипов с преимущественно первым типом строения. В зачаточной стадии которых, наблюдаются эволюционно продвинутое у более поздних форм морфологические признаки, встречаемые также в большей или меньшей степени у остальных изученных представителей. В битуминозных отложениях нижнего и среднего подотделов девона Урала [4] при изучении 16 видов в предоставленной коллекции [6;7] выявлены следующие характерные для каждого вида морфологические признаки. Рассмотрим их у двух представителей *Tortophyllum eifelensis* Vaganova, 1952 и *Circophyllum columellaris* Shurygina, 1968 как демонстрирующих эти особенности, наиболее часто встречаемые у остальных изученных форм. Так, у *Tortophyllum eifelensis* периферические септы образуют ободок, а осевые концы их достигают центра, диссепименты плохо развиты, в основном представлены мелкими округлыми пузырями, днища неполные (рис 2. б). В свою очередь у *Circophyllum columellaris* диссепименты не выражены, но септы (рис 2. в) начинаясь от стенок коралла доходят до его середины, где образуют ярко выраженных столбик. Кроме того, у обоих выше представленных форм скелетная склеренхима уже образована фиброзной тканью, что в свою очередь позволяет отнести этих представителей к третьему типу и выделить вешеперечисленные особенности их строения, как наиболее характерные для четырехлучевых коралловых полипов девонской системы.

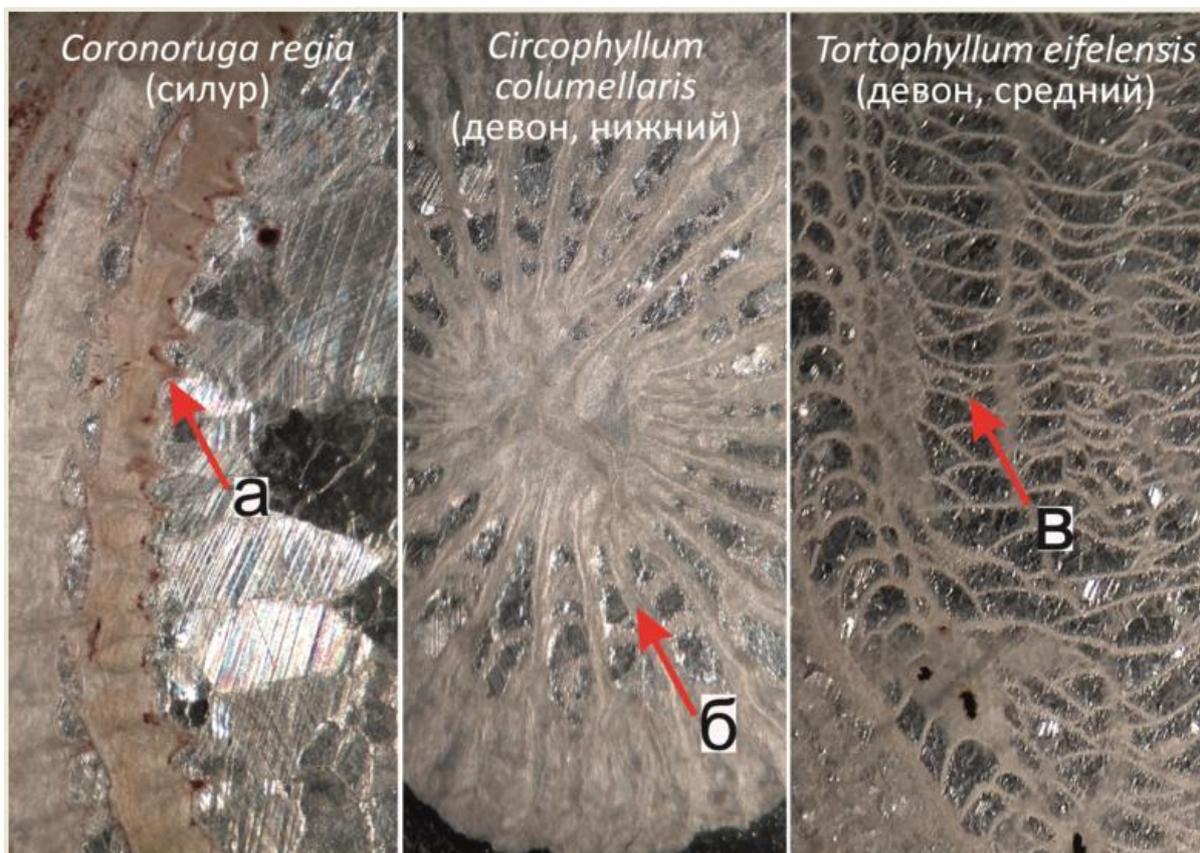


Рис. 2. Особенности скелетной склеренхимы Ругоз на примере представителей: а – *Coronoruga regia* (голокантные шипы, покрытые ламеллярной тканью (стрелка)); б – *Circophyllum columellaris* (септы (стрелка), образующие в центре столбик); в – *Tortophyllum eifelensis* (неполные днища (стрелка)).

Таким образом, для силура Урала наиболее характерными являются четырехлучевые кораллы с преимущественно первым типом строения, а девон знаменуется появлением коралловых полипов с третьим типом строения скелетной склеренхимы, что позволяет распределить изученных представителей по характерному для каждого из них временному интервалу. Это в свою очередь позволит использовать данные особенности строения скелетной склеренхимы в качестве идентификатора для биостратиграфического распределения и объединения похожих групп четырехлучевых коралловых полипов на всем протяжении структурно-фациальной зоны Урала.

### Благодарности

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования в рамках государственного задания FEWZ-2020-0007. «Фундаментальные закономерности развития природной среды юга Западной Сибири и Тургая в кайнозое: седиментология осадочных толщ, абиотические геологические события и эволюция палеобиосферы» Исследования выполнены с использованием оборудования ЦКП «Биокосные системы криосферы», Тюменский научный центр СО РАН.

Коллектив авторов выражает искреннюю признательность П.В. Смирнову за ценные комментарии, Я.С. Трубину за моральную поддержку и профессиональное содействие на протяжении выполнения всего проекта и Н.А. Кучевой за предоставление возможности поработать с коллекцией коралловых полипов палеозоя.

### Литература

1. Ивановский А.Б. Труды института геологии и геофизики. Ругозы. – М.: «Наука», 1975 – 124 с.
2. Ивановский А.Б. Кораллы пограничных слоев силура и девона Саяно-Алтайской горной области и Урала. – М.: «Наука», 1968 – 237 с.
3. Орлов Ю. А. Основы палеонтологии. Губки, археоциаты, кишечнополостные, черви. Том 2. – М.: Издательство Академии наук СССР, 1962 – 713 с.
4. Объяснительная записка к стратиграфическим схемам Урала (докембрий, палеозой). Схема стратиграфии каменноугольных отложений Урала // Материалы и решения IV Уральского межведомственного стратиграфического совещания. Екатеринбург: ИГГ УрО РАН; Уралгеолком, 1994. С. 97–127.
5. Огородников В. Н., Поленов Ю. А., Сазонов В. Н. и др. Геологические маршруты по Сухоложскому и Каменскому полигонам. Екатеринбург: Изд-во УГГА, 2002, 296 с.
6. Ходаевич, А. Н. Брахиоподы и кораллы из эйфельских бокситоносных отложений восточного склона Среднего и Северного Урала / А. Н. Ходаевич, И. А. Брейвель, М. Г. Брейвель и др. – М.: Госгеолтехиздат, 1959. – 285 с.
7. Шурыгина М.В. 1970 г. Новые цистиформные ругозы из силура восточного склона Урала – В кн: Материалы по палеонтологии Урала. Свердловск, 1970 – 80-85 с.
8. Adachi N., Liu J., Ezaki Y. Early Ordovician stromatoporoid *Pulchrilamina spinosa* from South China: geobiological significance and implications for the early development of skeletal-dominated reefs // *Paleontological Research*. – 2012. – Т. 16. – №. 1. – С. 59-69.
9. Denayer J. Visian lithostrotionidae (Rugosa) from Zonguldek and Bartin (NW Turkey) // *Bulletin of Geosciences*. 89, 2014. С. 737-771
10. Denayer J., Webb G. Cionodendron and related lithostrotionid genera from the Mississippian of eastern Australia: systematics, stratigraphy and evolution // *Alcheringa An Australasian Journal of Palaeontology*. 39, 2015.
11. Fedorowski J., Bamber, E., Richards B. Bashkirian Rugosa (Anthozoa) from the Carboniferous Mattson Formation in the Liard Basin (northwest Canada) and their bearing on the age of the upper Mattson and rugose coral paleobiogeography // *Acta Palaeontologica Polonica*. 64, 2019
12. Rodríguez S., Somerville I., Said I. New species of the rugose coral genus *Lithostrotion Flemingi* in the upper Viséan from the Azrou-Khenifra Basin (Morocco) // *Revista Espanola de Paleontologia*. 32, 2017. С. 27-34
13. Zhang M., Zheng F., Nan, L., Zhang X., Huang X., Jin, S. Early Devonian coral fauna from Hami area of Xinjiang and their geological significance // *Geological Bulletin of China*. 37, 2018. С. 1789-1797.

## ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ И ГЕНЕЗИСА ЧЕТВЕРТОЙ НАДПОЙМЕННОЙ ТЕРРАСЫ РЕКИ ЛЕНА (НА ПРИМЕРЕ УСТЬ-БУОТАМСКОГО ОБНАЖЕНИЯ), ЦЕНТРАЛЬНАЯ ЯКУТИЯ

*Павлова Мария Романовна*

*Институт мерзлотоведения им. П.И. Мельникова СО РАН,  
молодой ученый, г. Якутск  
e-mail: Nigaer@yandex.ru*

*Шапошников Григорий Иванович*

*Институт мерзлотоведения им. П.И. Мельникова СО РАН,  
аспирант 3 года обучения, г. Якутск  
e-mail: gregory\_shaposhnikov@list.ru*

*Научный руководитель: д.г.н., профессор, Галанин Алексей Александрович*

**Аннотация:** представлены результаты литолого-фациальных исследований и данные абсолютного датирования обнажения Усть-Буотамское, вскрытое в пределах четвертой (бестяхской) надпойменной террасы р. Лена (Центральная Якутия). Отмечены особенности геологического строения. Уточнены этапы накопления разногенетических пачек отложений в период средний плейстоцен – голоцен.

**Ключевые слова:** четвертая надпойменная терраса, литология, генезис, возраст отложений, бестяхская, мавринская и дьолкуминская свиты, река Лена, Центральная Якутия.

## FEATURES OF STRUCTURE AND GENESIS OF DEPOSITS OF THE FOURTH FLOODPLAIN TERRACE OF THE LENA RIVER (BY THE EXAMPLE OF UST'-BUOTAMSKOE OUTCROP), CENTRAL YAKUTIA

*Pavlova Maria Romanovna*

*Melnikov Permafrost Institute of the Siberian Branch of the Russian Academy of Science,  
Young Researcher, Yakutsk,  
e-mail: Nigaer@yandex.ru*

*Shaposhnikov Grigoriy Ivanovich*

*Melnikov Permafrost Institute of the Siberian Branch of the Russian Academy of Science,  
3<sup>rd</sup> year Post-graduate Student, Yakutsk,  
e-mail: gregory\_shaposhnikov@list.ru*

*Research Supervisor: Doctor of Geography, Professor, Galanin Aleksey Aleksandrovich*

**Abstract:** Results of lithofacies investigation and data of the absolute dating of Ust'-Buotamskoe outcrop, uncovered within of the fourth (Bestyakhskaya) floodplain terrace of the Lena river are presented. The features of the geological structure are given. The stages of accumulation of different genetic units of deposits are established in period from the Middle Pleistocene – Holocene.

**Keywords:** fourth floodplain terrace, lithology, genesis, age of deposits, bestyakhskaya suite, mavrinskaya suite, d'olkuminskaya suite, Lena river, Central Yakutia.

В холодных регионах Северной Америки (Канада, Аляска), Европы, Прибайкалье, Забайкалье, Западной Сибири и др. распространены позднечетвертичные и современные дюнные массивы. В пределах Центральной Якутии они занимают значительные площади – не менее половины территории, образуя сложные пространственно-временные взаимоотношения с другими типами отложений (озерными, аллювиальными, ледниковыми и др.). Позднечетвертичные дюнные отложения в виде прерывистого чехла присутствуют на водоразделах, разновысотных речных террасах, склонах междуречий,

достигая мощности несколько десятком метров [3,5]. Такие покровы, согласно В.В. Колпакову [8], именуются дьолкуминской свитой. Их формирование, по принятой региональной стратиграфической схеме [9], происходило с конца каргинского периода позднего плейстоцена – начало голоцена. Позднечетвертичные дюнные отложения региона остаются наименее исследованными. Изучение их строения, генезиса и возраста важно для решения дискуссионных вопросов, связанные с количеством и происхождением террас р. Лены, также в реконструкции палеоландшафтов, климатических и геокриологических условий, а также для дальнейшего понимания истории развития Якутии и Восточной Сибири в целом в позднечетвертичное время.

С 2019 по 2021 гг. проведены комплексные полевые исследования в пределах Усть-Буотамского обнажения ( $61^{\circ}13'56''$  с.ш.,  $128^{\circ}36'07''$  в.д), расположенного на правом берегу р. Лена в 130 км г. Якутска выше по течению. Оно приурочено к четвертой (бестяхской) надпойменной террасе р. Лена, на поверхности которой залегает современная дюна (или надбровочный грядовой вал) называемый тукулан Кысыл-Элэсин [2], имеет протяженность более 2.5 км и высотой достигает 120-130 м. В пределах обнажения заложена серия разрезов. Зачистка проводилась стандартным методом – пробивалась ступенчатая траншея от дневной поверхности до уреза воды; выполнено подробное описание, изучение текстурных особенностей и опробирование на различные виды анализов. Для уточнения гранулометрического состава для разреза № 493-803, заложенного в 2021 г. по всей толще обнажения, на базе Института мерзлотоведения им. Мельникова СО РАН (ИМЗ СО РАН) выполнен анализ 68 образцов методами ситового отсева и ареометрия [6], а также произведена статистическая обработка по методу Р.Л. Фолка и В.С. Уорда [11]. В программе Gradstat посчитаны следующие показатели: средний размер ( $x$ ), мода ( $M_0$ ), медианный диаметр ( $M_d$ ), выраженные мкм, коэффициент сортировки ( $\sigma$ ), асимметрия ( $\alpha$ ) и эксцесс ( $\tau$ ) – безразмерные величины [10]. Выполнен подсчет среднего значения и статистического отклонения параметров. Ранее нами получена серия абсолютных датировок методами оптически стимулируемой люминесценции (ОСЛ-датирование) для песчаных и супесчаных отложений в лаборатории абсолютной геохронологии Орхусского университета (Дания), результаты которого опубликованы в работе [4], а также данные радиоуглеродного анализа (для органических остатков – древесины, корневище полыни, углей, палеопочвы) методом жидкостной сцинтилляции на спектрометре-радиометре Quantulus 1220 в ИМЗ СО РАН, позволившие уточнить возраст отложений.

В ходе исследований установлено, что в Усть-Буотамском естественном обнажении, приуроченного к четвертой (бестяхской) надпойменной террасе р. Лена, снизу-вверх вскрываются:

0-0.5 (до 5) м – аллювиальные песчано-гравийные охристые горизонтально слоистые отложения с примесью гальки (бестяхская свита). В обнажении пачка залегает не равномерно, мощность варьируется от 0.5 (2) до 5 м. Кровля свиты выдержана на большом протяжении и приурочена к современному урезу р. Лена. Ее возраст отнесен к тобольскому времени среднего неоплейстоцена (МИС 10-МИС 8) [7]. В настоящее время абсолютных датировок по этой свите не имеется.

0.5-9 (до 25) м – чередование супеси темно-коричневой местами с сизым оттенком тяжелой пылеватой (мощность от 5 до 12-15 см) с прослоями супеси темно-серой легкой пылеватой (2-5 см) и песка серого мелкозернистого (1-3 см) с редкими линзами гравия, залегание субгоризонтально- и волнисто-слоистое, границы между прослоями четкие, местами наблюдается ожелезнение и охристая оторочка слоев. Пачка отнесена к мавринской свите. По результатам гранулометрического анализа (5 образцов) установлено, что средний размер частиц ( $x_{cp.}$ ) составляет  $27.45 \pm 4.50$  мкм, мода ( $M_{0cp.}$ ) =  $25.99 \pm 5.93$  мкм, медиана ( $M_{dcp.}$ ) = 30 мкм, в (в одной пробе 75 мкм); отложения характеризуются плохой сортировкой ( $\sigma_{cp.} = 3.75 \pm 1.17$ ), очень крутовершинным одномодальным распределением ( $\tau_{cp.} = 1.44 \pm 0.34$ ) с асимметрией в сторону мелких фракций ( $\alpha = -0.068 \pm 0.11$ ). В западной части обнажения вблизи кровли мавринской свиты на глубине 25 м от уреза р. Лена получена запредельная ОСЛ-дата, которая составила  $> 314$  тыс. л. н. (Riso -208224) [4], указывающая, что данные отложения имеют более древний возраст (МИС 9 и древнее), чем ранее считалось предшественниками – МИС 7 – МИС 5 [1,7,8]. Данная пачка, вероятно, формировалась на протяжении тобольского времени среднего неоплейстоцена.

9 (25)-100 м – песок светло-желтый мелкозернистый с прослоями песка среднезернистого. По данным анализа 58 образцов средний размер песчаных частиц варьируется от 151.6 до 292.4 мкм,  $x_{cp.}$  для мелкозернистых отложений составляет  $191.65 \pm 21.68$  мкм, для среднезернистых прослоев –  $262.8 \pm 15.06$  мкм. Отложения характеризуются слабой сортировкой материала ( $\sigma_{cp.} = 1.71 \pm 0.08$ ); преимущественно, пологовершинным ( $\tau_{cp.} = 0.86 \pm 0.11$ ) одномодальным распределением; у мелкозернистых отложений – асимметрия в сторону крупных фракций и симметричное распределение ( $\alpha_{cp.} = 0.105 \pm 0.094$ ), у среднезернистых прослоев – асимметрия в сторону мелких фракций ( $\alpha_{cp.} = -$

0.278±0.047). Кровля пачки резкая. Отложения отнесены к дьолкуминской свите. В пределах пачки отмечены палеопочвенные горизонты на глубинах 45, 48, 71, 80, 83, 86, 95.9, 96.5 и 98 м, разделяющие многометровые песчаные толщи, мощность которых варьируется от 0.5-2 см в нижней части разреза до 10-20 см в верхней. Эти горизонты соответствуют фазам климатических изменений, когда были более благоприятный периоды для стабилизации эоловых процессов и закрепления их поверхности пионерной и в дальнейшем травянистой растительностью с последующим образованием почв.

На глубине 37 и 47 м получены две ОСЛ-даты 28100±2000 (Riso-208225) и 17200±1300 (Riso-208226) [4], говорящие, что накопление песчаных отложений началось в конце каргинского времени (МИС 2) и продолжалось на протяжении сартанского периода (МИС 2) позднего плейстоцена. К верхней палеопочве (98 м, мощность от 10 до 20см), которая повторяет поверхность палеорельефа, приурочены единичные вертикально стоящие пни деревьев, остатки древесной полины и множество древесных углей. Полученная радиоуглеродная МР1-174 (4950-6000 кал. л. н.), говорит о том, что произошло стабилизация дюнного осадконакопления и мощное закрепление, которое пришлось на бореальный оптимум голоцена.

100-120 (130) м – песок светло-желтый мелкозернистый ( $x = 213.1 \pm 3.91$ ) субгоризонтально- и перекрестно-слоисты кварцевый. По данным 5 образцов, отложения характеризуются слабой сортировкой ( $\sigma = 1.64 \pm 0.01$ ), симметричным ( $\alpha = -0.07 \pm 0.01$ ) и пологовершинным распределением ( $\tau = 0.75 \pm 0.01$ ). Медиана составляет 208.4±4.56, мода – 175.0 мкм. Кровля пачки образована надбровочным грядовым валом (накидной дюной) практически незакрепленной растительностью. Пачка отнесена к позднеголоценовым дюнной фации. Проанализирован гранулометрический состав современных эоловых отложений – гребень дюны и подветренный склон, которые представлены песком среднезернистым светло-желтым ( $x = 280.0 \pm 20.38$ ), характеризуется средней сортировкой материала ( $\sigma = 1.57 \pm 0.06$ ), сильным смещением асимметрии в сторону мелких фракций ( $\alpha = -0.33 \pm 0.02$ ), среднепологим распределением ( $\tau = 1.04 \pm 0.22$ ), медиана составляет 305.5±17.04, мода – 375.0. К подошве пачки приурочены вертикально стоящие *Pinus silvestris* вместе с корневой системой, из некоторых получены радиоуглеродные даты МР1-176 (290-550 кал. л. н.) и МР1-168 (55-475 кал. л. н.)

Таким образом, Усть-Буотамское обнажение четвертичных отложений, вскрытое в пределах четвертой надпойменной террасы р. Лена в среднем течении, в своем строении включает четыре разнотипических пачек отложений, относящихся к бестяхской (МИС 10-МИС 8) [7], мавринской (МИС 9 и древнее) и дьолкуминской (конец МИС 3-МИС 2) свите, и моделируется позднеголоценовыми эоловыми покровами.

В некоторых опорных обнажениях (Диринг-Юряхское, Песчаная гора, Усть-Буотамское) мощные пачки отложения дьолкуминской свиты ошибочно были отнесены предшественниками [1,7] к мавринской свите. Согласно полученным новым ОСЛ-датам (Riso-208225 – 28100±2000 и Riso-208226 – 17200±1300) можно заключить, что основная толща Усть-Буотамского обнажения сложена не мавринской, а дьолкуминской свитой (конец МИС 3 – МИС 2) [3,4]. Здесь на протяжении 2.5-километрового обрыва, на бровке которого расположена незакрепленная Ленская дюна (или тукулан Кысыл-Элэсин), мощность мавринской свиты сокращается от 25 м в западной части до 7-8 м в восточной части, в этом же направлении мощность дьолкуминской свиты возрастает от 30 м до 100 м. Распределение абсолютных дат по Усть-Буотамскому обнажению и другим разрезам [3] показывает, что аккумуляция покровных дюнных отложений произошла за очень короткий период 2000-3000 лет. Пик их накопления пришелся на конец последнего термического минимума позднего плейстоцена. Такой вывод подтверждается радиоуглеродными датами современных дюнных массивов всей Центральной Якутии, сформировавшихся на протяжении Малого ледникового периода голоцена (200-600 л. н.) [3,5]. Так, согласно полученным данным (МР1-176, МР1-168), возраст незакрепленной Ленской дюны мощностью до 30 м не превышает 200-400 лет.

Исследования проведены при поддержке грантов РФ № 21-17-00054 (экспедиционные исследования 2021 года, гранулометрический анализ) <https://rscf.ru/project/21-17-00054/>, РГО №1,2021 и в рамках научно-исследовательского проекта № АААА-А20-120122290035-5.

### Литература

1. Алексеев М.Н., Камалетдинов В.А., Гриненко О.В. Кайнозойские отложения Лены и Алдана // 27-й Международный геологический конгресс. Якутская АССР, Сибирская платформа. Сводный путеводитель экскурсий 052, 053, 054, 055. Новосибирск: Наука, 1984. С. 21-42.
2. Васильев В.С., Самсонова В.В. Климатические предпосылки образования современных приречных дюн на средней Лене // География и природные ресурсы. 2000. № 1. С. 94–99.

3. Галанин А.А. Позднечетвертичные песчаные покровы Центральной Якутии (Восточная Сибирь): строение, фациальный состав и палеоэкологическое значение // Криосфера Земли. 2021. Т. 25. № 1. С. 3-34.
4. Галанин А.А., Курбанов Р.Н., Шапошников Г.И., Васильева А. Н., Лыткин В.М. Новые данные о строении и возрасте Бестяхской террасы р. Лены в окрестностях Якутска (Восточная Сибирь) // Материалы II Всероссийской научной конференции, посвященной памяти профессора А.А. Величко). М.: Институт географии РАН, 2021. – С. 79-81.
5. Галанин А.А., Павлова М.Р. Позднечетвертичные дюнные образования (Дьолкуминская свита) Центральной Якутии (Часть 2) // Криосфера Земли. 2019. Т. XXIII. № 1. С. 3–16.
6. ГОСТ 12536-2014. Грунты. Методы лабораторного определения гранулометрического (зернового) и микроагрегатного состава. М.: Стандартинформ, 2015. 24 с.
7. Камалетдинов В.А., Минюк П.С. Строение и характеристика бестяхской террасы Средней Лены // Бюл. Комиссии по изучению четвертичного периода. 1991. № 60. С. 68-70.
8. Колпаков В.В. Эоловые четвертичные отложения Приленской Якутии // Бюл. Комиссии по изучению четвертичного периода. АН СССР. М.: Наука, 1983. № 5. С. 123-131.
9. Унифицированная региональная стратиграфическая схема четвертичных отложений Средней Сибири. (Таймыр, Сибирская платформа / под ред. В.С. Волкова, Б.А. Борисова, В.А. Камалетдинова. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2010. 89 с.
10. Blott S.J., Pye K. Gradistat: a grain size distribution and statistics package for the analysis of unconsolidated sediments // Earth surface processes and landforms. 2001. Vol. 26. P. 1237–1248.
11. Folk R.L. Petrology of sedimentary rocks. Texas: Hemphill Publishing Company Austin, 1980. 184 p.

## БИОЭРОЗИОННЫЕ СТРУКТУРЫ НА ПОВЕРХНОСТИ РАКОВИН МОЛЛЮСКОВ ИЗ УРОЧИЩА МАДЫГЕН (ПАЛЕОГЕН, ЦЕНТРАЛЬНАЯ АЗИЯ)

*Похазникова Анастасия Александровна*  
Тюменский государственный университет,  
студент 4 курса (2018–2022), г. Тюмень  
e-mail: sandra190009@gmail.com

*Трубин Ярослав Сергеевич*  
Тюменский государственный университет,  
аспирант 2 года обучения (2020–2023), г. Тюмень  
e-mail: iyr-2009@mail.ru

*Научный руководитель: к.г.-м.н., заведующий лабораторией, Смирнов Павел Витальевич*

**Аннотация:** В данной работе приводятся основные сведения о биоэрозийных структурах на поверхности раковин моллюсков из Центральной Азии. Также обобщается информация о ихнотаксономической классификации. Изученные биоэрозийные структуры позволяют существенно расширить представления о эпibiотических отношениях бентоса древних бассейнов, существовавших в палеогене на территории современной Центральной Азии.

**Ключевые слова:** Моллюски, устрицы, ихнотаксономия, экосистемы, бентос, следы хищничества, палеоцен, эоцен.

## BIOEROSIVE STRUCTURES ON THE SURFACE OF MOLLUSK SHELLS FROM THE MADYGEN TRACT (PALEOGENE, CENTRAL ASIA)

*Pokhaznikova Anastasia*  
University of Tyumen,  
4<sup>st</sup> year Student, Tyumen  
e-mail: sandra190009@gmail.com

*Trubin Yaroslav*  
University of Tyumen,  
2<sup>st</sup> Post-graduate Student, Tyumen  
e-mail: iyr-2009@mail.ru

*Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, head of laboratory, Smirnov Pavel*

**Abstract:** This paper provides basic information about bioerosive structures on the surface of mollusk shells from Central Asia. Information about their taxonomic classification is also summarized. The studied bio-erosive structures make it possible to significantly expand the understanding of epibiota relations between representatives of the benthos of ancient basins that existed in the Paleogene on the territory of modern Central Asia.

**Keywords:** Mollusca, Oysters, ichnotaxonomy, ecosystems, benthos, predator traces, Paleocene, Eocene.

Биоэрозийные структуры на раковинах моллюсков палеогена Центральной Азии известны еще с середины прошлого века и описаны в главе «неразгаданные следы жизни в раковинах устриц» фундаментального труда, посвященного геологии и палеонтологии Ферганской депрессии [1]. Однако конкретные ихнотаксономические наименования и содержательные интерпретации следовых окаменелостей так в этой работе приведены и не были. Их именование ограничивалось понятиями «каналы особого типа» или «отверстия» [1]. При этом изучение биоэрозийных структур является крайне важной составляющей при определении трофических [2] и эпibiотических отношений между представителями фауны в ископаемых экосистемах [3,9]. Настоящая работа призвана расширить пред-

ставления о трофических эпилбиотических отношениях между представителями фауны в ископаемых экосистемах и определении особенностей этиологии эпилбионтов на основе изучения биоэрозионных структур [2,3,9].

Материалами для исследования послужили раковины устриц из урочища Мадыген, собранные в рамках Международной палеонтологической экспедиции на Южном Тянь-Шане (2021, Киргизия). Из трех четко обособленных друг от друга толщ палеогена изучено 192 раковины моллюсков, практически на всех, из которых наблюдаются биоэрозионные структуры. Фоссилии извлечены из глинистых известняков сузакской свиты палеоцена-раннего эоцена ( $\square_{1-2}^1$ szk), плотных известняков алайской свиты эоцена ( $\square_2^2$ al) и нерасчлененной глинистой толщи риштана, ханабада и сумсара ( $\square_{2-3}^2$ rst+sms+khn) среднего эоцена – среднего олигоцена. Стратиграфическое расчленение разреза выполнялось на основе литологических и палеонтологических критериев и сопоставления с разрезами, описанными Р.Ф. Геккером с соавторами [1], с некоторыми дополнениями по R. Vosboom [4].

В лаборатории седиментологии и эволюции палеобиосферы ТюмГУ изученные биоэрозионные структуры сняты с помощью фотокамеры Cannon EOS 1100D, описаны, зарисованы и идентифицированы в соответствии с номенклатурой *Bioerosion Ichnotaxa-Review* [15]. При фотографировании во избежание бликов при освещении поверхность раковин напылялась тонким слоем нитрата аммония. Следы биоэрозии представлены следующими ихновидами: *Oichnus simplex*, Bromley 1981, *Entobia ovula* Bromley and D'Alessandro, 1984, *Gastrochaenolites torpedo* Kelly and Bromley, 1984, *Maeandropolydora sulcans* Voigt, 1975, *Loxolenichnus stellatocinctus* Breton et al., 2017 и *Dictyoporus nodosus* Magdefrau, 1937 (рис. 1).

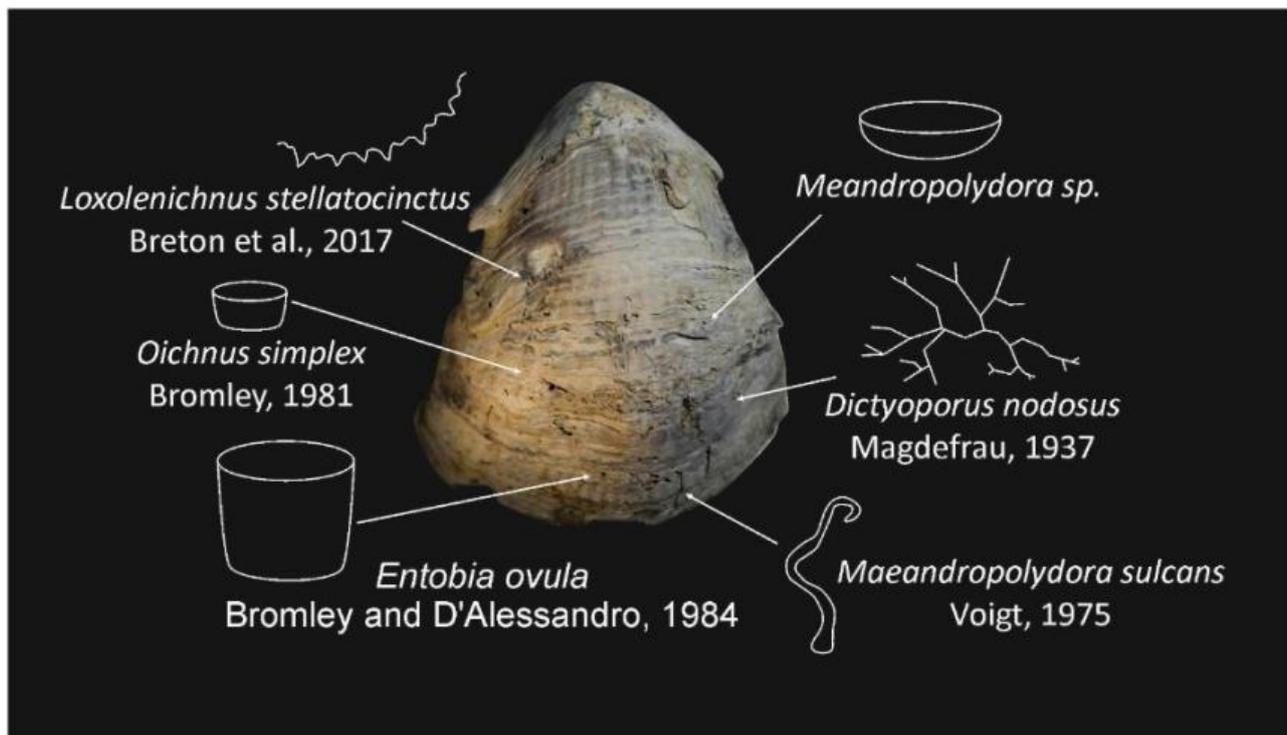


Рис. 1. Разнообразие биоэрозионных структур на поверхности раковины *Sokolowia* sp. Штриховые рисунки иллюстрируют их контуры или форму

Все ихнотаксоны представлены несквозными образованиями. Биоэрозионная структура *Oichnus simplex* представляет небольшое (менее 1 мм) отверстие цилиндрической или субцилиндрической формы с уплощенным основанием. Данные формы являются одними из самых распространенных следов биоэрозии, где субстратом выступает раковина моллюсков, как на изученном нами материале, так и во всем мире [6,11,14]. Ихнотаксономическое положение структур из группы *Oichnus* Bromley, 1981 остается предметом острой дискуссии [7,15,16]. Отверстие *Entobia ovula* по своим очертаниям схоже с описанным выше *O. simplex* – субцилиндрическое углубление, где диаметр заметно меньше глубины. Отличается *E. ovula* от *O. simplex* большими размерами (превышает 1 мм). Специфические каналы *Maeandropolydora sulcans* представляют извилистые бороздки с непостоянными размерами: длина изменяется от 12,00 до 28,00 мм, а ширина – от 0,40 до 2,30 мм. Наблюдается не определенная с точностью до вида ихновида форма *Meandropolydora* sp. Она имеет удлиненно овальную форму с длиной от 5 до 20 мм и усеченными или закругленными краями. Ихновид *Loxolenichnus*

*stellatocinctus*, впервые описанный на поверхности раковин верхнемеловых устриц [5], определяется по слабо заметному звездчатому контуру, который образуется из вертикальных и наклонных канавок. Особое образование *Dictyoporus nodosus* представляет заметные углубленные каналы диаметром от 60 до 80 мкм с едва различимыми выпуклостями в местах разветвления и пересечения.

Изученные биоэрозийные структуры позволяют существенно расширить представления о эпибиотических отношениях между представителями бентоса древних бассейнов, существовавших в палеогене на территории современной Центральной Азии. Отсутствие сквозных отверстий указывает на отсутствие хищных моллюсков-сверлильщиков в комплексе. Это может быть связано со значительной толщиной раковин, доминирующих в комплексе устриц, которые не поддаются сквозному биохемомеханическому сверлению. Также в изученном комплексе не установлено присутствие таких гастропод, как натициды и мурициды, производящие сквозные отверстия [8]. Норы *O. simplex*, согласно принятой ихнотаксономической классификации [15], в этологическом отношении отвечают фиксидиям – следам крепления эпибионтных организмов. Наблюдаемые мелкие отверстия интерпретируются как места сидения круглых червей – нематод, на основании наблюдений за современными беспозвоночными [6,11,12]. Природа отверстий *Entobia ovula* определяется как места крепления губковых [5]. Однако не исключено, что они могут иметь схожие пути образования с *Oichnus* и считаться также результатом деятельности червеобразных организмов [12]. Продукентами специфических каналов *Maecandropolydora sulcans* являются седентарные кольчатые черви [15], закрепляющиеся на поверхности раковин крупных устриц в результате биохемофизической деятельности аналогичной поведению некоторых двустворчатых моллюсков [10]. Образования, идентифицированные как *Loxolenichnus stellatocinctus*, являются местами прикрепления других крупных устриц [5]. По наблюдаемым на наших материалах очертаниям можно судить о том, что их продуценты принадлежали к этому же виду устриц *Sokolowia* sp. Каналы *Dictyoporus nodosus* являются результатами деятельности колоний бактериальных организмов [13]. В заключении хочется отметить, что установленные выше следы биоэрозии имеют различную форму и природу происхождения. Они служат составляющей при определении трофических и эпибиотических отношений между представителями фауны в ископаемых экосистемах. В палеогене на территории современной Центральной Азии поверхность крупных устриц активно заселялась круглыми и кольчатыми червями, другими двустворчатыми моллюсками меньших размеров и колониями бактерий.

### Благодарность

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования в рамках государственного задания FEWZ-2020-0007 «Фундаментальные закономерности развития природной среды юга Западной Сибири и Тургая в кайнозое: седиментология осадочных толщ, абиотические геологические события и эволюция палеобиосферы». Исследования выполнены с использованием оборудования ЦКП «Биокосные системы криосферы», Тюменский научный центр СО РАН.

Коллектив авторов выражает искреннюю признательность С.В. Попову (ПИН РАН), П.В. Смирнову (ТюмГУ) и И.Н. Косенко (ИНГГ СО РАН) за обсуждение результатов работы и ценные профессиональные советы.

### Литература

1. Геккер Р.Ф., Осипова А.И., Бельская Т.Н. Ферганский залив палеогенового моря Средней Азии (его история, осадки, фауна, флора, условия их обитания и развитие) Кн. 1. // Москва, Изд-во АН СССР, 1962. 335 с.
2. Amano K., Jenkins R.G. Eocene drill holes in coldseep bivalves of Hokkaido, northern Japan // *Marine Ecology*. 2007. P. 108-114.
3. Arua I., Hoque M. Fossil predaceous gastropod borings from Nigeria. // *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*. 1989. P. 175-183.
4. Bosboom R., Mandic O., Dupont-Nivet G., Proust J.-N., Ormukov C., Aminov J. Geological Evolution of Central Asian Basins and the Western Tien Shan Range // *The Geological Society of London*. 2015. P. 1-24.
5. Breton, G., Wisshak, M., Neraudeau, D., Morel, N. Parasitic gastropod bioerosion trace fossil on Cenomanian oysters from Le Mans, France and its ichnologic and taphonomic context // *Acta Palaeontologica Polonica*. Vol. 62. № 1. 2017. P. 45–57.
6. Bromley, R. G. Concepts in ichnotaxonomy illustrated by small round holes in shells // *Acta Geologica Hispanica*. 1981. P. 55-64.

7. Demirkan H., Sorogy A.S., Alharbi T. *Turkish Journal of Earth Sciences // Bioerosional structures from the Late Pleistocene coral reef, Red Sea coast, northwest Saudi Arabia.* 2021. P. 22-37
8. Dietl G.T., Kelley P.H. *Can Naticid Gastropod Predators Be Identified by the Holes They Drill? // Ichnos: An International Journal for Plant and Animal Traces.* 2006. P. 103-108.
9. Hansen, T.A., Kelley, P.H. *Spatial variation of naticid gastropod predation in the Eocene of North America // PALAIOS.* 1995. P. 268–278.
10. Harry M. Maisch IV, Martin A. Becker & John A. Chamberlain Jr. *Macroborings in *Otodus megalodon* and *Otodus chubutensis* shark teeth from the submerged shelf of Onslow Bay, North Carolina, USA: implications for processes of lag deposit formation // ICHNOS.* 2019. P. 1-21.
11. Nielsen K.S.S., Nielsen J.K. *Bioerosion in pliocene to late holocene tests of benthic and planktonic foraminiferans, with a revision of the ichnogenera oichnus and tremichnus // ICHNOS: An International Journal for Plant and Animal Traces.* 2001. P. 99-116.
12. Sliter, W.V. *Predation on benthic foraminifers // J. Foraminifer. Res.* 1971. № 1. P. 20–29.
13. Tavernier A, Campbell SE, Golubic S. *A complex marine shallow-water boring trace, *Dendroreth balani* n. ichnogen. et ichnospec // Lethaia.* 1992. P. 303–310.
14. Wisshak M., Kroh A., Bertling M., Knaust D., Nielsen J.K., Jagt J.W.M., Neumann C., Nielsen K.S.S. *In defence of an iconic ichnogenus – *Oichnus Bromley*, 1981. Ann Soc Geol Pol,* 2015. P. 445–451.
15. Wisshak, M., Knaust D., Bertling M. *Bioerosion Ichnotaxa-Review and Annotated List // Facies.* Vol. 65. № 2. 2019. P. 1–24.
16. Zonneveld, J.P., Gingras M. K. *Sedilichnus, Oichnus, Fossichnus and Tremichnus: ‘Small round holes in shells’ revisited // Journal of Paleontology.* 2014. P. 895–905.

## ФОРАМИНИФЕРЫ LENTICULININAE В ПАЛЕОГЕНЕ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ: ВНУТРЕННЕЕ СТРОЕНИЕ И МИКРОСТРУКТУРА СТЕНКИ

**Трубин Ярослав Сергеевич**

Тюменский государственный университет,  
аспирант 2 курса (2020–2023), г. Тюмень  
e-mail: iyr-2009@mail.ru

**Брит Вячеслав Александрович**

Сибирский федеральный университет,  
студент 1 курса (2021–2026), г. Красноярск  
e-mail: amazzanit@mail.ru

**Шадрина Софья Сергеевна**

Тюменский государственный университет,  
студент 4 курса (2018–2023), г. Тюмень  
e-mail: shadrina\_s\_s0@mail.ru

**Научный руководитель:** к.г.-м.н., заведующий лабораторией, Смирнов Павел Витальевич

**Аннотация:** В данной работе приводятся сведения о внутреннем строении раковин фораминифер подсемейства Lenticulininae, составе и структуре их стенки. Также обобщаются сведения о био-разнообразии и систематике представителей данного подсемейства в породах датского и танетского ярусов Западной Сибири. Настоящая работа является первым сообщением об использовании метода вскрытия раковин Lenticulininae из палеогена Западной Сибири. Отмечается особенность для палеогеновых Lenticulininae, отличающая их от мезозойских видов: двуслойное строение стенки раковины, где внутренний слой имеет тонко-радиально-лучистую структуру, а внешний – тонкозернистую.

**Ключевые слова:** Западная Сибирь, фораминиферы, микроструктура, Lenticulininae, палеоген.

## THE FORAMINIFERA OF LENTICULININAE FROM PALEOGENE OF WESTERN SIBERIA: MORPHOLOGY AND TEST STRUCTURE

**Yaroslav Trubin**

University of Tyumen  
2nd year Post-graduate Student, Tyumen,  
e-mail: iyr-2009@mail.ru

**Vyacheslav Brit**

Siberian Federal University,  
1st year Post-graduate Student, Krasnoyarsk  
e-mail: amazzanit@mail.ru

**Sofya Shadrina**

Tyumen State University,  
4th year Post-graduate Student, Tyumen  
e-mail: shadrina\_s\_s0@mail.ru

**Research Supervisor:** Candidate of Geology and Mineralogy, head of laboratory, Smirnov Pavel

**Abstract:** The paper provides information about the internal morphology and wall structure of foraminifera from subfamily Lenticulininae. Also data on the biodiversity and taxonomy of representatives of this subfamily in the rocks of the Danish and Thanetian stages of Western Siberia are summarized. This work is the first report to use the method opening test Lenticulininae from the Paleogene of Western Siberia. A feature is noted for the Paleogene Lenticulininae, which distinguishes them from the Mesozoic species: a two-

layer structure of the shell wall, where the inner layer has a fine-radial-radiated structure, and the outer layer has a fine-grained structure.

**Keywords:** Western Siberia, Foraminifera, microstructure, Lenticulininae, Paleogene.

Фораминиферы подсемейства Lenticulininae Chapman, Parr et Collins, 1934 являются группой спирально-свернутых нодозариид, которые известны начиная с триаса и до ныне [5]. В верхнемеловых и палеогеновых отложениях Западной Сибири представители данного подсемейства являются характерным элементом ассоциаций микрофауны, хотя значительно уступают по количеству и таксономическому разнообразию юрским представителям подсемейства [13]. Верхнемеловые и палеогеновые лентикულიнины Западной Сибири всегда привлекали внимание исследователей. Их изображения и описания приведены в работах Э.Н.Кисельман [9], Ф.С.Путри [13], Н.В.Шаровской [15], В.М. Подобиной [10]. Сведения о таксономическом составе палеогеновых Lenticulininae Западной Сибири приводятся в многочисленных работах [6, 7, 8 и др.]. Однако детальное изучение морфологии раковин, внутреннего строения и структуры стенки палеогеновых видов по аналогии с юрскими и меловыми Lenticulininae [10, 13] и, как это принято приводить в современных таксономических исследованиях [13], до сих пор не выполнялось. Строение раковины и структуре стенки являются важнейшими таксономическими признаками для систематики фораминифер [11, 12, 15], изучение которых чрезвычайно важно для оценки биоразнообразия и исследований систематического характера. В настоящей работе уточняются детали внутреннего строения и структуры стенки некоторых представителей Lenticulininae из палеогена Западной Сибири. Требуемая степень детализации достигается при изучении снимков методом сканирующей электронной микроскопии (СЭМ) и анализе раковин в тонких шлифовках с применением поляризационного минералого-петрографического микроскопа.

Материалами для исследования послужили коллекции фораминифер тибейсалинской свиты (датский ярус, Ямало-Полуйский район Западной Сибири) – 12 раковин хорошей сохранности; и соколовской толщи (танетский ярус, Южное Зауралье) – 31 раковина хорошей сохранности. Тибейсалинская свита изучена по материалам бурения двух скважин на газоконденсатном Харасавэском месторождении (14 образцов). Породы из соколовской толщи получены в ходе выполнения полевых работ на Соколовско-Сорбайской группе месторождений в 2019 году под руководством О.Н. Васильевой (12 образцов). Породы обрабатывались по стандартной методике, принятой в лаборатории седиментологии и эволюции палеобиосферы Тюменского государственного университета. Выборка фораминифер из полученных сухих порошков осуществлялась с помощью липкого щупа под стереомикроскопом модели МБС-1. Фотографирование внешнего строения выполнялось с привлечением растрово-электронной микроскопии (РЭМ). Внутреннее строение изучено путем изготовления тонких шлифовок и их наблюдении в поляризационном минералого-петрографическом микроскопе Olympus BX53M.

С методической точки зрения, требуется указать, что на территории Западной Сибири в палеогене среди представителей подсемейства Lenticulininae выделяется два рода: *Lenticulina* Lamarck, 1804 и *Robulus* Montfort, 1808 [6, 7, 8]. Однако некоторое разночтение в понимании данных таксонов приводит к стремительному расширению синонимии. Для исключения некорректной диагностики в настоящей работе принимается вслед за А.Р. Loeblich и Н. Тарпан [5] принимается, что *Lenticulina* характеризуется спирально-плоскостной инволютной раковинной с вершинным радиально-лучистым устьем. Представители рода *Robulus* отличаются от *Lenticulina* по характерному радиально-лучистому устью, снабженному одним или двумя удлиненными лучами в виде длинной щели или петли. На практике ее можно наблюдать только в положении с устьевой стороны.

В комплексах фораминифер тибесалинской свиты (датский ярус) и соколовской толщи (танетский ярус) палеогена Западной Сибири удалось установить два вида подсемейства Lenticulininae: *R. trachyomphalus* (Reuss, 1851) и *R. grauli* Putrja, 1972. Виды отнесены к роду *Robulus* в связи с присутствием характерного удлиненного луча на устье в виде тонкой протягивающейся щели (рис. 1).

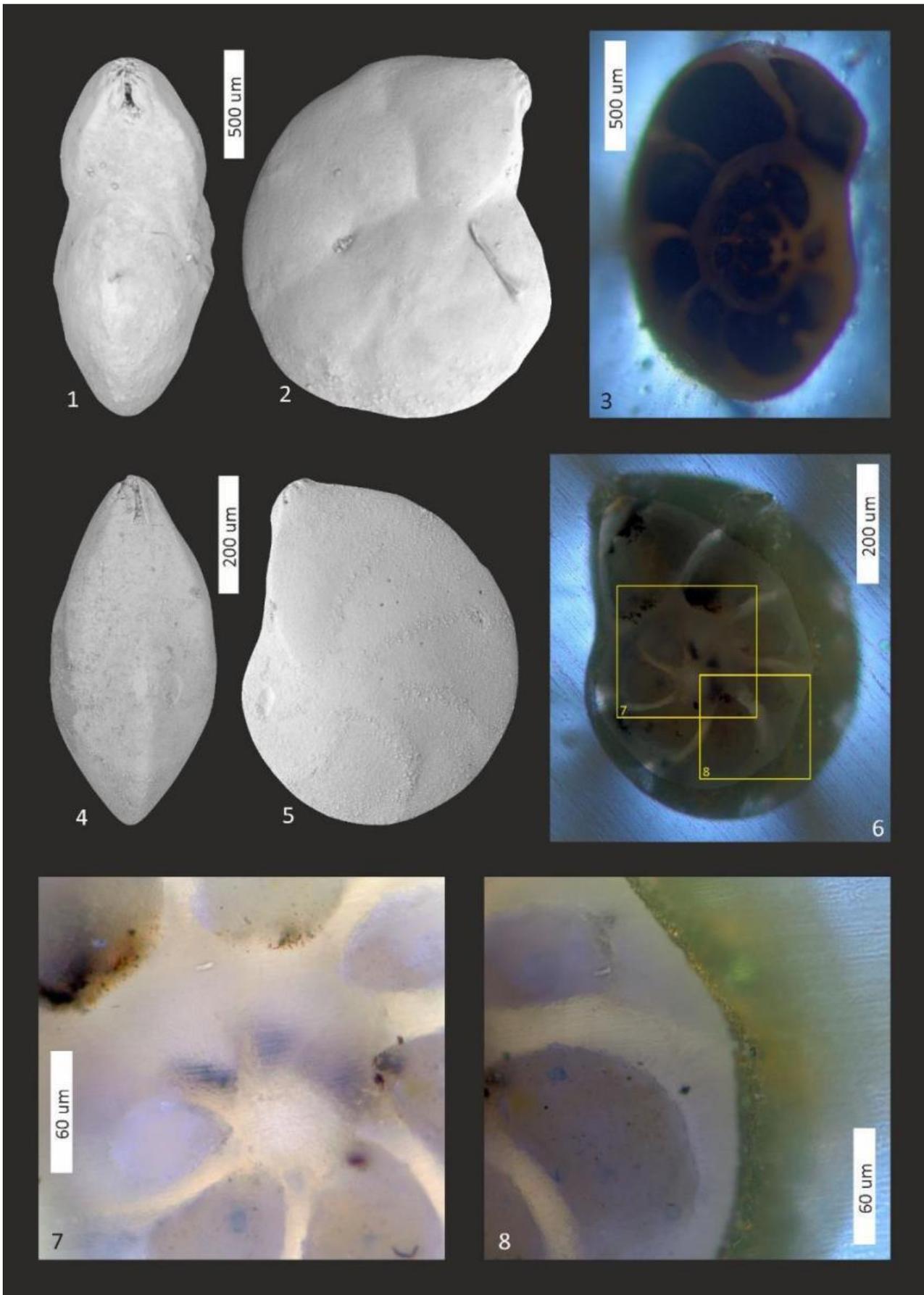


Рис. 1. Фораминифер Lenticulinae палеогена Западной Сибири: *R. trachyomphalus*: 1 – устьевая сторона, 2 – боковая сторона, 3 – внутреннее строение; *R. grauli*: 4 – устьевая сторона, 5 – боковая сторона, 6 – внутреннее строение, 7 – внутренние обороты, 8 – микроструктура стенки

Раковина вида *R. trachyomphalus* округлая, в поперечном сечении линзовидная, полуинволютная. Последний оборот состоит из 7 слабо скошенных треугольных камер. Общее число камер наблюдаемое в тонких шлифовках достигает 12-14. Камеры разделены тонкими слабо скругленными септами. Начальная камера округлая. Периферический край заостренный, постепенно переходит в узкий киль. Устье лучистое, на периферическом крае последней камеры осложнено дополнительным относительно широким лучом в виде продольной щели.

Вид *R. grauli* имеет округлые очертания, в поперечном сечении округлый с выделяющейся вздутой последней камерой, полуинволютный. Последний оборот состоит из 7-8 скошенных трапециевидных камер. Общее число камер, наблюдаемое в тонких шлифовках достигает 24-25. Камеры разделены закругленными септами. Начальная камера округлая. Периферический край округленно-угловатый. Устье лучистое, на периферическом крае последней камеры осложнено дополнительным лучом в виде удлиненно-трапециевидной щели. Отличается данный вид от совместно встречаемого *R. trachyomphalus* в первую очередь размерами, которые могут превышать более 1,5 мм, что не свойственно для Западно-Сибирских фораминифер кайнозоя, и трапециевидной формой вздутых камер.

Стенка у изученных в тонких шлифовках раковин известковая, стекловидная, ее наружная поверхность гладкая. Стенка имеет двуслойное строение с общей толщиной 25-30 мкм. Внутренний слой обладает тонко-радиально-лучистой текстурой, которая представлена плотной упаковкой удлиненных ориентированных параллельно друг к другу и перпендикулярно к поверхности раковины кристаллов кальцита. Цемент или другой минеральный или минерально-органический материал между отдельными кристаллами отсутствует. Предел толщины кристаллов кальцита составляет 2 мкм, их длина достигает 15-20 мкм, что соответствует толщине внутреннего слоя. Внешний слой раковины тонкий, в отдельных случаях достигает 5 мкм. Его можно наблюдать только в поляризационном свете. Наружный слой имеет зернистое строение и состоит из мелких плотно упакованных шаровидных кристаллов диаметром менее 1 мкм (рис. 2).



Рис. 2. Схематичное изображение особенностей строения стенки фораминифер *Robulus* из палеогена Западной Сибири

Уникальным для палеогеновых Lenticulininae является двуслойное строение стенки с тонко-радиально-лучистым внутренним слоем и микрозернистым внешним, что не свойственно для мезозойских Lenticulininae [10, 13]. Однако такое строение известно для некоторых представителей фауны кайнозоя [4]. Двуслойный характер стенки, где покрывающий слой представлен микрозернистым образованием, типично, главным образом, для планктонных фораминифер [1], что может указывать как на бентосный образ жизни, но и существование в толще воды. Принадлежность обоих видов к пелагической фауне позволяет предположить наutilusовидная форма раковины, на что уже ранее обращали внимание исследователи Западной Сибири [10, 13]. Кроме того, способность ископаемых бентосных фораминифер на определенных этапах онтогенеза обитать в пелагиали доказано на основании изучения химии стенки раковин [3].

#### Благодарность

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования в рамках государственного задания FEWZ-2020-0007. «Фундаментальные закономерности развития

природной среды юга Западной Сибири и Тургая в кайнозое: седиментология осадочных толщ, абиотические геологические события и эволюция палеобиосферы» Исследования выполнены с использованием оборудования ЦКП «Биокосные системы криосферы», Тюменский научный центр СО РАН.

Коллектив авторов искреннее благодарит В.А. Маринова за помощь по улучшению качества рукописи и А.А. Новоселову за помощь в подготовке фотоснимков РЭМ.

### Литература

1. Be A.W., Lott L. Shell Growth and Structure of Planktonic Foraminifera // Science. Vol. 145. 1964. P. 823–824.
2. Dubicka Z., Wierzbowski H. Planktic propagules as a potential long-distance dispersal mechanism of Cretaceous serial rotaliid benthic foraminifera // Cretaceous Research. № 100. 2019. P. 14–23.
3. Dubicka Z., Gajewska M., Kozłowski W., Mikhalevich V. Test structure in some pioneer multichambered Paleozoic foraminifera // PNAS. Vol. 118. № 26. 2021. P. 1–6.
4. Hay W.W., Towe K.M., Wright R.C. Ultramicrostructure of some selected foraminiferal tests // Micropaleontology. Vol. 9. № 2. 1963. P. 171–195.
5. Loeblich A.R., Tappan H. Foraminiferal Genera and their classification // New York, Van Nostrand Reinhold, 1988. 2114 p.
6. Амон Э.О., Маринов В.А. Фораминиферы танетского яруса палеоцена Западной Сибири – корреляционные аспекты // Литосфера. № 6. 2011. С. 55–70.
7. Бугрова Э.М. Биостратиграфия пограничных отложений мела и палеогена Арктического региона Западной Сибири // Стратиграфия. Геологическая корреляция. Т. 16. № 1. 2008. С. 85–94.
8. Еремеева А.И., Белоусова Н.А., Стратиграфия и фауна фораминифер меловых и палеогеновых отложений восточного склона Урала, Зауралья и Северного Казахстана // Материалы по геологии и полезным ископаемым Урала, выпуск 9. Москва, Госгеолтехиздат СССР, 1961. С. 3–190.
9. Кисельман Э. Н. 1962. Новый вид фораминифер из отложений датского яруса Западно-Сибирской низменности.– Труды СНИИГГиМСа, вып. 23, с. 14–16, табл. 1.
10. Подобинной В.М. Надозарииды позднего мела Западной Сибири // Томск, Издательство Томского университета, 1995. 102 с.
11. Подобина В.М. Фораминиферы и биостратиграфия палеогена Западной Сибири // Томск, издательство научно-технической литературы, 1998. 328 с.
12. Подобина В.М. Биостратиграфия и фораминиферы палеогена Западной Сибири // Томск, Издательский Дом Томского государственного университета, 2020. 274 с.
13. Путря Ф.С. Лентикулиниды верхнеюрских отложений Западно-Сибирской низменности. // Труды ЗапСибНИГНИ, вып. 21. М: Недра, 1972. 304 с.
14. Путря Ф.С. Лентикулины верхнего мела и палеогена Западно-Сибирской низменности // Труды НИИГА, вып. 1. 1963. С. 35-79.
15. Шаровская Н.В. Комплексы фораминифер верхнемеловых отложений Западной Части Енисей-Хатангского прогиба // Ученые записки. Палеонтология и стратиграфия. Труды НИИГА, вып. 30. 1970. С. 74-83.

*Сборник научных трудов «Геология в развивающемся мире»*

***XV СБОРНИК НАУЧНЫХ ТРУДОВ  
«ГЕОЛОГИЯ В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ»***

***РАЗДЕЛ 4:  
ГЕОФИЗИКА***

***XV COLLECTION OF SCIENTIFIC PAPERS  
«GEOLOGY IN THE DEVELOPING WORLD»***

***Section 4:  
Geophysics***

## ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ ПРИ ПРОГНОЗЕ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПО СЕЙСМИЧЕСКИМ ДАННЫМ

*Белышев Дмитрий Александрович*

*Филиал ООО «Лукойл-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми  
e-mail: Dmitry.Belyshev@pnn.lukoil.com*

*Селетков Илья Алексеевич*

*Филиал ООО «Лукойл-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми  
e-mail: Ilya.Seletkov@pnn.lukoil.com*

**Аннотация:** В данной работе представлены результаты тестирования нейросетевых алгоритмов на основе полнофункциональных нейронов Колмогорова для прогноза фильтрационно-емкостных свойств по сейсмическим данным. Тестирование выполнялось в управлении сейсмических исследований Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми

**Ключевые слова:** Машинное обучение, нейронные сети, сейсморазведка, прогноз, динамическая интерпретация, ФЕС.

## THE USE OF NEURAL NETWORKS IN PREDICTING FILTRATION- CAPACITIVE PROPERTIES FROM SEISMIC DATA

*Dmitry Belyshev*

*Branch of ООО LUKOIL-Engineering PermNIPIneft in the city of Perm,  
e-mail: Dmitry.Belyshev@pnn.lukoil.com*

*Ilya Seletkov*

*Branch of ООО LUKOIL-Engineering PermNIPIneft in the city of Perm,  
e-mail: Ilya.Seletkov@pnn.lukoil.com*

**Abstract:** This paper presents the results of testing neural network algorithms based on Kolmogorov's full-functional neurons for predicting filtration-capacitance properties based on seismic data. Testing was carried out in the seismic research department, Branch of ООО LUKOIL-Engineering PermNIPIneft in the city of Perm.

**Keywords:** Machine learning, neural network, seismic exploration, prediction, seismic interpretation, reservoir property.

Результаты динамической интерпретации сейсмических данных зачастую являются основой при подсчете запасов углеводородов, используются при планировании буровых работ. С помощью поиска зависимостей между скважинной информацией и динамическими атрибутами волнового поля можно спрогнозировать такие параметры, как: пористость, сейсмофациальные обстановки, эффективные толщины коллекторов и т.д.

Классически, построение прогнозов выполняется с помощью атрибутивного анализа и инверсионных преобразований. В обоих подходах для трансформации сейсмической информации в прогнозный параметр резервуара в преобладающем большинстве случаев используют алгоритмы на основе линейной (одномерной или многомерной) функции. Как следствие, одним из основных критериев качества результирующего прогнозного куба или карты является коэффициент корреляции между данными ФЕС в скважинах и предсказанными значениями [1]. На практике не всегда можно обнаружить значимую корреляционную зависимость между сейсмическими атрибутами и значениями прогнозируемых параметров. Соответственно в тех случаях, когда линейная связь не доказана или отсутствует, применение алгоритма трансформации на основе линейной функции не позволяет найти наилучшее решение. Кроме того, важно заметить, что присутствует необходимость анализировать выбранные атрибуты на предмет их корреляции между собой. Данный анализ необходим, так как использование атрибутов, имеющих сильную линейную связь, приводит к некорректной оценке вклада (веса коэффициента) этих атрибутов в результат прогноза. Данная проблема в регрессионном

анализе называется мультиколлинеарностью [3] и ведет к некорректному решению поставленной задачи [1].

Современный этап развития в технологиях динамической интерпретации позволяет нам придерживаться не только классических подходов, основанных на линейных зависимостях, но и использовать технологии искусственного интеллекта и машинного обучения. Применение механизмов, способных к самообучению на априорных данных, создает большие перспективы для их использования при прогнозировании фильтрационно-емкостных свойств коллекторов (ФЕС), а также многих других не менее важных параметров геологической среды. Этим фактом в последние годы успешно пользуются производители интерпретационного программного обеспечения, внедряющие в свои продукты современные алгоритмы нейронных сетей и нелинейной аппроксимации (машинного обучения).

#### *Нейронные сети нового поколения на основе теоремы Колмогорова*

Для прогнозных построений использовались нейронные сети нового поколения на основе полнофункциональных нейронов Колмогорова [2]. Если сравнить эти нейроны (рис. 1б) с классическими нейронами (рис. 1а) можно легко увидеть гораздо большую степень свободы нейронов Колмогорова за счет того, что каждый вход нейрона обрабатывается своей нелинейной функцией, которая подбирается в процессе обучения. С другой стороны, количество неизвестных по построению нейронной сети Колмогорова возрастает многократно (функции на входе определяются в табличном виде). Для обучения таких нейронных сетей мы используем гибридный алгоритм включающий генетический и градиентный алгоритмы [4]. Для получения стабильного прогнозного оператора используются выводы о монотонности функций из теоремы суперпозиции Колмогорова [5] и приемы регуляризации по Тихонову [6].

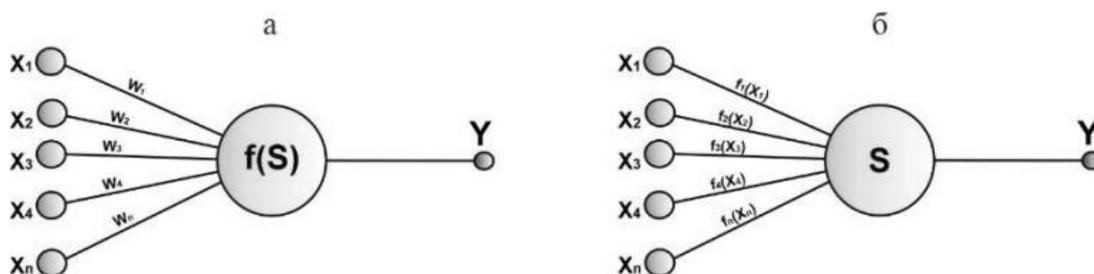


Рис. 1. Сравнение классического нейрона (а) и полнофункционального нейрона Колмогорова (б)

Описанный выше алгоритм машинного обучения реализован в программном обеспечении IP\_Seismic. В ходе его тестирования опробованы следующие подходы динамической интерпретации сейсмических данных: трехмерный прогноз коэффициента пористости и двухмерный прогноз эффективных толщин целевых отложений.

В работе использовалось два набора геолого-геофизических данных. Первый набор, предназначенный для тестирования первых четырех подходов, содержит в себе сейсмические данные одной из съемок 3D на юге Пермского края в пределах визейской терригенной тощи (между отражающими горизонтами ПК и III) и данные по 169 скважинам, пробуренным в пределах контура съемки 3D. В 14 скважинах с наиболее широким комплексом ГИС рассчитаны непрерывные кривые коэффициента пористости, глинистости и объёмные петрофизические модели. Параметры системы наблюдения сейсмической съемки 3D: расстояние между линиями приема – 250 м, возбуждения – 250 м, между пунктами приема – 25 м, возбуждения – 50 м, полная кратность наблюдений – 72.

#### *Трехмерный прогноз пористости*

Как уже отмечалось выше, для трехмерного прогноза пористости, использованы сейсмические данные и непрерывные кривые коэффициента пористости по 14 скважинам, при этом одна из скважин случайным образом исключалась из прогноза с целью выполнения кросс-валидации. Расчет куба коэффициента пористости проводился в модуле Machine learning cube prediction, по алгоритму TNN regression, основанному на нейронных сетях Колмогорова, описанному выше.

На первом этапе выполнения прогноза проходит этап обучения нейронной сети, для этого используются наборы пар – а именно: набор точек со значением атрибута прогнозируемых параметров, а также значений атрибутов кубов в области вокруг пространственного положения точек скважины. На этой стадии все коэффициенты в нейронной сети будут устанавливаться с целью минимизации объективной функции. Основным достоинством ПО IP\_Seismic является возможность привнесения элементов стохастических алгоритмов. Для этого на каждой итерации обучения (при расчете использовалось 10 итераций) из обучающей выборки исключалась часть скважин (30% в данном случае). В результате чего на выходе алгоритма имеем разновероятностные реализации кубов коэффициента

пористости (P10, P50, P90), куб среднего значения и куб дисперсии, характеризующего неопределенность выполненного прогноза. Так, на стадии обучения получен коэффициент корреляции 0,82.

После этапа обучения выполняется непосредственно вычисление значений прогнозного атрибута для каждого отсчета в виртуальном кубе, основанного на геометрии родительского куба. При этом стоит отметить, что при выполнении прогноза тестировались различные значения коэффициента регуляризации (альфа), который подбирался таким образом, чтобы результат прогноза оставался сглаженным, континуальным и не терялась детальность прогноза, определяемая коэффициентом корреляции.

Результаты прогноза куба коэффициента пористости представлены на рисунке 2, где представлены планшеты сопоставления исходных кривых Кп и вероятностные реализации восстановленного коэффициента пористости. Выделенной рамкой на планшете отмечена скважина, не принимающая участие в прогнозе. В ней отмечается высокая сходимость исходной кривой и прогнозной. Коэффициент корреляции составил 0,74. Ниже представлен разрез куба пористости через скважины, где отмечается латеральная выдержанность зон увеличенных значений Кп, соответствующая вертикальному распределению по скважинным данным.

#### Прогноз эффективных толщин

Аналогично выполнению объемных прогнозов существует возможность двухмерного прогноза эффективных толщин и других параметров по набору карт или кубов и набору точек пластопересечений скважин с показателями продуктивности этих скважин.

Процедура делится также на два этапа: тренинг – этап обучения нейронных сетей с использованием массива для обучения с парами: атрибут потенциала скважины и набор карт динамических атрибутов сейсмической записи, используемых для прогноза. В течение этой стадии вычисляются оптимальные коэффициенты нейронных сетей с минимизацией объектной функции. И второй этап – вычисление атрибута потенциала продуктивности по набору заданных карт или кубов.

При тестировании для выполнения прогноза эффективных толщин был использован исходный сейсмический куб и набор из 164 скважин (точки пластопересечений с присвоенными значениями эффективных толщин). Для оценки достоверности случайным образом выбрано 10% скважин, не участвующих в прогнозе. Расчет проводился в модуле Machine learning property prediction по алгоритму TNN regression (нейронная сеть Колмогорова). Как и при трехмерных прогнозах имеется возможность привносить элементы стохастики путем итеративного обучения (10 итераций), где на каждой итерации из обучения исключалось 30% скважин, выбранных случайным образом.

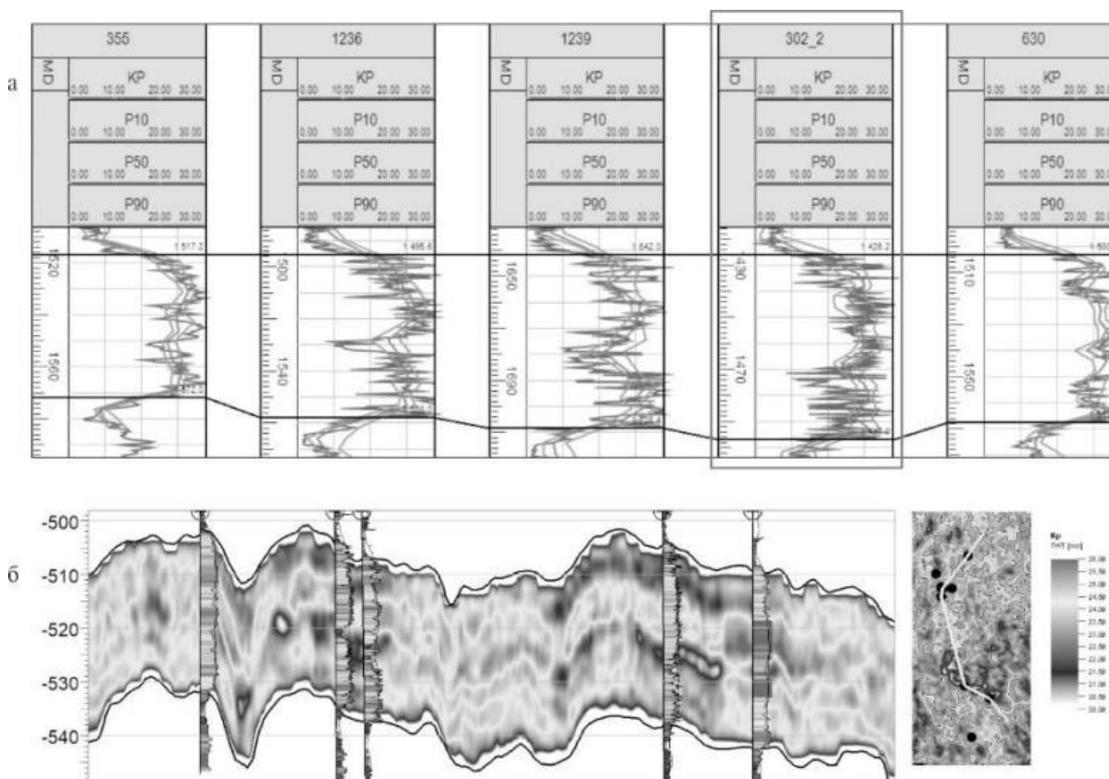


Рис. 2. Результаты прогноза куба коэффициента пористости  
а – планшеты скважин с прогнозными кривыми, б – разрез через прогнозный куб коэффициента пористости

Результатом расчетов стали разновеероятностные карты эффективных толщин (P10, P50, P90), карта среднего значения и дисперсии. На рисунке 3 представлена реализация прогнозной карты эффективных толщин (P50) в интервале визейской терригенной толщи. Справа на рисунке представлен кросс-плот сопоставления прогнозных и фактических значений эффективных толщин. Коэффициент корреляции данной модели с исходными данными составляет 0,87. Красными точками на кросс-плоте отмечены 10 % скважин, составляющих контрольную выборку. Как видно, контрольная выборка укладывается в данную модель и доверительный интервал ( $3\sigma$ ), обозначенный на рисунке черными линиями. На прогнозной карте отчетливо прослеживаются зоны распространения увеличенных эффективных толщин, которые хорошо согласуются с реальной геологической картиной, охарактеризованной скважинными данными.

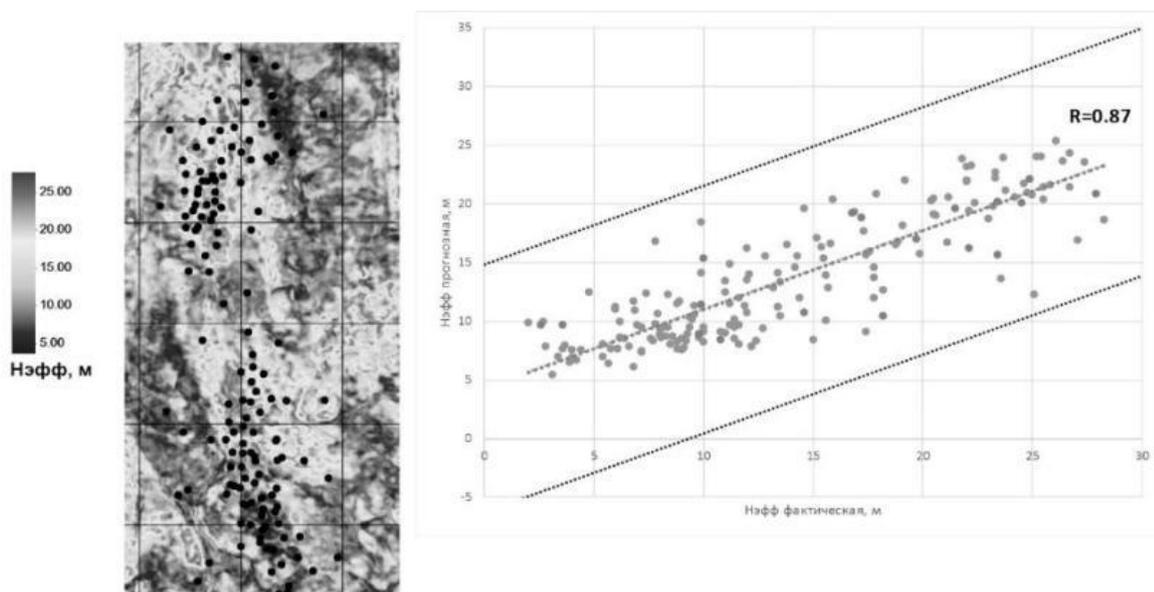


Рис. 3. Результаты прогноза эффективных толщин  
а – карта эффективных толщин, б – кросс-плот прогнозных и фактических эффективных толщин

#### Обсуждение результатов и выводы

В ходе тестирования нейросетевых алгоритмов и машинного обучения опробованы наиболее востребованные в практике технологии трехмерного прогноза коэффициента пористости, вероятности наличия коллекторов, двухмерный прогноз эффективных толщин. Стоит отметить, что возможности данных алгоритмов также позволяют прогнозировать тектонические нарушения. Нейронные сети показали высокую достоверность на контрольных выборках, а также высокую производительность и скорость получения финальных прогнозов. Наиболее трудоемким процессом при прогнозировании стал этап подготовки исходных данных. Однако стоит иметь в виду основные недостатки технологий машинного обучения – переобучение нейронных сетей. Это ограничение удастся избежать путем тестирования различных параметров регуляризации. И второе ограничение – поиск глобального минимума, его удастся минимизировать путем применения эволюционных алгоритмов. В целом, стоит отметить, что нейронные сети зарекомендовали себя как достаточно эффективный инструмент при прогнозе ФЕС. Результаты прогнозирования геологического разреза, полученные с использованием данных алгоритмов, могут использоваться в трехмерном геологическом моделировании, размещении поисково-разведочного и эксплуатационного фонда скважин.

#### Литература

1. Егоров, С. В. Применение алгоритмов машинного обучения для решения задач количественного прогноза ФЕС по сейсмическим данным / С. В. Егоров, И. И. Приезжев, Е. А. Гладков // *Геофизика*. – 2018. – №3.
2. Приезжев, И. И. Использование полнофункциональной нейронной сети Колмогорова для нелинейной прогнозной сейсмической инверсии / И. И. Приезжев // *Науки о земле: Преобразование знаний в ресурсы*. – 2020.
3. Флах, П. Машинное обучение. Наука и искусство построения алгоритмов, которые извлекают знания из данных / П. Флах. – ДМК пресс, 2015. – 400 с.
4. Kobrunov A., I. Priezhev. (2016) Hybrid combination genetic algorithm and controlled gradient method to train a neural network, *GEOPHYSICS*, vol. 81, no. 4, pp. 1–9.

5. Колмогоров, А. Н. О представлении непрерывных функций нескольких переменных в виде суперпозиций непрерывных функций одного переменного и сложения / А. Н. Колмогоров // Докл. АН СССР, 1957, том 114, номер 5, – С. 953-956.

6. Priezzhev I., Danko D., Strecker U., Veecken P. (2020) A new higher-resolution multi-trace seismic discontinuity attribute based on a Dynamic Time Warping algorithm, *First Break*, vol. 38, no. 4, pp. 41-46.

7. Priezzhev I. (2020) Faults Tracking Algorithm Using Seismic Data Based on Rock Faulting Simulation, *Geomodel 2020*, vol. 2020, no. 1, pp. 1-5.

## РЕЗУЛЬТАТЫ ЭЛЕКТРОРАЗВЕДОЧНЫХ МОНИТОРИНГОВЫХ НАБЛЮДЕНИЙ НА ПРИМЕРЕ ВКМКС

*Лучников Максим Сергеевич*

*Горный институт УрО РАН, молодой ученый, г. Пермь  
e-mail: MaximLuchnikov@mail.ru*

*Зубрикова Екатерина Сергеевна*

*Горный институт УрО РАН, молодой ученый, г. Пермь  
e-mail: katerina.bushueva@mail.ru*

*Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент, Степанов Юрий Иванович*

**Аннотация:** В работе приводятся результаты мониторинговых электроразведочных наблюдений методом симметричного электропрофилирования, выполненных на шахтном поле ВКМКС. Построены схемы изменения кажущегося сопротивления во времени, которые позволяют оценить процессы укрепления горного массива закладочным материалом.

**Ключевые слова:** электрометрия, верхнекамское месторождение солей, шахтное поле, провал, мониторинг, симметричное электропрофилирование, кажущееся сопротивление

## RESULTS OF ELECTRICAL PROSPECTING MONITORING OBSERVATIONS ON THE EXAMPLE OF VKPD

*Luchnikov Maksim Sergeevich*

*Mining Institute UB RAS, Young Researcher, city Perm.  
e-mail: MaximLuchnikov@mail.ru*

*Zubrikova Ekaterina Sergeevna*

*Mining Institute UB RAS, Young Researcher, city Perm.  
e-mail: katerina.bushueva@mail.ru*

*Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader,  
Stepanov Yuriy Ivanovich*

**Abstract:** The paper presents the results of monitoring electrical exploration observations by the method of symmetrical electrical profiling, carried out at the VKPD mine field. Schemes of changes in apparent resistance over time are constructed, which allow one to evaluate the processes of strengthening the rock mass with backfilling material.

**Keywords:** electrometry, Verkhnekamsk salt deposit, mine field, dip, monitoring, symmetrical electrical profiling, apparent resistivity

Изучение состояния подрабатываемого массива в условиях градопромышленных агломераций имеет большое значение, как для безопасной разработки продуктивной толщи калийных пластов, так и для прогнозирования проседания дневной поверхности на территории промышленных и гражданских сооружений на шахтных полях ВКМКС. На данном объекте с целью контроля естественного развития провала, начиная с 2015 года, проводится комплексный ежемесячный мониторинг, включающий подземные натурные испытания массива и наземные мониторинговые наблюдения, которые, в частности, включают в себя сейсмические [3] и электрометрические наблюдения [5-8], а также газогеохимическое опробование [1].

Электрометрические наблюдения осуществляются методом симметричного электропрофилирования (СЭП). Метод СЭП относится к группе методов сопротивлений и позволяет изучать кажущееся сопротивление геологического разреза в горизонтальном направлении – вдоль линии профиля. При этом размеры и параметры установки, т.е. взаимное расположение питающих и приемных электродов остается постоянным [4]. Работы методом СЭП выполняются с шагом 20 м. Размеры питающей линий составляют  $AB/2 = 50, 100, 200$  м, которые по глубине отождествляются с четвертичным

отложениям, ТКТ и СМТ. Измерения на данном участке проводятся по нескольким профилям общей протяженностью более 2 км (рис. 1).

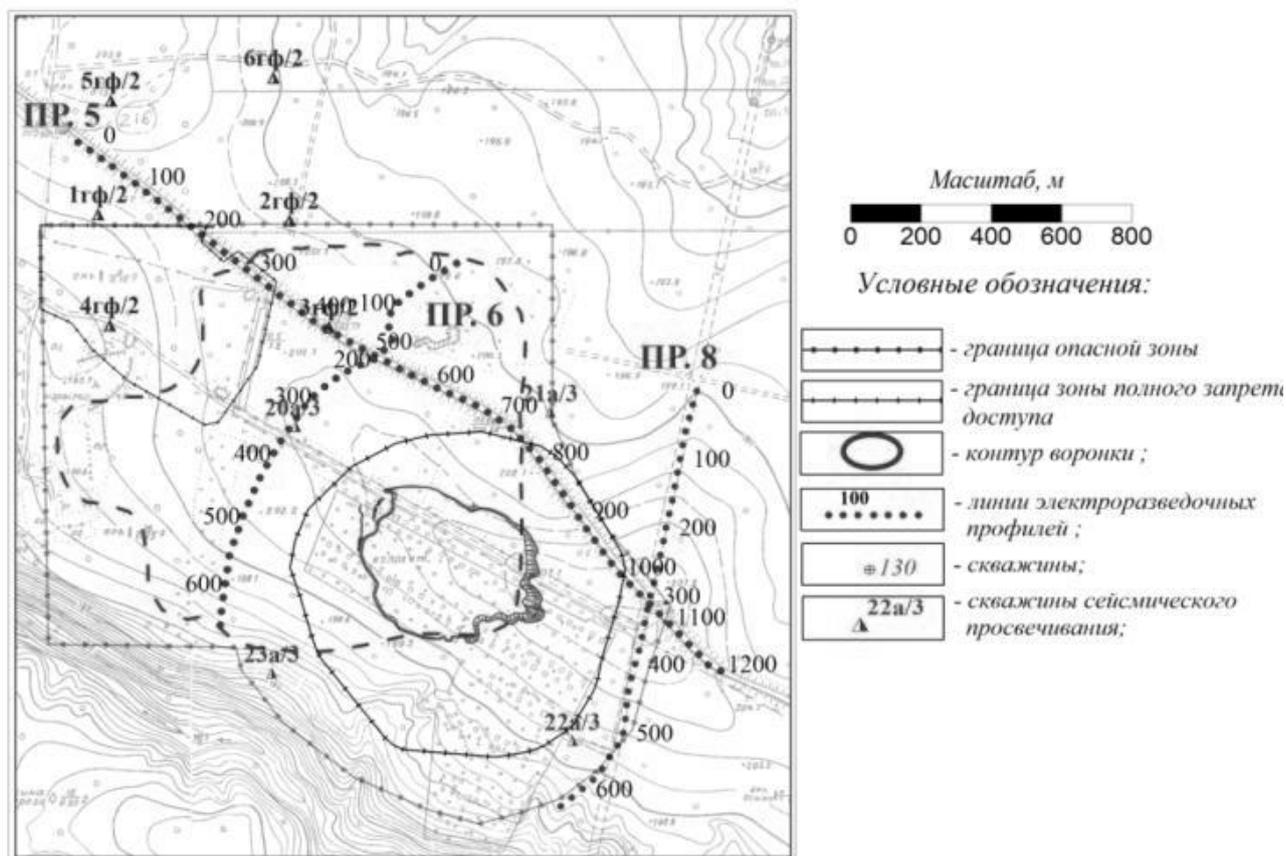


Рис. 1. Схема участка работ

При выполнении мониторинговых работ, для своевременного контроля над обрушениями, важно правильно оценить такие условия как влажность и минерализация массива пород, а также сезонность работ. Стоит учесть, что начиная с 2016 года ПАО «Уралкалий» организовал мероприятия по укреплению породного массива вблизи обрушения, посредством засыпки провала конвейерным способом, а так же закачки закладочного материала по трубам и скважинам. Этот материал состоит из глинистой пасты с добавлением полимерных добавок. В исследуемый период за сутки поступало около 5000 м<sup>3</sup> такой пасты плотностью 1800 кг/м<sup>3</sup>, что равняется 7500 тон глины. Поскольку такой раствор обладает высокой электропроводностью, то внедрение данной смеси в породный массив естественно приводит к значительным понижениям сопротивлений, как следствие, электрометрические наблюдения в большей степени отражают распределение закладочного материала в зоне исследования [2].

В качестве примера такого влияния рассмотрим результаты мониторинговых работ с 2015 по 2020 год по профилю 8. При анализе данных за 5 лет видно, как менялось кажущееся сопротивление с течением времени. На фоне среднего сопротивления от 40 до 60 Ом\*м, можно выделить сезонные изменения, с повышением сопротивления зимой до 90 Ом\*м. Начиная с 2017 года по всему разрезу (рис. 2 а, б, в), наступает резкое понижение сопротивлений до 10 Ом\*м вблизи провала, что обусловлено внедрением закладочного материала, в надсолевою толщу пород. Исходя из того, что метод СЭП становится наиболее чувствительным именно к глинистому раствору, по данным электроразведки мы контролируем область и равномерность закладочного материала вдоль профиля.

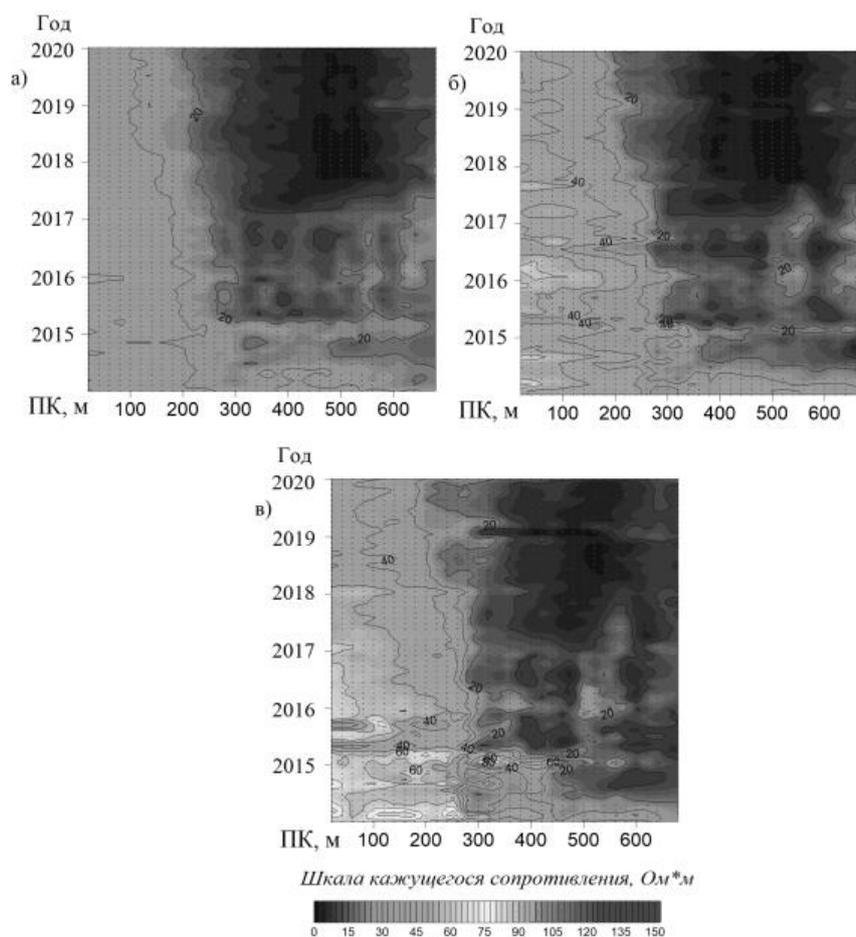


Рис. 2. Схемы изменения кажущегося сопротивления с 2015 по 2020 год по профилю 8 с разносами: а)  $AB/2 = 50 \text{ м}$ , б)  $AB/2 = 100 \text{ м}$ , в)  $AB/2 = 200 \text{ м}$

Построенные схемы изменения кажущегося сопротивления во времени по другим профилям (рис. 3) позволяют отследить динамику формирования закладочного материала по площади во временном интервале.

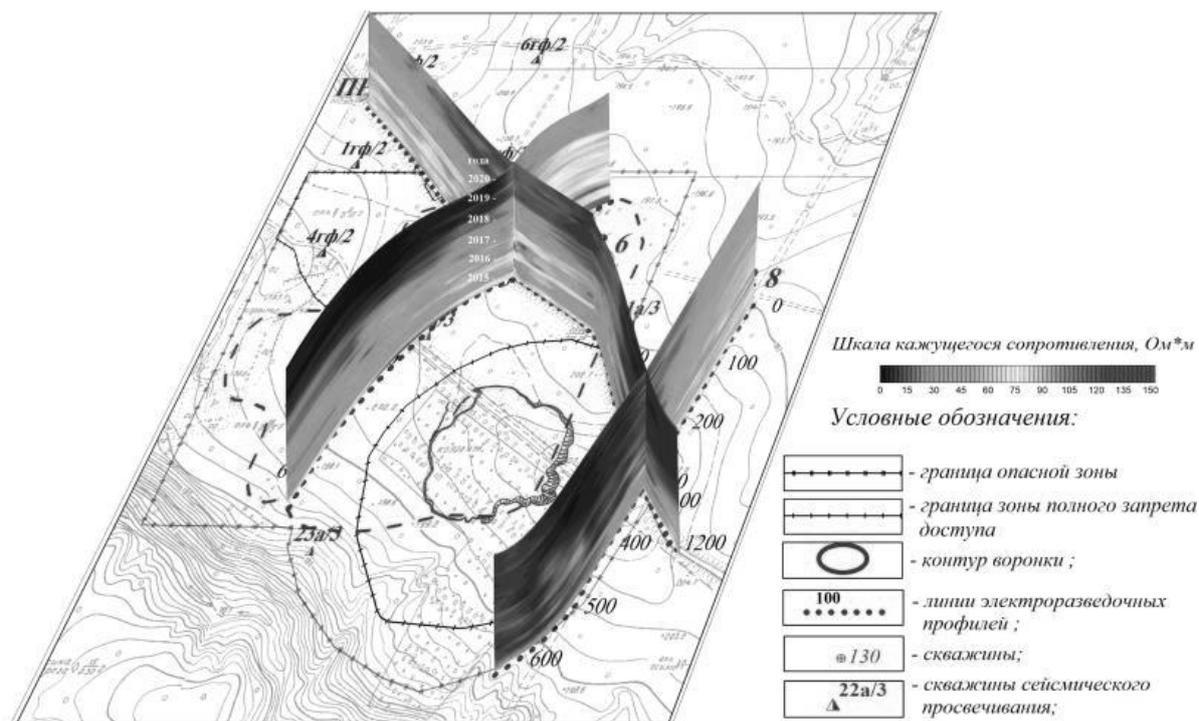


Рис. 3. Схема изменения кажущегося сопротивления с 2015 по 2020 год на разnose  $AB/2 = 200 \text{ м}$

Таким образом, по данным электротометрии, мы можем контролировать мероприятия по укреплению породного массива вблизи провала на шахтном поле ВМКС.

*Исследование выполнено при финансовой поддержке Министерства науки и образования РФ в рамках соглашения по государственному заданию № 075-03-2021-374 от «29» декабря 2020 г. (рег. номер 122012000398-0)*

### **Литература**

1. Бачурин Б.А., Борисов А.А. *Современные газогеохимические технологии контроля процессов техногенеза при освоении ресурсов Верхнекамского региона // Горный журнал. – 2013. – № 6. – С. 78-82.*
2. Зубрикова Е.С., Тайницкий А.А. *Оценка результатов электроразведочных мониторинговых наблюдений. // Горное эхо. – 2021. – № 4 (85), – С. 56-60. DOI: 10.7242/echo.2021.4.12*
3. Калашникова М. М. *Результаты комплексного мониторинга аварийной зоны на СКРУ-2 // Горное эхо. – 2020. – № 1 (80), – С. 72-77. DOI : 10.7242/echo.2020.3.14*
4. Колесников В.П. *Основы интерпретации электрических зондирований. – М.: Научный мир, – 2007. – 247 с.*
5. Тайницкий А.А. *Результаты работ методом АМТЗ на аварийном участке СКРУ-2 // В сб.: Стратегия и процессы освоения георесурсов. Пермь, 2013. С. 218-219. eLIBRARY ID: 23427160*
6. Христенко Л.А. *Метод редких сочетаний при выделении зон инженерно-геологических осложнений по электроразведочным данным // Горное эхо. – 2021. – № 2 (83). – С. 64-69. DOI: 10.7242/echo.2021.2.13.*
7. Hristenko L.A., Kichigin A.V., Parshakov E.I., Shiryayev K.N., Stepanov Y.I., Tainickiy A.A. *Improvement of interpretation of the monitoring data electrical investigation by means of the theory of estimates // Engineering Geophysics 2017: 13th Conference and Exhibition on Engineering Geophysics 2017. – Kislovodsk, 2017. – Code 129037. DOI: 10.3997/2214-4609.201700419.*
8. Khristenko L.A., Stepanov Ju.I., Kichigin A.V., Parshakov E.I., Tainickiy A.A., Shiryayev K.N. *Using of Probabilistic-Statistical Characteristics in the Interpretation of Electrical Survey Monitoring Observations // Practical and Theoretical Aspects of Geological Interpretation of Gravitational, Magnetic and Electric Fields: Proceedings of the 45th Uspensky International Geophysical Seminar, Kazan, Russia / ed. D. Nurgaliev, N. Khairullina; Kazan Federal University. – Springer, Cham, 2019. – P. 313–320. – (Book series: Springer Proceedings in Earth and Environmental Sciences). – DOI: 10.3997/2214-4609. 201700419*

## **ВЫДЕЛЕНИЕ НЕВЫРАБОТАННЫХ ПЛАСТОВ УГЛЕВОДОРОДОВ ГЕОФИЗИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ КАК СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ**

**Арнбрехт Анастасия Эдуардовна**  
Кубанский государственный университет,  
магистрант 1 курса, г. Краснодар  
e-mail: n.arnbrekht@yandex.ru

**Викулов Георгий Евгеньевич**  
Кубанский государственный университет,  
магистрант 1 курса, г. Краснодар  
e-mail: goshanss@rambler.ru

**Кравченко Даниил Константинович**  
Кубанский государственный технологический университет,  
магистрант 1 курса, г. Краснодар  
e-mail: kravchenko-daniil@list.ru

**Научный руководитель:** к.т.н., доцент, Захарченко Евгения Ивановна

**Аннотация:** завершающая стадия разработки месторождения характеризует эффективность выбранной системы разработки эксплуатационного объекта. На сегодняшний день большинство крупных и средних по запасам отечественных месторождений находятся на поздней стадии разработки, для них остро стоит проблема возможности увеличения коэффициента извлечения нефти. В данной работе рассмотрены основные черты стадий разработки объектов нефтяных месторождений, изложены основные проблемы, осложняющие достижимость повышения эффективности эксплуатации. С целью увеличения нефтеотдачи пластов широко применяются специальные методы (гидродинамические, третичные и т.п.), дающие хорошую результативность, однако не менее экономически выгодным может быть совершенствование методов обработки накопленных фактических данных. Поэтому выбор оптимального способа повышения эффективности разработки определяется особенностями конкретного месторождения.

**Ключевые слова:** нефтяные месторождения, поздняя стадия, эффективность разработки, технологии увеличения нефтеотдачи.

## **SEPARATION OF UNPROCESSED HYDROCARBON RESERVOIRS BY GEOPHYSICAL METHODS AS A WAY TO INCREASE THE EFFICIENCY OF OIL FIELD DEVELOPMENT AT A LATE STAGE**

**Anastasia Arnbrekht**  
Kuban state university,  
1<sup>st</sup> year Master's Degree Student, Krasnodar,  
e-mail: n.arnbrekht@yandex.ru

**Georgy Vikulov**  
Kuban state university,  
1<sup>st</sup> year Master's Degree Student, Krasnodar,  
e-mail: goshanss@rambler.ru

**Research Supervisor:** Candidate of Technical Sciences, Reader, Yevgenia Zakharchenko

**Abstract:** the final stage of field development characterizes the effectiveness of the selected system of development of an operational facility. To date, most of the large and medium-sized reserves of domestic fields are at a late stage of development, for them there is an acute problem of the possibility of increasing the oil recovery coefficient. In this paper, the main features of the stages of development of oil field facilities are considered, the main problems that complicate the achievability of improving operational efficiency are outlined. In order to increase oil recovery, special methods (hydrodynamic, tertiary, etc.) are widely used, which give good performance, but it may be no less economically advantageous to improve the methods of processing accumulated factual data. Therefore, the choice of the optimal way to increase the efficiency of development is determined by the characteristics of a particular field.

**Keywords:** oil fields, late stage, development efficiency, technologies for increasing oil recovery.

Стадия разработки нефтяного месторождения – это период процесса разработки, характеризующийся определенным закономерным изменением технологических и технико-экономических показателей. Изменения показателей разработки необходимо учитывать для анализа текущего состояния разработки, контроля над выработкой запасов, регулирования процесса разработки. Весь процесс разработки нефтяного месторождения можно условно разделить на четыре стадии (рисунок 1). Характеристика стадий приведена в таблице.

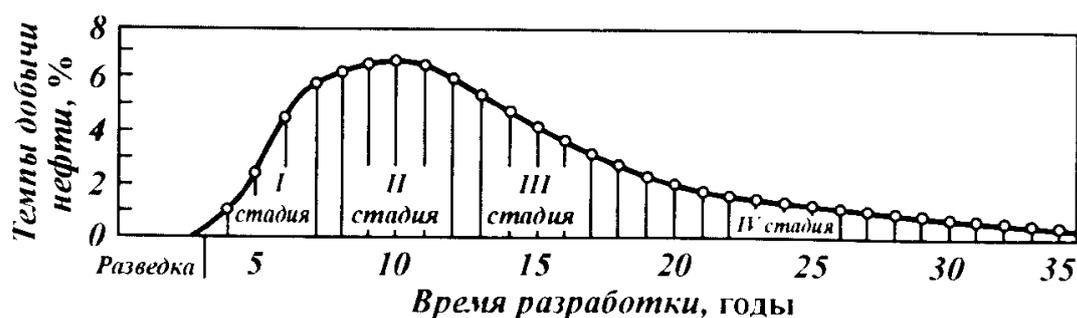


Рис. 1. Стадии разработки эксплуатационных объектов нефтяного месторождения

Таблица

Характеристика стадий разработки месторождений

Стадия	Название стадии	Задачи	Показатели разработки
I	Стадия ввода месторождения в эксплуатацию	Разбуривание эксплуатационного объекта, ввод в эксплуатацию скважин основного фонда.	Темп разработки непрерывно увеличивается. Ведется добыча, как правило, безводной нефти.
II	Стадия поддержания достигнутого максимального уровня добычи нефти	Бурение скважин резервного фонда, перевод перестающих фонтанировать скважин на механизированную добычу. Регулирование режимов скважин, освоение выбранного метода воздействия на пласты.	Относительно стабильные величины годового отбора нефти, рост обводненности.
III	Стадия падающей добычи нефти	Замедление снижения темпа добычи нефти. Применение методов увеличения нефтеотдачи.	Резкое снижение темпа разработки. Рост обводненности, уменьшение фонда скважин вследствие обводнения.
IV	Завершающая стадия разработки	Добыча оставшейся части нефти. Определение конечного значения количества извлекаемой нефти и общего срока разработки месторождения.	Постепенное снижение темпа отбора нефти. Медленно возрастающая обводненность продукции, уменьшение действующего фонда скважин.

Первые три стадии составляют основной период разработки объекта нефтяного месторождения, в течение которого идет отбор от 70 до 95% от извлекаемых запасов нефти. При этом III стадия является наиболее трудной для разработки, поскольку в ней происходит неизбежное истощение запасов нефтяных залежей и увеличение объема отбора воды. Эти обстоятельства обуславливают большой объем процедур по стабилизации разработки месторождения, уменьшения количества добываемой воды и повышения нефтеотдачи. Для этого важно выбрать оптимальный метод увеличения коэффициента извлечения нефти. Для каждого конкретного случая необходимо проведение комплексных исследований, учитывающих геолого-геофизическую характеристику залежи, проницаемость пластов, свойства невыработанных углеводородов (а также форму их нахождения) и пластовой и закачиваемой воды. IV стадия характеризует эффективность выбранной системы разработки месторождения. Продолжительность завершающей стадии определяется рентабельностью добычи, т.к. при отборе оставшейся части нефти добывается основной объем попутной воды.

На сегодняшний день значительное число крупных и средних нефтяных месторождений России находятся на поздней стадии разработки, их выработанность превышает 60%. Актуальным для них вопросом является возможность повышения коэффициента извлечения нефти в условиях неоднородности коллекторов и высокой обводненности продукции.

К числу основных проблем, усложняющих возможность повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии, относятся [3]:

- низкое качество строительства скважин (цементаж эксплуатационных колонн), приводящее к невозможности контроля и управления выработкой каждого пласта и наличия разнообразных перетоков между ними;

- обводненность большого числа скважин;

- недоучет литологических особенностей и фациальных условий формирования пластов-коллекторов и их глинистой составляющей;

- недостаточный охват и периодичность геолого-гидродинамических и промыслово-геофизических работ по контролю за текущей выработкой пластов и энергетическим состоянием пластовых резервуаров;

- отсутствие карт разработки на основе литологического состава коллекторов многопластовых месторождений с распределением реальных отборов нефти и жидкости по пластам и между эксплуатационными объектами;

- недооценка возможностей нестационарного заводнения с изменением фильтрационных потоков в пластах и особенно вопроса оптимизации гидродинамических параметров режима выработки.

Широкое применение среди технологий, позволяющих увеличить нефтеотдачу пластов на поздней стадии их разработки, получили гидродинамические методы, ремонтно-изоляционные работы, гидроразрыв и газоразрыв, а также третичные методы (физико-химические методы увеличения нефтеотдачи, тепловые обработки, газовые методы, комплексные воздействия на призабойную зону пласта) [2]. Однако большинство известных технологий являются затратными, из-за чего себестоимость дополнительно добываемой нефти с помощью них увеличивается на 40-60%. Более целесообразным и экономически выгодным может быть определение возможности извлечения остаточных запасов углеводородов за счет уточнения параметров геологического строения залежей и совершенствования методов обработки накопленных фактических материалов.

Так, например, создана технология оперативного разделения нефтяных, обводненных и водоносных пластов для V горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения, которое является самым крупным нефтегазоконденсатным месторождением Краснодарского края. В основе технологии лежат материалы геофизических исследований, данные эксплуатационных скважин, оценка начальных и текущих параметров пластов, их связь с физическими свойствами залежи V горизонта, изучение зависимостей геофизических и коллекторских свойств пластов разрабатываемого объекта. На рисунке 2 представлены расчетные зависимости по пластам V горизонта, разделение пластов по приведенным критериям связано с различием по их текущей нефтенасыщенности [1].

Пласты со значениями параметров  $\tau_{пл} \leq 180$  мкс и сопротивлением  $\rho_{п}$  до 2,5 Ом являются водоносными. Пласты, характеризующиеся величинами среднего времени жизни тепловых нейтронов не превышающими 200 мкс, но с возможно большим значением  $\rho_{п}$  по расчетам соответствуют обводненным пластам. Достоверность предлагаемых способов оценки продуктивных нефтяных и непродуктивных водонефтенасыщенных пластов подтверждается результатами опробования. Сопоставление расчетных значений с фактическими данными испытания скважин показало, что критерием нефтенасыщенности пластов V горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения служат значения

$\tau_{пл}$  более 210 мкс, что близко к полученным значениям, при глинистости по параметру  $\gamma$  от 0,5 и  $\tau_{пл}$  более 170 мкс при  $\gamma$  свыше 0,7 [1].

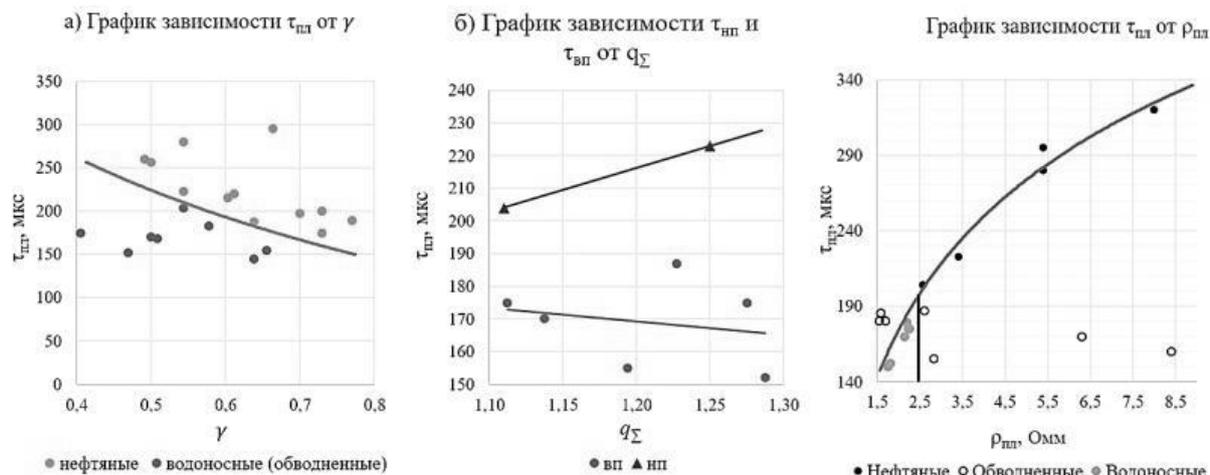


Рис. 2. Расчетные зависимости по пластам V горизонта: а –  $\tau(\gamma)$ , где  $\gamma$  – отношение показаний гамма-метода против пластов, отнесенных к опорному пласту глин миоценовых отложений Анастасиевско-Троицкого месторождения; б –  $\tau(q_{\Sigma})$ , где  $q_{\Sigma}$  – интегральная скорость счета против продуктивных пластов относительно опорного пласта глин; в –  $\tau(\rho_{пл})$ , где  $\rho_{пл}$  – удельное электрическое сопротивление пластов [1]

Таким образом, сталкиваясь с теми или иными проблемами повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии, для выбора оптимального подхода важно учитывать индивидуальные особенности эксплуатационного объекта и месторождения в целом: структуру, свойства продуктивных пластов и флюидов, технологические и технико-экономические показатели, условия добычи и т.д. Рассмотренная технология выделения невыработанных пластов при помощи комплексных геофизических исследований скважин является примером возможности извлечения остаточных запасов нефти за счет совершенствования методов обработки фактических материалов и может быть применима для объектов разработки, схожих по физико-геологическим особенностям месторождения, физическим свойствам коллекторов и условиям эксплуатации. Однако для ряда других месторождений оптимальным решением для увеличения нефтеотдачи пластов может оказаться использование гидроразрыва или третичных методов.

### Литература

1. Арнбрехт А.Э. Технология выделения невыработанных пластов в песчано-глинистом разрезе V горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения // Практика геологов на производстве : сборник трудов VI Всероссийской студенческой научно-практической конференции. Ростов-на-Дону ; Таганрог : Изд-во ЮФУ. 2021. С. 51-53.
2. Корчагин М.С. Применение методов повышения нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки // Молодой ученый. 2020. №15 (305). С. 28-30. URL: <https://moluch.ru/archive/305/68790/> (дата обращения: 23.02.2022).
3. Панарин А.Т. Новые подходы к технологии разработки на поздней стадии // Георесурсы. 2013. №4 (54). С. 54-57. URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=20507842> (дата обращения: 04.03.2022).

## ОСОБЕННОСТИ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА ОБЪЕКТЫ ТЕРРИГЕННОГО ДЕВОНА РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

*Гиниятуллин Радель Рамилевич*

*Казанский (Приволжский) федеральный университет,  
магистрант 1 курса, г. Казань  
email: radel0099@gmail.com*

*Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Мухаметшин Рустам Закиевич*

**Аннотация:** Основные перспективы освоения новых месторождений нефти в Республике Татарстан связаны с залежами терригенного девона, контролируемые малоамплитудными ловушками небольших размеров. Обнаружение положительных структур в девонских отложениях довольно затруднительно и требует совершенствования геологоразведочных методов, в том числе и сейсморазведки. В работе рассмотрены основные проблемы выделения ловушек нефти, приуроченных к региональным нефтеносным комплексам среднего и верхнего девона, а также возможности применения сейсмических методов при решении этих проблем. Автором изучены особенности геологического строения Искринского нефтяного месторождения и предложены рекомендации по дальнейшей его разведке.

**Ключевые слова:** геологоразведочные работы, терригенный девон, сейсморазведка, поисково-разведочное бурение, Искринское месторождение.

## FEATURES OF SEISMIC EXPLORATION ON OBJECTS OF THE TERRIGENIC DEVONIAN OF THE REPUBLIC OF TATARSTAN

*Giniyatullin Radel*

*Kazan (Volga region) Federal University,  
1<sup>st</sup> year Master's Degree Student, Kazan city  
email: radel0099@gmail.com*

*Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor Mukhametshin Rustam*

**Abstract:** The main prospects for the development of new oil fields in the Republic of Tatarstan are associated with small deposits of terrigenous Devonian controlled by low-amplitude small traps. The detection of positive structures in Devonian sediments is quite difficult and requires the improvement of geological exploration methods, including seismic exploration. The paper considers the main problems of identifying oil traps associated with regional oil-bearing complexes of the Middle and Upper Devonian, as well as the possibility of using seismic methods to solve these problems. The author studied the features of the geological structure of the Iskrinsky oil field and proposed recommendations for its further exploration.

**Keywords:** geological exploration, terrigenous Devonian, seismic exploration, exploration drilling, Iskrinsky field

Подготовка структур под глубокое бурение в пределах Южно- и Северо-Татарского сводов до начала 80-х годов прошлого столетия осуществлялась на основе результатов структурного бурения. Применение такого подхода на небольших месторождениях зачастую приводило к отрицательным результатам бурения и существенным экономическим потерям. Активное внедрение сейсморазведочных методов позволило качественнее оценить геологическое строение большинства нефтяных месторождений и сократить риски глубокого бурения. На протяжении последних десятилетий сейсморазведка занимает главное место среди геофизических методов при поиске и разведке нефтяных месторождений за счет высокой разрешающей способности и глубинности исследований.

В условиях высокой опоскованности недр Республики Татарстан огромное значение приобретает поиск и освоение мелких месторождений, приуроченных к сложнопостроенным ловушкам различного типа. На сегодняшний день с постепенным истощением фонда легко обнаруживаемых объектов на первые позиции выходят поиски нефтяных залежей в продуктивных горизонтах терригенно-

го девона. Именно в этих отложениях сконцентрировано около 30% основных запасов и ресурсов недр республики. Тем не менее освоение средне- и верхнедевонских комплексов таит в себе ряд ключевых проблем, существенно влияющих на успешность геологоразведочных работ.

Внедрение сейсморазведки кардинально не улучшило ситуацию с обнаружением залежей нефти в отложениях данного возраста. Это связано, в первую очередь, с их геологическими особенностями. Залежи нефти терригенного девона приурочены преимущественно к поднятиям небольших размеров и малых амплитуд, картирование которых известными методами сейсморазведки вызывает определенные сложности.

Опыт поисково-разведочного бурения на девонские структуры показывает, что основной причиной отрицательного результата является структурный фактор, т.е. поднятие, определенное по сейсморазведке, не подтвердилось бурением. Причина состоит в плановом несовпадении в вертикальном разрезе девонских и каменноугольных структурных поверхностей. Отсутствие плановой унаследованности этих разновозрастных ловушек связано с их различным генезисом. Поднятия, контролируемые залежи терригенного девона, являются преимущественно структурами облекания кристаллического фундамента. В позднедевонско-турнейское время в пределах юго-востока Татарстана произошла смена тектонической обстановки. Именно в это время сложились благоприятные условия для развития рифостроящих организмов и формирования многочисленных биогермов [5]. Соответственно, поднятия, контролируемые залежи нефти нижнего и среднего карбона, в отличие от девонских, формировались как структуры облекания органогенных построек. Относительное смещение сводовых частей каменноугольных ловушек варьирует от 0,2-0,3 до 1,2-1,5 км. Стоит отметить, что развитие биогермных тел также существенно искажает волновую картину, осложняя процесс интерпретации данных сейсморазведки при картировании нижезалегающих структурных поверхностей.

Для поиска малоразмерных ловушек нефти в отложениях терригенного девонского комплекса важное значение приобретает осмысление процессов, приводящих к формированию таких структурных форм [3]. Очевидно, что данных одной сейсморазведки для надежного прогнозирования локальных девонских структур недостаточно. Сегодня к анализу отложений терригенного девона следует подходить комплексно, применяя палеотектонические и палеогеоморфологические реконструкции территорий, а также внедряя инновационные методы прямого поиска углеводородов.

Понимание ловушки как сложной, но целостной системы, безусловно, важно для создания ее модели как объекта поисков геофизическими методами и, в первую очередь, сейсморазведкой, основного метода их обнаружения. Системный анализ строения ловушек, включающий изучение их генетических типов и морфометрических характеристик, позволит выделить первоочередные направления геологоразведочных работ и определить рациональную систему размещения поисковых и разведочных скважин. Выяснением генезиса и вопросами классификации ловушек в отечественной и мировой геологической практике занимались многие исследователи, среди них А.А. Бакиров, И.О. Брод, Г.А. Габриэлянц, В.А. Клубов и др. [5]. На базе ряда месторождений восточной части Русской платформы выделяется три основных класса ловушек: магматогенные, тектогенные и тектоно-седиментогенные. В пределах ЮТС среди девонских отложений преобладают тектогенные поднятия штампового типа – линейные складки различного типа, брахиантиклинальные складки, купола облекания локальных выступов фундамента. По соотношению структурных планов выделяют три основных типа ловушек – сквозные, наложенные и погребенные, а также два промежуточных типа – наложенно-сквозные и наложенно-погребенные. При поиске залежей нефти относительно наиболее простыми для выделения являются ловушки сквозного типа. При изучении объектов терригенного девона особый интерес представляют ловушки погребенного типа, не проявляющиеся в вышезалегающих горизонтах. Происхождение такого рода поднятий может быть связано как с локальными выступами фундамента (тектонический фактор), так и с седиментационным фактором.

Актуальность поиска новых залежей нефти в отложениях терригенного девона возрастает из года в год. Однако на сегодняшний день оценить истинный потенциал девонских объектов на некоторых площадях республики оказывается довольно затруднительной задачей ввиду их невысокой геологической изученности. Достаточно долгое время объекты среднего и верхнего девона представляли невысокий интерес среди недропользователей ввиду перечисленных геологических особенностей. Сохранялась следующая тенденция: в случае отсутствия притока нефти из продуктивных девонских комплексов в первой поисковой скважине нефтедобывающие предприятия в последствии сосредотачивались исключительно на разведке залежей нижнего и среднего карбона. Вариант возможного несоответствия структурных планов редко учитывался и дальнейшее проектирование разведочных скважин закладывалось на основе карт по отражающим горизонтам «Т» и «У» без вскрытия девонских отложений и кристаллического фундамента. Вдобавок к этому, стоит отметить, что в от-

личие от девонских ловушек, для надежного выделения каменноугольных поднятий требуются относительно меньшие значения плотности сейсмопрофилирования. Исходя из этого, можно сказать, что разведка каменноугольных залежей была проще и экономически привлекательнее для недропользователей. Отсюда и вытекает относительно низкая геологическая изученность терригенных отложений девона на сегодняшний день.

Таким образом, на основании приведенных геологических особенностей объекты терригенного девона следует выделять в самостоятельный поисковый этаж с составлением рациональной методики геологоразведочных работ.

С позиции проведения сейсморазведочных работ, отличным решением для подготовки девонских объектов под поисково-разведочное бурение является сейсморазведка МОГТ-3Д. Этот метод имеет большую достоверность при уточнении структурных планов за счет высокой детальности исследований путем значительного повышения плотности и равномерности сетки профилей, дающих информацию для формирования трехмерного сейсмического куба. Высокая разрешающая способность сейсморазведки позволяет обнаруживать малоамплитудные поднятия небольших размеров. Современные модификации метода позволяют не только уточнить структурные планы территории, но и оценить коллекторские свойства и характер насыщения продуктивных пластов. Интерпретация карт интервальных времен, полученных в результате разности изохрон отражающих поверхностей, позволяет получить некоторые представления о генезисе и возрасте заложения ловушек. Несмотря на все эти преимущества, сейсморазведка МОГТ-3Д не всегда может быть применима ввиду различных причин, в первую очередь экономических и физико-географических.

При недостаточной изученности участка альтернативным вариантом может служить адресное уплотнение сети сейсмопрофилей МОГТ-2Д. Дело в том, что на сегодняшний день, в отличие от сейсморазведки МОГТ-3Д, сейсмопрофилями МОГТ-2Д покрыта гораздо большая площадь территории Татарстана, однако на большинстве площадей плотность изученности недостаточна для надежного выделения девонских объектов. Средняя плотность сети сейсмопрофилирования варьирует от 1,7 до 3-3,5 пог. км/км<sup>2</sup>. При этом, если охваченная сейсморазведкой МОГТ-2Д территория Татарстана составляет около 50 тыс. км<sup>2</sup>, то суммарная площадь земель, изученных с плотностью сети сейсмопрофилей 3 пог. км/км<sup>2</sup> и более составляет около 20 % [7]. Таким образом, в условиях объектов терригенного девона средняя плотность сети сейсмопрофилирования должна составлять не менее 4 пог. км/км<sup>2</sup>. При поисках новых поднятий плотность профилей должна выбираться сообразно размерам ожидаемых структур и с таким расчетом, чтобы ни одна из них не была пропущена [5]. Уплотнение сети профилей до таких кондиционных значений повысит качество выделения локальных девонских поднятий и значительно сократит риски поисково-разведочного бурения.

В целом подготовку структур сейсморазведкой под поисково-оценочное бурение рационально производить в два этапа: а) поисково-площадной, который позволяет выявить приподнятые участки рельефа либо зоны перегиба слоев продуктивного горизонта; б) детализационно-поисковый (плотность профилей более 4 км<sup>2</sup>/км), который завершается составлением паспорта структуры [6]. Заложение направлений профилей должно корреспондироваться с региональным тектоническим строением: вкрест простирания структурных зон второго порядка, валов, девонских конседиментационных прогибов [2]. Их местоположение должно давать достоверную информацию о строении локального объекта: свода, крыльев и периклинали.

Для повышения точности интерпретации сейсмических материалов в отдельных скважинах следует проводить непродольное вертикальное сейсмическое профилирование (НВСП) – один из новейших методов скважинной сейсморазведки. Внедрение НВСП позволит получить опорную информацию для переинтерпретации результатов наземной сейсмики и, соответственно, качественнее оценить структурные планы по отражающим горизонтам. Высокая разрешающая способность методов (в 3-5 раз большей по сравнению с наземными методами) позволяет выявить малоамплитудные поднятия [1]. На ряде месторождений, принадлежащих ПАО «Татнефть», проводилось и проводится активное разбуривание исследованных НВСП участков. Анализ результатов НВСП и новых данных бурения показал достаточно высокую эффективность метода [4].

Проектирование поисковых и разведочных скважин, с учетом факта несоответствия контуров нефтеносности девона и карбона, следует осуществлять на структурах, подготовленных по отражающему горизонту «Д». Как показывают аналитические исследования, лишь в 12-14% случаев из поисковых скважин, заложенных в сводовых частях объектов, подготовленных по отражающему горизонту «У» в структурной поверхности тульского горизонта, получены промышленные притоки нефти из продуктивных комплексов девонских отложений [5]. Иными словами, при бурении на структуре, подготовленной по ОГ «У», вероятность вскрытия девонской залежи существенно сокращается и, в

лучшем случае, удастся «зацепить» лишь краевую её часть. С целью минимизации риска следует проработать несколько «сценариев», обусловленных различным подходом переинтерпретации материалов сейсморазведки, но с учетом данных бурения глубоких скважин [6].

В данной работе проведен анализ результатов проведения геологоразведочных работ на Искринском нефтяном месторождении. В региональном тектоническом отношении месторождение приурочено к южной части западного склона Южно-Татарского свода и расположено в пределах Ульяновского вала. Месторождение является многопластовым, сложным по геологическому строению и мелким по величине НИЗ. Промышленная нефтеносность связана с отложениями верейского горизонта, башкирского яруса среднего карбона, бобриковского горизонта и турнейского яруса нижнего карбона, тиманского и пашийского горизонтов верхнего девона. Залежи нефти выявлены на семи поднятиях: Казанском, Зубаревском, Южно-Зубаревском, Ковсарском, Лысогорском, Южно-Саминовском и Западно-Саминовском.

В 2018 году на лицензионном участке проведены сейсморазведочные работы МОГТ-3Д, позволившие уточнить геологическое строение осадочного чехла и кристаллического фундамента. В структуре фундамента и терригенного девонского комплекса Искринский участок представляет собой ступенчато погружающуюся на запад моноклираль. По отражающему горизонту «А», приуроченному к поверхности кристаллического фундамента, можно отметить, что она имеет довольно расчлененное строение и осложнена многочисленными тектоническими нарушениями. В её структуре выделяется несколько локальных выступов, амплитуда которых в среднем составляет 10-20 м. Наиболее выраженным выступом является Казанский, амплитуда которого достигает 50-60 м.

Структурный план по отражающему горизонту «Д», приуроченному к подошве репера «аяксы» тиманского горизонта, в целом унаследовал общие черты строения поверхности кристаллического фундамента. Накопление терригенных осадков в девонский период сnivelировало дифференцированную поверхность фундамента. Локальные выступы послужили корневыми структурами для формирования в отложениях терригенного девона локальных структур. Однако привлекает внимание природа происхождения Западно-Саминовского поднятия. Дело в том, что данная структура не нашла отражения в вышележающих отражающих горизонтах «Т», «У» и «В», то есть является погребенной (рис. 1). Примечательно, что по ОГ «А» структура образовалась не на выступе фундамента, а, наоборот, в грабенообразной зоне, сочлененной с востока разломом амплитудой около 20 м. Отсюда можно предположить, что происхождение данной ловушки носит не тектонический, а седиментационный характер, и она образовалась в результате неравномерной компенсации грабенообразного прогиба.

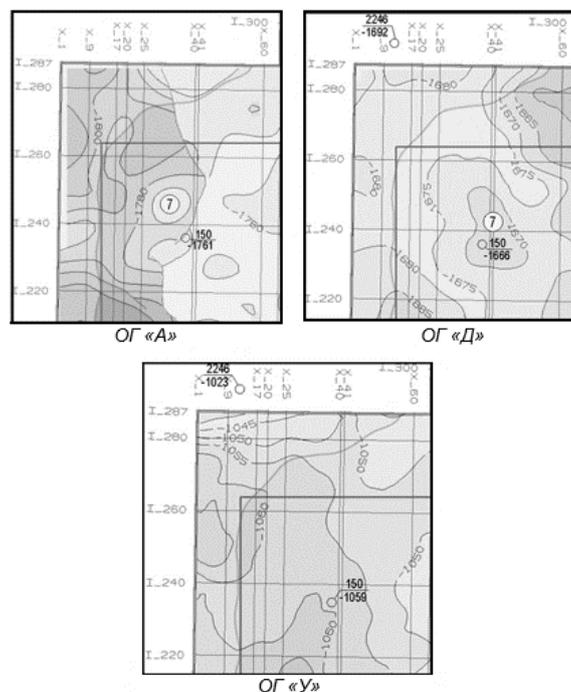


Рис. 1. Структурные карты по ОГ «А» (кровля кристаллического фундамента), «Д» (подошва репера «аяксы» тиманского горизонта) и «У» (кровля тульского горизонта) в р-не скв. №150 Западно-Саминовского поднятия

Проблема несоответствия контуров нефтеносности четко проявляется на данном месторождении. Коренное изменение структурного плана происходит в отложениях карбона. Для примера можно рассмотреть залежь тиманского горизонта Зубаревского поднятия. Залежь имеет малые размеры (0,5x0,3 км) и вскрыта единственной поисковой скважиной №151. Скважина пробурена одной из первых на месторождении и вскрыла сводовую часть девонской структуры. По вышележащим отложениям промышленных притоков нефти в результате опробования не получено. В последствии, по мере разбуривания месторождения в скважинах, находящихся неподалеку (350-500 м), получены притоки нефти в отложениях нижнего ( $C_{1t}$ ,  $C_{1bb}$ ) и среднего карбона ( $C_{2v}$ ). Проведение детализационных сейсморазведочных работ на участке подтвердило латеральное смещение структурных планов девона и карбона. Проанализировав карту совмещенных контуров, можно отметить, что смещение каменноугольных залежей происходит преимущественно в западном направлении подъема слоев (рис. 2).

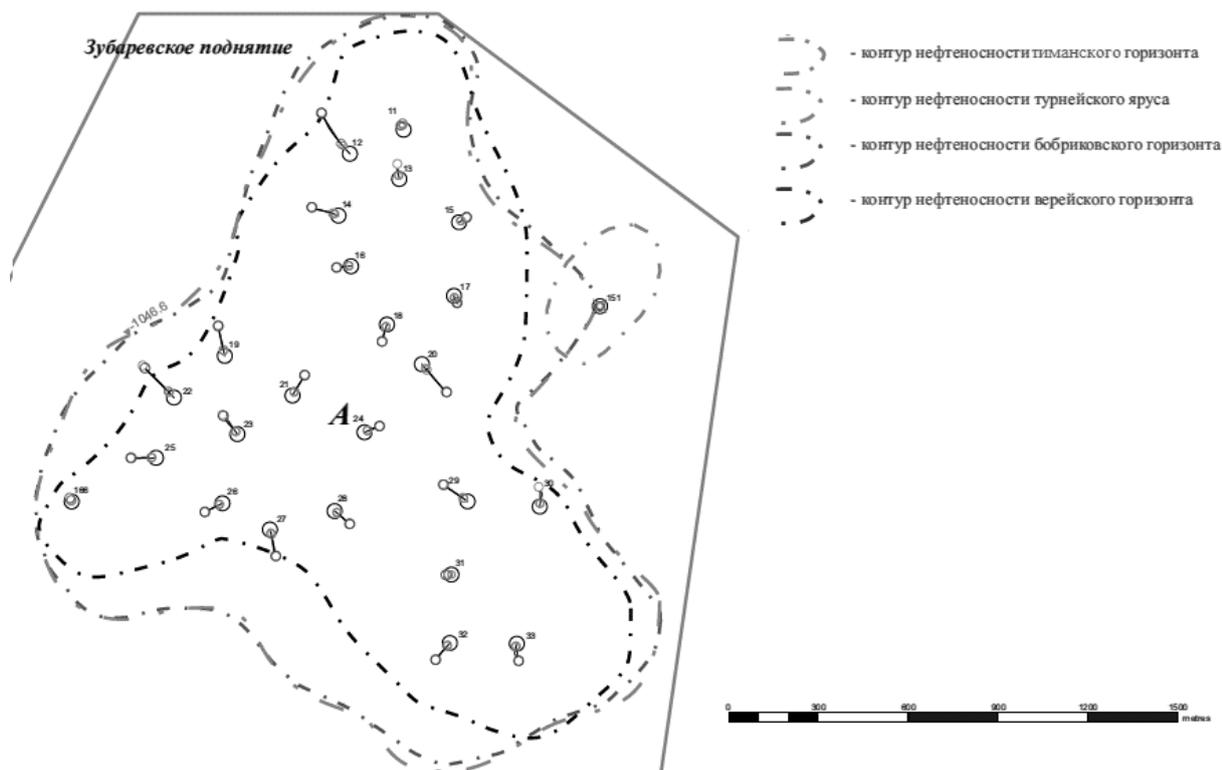


Рис. 2. Карта совмещенных контуров Зубаревского поднятия (оранжевым – внешний контур нефтеносности залежи тиманского горизонта)

Проведение сейсморазведочных работ МОГТ-3Д дало новую почву для размышлений при вопросах постановки дальнейших геологоразведочных работ. Залежи тиманского и пашийского горизонтов вскрыты на четырех поднятиях. Разведку терригенного девона, в первую очередь, следует продолжить на Зубаревском поднятии, в пределах которого пробурено лишь две поисковые скважины со вскрытием кристаллического фундамента, остальные скважины пробурены на турнейский ярус. По ОГ «Д» в пределах поднятия выделено три купола, при этом на одном из них требуется проведение глубокого бурения. На базе результатов сейсмике предлагается бурение двух разведочных скважин №1 (южнее скв. №166) и №2 (южнее скв. №151) с проведением в них отбора кернового материала и полного комплекса геофизических исследований. Также рекомендуется рассмотреть возможность углубления отдельных скважин, заложенных на карбон и исчерпавших свои добывные возможности в этих интервалах. Скважины №17 и 31 на текущем этапе разработки месторождения характеризуются низкими дебитами и высокой обводненностью. Именно эти скважины следует рассматривать в перспективе как кандидатов для дальнейшего углубления с целью доразведки девонских отложений. На рисунке 3 представлена структурная карта Зубаревского поднятия по ОГ «Д» с рекомендуемыми мероприятиями по доразведке поднятия.

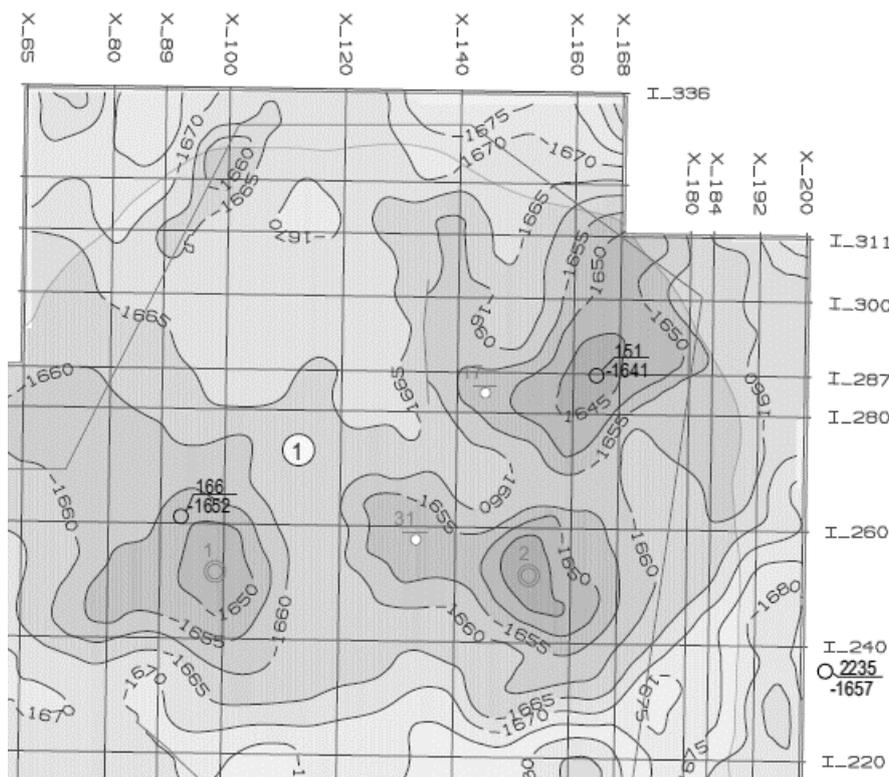


Рис. 3. Структурная карта по ОГ «Д» Zubаревского поднятия с предлагаемыми мероприятиями по доразведке поднятия

**Выводы.** Поисково-разведочный процесс в пределах Республики Татарстан осуществляется в условиях высокой степени геологической изученности. Сегодня потенциал углеводородного сырья РТ связан с залежами нефти терригенного девона, контролируемые поднятия небольших размеров и малых амплитуд, в придачу иногда характеризующихся погребенными условиями залегания.

Проблемы, непосредственно связанные с поиском таких залежей, отчетливо проявляются на Искринском месторождении нефти, расположенном на западном склоне ЮТС. В первую очередь, стоит отметить плановое несовпадение контуров нефтеносности по отложениям девона и карбона, что связано с наличием в разрезе рифогенных построек позднедевонско-турнейского возраста. При постановке дальнейших геологоразведочных работ следует учитывать, что для участка характерно смещение каменноугольных структур преимущественно в западном направлении. В соответствии с этим, подготовка девонских структур под глубокое бурение на основе карт по ОГ «Т» и «У» не может быть корректной и таким образом, выбор координат заложения будущих поисковых и разведочных скважин следует осуществлять исключительно на основе структурной карты по ОГ «Д».

Смена тектонической обстановки и перестройка структурного плана каменноугольных отложений также отразилась на разнообразии типов ловушек на месторождении. По генетическому типу девонские поднятия преимущественно относятся ко второму типу группы штамповых ловушек тектонического происхождения, т.е. к структурам облекания выступов кристаллического фундамента, за исключением Западно-Саминского поднятия, образование которого вероятно связано с седиментационными процессами. По соотношению структурных планов, к структурам сквозного типа, уверенно выделяемым по всем отражающим горизонтам, можно отнести только Казанское поднятие, приуроченное к одноименному выступу. Развитие биогермных построек повлекло образованию ловушек наложенно-сквозного типа в пределах Zubаревского и Южно-Саминского поднятий, отличающихся частичным несоответствием структурных этажей. Особый интерес вызывает Западно-Саминское поднятие погребенного типа, образованное вероятно в результате неравномерной компенсации грабенообразного прогиба и не нашедшее отражения в вышележащих горизонтах. Обнаружение поднятий наложенно-сквозного и погребенного типов подтверждает перспективность дальнейшего поиска подобных ловушек на данной территории.

В условиях такого сложного геологического строения и особенностей структурных соотношений планов требуется проведение более детальных исследований и совершенствования сейсмических методов. На наш взгляд, наиболее эффективными вариантами являются проведение сейсморазведки МОГТ-3Д, а также уплотнение сети сейсмопрофилей МОГТ-2Д. Проведение сейсморазведочных работ МОГТ-3Д на Искринском месторождении существенно повысило его геологическую изучен-

ность, однако с учетом упомянутых проблем останавливаться на этом не стоит. В частности, рекомендуется активнее внедрять методы скважинной сейсморазведки – ВСП и НВСП, позволяющие достовернее выделить малоамплитудные поднятия.

На основании результатов интерпретации сейсморазведочных данных рекомендуется проведение дополнительного бурения на Зубаревском поднятии Искринского месторождения. В частности, предлагается бурение двух разведочных скважин в купольных частях поднятия с проведением полного комплекса исследований, в том числе и метода НВСП. Также предлагается рассмотреть возможность углубления двух скважин, характеризующихся низкими показателями эксплуатации. Оперативная обработка данных глубокого бурения в комплексе с результатами интерпретации сейсмических материалов позволит получить новую информацию о строении тиманско-пашийских отложений, а также возможно выявить новые залежи нефти.

### *Литература*

1. *Амиров А.Н., Якимов А.С., Успенский Б.В. и др. Возможности вертикального сейсмического профилирования при геологоразведочных работах на нефть и газ // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 2001. №9. С. 37-38.*

2. *Ганиев Р.Р. Методические приемы и экономическая целесообразность поисков и разведки малоразмерных ловушек нефти на территории Татарстана // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2013. Т.8. №2. С.1-13.*

3. *Ганиев Р.Р. Разработка методических приемов поисков и разведки малоразмерных ловушек нефти в пашийско-тиманском продуктивном комплексе // Георесурсы. 2012. №2(44). С. 19-23.*

4. *Доронкин А.К., Звезгинцев А.А., Ишуев Т.Н. и др. Состояние и перспективы развития скважинной сейсморазведки в Республике Татарстан // Георесурсы. 2008. №4(27). С. 35-38.*

5. *Ларочкина И.А. Концепция системного геологического анализа при поисках и разведке месторождений нефти на территории Татарстана. Казань: изд-во «Фэн» АН РТ, 2013. – 232 с.*

6. *Мухаметшин Р.З., Чегесов В.К., Арутюнов В.А. Особенности освоения месторождений с малыми запасами нефти в Калининградской области // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2006. №8. С. 60-64.*

7. *Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Войтович С.Е. и др. Геологоразведочные работы в Республике Татарстан: ретроспектива и перспективы // Георесурсы. 2011. №1(37). С.27-32.*

## ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ВЭЗ ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ КАРСТОВЫХ ЗОН

*Петросян Рубен Нверович*

*Пермский государственный научный исследовательский университет,  
аспирант 1 курса обучения, г. Пермь  
e-mail: petrosyan@antikarst.ru*

*Научный руководитель: профессор, доктор физико-математических наук,  
Долгаль Александр Сергеевич  
e-mail: dolgal@mi-perm.ru*

**Аннотация:** Возможность применения метода ВЭЗ для поиска карстовых зон. Описана технология проведения работ, приведены результаты количественной и качественной интерпретации. Результаты подверглись сравнению с данными бурения, сделаны выводы о возможности проведения ВЭЗ для решения карстологических задач.

**Ключевые слова:** электроразведка, ВЭЗ, метод сопротивлений, сопротивление, карст, грунтовые воды.

## APPLICATION OF THE VES METHOD IN THE STUDY OF KARST ZONES

*Ruben Petrosyan*

*Perm State University,  
Post-graduate Student, Perm,  
e-mail: petrosyan@antikarst.ru*

*Research Supervisor: Professor, Doctor of Physical and Mathematical Sciences,  
Dolgal Alexander  
e-mail: dolgal@mi-perm.ru*

**Abstract:** The possibility of using the VES method to search for karst zones. The technology of the work is described, the results of quantitative and qualitative interpretation are given. The results were compared with the drilling data, conclusions were drawn about the possibility of conducting VES to solve karstological problems.

**Keywords:** electrical exploration, VES, resistivity method, resistance, karst, groundwater.

Карст представляют собой процесс растворения определенных типов горных пород под воздействием химической активности грунтовых вод с выносом растворенного вещества, а также подземные и наземные формы, образовавшие в результате данного процесса [1, 4]. Исследование данного явления актуально тем, что позволяет спрогнозировать появление карстовых форм и предпринять ряд мер, которые могут минимизировать ущерб хозяйству и людям.

Метод вертикального электрического зондирования позволяет определить какими породами сложены исследуемые горизонты и наличие в них грунтовых вод. Поскольку основным фактором, определяющим величину сопротивления горных пород, является ионная проводимость растворенных в воде частиц, то метод хорошо подходит для исследования карстовых зон, для развития которых обязательно наличие циркулирующих вод. Метод основан на вычислении кажущегося сопротивления с помощью измеренных значений разности потенциалов и исходного значения силы тока [2, 3].

Геофизические работы проводились на западе Брянской области с целью картирования потенциальных зон карстообразования. В общей сумме сделано 392 пикета вертикального электрического зондирования с максимальным полуразносом  $AB/2 = 160$  м (что обеспечивает глубинность до 80 м) и приемной линией  $MN=1;10$  м для малых и больших полуразносов питающей линии АВ соответственно. Пикеты распределены равномерно по площади участка работ, образуя 22 профиля, расстояние между пикетами составляло 100 м. Помимо выполнения электроразведки методом вертикального электрического зондирования, пробурено 16 скв глубиной от 50 до 70 м.

Для проведения работ использована аппаратура АМС, включающая в себя генератор тока и измеритель, а также комплект титановых электродов с проводами на катушке, образующих вместе электрическую цепь, к которой присоединены генератор тока и измеритель.

Обработка и интерпретация проводилась с помощью программного обеспечения «ЗОНД 2», которое позволяет провести качественную и количественную интерпретацию с применением параметрических данных, построить соответствующие разрезы, карты и 3D кубы. Количественная интерпретация включает моделирование геоэлектрического разреза и множественное решение прямой задачи на основе данной модели, результат которого сравнивается с исходными данными и вычисляется параметр невязки, которой характеризует степень расхождения значений теоретической (модельной) и наблюдаемой (экспериментальной) кривых ВЭЗ. Для данного исследования значение невязки в среднем ниже 5%, что соответствует необходимым нормам. Графики расчетной и экспериментальной кривых для профиля 15, пикета 214, а также невязка между ними представлены в качестве примера на рис. 1.

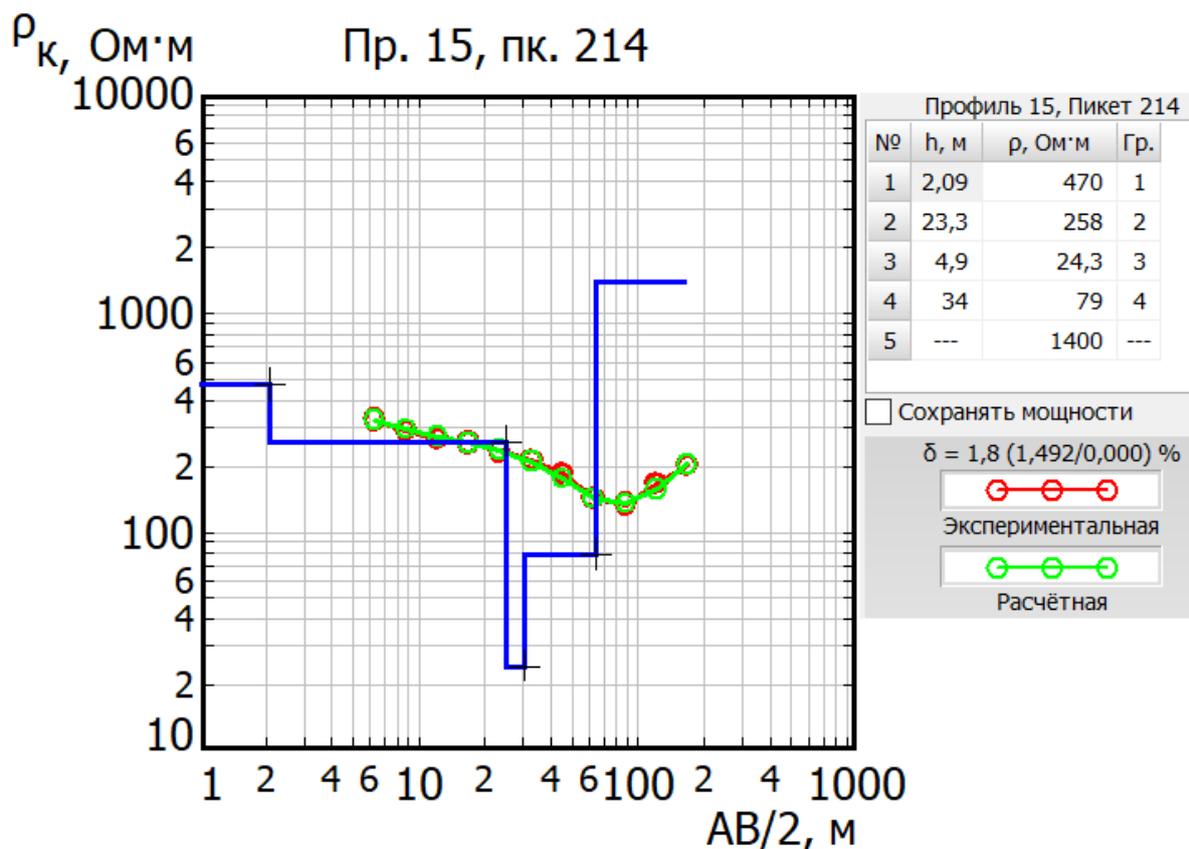


Рис. 1. Пример наблюдаемой и теоретической кривых ВЭЗ и результатов количественной интерпретации для профиля 15, пикет 214

Результат количественной интерпретации для профиля 15 представлен на рис. 2. По результатам интерпретации выделено 5 слоев, которые соответствуют двум литологически разным горизонтам с вертикальной и горизонтальной дифференциацией, которая обусловлена различной степенью пористости, трещиноватости и водонасыщенности. Значения удельных электрических сопротивлений (УЭС) варьируются от 26 Ом до 2340 Ом. Анализ геоэлектрического разреза позволяет выделить ряд аномалий, которые характеризуются низкими значениями сопротивлений слоя известняков на следующих пикетах: 212; 216; 219; 220; 228. На данных пикетах наиболее вероятно распространение карстовых процессов и образование карстовых форм рельефа. Для пикетов 212, 219, 220 наличие карстовых зон подтвердилось бурением скважин.

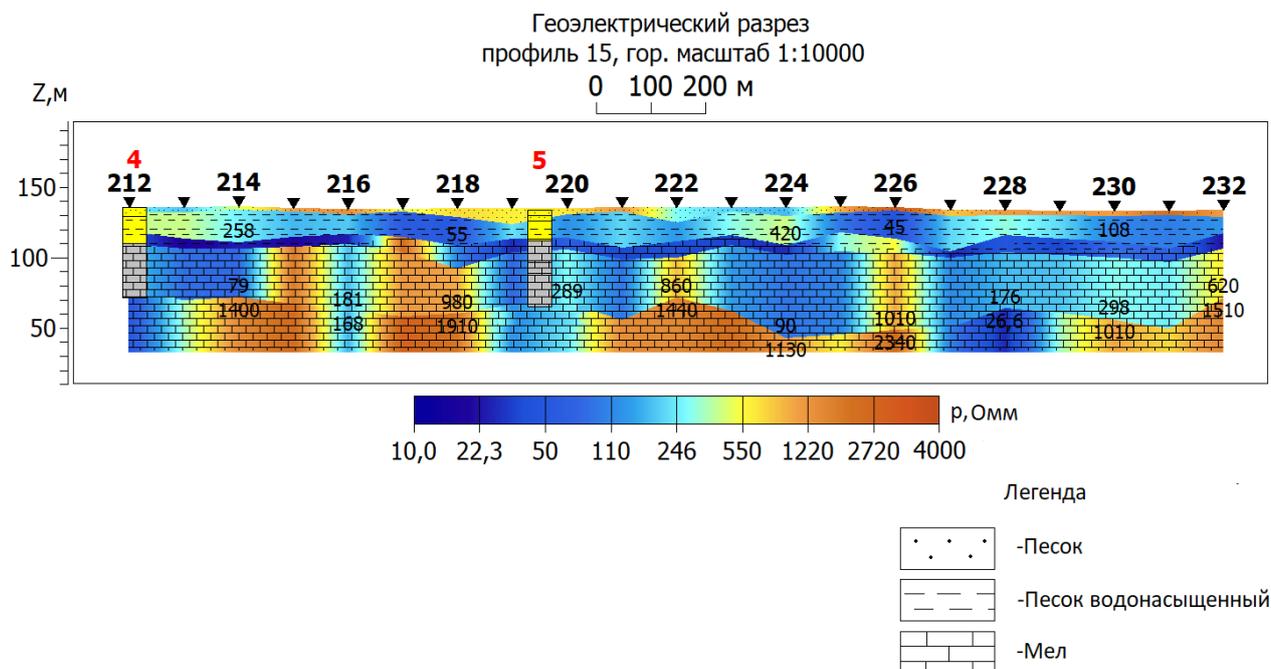


Рис. 2. Геоэлектрический разрез по профилю 15

Помимо количественной интерпретации проведена также качественная интерпретация, результат которой представлен на рис. 3. На разрезе кажущихся сопротивлений также видны аномалии, связанные с карстопроявлением.

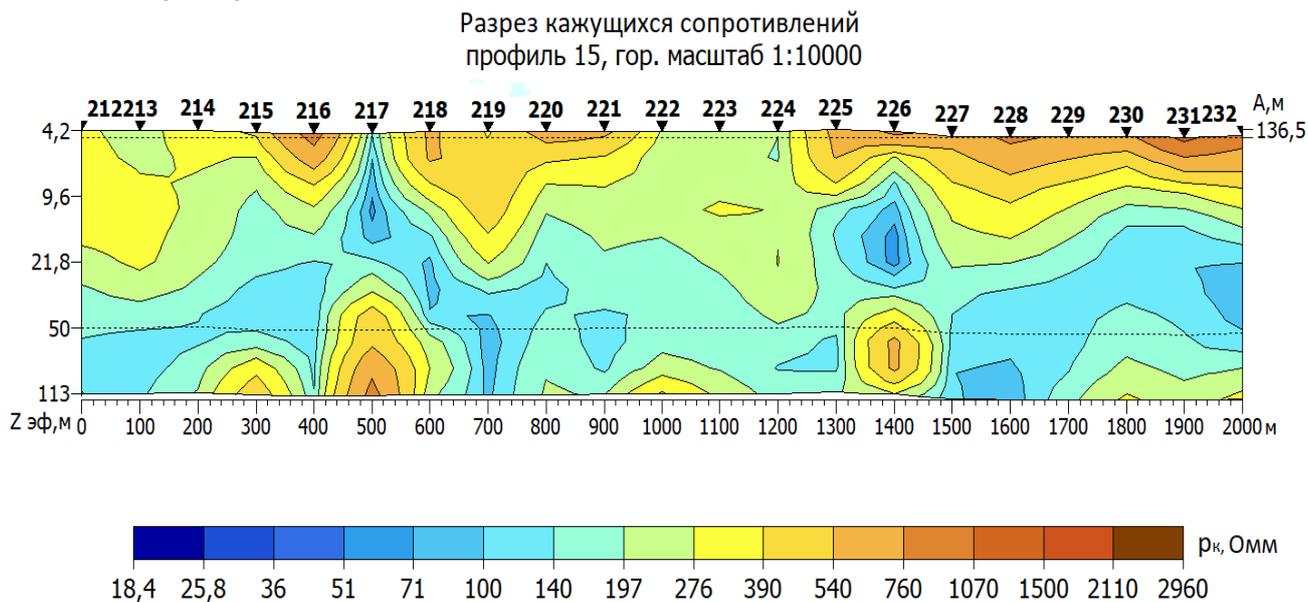


Рис. 3. Разрез кажущихся сопротивлений по профилю 15

Электроразведка методом ВЭЗ хорошо зарекомендовала себя для решения карстологических задач, но для уменьшения неоднозначности интерпретации данных необходимо также проведение буровых работ. Также, помимо буровых работ, имеет смысл прибегнуть к применению сейсморазведки, которая позволяет исследовать большие глубины, чем ВЭЗ, или к гравиразведке, с помощью которой можно обнаружить уже сформировавшиеся карстовые полости, в том числе сухие.

**Литература**

1. Горбунова К.А. Карстоведение. Вопросы типологии и морфологии карста. Пермь: издательство ПГНИУ, 1985 – 88 с.
2. Костицын В.И. Хмелевской В.К. Основы геофизических методов. Пермь: издательство ПГНИУ, 2010 – 400 с.
3. Матвеев Б.К. Электроразведка. М: издательство «НЕДРА», 1990 – 368 с.
4. Михно В.Б. Бевз В.Н. Карстовые и оползневые процессы. Воронеж: издательство ВГУ, 2003 – 67 с.

## ИССЛЕДОВАНИЕ СПОСОБОВ ОПТИМИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ ВЕДЕНИЯ РАБОТ МЕТОДОМ ПОДЗЕМНО-НАЗЕМНОГО ЗОНДИРОВАНИЯ

*Чакилев Владислав Андреевич*

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,  
магистр I года обучения, г. Пермь  
e-mail: vchakilev@inbox.ru*

*Научный руководитель: доктор технических наук,  
профессор Колесников Владимир Петрович*

**Аннотация:** Статья посвящена результатам изучения подходов к совершенствованию технологии ведения полевых работ методом подземно-наземного зондирования в силу увеличения производительности и информативности метода. Разработан и экспериментально реализован способ тестирования измерительного комплекса АНПЗ-1 для достижения идентичности получаемых результатов.

**Ключевые слова:** электрометрия, подземно-наземное зондирование, контроль полевой съемки, магнитная антенна, поправочный коэффициент.

## INVESTIGATION OF WAYS TO OPTIMIZE THE TECHNOLOGY OF CONDUCTING WORK BY THE METHOD OF UNDERGROUND-GROUND SOUNDING

*Chakilev Vladislav*

*Perm State University,  
1<sup>st</sup> year Master's Degree Student,  
e-mail: vchakilev@inbox.ru*

*Research Supervisor: Doctor of Engineering Sciences,  
Professor V.P.Kolesnikov*

**Abstract:** The article is devoted to the results of studying approaches to improving the technology of conducting field work by the method of underground-ground sounding due to the increase in productivity and information content of the method. A method of testing the ANPZ-1 measuring complex has been developed and experimentally implemented to achieve the identity of the results obtained.

**Keywords:** electrometry, underground-ground sounding, field survey control, magnetic antenna, correction ratio.

Для обеспечения безопасного производства работ при шахтной отработке полезных ископаемых важным элементом является получение объективной информации о физическом состоянии надштрековой толщи месторождения. При ведении добычи калийных солей на Верхнекамском месторождении (ВКМКС) контроль состояния геологической среды имеет значительную роль в горном производстве.

Поскольку электрометрические параметры, к примеру электрическое сопротивление, наиболее чувствительно к набору петрофизических характеристик солей, способствующих к значительному влиянию на образование потенциально опасных зон вследствие соляного карстообразования, уместно использовать методы электрометрии [4]. В большинстве случаев разрешающая способность наземных методик исследования недостаточна для выявления зон с негативными процессами в интервале водозащитной толщи (ВЗТ), являющаяся разделом между горными выработками и надсолевой толщей с присутствием нескольких пресных водоносных горизонтов. Следовательно, использование шахтных или наземно-подземных методов будет иметь большее преимущество за счет близкого расположения источника или измерителя электромагнитного поля к исследуемому объекту. Одним из развиваемых методов при ведении таких работ является метод подземно-наземного зондирования

(ПНЗ), обладающий повышенной информативностью получаемых результатов обследования геологической среды.

Метод ПНЗ частный случай, исходящий из способов частотных зондирований, представляет собой зондирование геологической среды в интервале от уровня земной поверхности до горизонтов шахтных выработок. Суть метода заключается в возбуждении электромагнитного поля с применением индуктивного или гальванического способов заземлений в шахте и измерении его компонент на земной поверхности. Преимущество метода достигается за счет приближения точек наблюдения к исследуемому объекту – ВЗТ и выполнении площадных наземных наблюдений, повышающих однозначность результатов проведенных работ [2,3].

Данный развиваемый метод характеризуется своей уникальностью и отсутствием аналогов. Поскольку метод находится в постоянном развитии и требует новых подходов к реализации технологии выполнения работ, он нуждается в изготовлении аппаратного и программного обеспечения для получения достоверной информации при экономической эффективности и оперативности. В данной работе описывается постоянно совершенствующийся аппаратно-программный комплекс АНПЗ-1, требующий проведения заверки и реализации оптимальной методики выполнения полевых работ. Цель работы – исследование способов оценки информативности текущей технологии ведения работ методом подземно-наземного зондирования (ПНЗ). Исследование было выполнено с привлечением лабораторных и экспериментальных работ.

При ведении работ методом ПНЗ на территории ВКМКС в течении нескольких лет были выявлены недостатки текущей технологии, а именно отсутствие контроля наземных измерений и малая производительность полевых съемок, что требовало их устранения. Далее будут рассмотрены подходы к решению этих проблем.

При проведении полевой съемки методом ПНЗ генератор и заземленная питающая линия находится в пределах шахтной выработки, а измерения выполняются на земной поверхности (рис. 1). В случае наземно-подземного зондирования (НПЗ) – наоборот. Перед выполнением съемки, в подготовительный этап работ, проводится синхронизация генераторного и измерительного блоков с целью повышения оперативности съемки посредством согласованности измерительного процесса и генерации последовательности сигналов с различной частотой электромагнитного поля во времени. В ходе съемки генератор производит запрограммированную последовательность сигналов для каждой точки измерения с настраиваемым интервалом. Задача оператора, работающего на поверхности, перемещать измерительный комплекс вдоль профиля при автоматическом режиме регистрации сигнала. При такой технологии полевой съемки возникают трудности для осуществления контроля всех используемых модулей и их синхронизации.

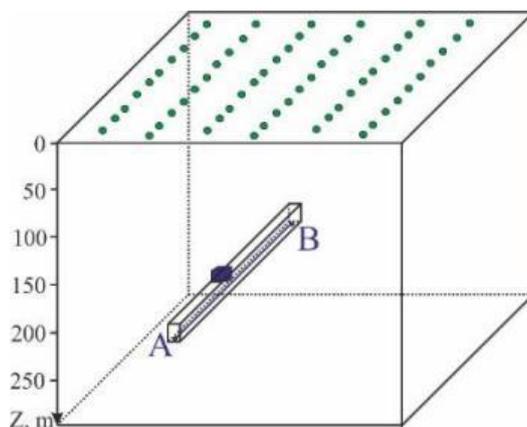


Рис. 1. Расположение источника тока в шахтном пространстве – линии АВ и точек наблюдений на земной поверхности

В рамках исследования контроля процесса полевой съемки в реальном времени, был апробирован дополнительный программный модуль (рис. 2), позволяющий контролировать форму регистрируемого сигнала и в оперативном режиме выполнять спектральный анализ полученных данных. Визуализация формы сигнала делает возможным контролировать соотношение между компонентами магнитного поля и правильность подключения каналов аналого-цифрового преобразователя (АЦП), а также регулировать величину усиления сигнала. Результаты спектрального анализа позволяют осуществлять контроль за корректностью работы измерительного модуля, при этом наличие генерируемых частот в спектре регистрируемого сигнала свидетельствует о стабильности работы генератора и его синхронизация с измерителем. В целом, данный программный модуль дал хорошие результаты

при проведении контрольных съемок на опытных участках и стал обязательным в технологии ведения полевых работ при обработке первичного материала.

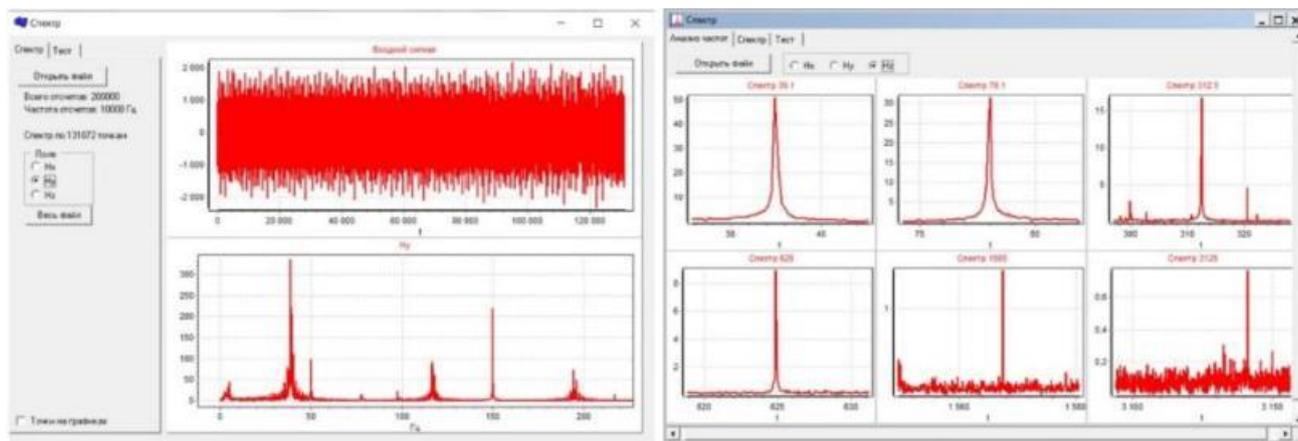


Рис. 2. Программный модуль контроля полевой съемки

В методике работ используется развиваемый аппаратно-программный комплекс АНПЗ-1. Генератор характеризуется максимальной силой тока 2 А при диапазоне основных частот генерируемого сигнала от 0,15 до 5125 Гц. В нем реализована возможность формирования поля на основе автоматически задаваемой последовательности сигналов с различной частотой. Измеритель АНПЗ-1 включает в себя трехкомпонентный индукционный датчик, аналого-цифровой преобразователь, блок питания, ноутбук с программным обеспечением для синхронизации с генератором и регистрации магнитного поля. Индукционный датчик представляет собой преобразователь компонент индукции переменного магнитного поля в напряжение электрического сигнала, и может использоваться в широком диапазоне частот (от  $10^{-4}$  Гц до 1 МГц). Конструкция датчика состоит из многovitковых контуров, намотанных на ферромагнитный стержень с небольшим поперечным сечением. Его существенным недостатком является сложная частотная характеристика, имеющая максимум в определенном частотном диапазоне и имеющая завал частотной характеристики в области высоких и в области низких частот [5].

С целью повышения оперативности полевой съемки методом ПНЗ было сформировано два аппаратно-измерительных комплекса, позволяющие вести площадные съемки силами двух операторов, что значительно увеличило производительность. Выполненные опытные работы показали несогласованные между собой результаты съемки, что потребовало необходимость калибровки используемых измерительных антенн для обеспечения идентичности получаемых результатов. Вместе с этим не было возможности оценить причину расхождения результатов, применив изучение технических недостатков конструкции магнитных антенн. Для выполнения эксперимента по устранению данного расхождения между комплектами антенн был изготовлен соленоид длиной 1 м и диаметром 300 мм, способный генерировать управляемое магнитное поле. Магнитный модуль помещается в центр соленоида и фиксируется в неподвижном положении, в силу избежания влияния помех при регистрации магнитного поля. На обмотку соленоида подается сигнал малого тока и определенной частоты. В эксперименте использовался набор частот ( $f = 19, 39, 78, 312, 625, 1565, 3125$  Гц), используемый в методе ПНЗ, выбор частоты которого напрямую связан в зависимости от степени удаленности точки наблюдения от питающей линии АВ при площадной съемке. Далее производится регистрация магнитного поля для каждого модуля. Для определения точного характера регистрируемого поля следует провести несколько дополнительных измерений. На основе результатов тестирования строится график зависимости значений амплитуды магнитного поля от применяемых при регистрации частот (рис. 3).

Полученные графики показали, что антенные модули имеют расхождение значений амплитуд при регистрации на одинаковых частотах, форме сигнала и силы тока в цепи. В общем случае, расхождение между антеннами в 2-4 % стоит считать за минимальное, что является хорошим показателем, но не представляется возможным полагать, что идентичность антенн эталонная, при которой в одних условиях модули будут давать одинаковые результат при полевой съемке. При такой тождественной корреляции антенн между собой, значения амплитуд одного модуля существенно выбиваются из доверительного интервала, в котором присутствуют полученные значения других антенн, имея разницу с ним в 10-30 % на низких частотах и совпадая на частоте 3125 Гц.

В целом, результат тестирования шести антенных модулей показал идентичную картину общего характера измеренного магнитного поля с некоторым взаимосогласованным изменением его значений при использовании различных частот. Это может свидетельствовать о том, что наиболее вероятной причиной такого характера являются конструктивные особенности каждой антенны, в частности, количество витков контура.

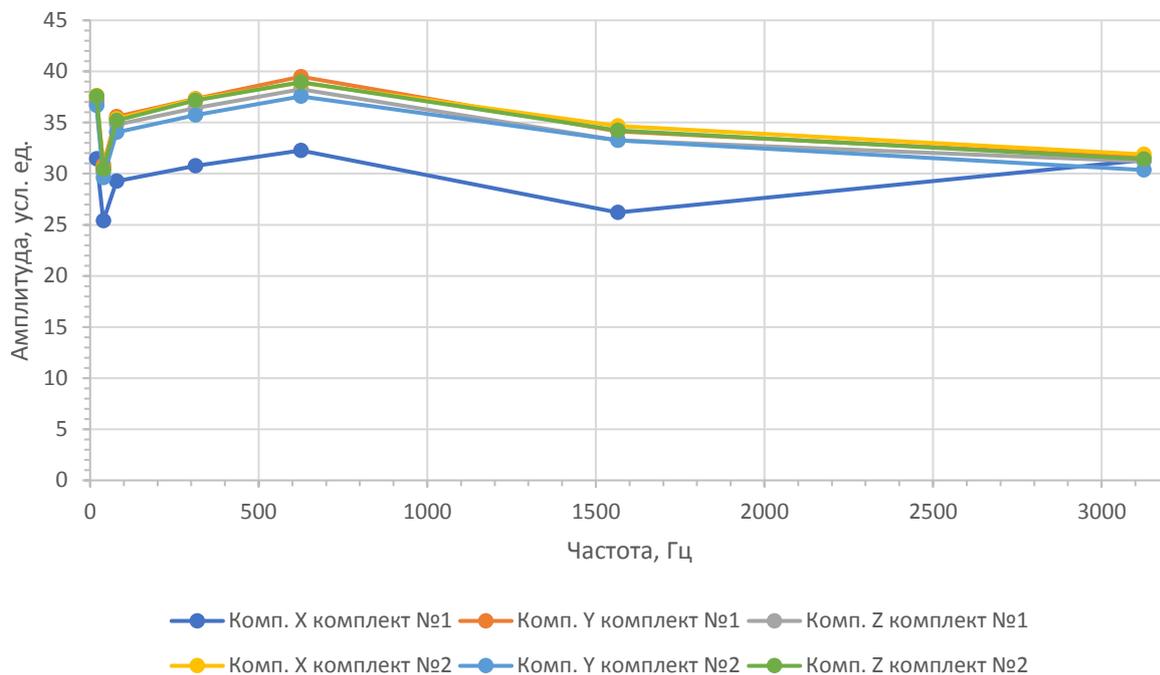


Рис. 3. График зависимости амплитуды магнитного поля от частоты

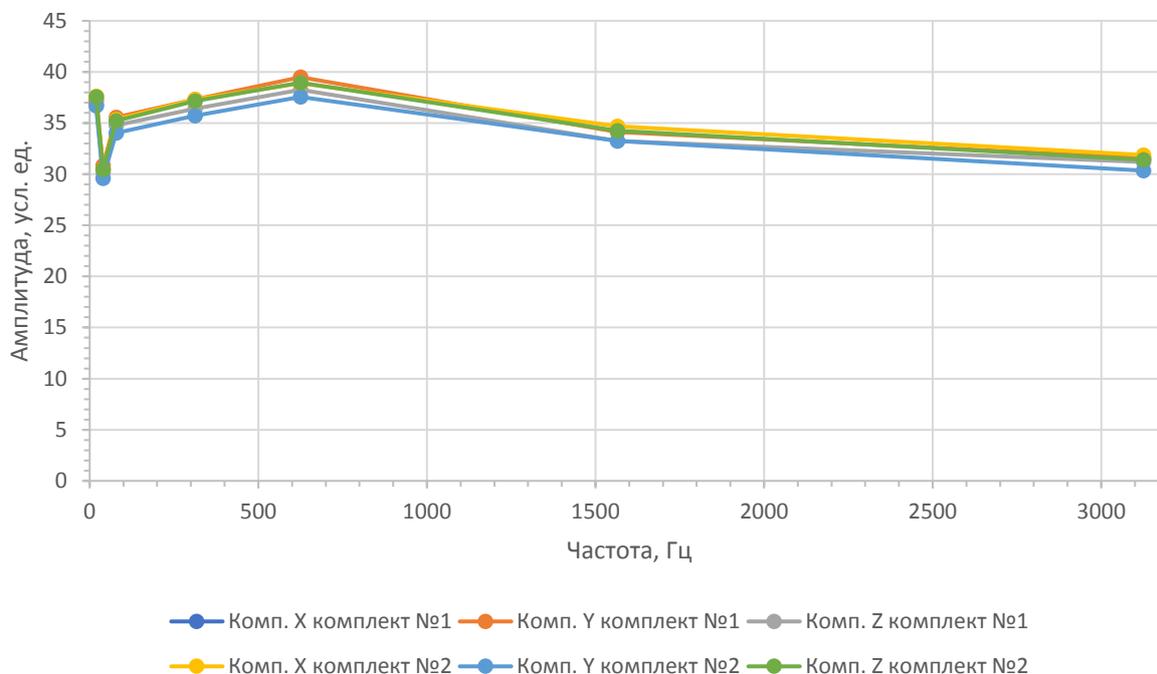


Рис. 4. Графики зависимости после применения поправочных коэффициентов

Был рассмотрен вариант оценки идентичности результатов измерений данным набором антенн с использованием коэффициентов  $k(f)$ , приводящих измеренные значения к постоянному для всех частот ( $U_0(f) = \text{const}$ ). Критерий постоянного значения основывается на том, что при высоком значении электрического сопротивления вмещающей среды (более 1000 Ом·м, в данном случае она близка

к изолятору – более  $10^6$  Ом·м) величина магнитного поля не зависит от частоты [1]. Расчет поправочных коэффициентов для каждой из тестируемых антенных модулей был осуществлен по формуле 1 и представлен в виде таблицы 1.

$$k(f) = \frac{U_0}{U_{измер}(f)} \quad (1)$$

Таблица 1  
Поправочные коэффициенты для антенны, имеющей наибольшую разницу при тестировании

№	f, Гц	$U_{x(1)}(f)$ , усл. ед.	$k_{x(1)}(f)$
1	19	31,180	5,131
2	39	25,177	6,355
3	78	29,287	5,463
4	312	30,773	5,199
5	625	32,283	4,956
6	1565	26,207	6,105
7	3125	31,317	0,303

Расчетная формула коэффициентов представляет собой обратную пропорциональность эталонного значения амплитуды магнитного поля к среднему значению амплитуд после трех измерений. В качестве примера, для антенны, имеющей большее расхождение с доверительным интервалом, был применен полученный коэффициент (рис. 4), что способствовало идентичности результатов эксперимента для всех антенн.

Таким образом, в результате исследования был рассмотрен подход к контролю полевой съемки и экспериментальным путем были оценены способы тестирования измерительных комплексов. Это позволяет пренебречь техническими недостатками датчиков, минимизировать расхождение между ними и обеспечить идентичность результатов полевой съемки, повысив производительность работ методом подземно-наземного зондирования.

### Литература

1. Колесников В.П. *Электрометрия. Теоретические основы методов электрометрии: учеб. пособие.* – Пермь: Перм. гос. нац. исслед. ун-т., 2019.
2. Колесников В.П., Ласкина Т.А. *Наземно-подземное электромагнитное зондирование в условиях соляных месторождений. В кн.: материалы 16-ой научно-практической конференции и выставки «Инженерная и рудная геофизика» Пермь, 14-18 сентября 2020.*
3. Зубриков А.А., Колесников В.П., Ласкина Т.А. *О результатах экспериментальных исследований по применению подземно-наземного зондирования. В кн.: Теория и практика разведочной и промысловой геофизики: сборник научных трудов / гл. ред. В.И. Костицын; Перм. гос. нац. исслед. ун-т. – Пермь, 2019, с. 113-117*
4. Силуков А.Г., Чакилев В.А. *Результаты экспериментальных исследований по применению электрометрического мониторинга геологической среды. В сборнике: Геология в развивающемся мире. Сборник научных трудов по материалам XIII Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. Пермь, 2020. С. 216-219.*
5. *Электроразведка: пособие по электроразведочной практике для студентов геофизических специальностей. Под редакцией В.К. Хмелевского, И.Н. Модина, А.Г. Яковлева – М.: 2005 – 311 стр.*

## СКОРОСТНОЙ АНАЛИЗ, КОРРЕКЦИЯ ВЫСОКОЧАСТОТНЫХ СТАТИЧЕСКИХ ПОПРАВК (НА ПРИМЕРЕ БЫРГЫДИНСКОГО РАЙОНА УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКИ)

*Королева Екатерина Михайловна*

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,  
студентка 4 курса, г. Пермь  
e-mail: Koroleva.e@lenta.ru*

*Научный руководитель: старший преподаватель кафедры геофизики,  
Кулакова Наталья Валерьевна*

**Аннотация:** В работе обсуждается методика учета влияния верхней части разреза на примере Быргыдинского месторождения Удмуртской Республики. Стандартные наблюдения по методике МОВ-ОГТ содержат необходимую информацию для построения скоростной модели ВЧР. Оптимизация процедур обработки, направленных на подавление помех различного типа для данных сейсморазведки, полученных с применением центрально – симметричной системы наблюдения, достигается на основании статистического анализа внутри каждой отдельной выборки ПВ и каждой отдельной частотной панели подавления аномально высоких амплитуд, ассоциированных с помехами.

**Ключевые слова:** скоростной анализ, статические поправки, ЗМС, сейсморазведка, ВЧР, регуляризация

## HIGH-SPEED ANALYSIS, CORRECTION OF HIGH-FREQUENCY STATIC CORRECTIONS (ON THE EXAMPLE OF BYRGYDINSKY DISTRICT OF THE UDMURT REPUBLIC)

*Koroleva Ekaterina Mikhailovna*

*Perm State National Research University,  
4th year student, Perm  
e-mail: Koroleva.e@lenta.ru*

*Supervisor: senior lecturer of the Department of Geophysics,  
Kulakova Natalia Valeryevna*

**Annotation:** The paper discusses the methodology for taking into account the influence of the upper part of the section on the example of the Byrgyndinsky deposit of the Udmurt Republic. Standard observations using the MOV-OGT methodology contain the necessary information for constructing a high-speed model of the HSR. Optimization of processing procedures aimed at suppressing interference of various types for seismic data obtained using a centrally symmetric observation system is achieved on the basis of statistical analysis within each individual PV sample and each individual frequency suppression panel of abnormally high amplitudes associated with interference.

**Keywords:** high-speed analysis, static corrections, ZMS, seismic surveys, HCR, regularization

Одной из основных задач сейсморазведки является поиск нефтегазовых месторождений, расположенных, как правило, на глубинах на нескольких километрах. Реальные геологические среды всегда содержат скоростные неоднородности, которые искажают сейсмическую информацию. При проведении сейсмических работ на суше первый интервал глубин – верхняя часть разреза (далее ВЧР) –

представляет собой крайне неоднородную геологическую среду, которая существенным образом искажает сейсмическую информацию, приходящую от глубинных целевых горизонтов.

В данной работе объектом исследования было выбрано Баргыдинское месторождение, которое расположено на юге Удмуртской Республики, на границе с Татарстаном и Башкортостаном, на правом берегу реки Камы. В тектоническом плане месторождение расположено в осевой части Сарапульской ветви Камско-Кинельской системы прогибов.

При исследовании Быргыдинского месторождения было выявлено, что к скоростным неоднородностям относятся: рельеф земной поверхности и зона малых скоростей. Самая верхняя часть геологического разреза почти всегда представлена выветрелыми породами – рыхлыми современными либо трещиноватыми коренными отложениями. Скорость сейсмических волн в них практически всегда значительно ниже скорости в коренных отложениях. Эта часть разреза называется зоной малой скорости (ЗМС). Практически для всех районов сейсмических исследований, выполняемых на суше, характерно наличие ЗМС в сочетании с переменным рельефом земной поверхности, поэтому задача их корректного учёта является актуальной [1].

В Быргыдинском районе зона малых скоростей, характеризуется средними скоростями от 320 до 720 м/с, мощности в ней изменяются от 0.5 м до 9 м; зона пониженных скоростей – со скоростными параметрами от 800 до 1340 м/с мощностью от 5 м до 16 м и зона, соответствующая коренным отложениям, средние скорости здесь варьируют от 1900 до 2420 м/с.

Для изучения верхней части разреза (ВЧР) выполнены работы по методике МПВ. По результатам проведённых полевых работ рассчитаны априорные статические поправки, которые определялись по первым вступлениям.

Поверхностные сейсмогеологические условия района исследований определяются сейсмогеологическими свойствами верхней части разреза (ВЧР), включающими отложения верхней перми, неогеновой и четвертичной систем. Общая мощность ВЧР составляет 150-170 м. Пластовые скорости в татарских отложениях составляют около 2300 м/сек, в неогеновых 1600–1800 м/сек, что соответствует зоне пониженных скоростей (ЗПС), в четвертичных 500-800 м/сек, что характеризует зону малых скоростей (ЗМС) [2].

Пластовая скорость является частным случаем средней скорости и относится к слоистой толще, в которой средняя скорость близка к истинной в подавляющем большинстве ее слоев. Такую толщу можно считать в среднем однородной и выделить ее в качестве сейсмического пласта. Скорости по данным АК составляют 5030 -5915 м/с. По данным АК пластовые скорости в этой толще составляют 3270-3575 м/с.

В процессе обработки особое внимание уделяется расчету статических поправок, восстановлению соотношения амплитуд отраженных волн, подавлению регулярных помех и кратных волн, прослеживаемости отражений и максимально возможному повышению соотношения сигнал/помеха для всех удалений.

В связи с большим перепадом отметок рельефа на данных участках статические поправки достаточно сильно изменяются в пределах контура съемки.

По результатам интерпретации были получены данные с количественными оценками мощностей и скоростей ЗМС, кроме того, было установлено, что верхняя часть разреза изученного участка имеет сложное строение расположения ПВ и ПП [3].

Анализируя суммарные разрезы, можно сделать вывод, что при использовании априорных статических поправок, рассчитанных по первым вступлениям качество суммирования лучше.

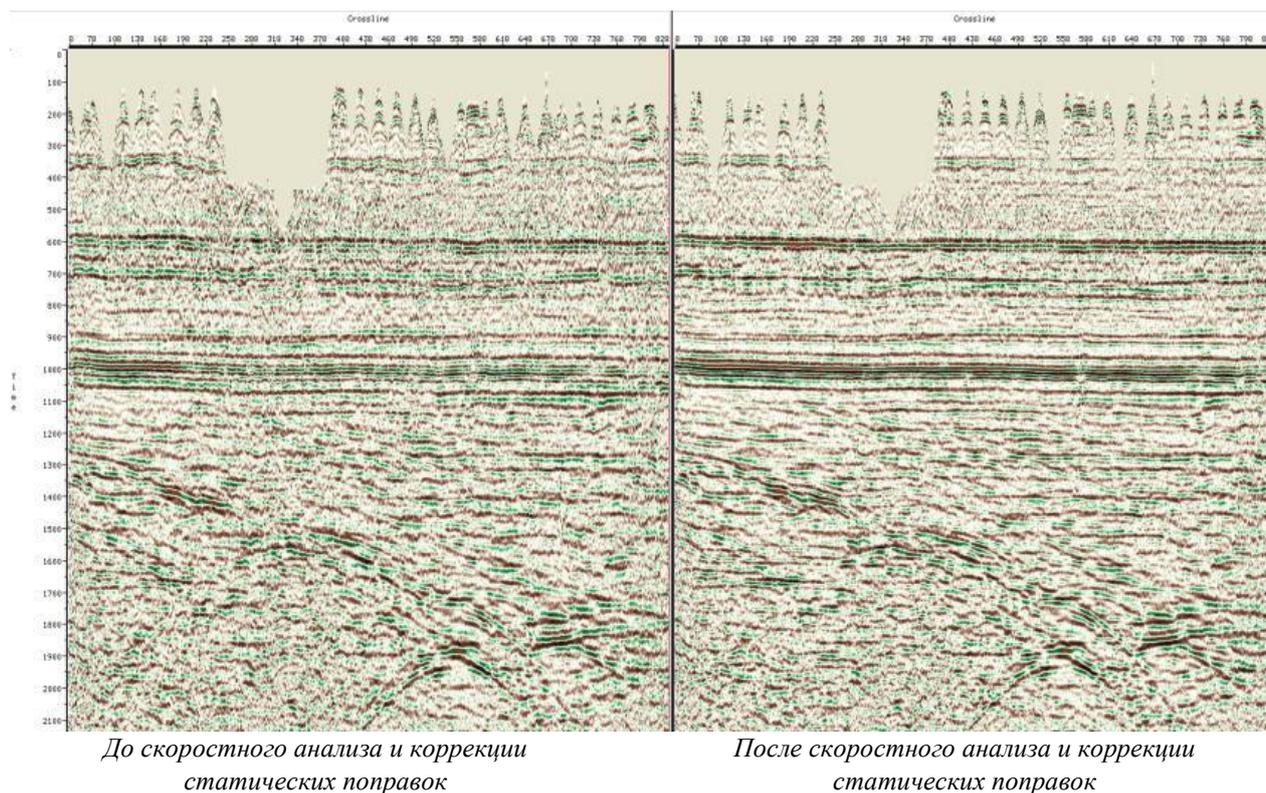


Рис. 1. Суммарные временные разрезы. Быргындинский участок

После ввода априорных статических поправок выполнен скоростной анализ по сетке 5x5 км и одна итерация коррекции высокочастотных статических поправок. На данном этапе обработки выполнен скоростной анализ по сетке 150x150 метров и вторая итерация коррекции высокочастотных статических поправок. На рисунке 1 представлены суммарные временные разрезы до и после скоростного анализа и коррекции поправок.

Для улучшения когерентности сигнала применена процедура коррекции фазовых сдвигов. При работе с реальными данными отношение сигнал/помеха на исходных сейсмограммах должно обеспечиваться надежное фазовое прослеживание, корреляция отражающих горизонтов и спектров скоростей.

Сейсмическое волновое поле, прошедшее предварительную обработку (автоматическую коррекцию статических и кинематических поправок), разбивается на ряд зон по времени, удалению и частоте, после чего в каждой зоне производится частично взаимозависимая коррекция кинематических, статических и остаточных фазовых сдвигов, с постепенным продвижением в более высокочастотную область. С учетом результатов автоматической коррекции производится суммирование по ОГТ с получением временных сейсмических разрезов в каждой зоне, когерентная обработка разрезов [4].

При суммировании сейсмических данных происходит неизбежное обеднение высокочастотной составляющей спектра за счет наличия остаточных временных и фазовых сдвигов между трассами сейсмограмм ОГТ. Упомянутые сдвиги могут быть как постоянными, так и переменными во времени и иметь самую разнообразную природу.

Основным элементом является итеративное уточнение частотнозависимых остаточных фазовых сдвигов между трассами сейсмограмм ОГТ – в процессе общего расширения спектра сигнала в сторону более высоких частот. При этом для компенсации эффекта ослабления высокочастотной составляющей в процессе применения необходимых процедур обработки (суммирования, шумоподавления, фильтрации) промежуточные сейсмограммы и временные разрезы ОГТ подвергаются многозональной корректировке в частотно-временной области амплитудночастотного спектра сигнала с целью приведения его (спектра) к желаемой форме на окончательном этапе.

После применения процедуры коррекции фазовых сдвигов, можно видеть, что улучшилась прослеживаемость горизонтов (рис. 2).

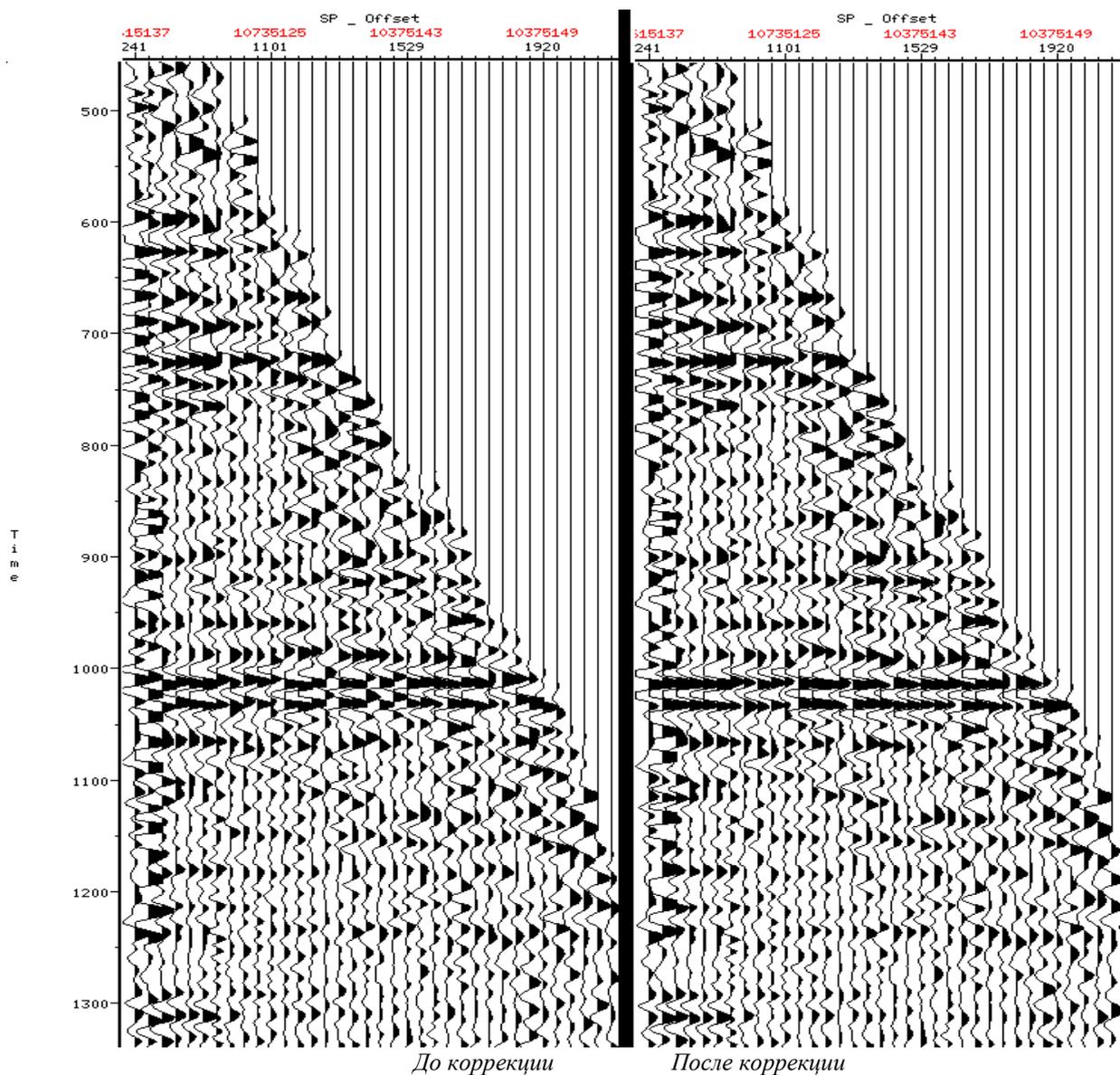


Рис. 2. Коррекция фазовых сдвигов. Быргындинский участок

Процедура регуляризации – это технология, направленная прежде всего на выравнивание кратности и восполнение недостающих трасс в бинах сейсмических данных. Регуляризация направлена на приближение полевых данных к проектируемым с помощью интерполяции трасс по всему объему сейсмических данных.

Для гармонизации и регуляризации классов удалений «взрыв-прибор» внутри бинов, с целью выравнивания общей кратности по площади, а также в местах пропусков пунктов взрыва и пунктов приема применена процедура регуляризации.

Подавление случайного шума выполнялось процедурой, которая позволяет разделить предсказуемый сигнал (когерентная энергия) от непредсказуемого сигнала (случайный шум) в пространственно-временной области (рис. 4).

На сейсмограммах до и после применения регуляризации отмечается выравнивание распределения удалений внутри бина при сохранении динамических особенностей сейсмической записи.

Анализируя суммарные разрезы, можно сделать вывод об улучшении суммирования и повышении когерентности отражающих горизонтов, т.е. решение задачи выполнено достаточно корректно.

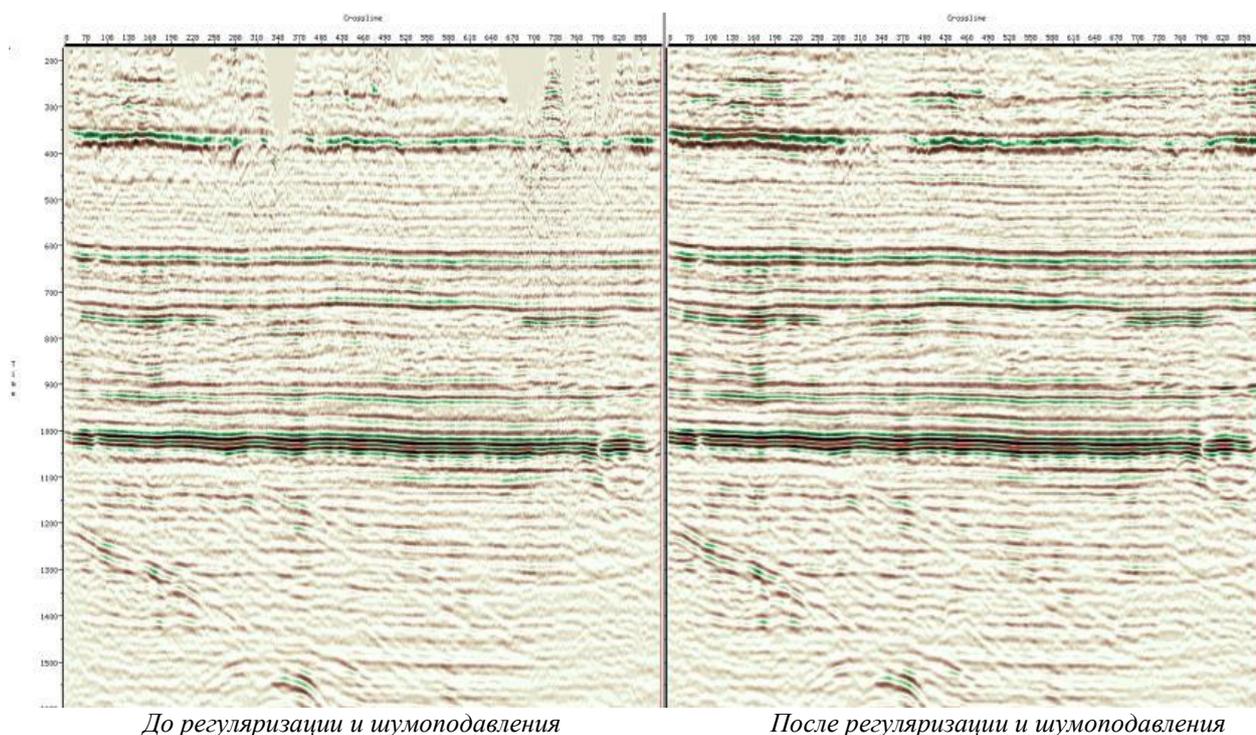


Рис. 3. Регуляризация данных и ослабление нерегулярного шума. Быргындинский участок.

#### Литература

1. Завьялов В. Скоростная характеристика зоны малых скоростей и её значение для учета поверхностных неоднородностей при работах МОВ ОГТ // Технологии сейсморазведки. – 2010. – Т. 7, № 2. – С. 42–45.
2. Давлетханов Р. Учёт влияния ВЧР при построении глубинно-скоростной модели среды // Научно-практическая конференция «Сейсмические технологии- 2015». – Центр анализа сейсмических данных МГУ имени М.В. Ломоносова, Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН, АО «ЦГЭ», ЕАГО. Москва, Россия, апр. 2015.
3. Митюнина И.Ю., Спасский Б.А., Лаптев А.П. Первые волны на сейсмограммах МОВ и изучение верхней части разреза // Геофизика, 2003, №5. – С.5-12;
4. Покровский Н.С. Прогнозирование латеральных изменений скорости по результатам комплексной интерпретации гравиразведки и сейсморазведки // Разведочная геофизика: экспресс информация. ВИЭМС, 1987. – С.20-26.

## О ПРИМЕНЕНИИ МЕТОДОВ МПВ И СЕЙСМОТОМОГРАФИИ ПРИ ИЗУЧЕНИИ КАРСТА

**Рыжов Никита Валерьевич**

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,  
магистрант 1 года обучения, г. Пермь  
e-mail: don.rizhov@yandex.ru*

**Фельк Игорь Александрович**

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,  
магистрант 1 года обучения, г. Пермь  
e-mail: felk100499@gmail.com*

**Научный руководитель: PhD, доцент, Ковин Олег Николаевич**

**Аннотация:** В статье рассматриваются возможности различных подходов к обработке и интерпретации сейсмических данных, полученных методом преломленных волн. Проводится сравнение результатов сейсмотомографии и метода  $t_0$ .

**Ключевые слова:** малоглубинная сейсморазведка, метод преломленных волн, карст, сейсмотомография, метод первых вступлений.

## ON THE APPLICATION OF SEISMIC REFRACTION AND REFRACTION TOMOGRAPHY METHODS FOR KARST STUDY

**Nikita Ryzhov**

*Perm State University,  
1st year Master's Degree Student, Perm,  
e-mail: don.rizhov@yandex.ru*

**Igor Felk**

*Perm State University,  
1st year Master's Degree Student, Perm,  
e-mail: felk100499@gmail.com*

**Research Supervisor: PhD, Docent, Oleg Kovin**

**Abstract:** The article discusses the feasibility of different approaches to the processing and interpretation of seismic refraction data obtained at the karst area. The results of seismic tomography and the  $t_0$  method are compared.

**Keywords:** shallow seismic, seismic refraction method, karst, seismic tomography, first-arrival.

Проблема развития карстовых процессов является актуальной для нашего региона. Данная особенность накладывает большую ответственность при изучении участков, на которых планируется строительство различных сооружений и коммуникаций, таких как дороги, трубопроводы, жилые и промышленные объекты. В случае недостаточного или неправильного учета карстовой опасности может быть нанесен значительный ущерб инфраструктуре.

Бурение изыскательских и наблюдательных скважин позволяет получить необходимые данные, но может оказаться слишком дорогим или недостаточно детальным. В этом случае более рационально привлечение геофизических методов как для опережающих работ, так и для повышения общей детальности [1].

Сейсморазведка является эффективным геофизическим методом для изучения карста. Достоинствами сейсмических исследований являются возможность быстро и относительно недорого изучить значительную площадь, а также возможность определения инженерно-геологических показателей грунтов без отбора образцов, т.е. без нарушения сплошности массива и естественной структуры грунта [5].

Наиболее распространенным и информативным методом сейсморазведки при проведении инженерных изысканий является метод преломленных волн (МПВ). Основное требование этого метода – необходимость возрастания скоростей в глубину. Это требование выполняется в большинстве случаев в верхних частях разреза (до 10–30 м), поскольку скорости упругих волн в скальных породах и в покрывающих их рыхлых отложениях различаются в 3–10 раз [5].

Сейсмотомография является методикой обработки и построения разрезов земных недр по измеренным сейсмическим данным. Данная методика позволяет комбинировать большую совокупность измерений, которые относятся к разным траекториям сейсмических волн, пересекающих объект изучения в разных направлениях, и из этих данных получать информацию о распределении свойств исследуемой среды, в частности скорости [2].

Сейсморазведочные работы проводились с целью выявления закарстованных зон в геологическом разрезе на территории Октябрьского района Пермского края. С точки зрения тектоники исследуемая территория расположена в пределах Башкирского свода. Участок исследования относится к Щучьеозеро-Уфимскому карстовому району карстовой страны Русской платформы. Зарегистрированы блюдцеобразные воронки диаметром 5-8 м, реже 15-20 м. Воронки нередко заполнены водой, средняя плотность воронок достигает 20 шт/км<sup>2</sup> [4].

Разрез в районе работ по данным бурения представлен в таблице.

Таблица

Литологическая колонка по результатам бурения

Глубина залегания, м		Мощность, м	Литология
Кровля	Подошва		
0	20	20	Глины
20	38,5	18,5	Щебнистый грунт с глинистым заполнителем (дресва и щебень гипса и ангидрита)
38,5	40	1,5	Ангидрит, гипс
40	45	5	Щебнистый грунт с глинистым заполнителем (дресва и щебень гипса и ангидрита)
45	-	-	Ангидрит, гипс

Работы проводились с использованием инженерной сейсмостанции «Лакколит 24-М2» в комплексе с 24-канальной косой и вертикальными сейсмоприемниками GS-20DX. Расстояние между пунктами приема составляло 5 м. Возбуждение сигнала выполнялось при помощи кувалды на семи ПВ. Для увеличения глубинности исследования применялись выносные пункты возбуждения, расположенные на расстоянии 55 м от края приемной линии.

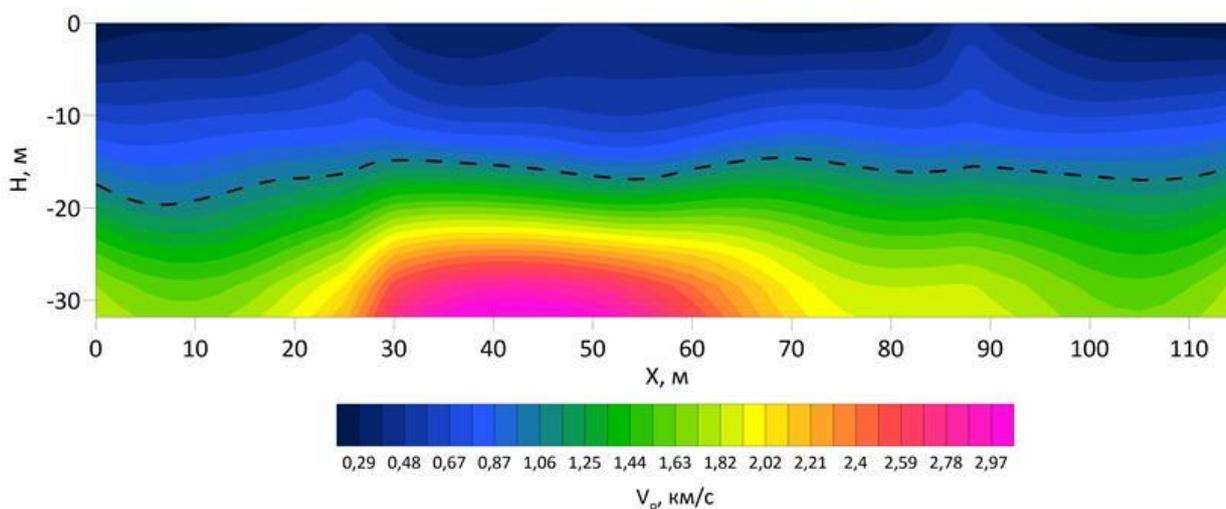


Рис. 1. Скоростной разрез, полученный по результатам сейсмотомографии. Пунктирной линией выделена предполагаемая кровля щебнистого грунта

Обработка и интерпретация исходных полевых материалов осуществлялась в программах ZondST2D и RadExPro, в которых была проведена фазовая корреляция первых вступлений. Полученные годографы интерпретировались по методикам сейсмотомографии и  $t_0$ .

Перед проведением сейсмотомографической инверсии была проведена корреляция годографов первых вступлений, включающих рефрагированные волны. В качестве метода инверсии был выбран алгоритм Оссам, обеспечивающий наиболее гладкое распределение параметров [3]. Результатом стал скоростной разрез среды (рис. 1). Прослеживание преломляющей границы можно осуществить по области повышенного градиента сейсмических скоростей.

Интерпретация методом  $t_0$  в программе RadExPro была проведена в автоматическом режиме. На годографах первых вступлений были выбраны участки, относящиеся к разным слоям разреза. В результате инверсии была получена двухслойная модель среды (рис. 2).

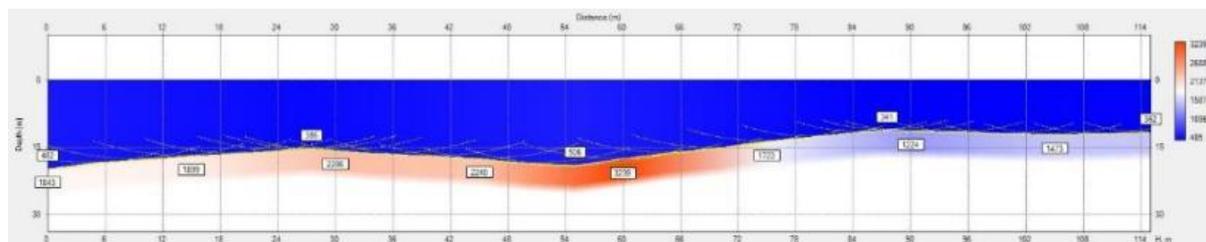


Рис. 2. Двухслойная модель среды, построенная по методу  $t_0$

Преломляющая граница прослеживается на глубинах 12-18 метров, опускаясь в начале профиля и его центральной части. Значения скоростей в покрывающем слое находятся в пределах 340-510 м/с, в подстилающем – 1200-3250 м/с. Повышенные значения нижележащего слоя относятся к центральной части профиля, а к периферии происходит понижение. Выделенная граница вероятно относится к кровле щебнистого грунта, на котором залегают глины.

Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы:

Полученные данные не позволяют проследить границу карстующихся пород, предположительно отождествляемую с толщей гипса и ангидрита, на всем протяжении разреза в связи с недостаточной глубиной исследований. Преломляющая граница, фиксируемая методом МПВ, связана со слоем щебнистого грунта, представляющего собой зону выветривания карстующихся пород. Останец коренных пород наблюдается в центральной части профиля на глубинах 25-30 м, где отмечается резкое повышение скоростей сейсмических волн.

Область повышенного изменения градиента на разрезе по данным сейсмотомографии достаточно точно повторяет геометрию границы, выделенной по методу  $t_0$ .

Результаты сейсмотомографии дают более детальное распределение скоростей акустических волн в интервале разреза, однако по ним нельзя установить точное положение геологических границ.

Результаты интерпретации методом  $t_0$  указывают на более точное положение преломляющей границы, но дают лишь интегральное представление о скоростных характеристиках среды.

Важными факторами при исследовании являются правильный выбор параметров системы регистрации и источника возбуждения упругих колебаний для обеспечения необходимой глубинности.

### Литература

1. Давыдов В.А., Щапов В.А., Цай Г.А. Изучение опасных природных и техногенных геологических процессов с помощью геофизических методов // Известия Уральского государственного горного университета. – 2018. – вып. 2 (50). – С. 65-71.
2. Ефимова Е.А. Сейсмическая томография. Учебное пособие. – М.: Издательство МГУ, 2005. – 129 с.
3. Каминский А. Е. Zond-программы для геофизики. URL: <http://zond-geo.ru/software>.
4. Копылов И.С. Геоэкология, гидрогеология и инженерная геология Пермского края: монография. – Пермь: ПГНИУ, 2021. 501 с.
5. Никитин В.Н. Основы инженерной сейсмологии. – М., Изд-во МГУ, 1981 г., с ил., 176 с.

## СОПОСТАВЛЕНИЕ ДАННЫХ КАРОТАЖА И ДАННЫХ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНА НА ПРИМЕРЕ ОДНОГО ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

*Сабитов Эмиль Артурович*

*Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования  
«Казанский (Приволжский) федеральный университет,  
Институт геологии и нефтегазовых технологий,  
магистрант 1 года обучения, г. Казань  
e-mail: emilsabitovkzn@gmail.com*

*Научный руководитель: старший преподаватель Платов Борис Викторович*

**Аннотация:** в работе рассмотрено геологическое строение Безымянного месторождения Республики Татарстан; описана геолого-геофизическая изученность района работ; методика интерпретации данных геофизических исследований скважин, методика проведения гамма спектрометрии на керновом материале, проведена увязка данных каротажа и гамма спектрометрии, рассчитан коэффициент пористости и глинистости по методам каротажных исследований, проведен анализ полученных данных и написан вывод.

**Ключевые слова:** ГИС, КЕРН, КАРОТАЖ, ГК, РАДИОАКТИВНОСТЬ, ПОРИСТОСТЬ, ПЛОТНОСТЬ

## COMPARISON OF LOGGING DATA AND CORE LABORATORY RESEARCH DATA ON THE EXAMPLE OF ONE OF THE DEPOSITS OF THE REPUBLIC OF TATARSTAN

*Emil Arturovich Sabitov*

*Federal state autonomous educational institution for higher education  
“Kazan (volga region) federal university”  
Institute of geology and petroleum technologies  
Masters 1 year of study, Kazan city  
e-mail: emilsabitovkzn@gmail.com*

*Scientific advisor: Senior lecturer Boris Viktorovich Platonov*

**Abstract:** In this research work considers the geological structure of the «Bezmyanny» field of the Republic of Tatarstan; the geological and geophysical knowledge of the area of work is described; a technique for interpreting data from geophysical well surveys, a technique for conducting gamma spectrometry on core material, shifting logging data and gamma spectrometry, calculating the coefficient of porosity and clay content using well logging methods, analyzing the data obtained and writing a conclusion.

**Keywords:** WELL LOGGING, CORE, GR, RADIOACTIVITY, POROSITY, DENSITY

### **Введение**

В данной работе рассматривается отложения Верейского горизонта одно из месторождений юго-востока Татарстана.

Целью работы – Сопоставление данных каротажа и данных исследований керна на примере Безымянного месторождения Республики Татарстан.

Объектом исследования является Безымянное месторождение Республики Татарстан.

В процессе работы проводились исследования кернового материала, обработка и интерпретация геолого-геофизических материалов, сопоставление полученных данных.

### **Увязка данных гамма-спектрометрии керна с материалами ГИС**

С целью уточнения глубины отобранного кернового материала провели гамма – спектрометрию керна. Измерение концентраций естественных радиоактивных элементов (K, U, Th), суммарного гамма-излучения и плотности породы, и сопоставление этих данных с данными ГИС позволяют про-

верить правильность укладки керна и определить место истинного положения интервала, в случае его неверного размещения на буровой.

Исследования естественной радиоактивности полноразмерного керна проводились при помощи прибора спектрометра-радиометра гамма-излучения «Кратор» производства ООО «ЭкогеосПром» (Тверь, Россия).

Для увязки керна по глубине с результатами ГИС использовались кривые суммарной радиоактивности. Процедура проводилась в программном пакете «ПРАЙМ». На планшеты были загружены кривая гамма-каротажа, проведенного на скважине после бурения, и кривая суммарной радиоактивности полноразмерного керна, полученная в лаборатории.

#### Петрофизическое обеспечение интерпретации данных ГИС

Для точной интерпретации комплекса ГИС необходимы петрофизические зависимости по керновому материалу. В данной работе рассчитаны две зависимости для данных, полученных на стандартных образцах керна при атмосферных условиях. Зависимость коэффициент пористости керн – объемная плотность керн, зависимость коэффициент пористости керн – интервальное время продольной волны.

##### Зависимость пористость-плотность

По результатам сопоставления величины объемной плотности породы и коэффициента открытой пористости (рис. 1) было установлено значение плотности скелета известняков Верейского горизонта ( $\delta_{ск}$ ), равное  $2.712 \text{ г/см}^3$ . Аппроксимирующая зависимость имеет вид общ

$$\delta_{п} = 2.7113 - 0.0281 \times K_{п} \quad (6.1)$$

где  $\delta_{п}$  – объемная плотность породы,  $\text{г/см}^3$ ;

$K_{п}$  – коэффициент открытой пористости, %.

$$R^2 = 0,9762$$

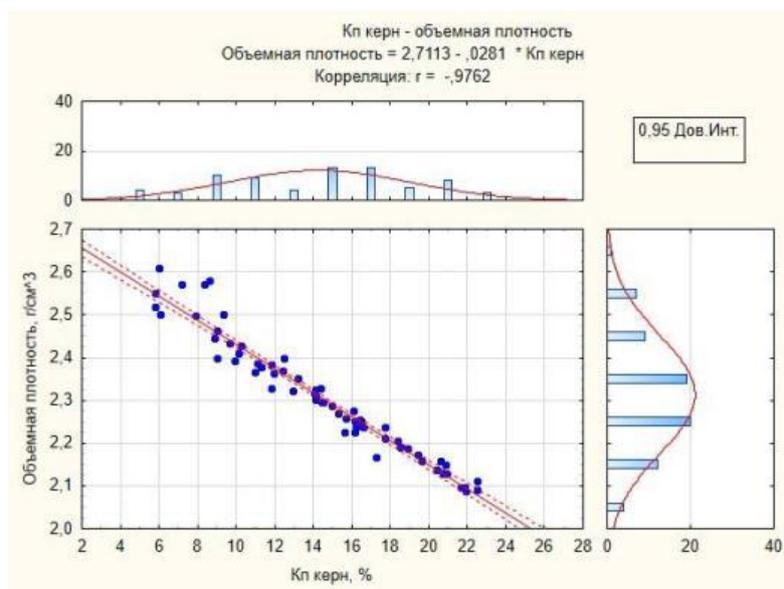


Рис. 1. – Сопоставления величины объемной плотности породы и коэффициента открытой пористости

##### Зависимость пористость – интервальное время

По результатам сопоставления интервального времени продольной волны и коэффициента открытой пористости (Рис. 2) было установлено значение

Величина интервального времени пробега продольной волны в скелете известняков Верейского горизонта ( $\Delta T_{ск}$ ) была установлена равной  $155.8 \text{ мкс/м}$  в результате сопоставления вида  $\Delta T_{р} - K_{п}$ .

Аппроксимирующая зависимость имеет вид

$$\Delta T_{р} = 155.8 + 3.5785 K_{п} \quad (6.3)$$

где  $\Delta T_{р}$  – интервальное время пробега продольной волны,  $\text{мкс/м}$ .

$$R^2 = 0,97938 \quad (6.4)$$

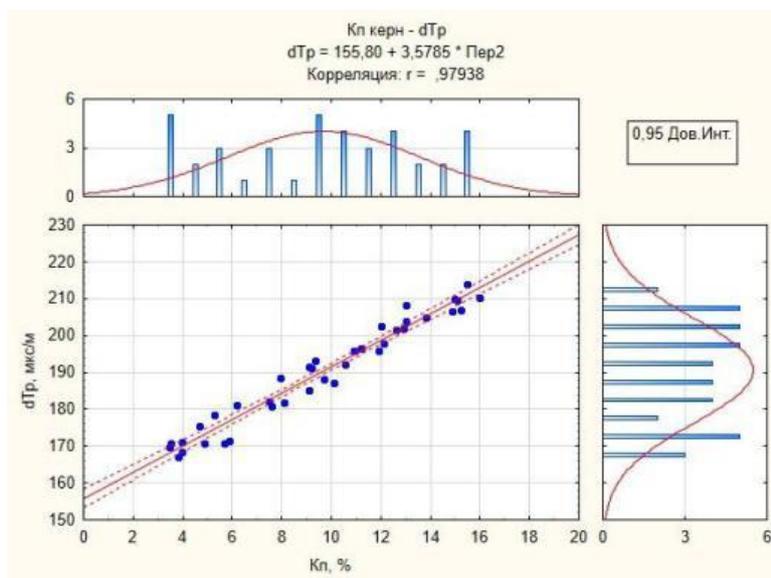


Рис. 2. – Сопоставления интервального времени продольной волны и коэффициента открытой пористости

### Интерпретация данных

При написании данной работы была проведена качественная и количественная интерпретация данных ГИС на Безымянном месторождении в отложениях Верейского горизонта в скважинах №1, №2, №3, №4 и №5. Для интерпретации использовалась интегрированная система сбора, обработки и хранения данных ГИС «ПРАЙМ».

Качественная интерпретация представлена в виде схемы сопоставления данных интегральной составляющей гамма-спектрометрии по керну и гамма-каротажа по трём скважинам. А также выделение коллекторов в разрезе верейского горизонта

Количественная интерпретация представляет собой определение коэффициентов пористости и глинистости.

Коэффициент пористости рассчитан по комплексу ГИС: АК, ГГК-П, ННК-Т, коэффициент глинистости по ГК.

Для убеждения в достоверности рассчитанных параметров пластов-коллекторов по ГИС используют сопоставление «кern-ГИС». Обычно сопоставление Кпкern – КпГИС строится по пласто-пересечениям, характеризуемым следующими признаками: 1) толщина пласта не менее 1.5 м; 2) вынос керна из исследуемых пластов не менее 80%; 3) плотность анализов не менее 3-5 на 1 м вынесенного керна. При этом керновые данные усредняются в пределах однородного по стандартному комплексу ГИС пласта.

К сожалению, вышеупомянутые требования выполняются для незначительного количества пластопересечений. Невыполнение требований, главным образом, связано с малыми толщинами проницаемых пропластков, а также с недостаточной плотностью анализов, которой зачастую приходилось пренебрегать.

Результаты зависимостей Кпкern-КпГИС, где КпГИС – рассчитана по трем методам (ННК-Т, АК, ГГК-П), представлены на рис. (3,4)

Следует отметить, что обще принятое правило для Татарстана расчёта Кп по нейтронному каротажу, подтверждает свою правильность.

На рисунке 3 видна достаточно хорошая корреляция пористости по керну и по ГИС, а вот на рисунке 4, можно проследить, что Кп рассчитанный по АК завышен. Завышение данных по АК может быть связаны с физической основой измерений, калибровкой аппаратуры, скважинные условия глубина и температура и так далее.

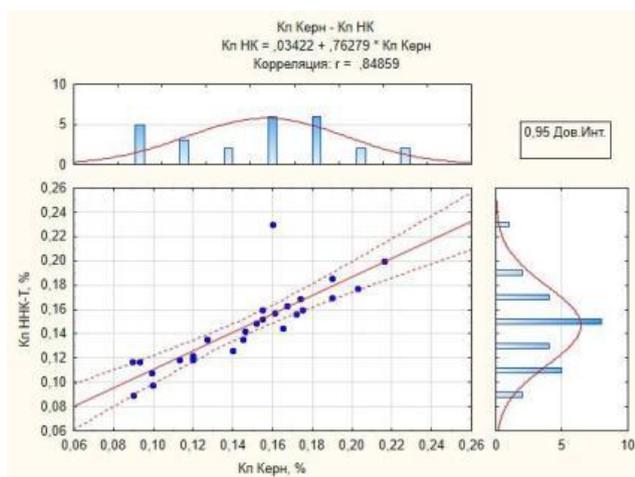


Рис. 3. – Сопоставление Кп керн – Кп НК-Т

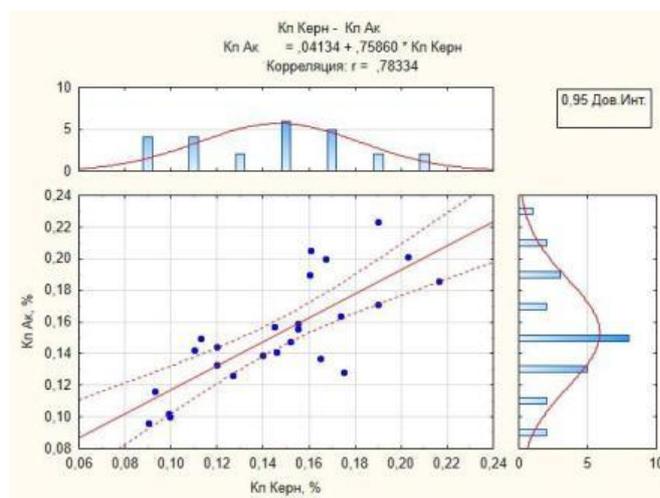


Рис. 4. – Сопоставление Кп керн – Кп АК

### Заключение

В ходе написания данной работы была произведена качественная и количественная интерпретация материалов геофизических исследований скважин и кернового материала. Качественная интерпретация заключалась в получении результата по увязке данных керн – ГИС, что в дальнейшем позволило с большей уверенностью использовать результаты лабораторных исследований кернового материала для оценки эффективности методов ГИС. Количественная интерпретация заключалась в расчете коэффициентов пористости и глинистости.

Стоит отметить необходимость полноценного отбора образцов из керна для петрофизического обеспечения интерпретации данных ГИС. Недостаточное количество данных лабораторных исследований может затруднить получение петрофизических зависимостей.

### Литература

1. Латышова М.Г., Мартынов В.Г., Соколова Т.Ф. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС. // М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007.
2. Стандарт организации «ТАТНЕФТЬ» – Интерпретация ГИС алгоритмы определения параметров продуктивных пластов нефтяных месторождений Республики Татарстан, // Альметьевск, 2013 г.
3. Геофизические исследования скважин: Учеб. пособие / Перм. гос.техн. ун-т. – Пермь, 2004. – 122 с.
4. Стрельченко В.В. Геофизические исследования скважин. Учебник для вузов. – М. : Недра. – 2009. – 551 с.
5. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Под редакцией В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. – Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003.
6. РД 39-0147716-505-85. Руководящий документ порядок отбора, привязки, хранения, движения и комплексного исследования керна и грунтов нефтегазовых скважин.

## РЕЗУЛЬТАТЫ КИНЕМАТИЧЕСКОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ МОГТ-2Д НА СУЯНОВСКОМ ЛИЦЕНЗИОННОМ УЧАСТКЕ

**Фельк Игорь Александрович**

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,  
магистрант 1 года обучения, г. Пермь  
e-mail: felk100499@gmail.com*

**Научный руководитель:** *к.г.-м.н., доцент, Огородова Ирина Владимировна*

**Аннотация:** В статье кратко рассмотрены теоретические основы метода общей глубинной точки (МОГТ) и порядок выполнения кинематической интерпретации сейсмических данных. Представлены результаты кинематической интерпретации данных сейсморазведки МОГТ-2D для территории Суяновского лицензионного участка: построены структурная карта, карта изохрон и средних скоростей.

**Ключевые слова:** кинематическая интерпретация, метод общей глубинной точки, структурная карта, Суяновский лицензионный участок.

## RESULTS OF KINEMATIC INTERPRETATION OF CDP-2D SEISMIC DATA AT SUYANOVSKY LICENSE AREA

**Igor Felk**

*Perm State University,  
1<sup>st</sup> year Master's Degree Student, Perm,  
e-mail: felk100499@gmail.com*

**Research Supervisor:** *Candidate of Geology and Mineralogy, Reader, Irina Ogorodova*

**Abstract:** The article briefly discusses the theoretical foundations of the common depth point method (CDP) and the procedure for performing kinematic interpretation of seismic data. The results of kinematic interpretation of CDP-2D seismic survey data for the territory of the Suyanovsky license area are presented: a structural map, a map of normal times and average velocities are constructed.

**Keywords:** kinematic interpretation, common depth point method, structural map, Suyanovsky license area.

В настоящее время основной объем геофизических исследований занимают сейсмические работы. В свою очередь большая часть съемок проводится методом отраженных волн, являющимся ведущим методом полевой разведочной геофизики. Он используется для определения глубины и конфигурации границ раздела геологических напластований, выявления структурных и неструктурных ловушек нефти и природного газа. В настоящее время сейсморазведочные исследования МОВ, направленные на поиск углеводородов, ведутся по методике многократных перекрытий точек отражения на сейсмической границе. Эта технология получила название метод общей глубинной точки (МОГТ) [5].

Результатом обработки данных МОГТ является временной разрез, для получения из которого полезной информации о геологическом строении территории необходимо проведение кинематической интерпретации. Точное проведение каждого из ее этапов крайне важно для точного определения глубины залегания целевых отражающих горизонтов, а также выявления структур, осложняющих исследуемый разрез, например, тектонических нарушений или тел рифов.

Основными процедурами, выполняемыми в ходе кинематической интерпретации, являются:

- стратификация (привязка сейсмического горизонта к границе известного возраста) с привлечением скважинных данных;
- выявление разрывных нарушений;
- составление и анализ сейсмических карт и схем [1].

Суяновский лицензионный участок расположен в северо-восточной части республики Башкортостан. В административном отношении он находится в пределах территории Дуванского и Караидельского районов.

Разрез включает в себя отложения венда, девона, карбона, перми и четвертичные. С точки зрения тектоники исследуемая территория занимает положение на юге Бымско-Кунгурской впадины вблизи сочленения Башкирского свода и Юрюзано-Сылвенской депрессии. Осадочный чехол на территории Суяновского участка складывается чередованием грабенообразных прогибов и валообразных поднятий. Данные структуры второго порядка характеризуются узкой, вытянутой формой с шириной 1-3 км. Важное значение в генезисе нефтегазовых залежей имеют разрывные нарушения, связанные с некоторыми прогибами. Они получили название мобильных зон [4].

Исследование было связано с интерпретацией по временному разрезу отражающего горизонта  $D_1$ , с которым на данном участке отождествляется поверхность терригенных отложений тимано-пашийского возраста  $D_{3tm+ps}$ , в которых по результатам бурения и ГИС выделен проницаемый нефтенасыщенный пласт  $D_1$ , являющийся основным нефтепродуктивным пластом на изучаемой территории по данным [3].

Интерпретация проводилась с использованием программного комплекса Kingdom. В качестве исходных данных использовались временные разрезы, полученные по результатам обработки полевых сейсмограмм по 10 рабочим профилям в ходе съемки МОГТ-2Д. Помимо этого использовались данные по 13 скважинам, расположенным на территории и вблизи участка. Они включали данные инклинометрии, кривые глубина-время, данные ГИС и скважинные отбивки.

С использованием перечисленных выше материалов была проведена стратификация горизонта  $D_1$ . Этот процесс включает в себя сейсмомоделирование. Оно необходимо более детального увязывания особенностей формы записи сейсмического горизонта с внутренней структурой соответствующей пачки литологических слоев. В ходе него в модуле SynPAK выполняется расчет синтетической сейсмограммы, которая сравнивается и увязывается с реальными полевыми материалами. После стратиграфической привязки отражающего горизонта для всех скважин проводится прослеживание горизонта на временных разрезах всех профилей.

В ходе корреляции вдоль некоторых профилей были выявлены и отмечены в программе разрывные нарушения, выражающиеся в смещении вдоль них осей синфазности. Их учет является одной из важнейших составляющих кинематической интерпретации.

Основным результатом площадных съемок являются структурные карты сейсмических горизонтов, которые изображают пространственные формы исследуемых элементов. Структурная карта изображает на плане рельеф сейсмического горизонта в изолиниях равных глубин. На нее наносятся линии выявленных разрывных нарушений [1]. Помимо этого, получают карты изопакит, карты изохрон, карты средних скоростей. Все эти карты подлежат совместному анализу, в ходе которого на исследуемой площади выявляются перспективные объекты, с которыми можно проводить дальнейшие исследования [2]. Обычно анализ проводится на наличие таких локальных объектов, как антиклинальные структуры, выклинивания, рифовые тела.

Анализ построенной карты изохрон (рис. 1) позволил визуально разделить участок исследования на 5 параллельных зон, простирающихся с северо-запада на юго-восток. В целом диапазон времен  $T_0$  на территории составляет 0,84-0,92 с.

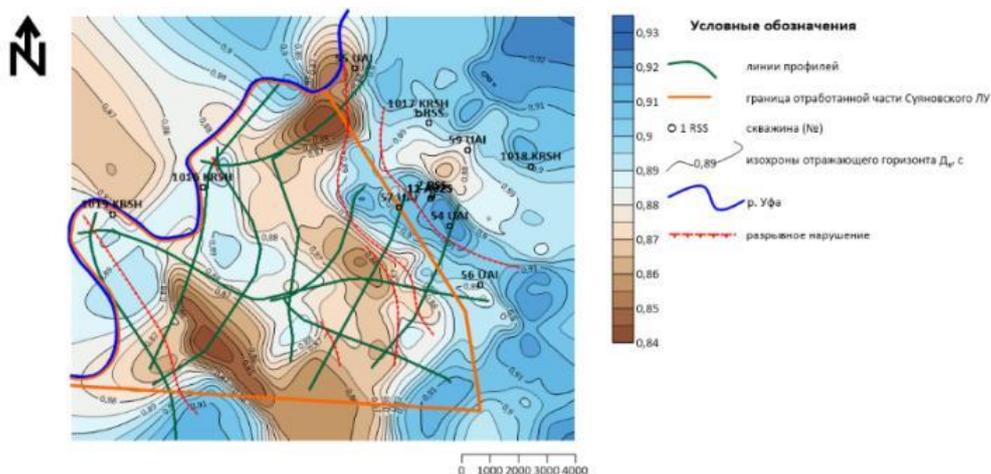


Рис. 1. Карта изохрон горизонта  $D_1$

Построенная после пересчета времени в глубины структурная карта (рис. 2) в целом повторяет особенности распределения визуализируемых величин карты изохрон. Аналогично выделяется 5 параллельных зон с чередованием глубин. Глубины колеблются в пределах 1820-1980 м.

Выделенные на этапе корреляции сейсмического горизонта  $D_1$  разрывные нарушения были нанесены на обе карты. В целом для данной территории большинство разрывных нарушений характерно для рифейского комплекса пород, однако верхнедевонские отложения также подвергнуты воздействию дизъюнктивных нарушений.

Выделив эти нарушения, территорию можно разбить на 3-4 зоны. Однако, как уже было сказано выше, при визуальном анализе структурной карты и карты изохрон выделяется 5 участков с чередованием величин. Из этого следует вывод, что в центральной части территории, в которой разломов не прослеживается, пониженные значения времен и глубин залегания связаны с антиклинальными поднятиями, которые, в отличие от блоков на западе и востоке участка, произошли без разрыва сплошности горных пород. Цифрами 1, 3 и 5 на структурной карте обозначены зоны прогибов, а 2 и 3 – валообразных поднятий. Такое строение полностью соответствует априорной информации о тектонике местности. Зоны поднятий наиболее перспективны для разведки нефти.

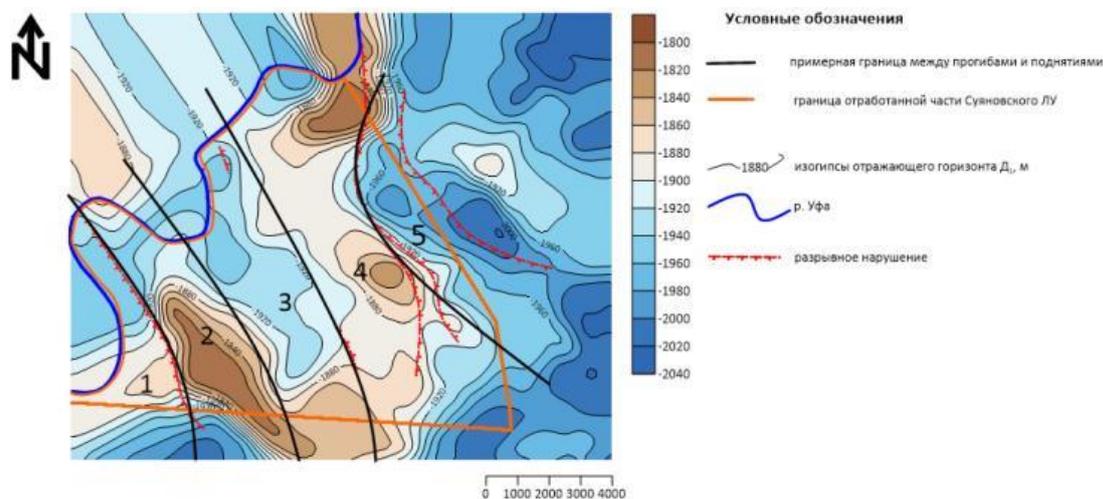


Рис. 2. Структурная карта отражающего горизонта  $D_1$

Полученные результаты позволили уточнить геологическое строение территории Суяновского участка, выделить структуры, перспективные для поискового и разведочного бурения и более детальных сейсмических работ. Выполнение сейсморазведочных исследований МОГТ в двумерном и трехмерном исполнении, обработка полученных данных и их интерпретация является в связке с методами ГИС и бурения, эффективным комплексом для изучения геологического строения участков, исследуемых на наличие углеводородов.

### Литература

1. Боганик Г.Н., Гурвич И.И. Сейсморазведка: учебник для вузов. – Тверь: Изд-во АИС, 2006. 744 с.
2. Бондарев В.И. Основы сейсморазведки: учебное пособие для вузов. Екатеринбург, изд-во УГ-ГГА, 2003. 332 с.
3. Горожанин В.М. Структурно-тектонический контроль положения залежей углеводородов на северо-востоке Башкирии // Геологический сборник. 2011. – (№ 9) – С. 140-146.
4. Пучков В.Н., Козлов В.И. Особенности тектоники Волго-Уральской нефтегазоносной области // Георесурсы. – 2005. – № 1. – С. 24-26.
5. Степанов А.В. Полевой этап получения сейсмических данных: Учебно-методическое пособие к курсам повышения квалификации «Петрофизика и геофизика в нефтяной геологии». Казань, Казанский университет, 2013. 35 с.

## РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПЕСЧАНО-ГРАВИЙНОЙ СМЕСИ

*Холодилов Илья Витальевич*

*Пермский государственный национальный исследовательский университет  
студент (бакалавр) 3 курса (2019), г. Пермь  
e-mail: iliya.kholodilov@mail.ru*

*Научный руководитель: кандидат геолого-минералогических наук, доцент  
Казымов Константин Павлович*

**Аннотация:** рассмотрены месторождения песчано-гравийной смеси Республики Удмуртия на наличие связи с тектоническими обстановками региона, выделены основные геолого-формационные зоны.

**Ключевые слова:** песчано-гравийная смесь, гранулометрический анализ, минералы тяжёлой и лёгкой фракции.

## RESULTS OF THE STUDY OF SAND-GRAVEL DEPOSITS

*Kholodilov Iliya Vitalievich*

*Perm State National Research University  
student 3rd year (2019), Perm  
e-mail: iliya.kholodilov@mail.ru*

*Research supervisor: candidate of Geology and Mineralogy, reader  
Kazimov Konstantin Pavlovich*

**Annotation:** the deposits of sand-gravel mixture of the Republic of Udmurtia were considered for the presence of a connection with the tectonic conditions of the region, the main geological formation zones were identified.

**Keywords:** sand-gravel aggregates, granulometric analysis, heavy and light fraction minerals.

### ВВОДНАЯ ЧАСТЬ

Объектом исследования будут являться месторождения песчано-гравийной смеси Республики Удмуртия.

Предметом исследования в данной работе являлись особенности нескольких конкретных месторождений в плане гранулометрического и минералого-петрографического состава.

В данном исследовании была затронута проблема эволюции гранулометрического состава аллювия в пространственном плане. Актуальность обозначенной проблемы на данный момент является достаточно существенной, что вызвано необходимостью выявления наиболее общих закономерностей и выделения типовых моделей гранулометрического состава горных, предгорных и равнинных рек [3].

Автор выражает благодарность Сектору наноминералогии Пермского государственного национального исследовательского университета за предоставленные материалы.

На основании полученных материалов была поставлена цель – произвести анализ и выявить генетические особенности месторождений песчано-гравийной смеси, используемой для строительства.

Исходя из цели, были поставлены следующие задачи:

1. Оценка гранулометрического состава по характеру распределения обломков
2. Оценка петрографического и минерального состава отложений
3. Привязка и оценка тектонической обстановки, в том числе и характер неотектонической активности

### РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

В результате анализа гранулометрического состава отложений данных месторождений были получены следующие результаты.

Все гистограммы, построенные для каждого месторождения, по характеру распределения обломочного материала могут быть разделены на 2 группы:

1. С одномодальным распределением в галечно-песчаном спектре. К данной группе относится у.н. Ярский (рис.1). Столь явное отличие может быть обусловлено выявленной для данной области вдоль р.Чепца неотектонической активности [1], когда вследствие общего поднятия территории мелко-тонкопесчаные обломки могли быть подвержены дефляции и вынесены ветром.

2. С бимодальным распределением (все остальные месторождения)

Месторождения, имеющие бимодальный тип распределения, в свою очередь также были разделены ещё на две подгруппы:

1) Месторождения с доминирующим мелкогалечным классом (Северокельчинское) было взято отдельно, так как имеет отличное от других происхождение без явно выявленной песчаной моды (рис. 2).

2) Месторождения либо с близкими значениями по составу и мелкогалечных, и среднеспесчаных обломков (Волковское-2), либо с доминированием только одной среднеспесчаной фракции (все остальные). Данные месторождения рассматриваются вместе и приурочены к речным Камским отложениям (рис. 3)

Все построенные гистограммы для наглядного восприятия отображены на рисунках ниже.

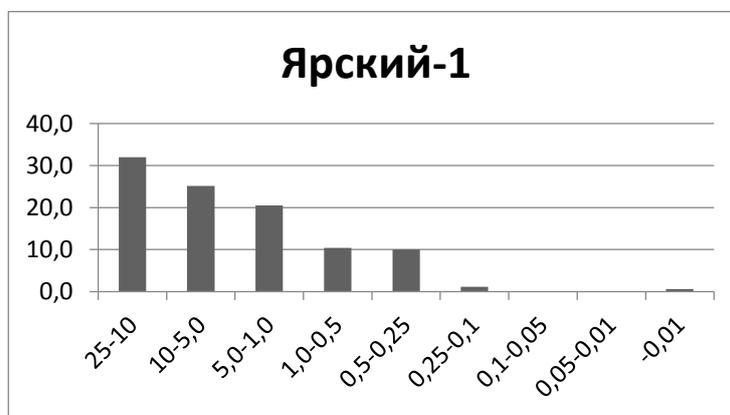


Рис. 1. Гистограмма распределения песчано-гравийной смеси месторождения «Ярский-1» (1 группа)



Рис. 2. Гистограмма распределения песчано-гравийной смеси месторождения «Северокельчинское» (как пример из 2 группы 1 подгруппы)



Рис. 3. Гистограмма распределения песчано-гравийной смеси месторождения «Волковское-2» (как пример из 2 группы 2 подгруппы)

Исходя из построенных гистограмм для второй группы, имеющей бимодальный тип распределения, был высчитан модуль дефицита.

Под дефицитом понимается наличие в гранулометрическом спектре интервалов с существенно пониженным содержанием обломочных частиц. Наибольшая глубина дефицита характерна для равнинного аллювия. В периоды половодья способом волочения по дну переносится и отлагается галечно-гравийный материал, в дальнейшем служащий каркасом для отлагающихся в меженный период песчаных отложений.

Модуль дефицита рассчитывается по следующей формуле 1:

$$d = \frac{M_{1max} + M_{2max}}{M_{min}} \quad (1)$$

Где:

$M_{1max}$  – первое модальное значение (%)

$M_{2max}$  – второе модальное значение (%)

$M_{min}$  – самый наименьший класс между 2-мя модами (дефицит) (%)

Таблица 1

Величина модуля дефицита для всех месторождений

Месторождение	d
Северокельчинское	79,27
Волковское-2	15,5
Шольинский берег -1	12,3
Воложка-2	9,8
у.н. «Макаровский»	13,1
у.н. «Центральный»	9,01
Ярский-1	не рассчитывался

Из 2 группы месторождений, имеющих бимодальное распределение, явно выделяется Северокельчинское месторождение, имеющее превалирующую мелкогалечную моду. Вместе с тем наибольшая глубина дефицита также пришлась на Северокельчинское месторождение. Данное месторождение приурочено к верхнеуржумским отложениям средней перми – пугам (по данным геологов Удмуртии), что, вероятнее всего, и обуславливает данное отличие в гранулометрическом составе, а также в какой-то мере может объяснить и сам генезис пуг. Вопрос генезиса данных отложений до сих пор остаётся открытым.

Наше предположение относительно данного вопроса сводится к тому, что они могут быть продуктами переотложения грубообломочного материала в водной среде руслового древнего аллювия, с хорошей промывистостью, т.к. в данных отложениях преобладает гравийная часть материала, с минимальными значениями в алевритовой части и совсем отсутствует глинистая составляющая осадка. О возрасте данных отложений нет достоверных сведений.

Остальные месторождения песчано-гравийной были отнесены к типичным современным аллювиальным отложениям, которые можно отнести к различным аллювиальным фациям. Так, месторождение «Волковское-2» было отнесено к русловому равнинному аллювию, имеющему хорошо выраженное бимодальное распределение. Шольинский Берег-1, Воложка-2, у.н. Макаровский и Центральный были отнесены к фации прирусловых отмелей по причине наличия в качестве преобладающего класса среднеспесчаной фракции. Величина дефицита для данных месторождений не является столь существенной.

#### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основе полученных данных были сделаны следующие выводы:

1) На территории Удмуртии было выявлено как минимум две геолого-формационные области, приуроченные к разным тектоническим обстановкам: Татарскому своду и Камско-Бельскому авлакогену;

2) Данная тектоническая обстановка отобразилась на характере распределения обломочного материала. Так, для Ярского участка недр, отнесенного к Татарскому своду, выявлен одномодальный тип распределения, в то время как для остальных бимодальный;

3) Гранулометрический состав песчано-гравийной смеси изученных месторождений в пределах данного региона характеризуется существенным различием в распределении частиц в гранулометрическом спектре, за исключением аллювиальных отложений долины р. Кама;

4) Резко отличимые по гранулометрическому составу, выделяются два месторождения: «Ярское» и «Северокельчинское», которые представлены не типичными русловыми отложениями рек бассейна р. Кама. Первое месторождение невыясненного генезиса, а второе предположительно относится к отложениям, приуроченных к так называемым пугам.

#### Литература

1. Копылов И.С. Региональный линеаментно-геодинамический анализ Удмуртии для оценки инженерно-геологических и гидрогеологических условий // *Аэрокосмические методы в геологии: сб. науч. ст. / Перм. гос. нац. исслед. ун-т. Пермь, 2020. С. 254-264*

2. Осовецкий Б.М. Дробная гранулометрия аллювия. Пермь, 1993. –343 с.

3. Осовецкий Б.М. Эволюция гранулометрического состава крупнообломочного аллювия от гор к равнинам // *Вестник Пермского Университета. – Пермь, 2020. С. 359-371*

*Сборник научных трудов «Геология в развивающемся мире»*

***XV СБОРНИК НАУЧНЫХ ТРУДОВ  
«ГЕОЛОГИЯ В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ»***

***РАЗДЕЛ 5:  
ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА***

*XV COLLECTION OF SCIENTIFIC PAPERS  
«GEOLOGY IN THE DEVELOPING WORLD»*

***Section 5:  
Geology of oil and gas***

## МОДЕЛИРОВАНИЕ ФОРМИРОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ ВЫЧЕГОДСКОГО ПРОГИБА ПО СКВАЖИНЕ СТОРОЖЕВСКАЯ 1

**Боталов Андрей Николаевич**

*Пермский национальный исследовательский политехнический университет,  
аспирант 1 курса, г. Пермь  
e-mail: botalov97@yandex.ru*

**Научный руководитель:** *к.т.н., доцент Кривошеков Сергей Николаевич*

**Аннотация:** статья посвящена восстановлению условий формирования и развития углеводородных систем (УВ-систем) в районе скважины Сторожевская-1 Вычегодского прогиба на основе одномерного бассейнового моделирования. В работе представлены модели погружения осадочных комплексов, изменения температуры, отражательной способности витринита и степени трансформации керогена материнских отложений в разрезе скважины Сторожевская-1. Основываясь на результатах моделирования изложены основные выводы по формированию и развитию протерозойских (рифейской и вендской) и девонско-пермской УВ-систем.

**Ключевые слова:** Вычегодский прогиб, углеводородные системы, бассейновое моделирование, нефтегазоносность, нефтегазоматеринские породы.

## MODELING THE FORMATION OF HYDROCARBON SYSTEMS OF THE VYCHEGDA TROUGH ALONG THE WELL STOROZHEVSKAYA 1

Botalov Andrew Nikolaevich

*Perm National Research Polytechnic University,  
1st year Post-graduate Student, Perm,  
e-mail: botalov97@yandex.ru*

**Research Supervisor:** *Candidate of Engineering, Reader Krivoshchekov Sergey Nikolaevich*

**Abstract:** the article is devoted to the reconstruction of the conditions of formation and development of hydrocarbon systems (HC-systems) in the area of the Storozhevskaya-1 well of the Vychegda Trough on the basis of one-dimensional basin modeling. The work presents models of dipping sedimentary complexes and changes in temperature, reflectivity of vitrinite and the degree of transformation of organic matter of source rocks in the section of the Storozhevskaya-1 well. Based on the results of modeling, the main conclusions on the formation and development of the Proterozoic (Riphean and Vendian) and the Devonian-Permian HC-systems are outlined.

**Keywords:** Vychegda Trough, hydrocarbon systems, basin modeling, oil and gas potential, source rock.

### Введение

Современные технологии в геологии нефти и газа позволяют проводить восстановление эволюции УВ-систем осадочных бассейнов. УВ-системы представляют собой совокупность геологических объектов и процессов, играющие основную роль в генерации, миграции и аккумуляции углеводородов (УВ) в недрах. Основные элементы УВ-систем: нефтегазоматеринские породы, породы-коллекторы, флюидоупоры и пути миграции УВ [7,9]. Основными процессами развития УВ-систем являются накопление материнских отложений в субаквальной среде, погружение бассейна осадконакопления и трансформация керогена материнских отложений, формирование ловушек, генерация, миграция, аккумуляция и консервация УВ, а также разрушение и перераспределение залежей УВ [9].

Вычегодский прогиб, являющийся потенциальной нефтегазоносной областью на севере Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, относится к тем малоизученным территориям, промышленная нефтегазоносность которых не установлена. Хотя геологические особенности строения региона такие, как мощный осадочный чехол (10-12 км) с потенциальными коллекторами и флюидоупорами по

разрезу, присутствие материнских пород, проявлений УВ и положительных тектонических структур, указывают на высокую перспективность открытия промышленных залежей УВ.

### Особенности геологического строения и нефтегазоносности

Скважина Сторожевская-1 является одной из первых скважин в Вычегодском прогибе, вскрывшая отложения палеозоя и протерозоя (рифей-венд). В тектоническом плане скважина пробурена на одноименном поднятии (рис. 1), являющийся одним из потенциальных зон нефтегазонакопления Вычегодского прогиба. Сторожевское поднятие размерами 70x40-45 км уверено прослеживается по кровле кристаллического фундамента и испытывает моноклиальное погружение на северо-восток (в сторону Тиманской гряды) от -5200 до -7800 м. В палеозойском чехле по отражающему горизонту II-III (C-D) размеры Сторожевской структуры по изогипсе -900 м составляют 24x10 км с амплитудой до 70 м. Вскрытый разрез представлен снизу-верх пезской (RF<sub>2</sub>pzk) и дорогорской (RF<sub>2</sub>drg) свитами среднего рифея, оменской (RF<sub>3</sub>omn), няфтинской (RF<sub>3</sub>nfn) и уфтыюгской (RF<sub>3</sub>ufg) свитами верхнего рифея, на которых с резким несогласием залегают отложения усть-пинезжской (V<sub>2</sub>upn), мезенской (V<sub>2</sub>mzn) и падунской (V<sub>2</sub>pdn) свит верхнего венда. Протерозойский комплекс с крупным несогласием перекрыт толщей палеозоя в составе верхнего девона, среднего и верхнего карбона, приуральского и биармийского отделов перми. Литологически толща рифея сложена карбонатно-терригенными отложениями пострифтового этапа формирования бассейна [1], вендский разрез слагают терригенные осадки, сформировавшиеся в период обширного недифференцированного прогиба Вычегодского прогиба [1]. Общая вскрытая мощность рифея и венда составляет 2476 м. Палеозойский комплекс слагают сульфатно-терригенно-карбонатные отложения мощностью 1216 м.

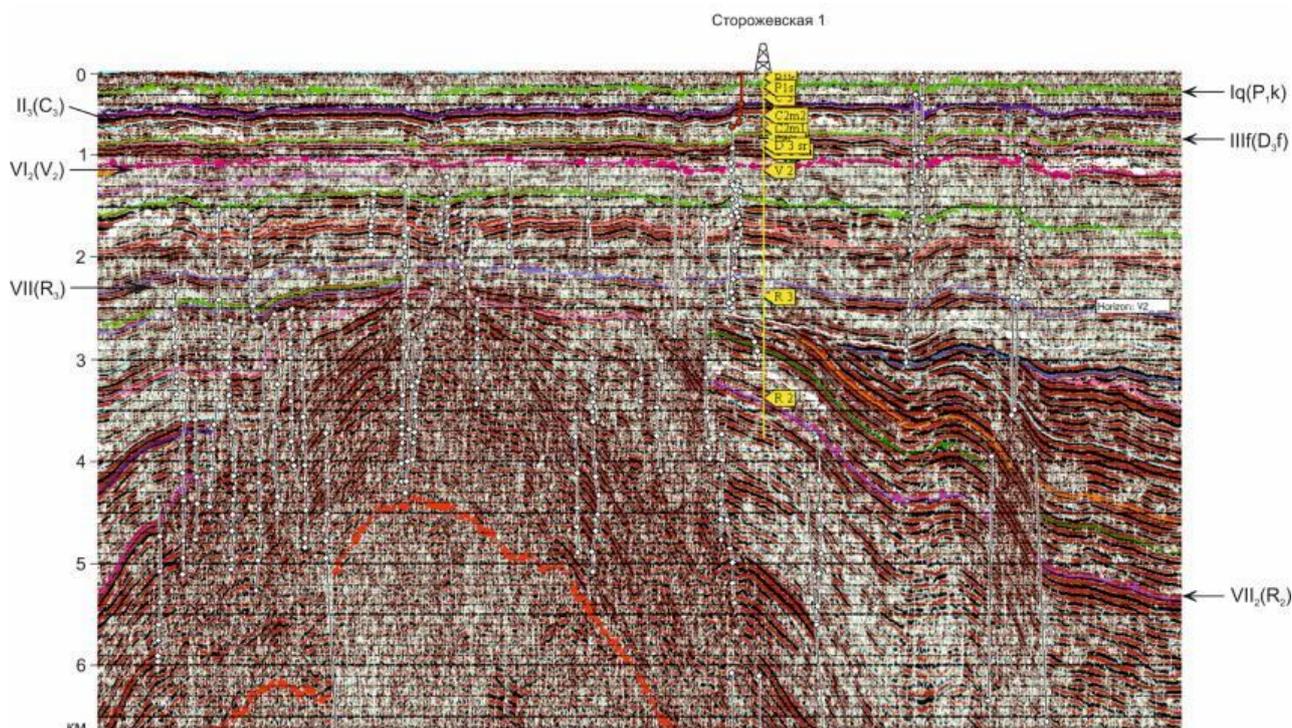


Рис. 1. Фрагмент сейсмического регионального профиля РС-26 в районе Сторожевского поднятия

Как по всей территории Вычегодского прогиба и на соседних площадях Тиманской гряды, так и в районе скважины Сторожевская-1 установлены многочисленные прямые признаки нефтеносности, как в палеозойской, так и в рифей-вендской части разреза. По результатам бурения скважины выявлены насыщение тяжелой нефтью в песчаниках уфтыюгской свиты верхнего рифея [5,8], породы-коллекторы в верхнем венде, обладающие достаточно высокой пористостью (до 28 %), и нефтепроявления по керну в карбонатных отложениях московского яруса среднего карбона [5]. Данные факты вполне достаточны для идентификации и последующего целевого изучения, по крайней мере, двух протерозойских – рифейской, вендской потенциальных УВ-систем, а также и девонско-пермской УВ-системы.

Нефтегазоматеринские отложения приурочены к нескольким стратиграфическим подразделениям. Самые древние материнские толщи, с которыми связана генерация УВ на территории Вычегодского прогиба, являются аргиллиты пезской свиты среднего рифея, обогащенные сапропелевым типом органического вещества (ОВ). Содержание ОВ на данный момент низкое, в среднем составляет

0,22 %, при этом пиролитические параметры так же невысокие ( $HI = 34-208$  мг УВ/г ТОС), что указывает на высокую преобразованность и выработанность генерационного потенциала [2,3]. Следующей древней материнской толщей являются глинистые известняки няфтинской свиты верхнерифейского возраста, в которых концентрации сапропелевого ОВ и параметры пиролиза более высокие, чем в предыдущих материнских отложениях. В отдельных прослоях  $C_{орг}$  варьирует от 0,3 до 0,7 %, а водородный индекс HI от 29 до 300 мг УВ/г ТОС. Вероятно, отложения няфтинской свиты не полностью истратили свой потенциал и менее катагенетически преобразованы [2,3]. Более молодыми отложениями, обладающие материнскими признаками считаются глинистые породы усть-пинежской свиты [3], которые так же называют «вендским домаником» – основным источником древних нефтей и битумоидов центральных районов Русской плиты [4]. Несмотря на это, содержание органического углерода в породах низкое, в 60 % образцов составляет менее 0,1 % (в отдельных прослоях достигает значений 0,4-0,82 %), что возможно связано с быстрыми темпами погружения бассейна в поздневендский период и высокой скоростью преобразования органического вещества под действием высоких давлений и температур. Самые молодые потенциальные нефтегазоматеринские отложения – доманиковая высокоуглеродистая формация верхнедевонского возраста. Содержания  $C_{орг}$  в скважине Сторожевская-1 составляют 0,44-7,09 %, породы обладают высокими генерационными свойствами:  $HI = 2-1566$  мг УВ/г ТОС,  $S_2 = 0,1-34,42$  мг УВ/г породы, но являются незрелыми ввиду низкой степени катагенетической преобразованности [2,3].

В таблице 1 кратко представлены УВ-системы и их основные элементы, соответствующие стратиграфическим подразделениям.

Таблица 1

Углеводородные системы и их элементы

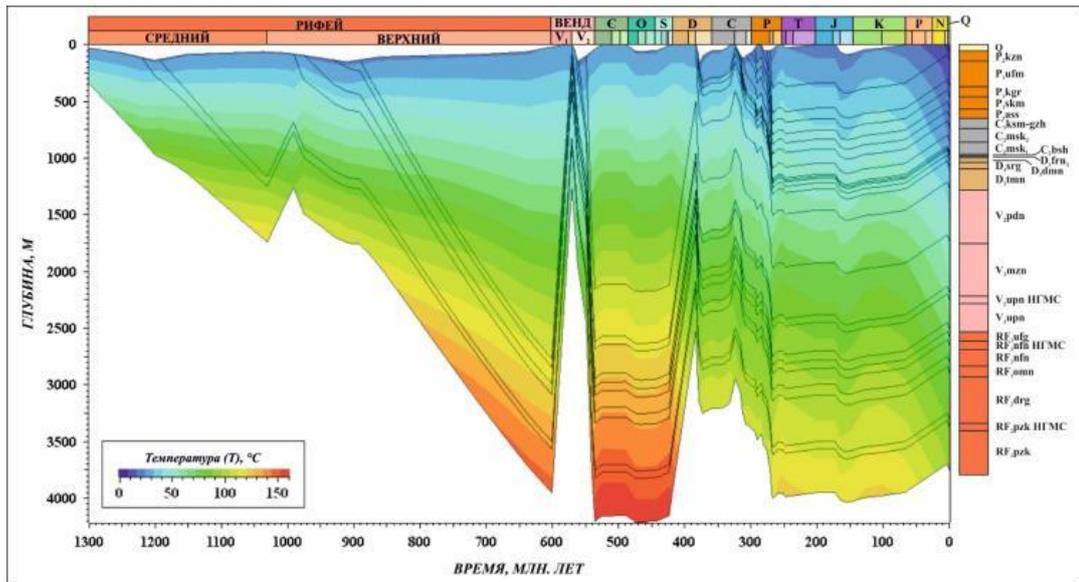
УВ-система	Материнские породы	Породы-коллекторы	Флюидоупоры
Рифейская	1) аргиллиты пезской свиты; 2) глинистые известняки няфтинской свиты	1) песчаники пезской свиты; 2) песчаники дорогорской свиты; 3) песчаники уфтыгской свиты	1) аргиллиты пезской свиты; 2) аргиллиты оменской свиты; 3) глинистые известняки няфтинской свиты
Вендская	аргиллиты усть-пинежской свиты	1) песчаники усть-пинежской свиты; 2) песчаники мезенской свиты; 3) песчаники падуновской свиты	1) аргиллиты усть-пинежской свиты; 2) аргиллиты падуновской свиты
Девонско-пермская	Кремнисто-глинисто-карбонатные породы доманикового горизонта	1) песчаники тиманского горизонта; 2) известняки башкирского яруса; 3) известняки московского яруса; 4) известняки и вторичные доломиты касимовского и гжельского ярусов; 5) вторичные доломиты сакмарского яруса; 6) известняки и вторичные доломиты кунгурского яруса; 7) известняки и песчаники казанского яруса;	1) аргиллиты тиманского горизонта; 2) аргиллиты, глинистые известняки саргаевского горизонта; 3) глинистые известняки доманикового горизонта; 4) аргиллиты верхнефранского подъяруса; 5) аргиллиты московского яруса; 6) ангидриты ассельского яруса; 7) ангидриты сакмарского яруса; 8) сульфатные породы кунгурского яруса; 9) глины и сульфатные породы уфимского яруса

### Моделирование УВ-систем

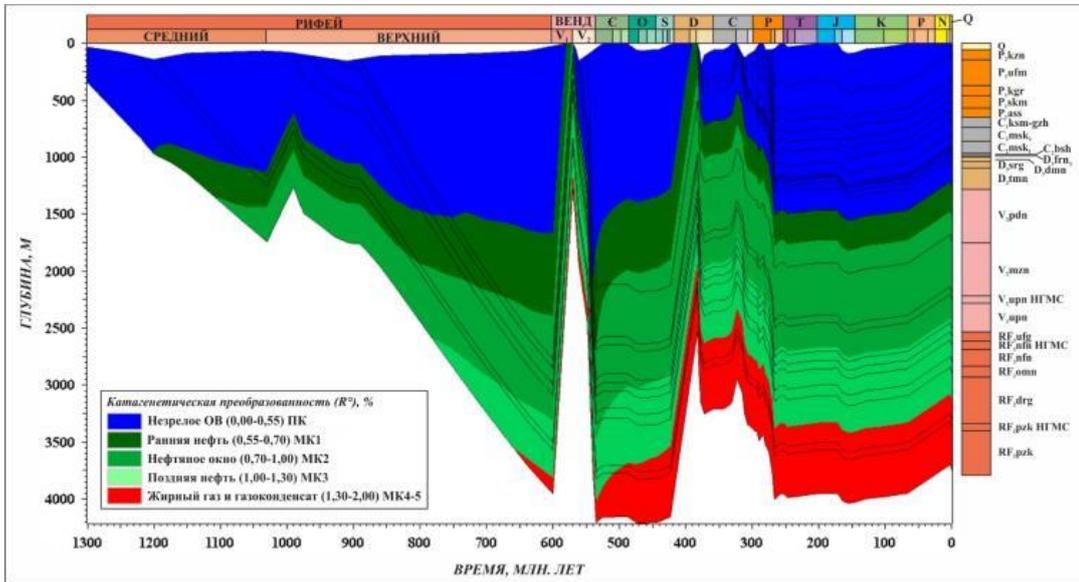
Моделирование УВ-систем по скважине Сторожевская-1 проведено с целью реконструкции истории погружения осадочных комплексов протерозоя и палеозоя Вычегодского прогиба, определения изменения температур, отражательной способности витринита и степени трансформации керогена материнских отложений и их периода вступления в главные зоны нефте- и газообразования.

История погружения осадочного чехла Вычегодского прогиба по скважине Сторожевская-1 приведена на рисунке 2А, Б, В.

А



Б



В

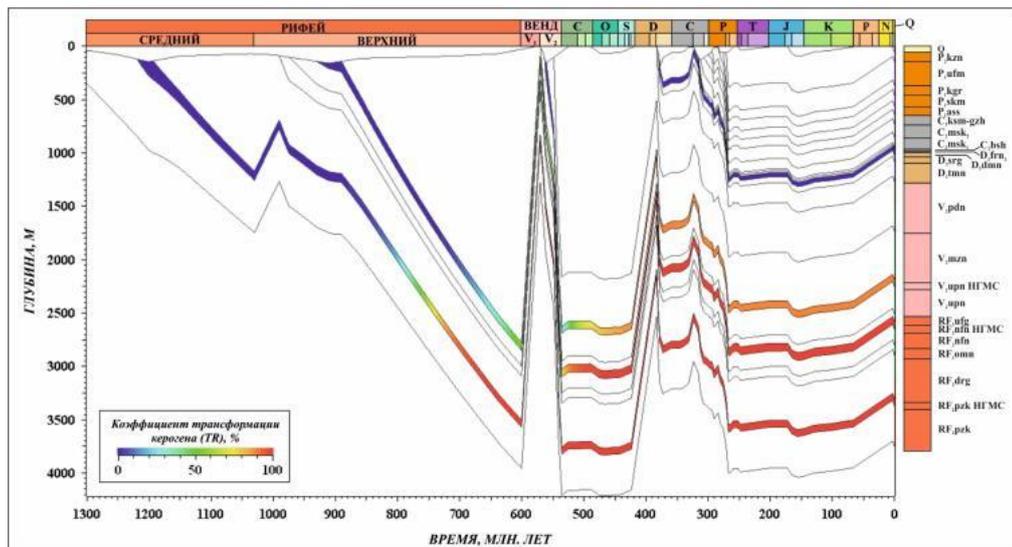


Рис. 2. Эволюция осадочного комплекса и температур (А), катагенеза по отражательной способности витринита  $R^{\circ}$ , % (Б) и степени трансформации керогена  $TR$ , % (В) в разрезе скважины Сторожевская-1 Вычегодского прогиба

Согласно рисунку 2А, максимальный прогрев отложений на границе протерозоя и палеозоя связан с недифференцированным прогибанием Вычегодского прогиба и позднебайкальской текто-

нической эпохой складчатости на Тимане. Максимальные температуры материнских отложений пезской, няфтинской и усть-пинежской свит – 148,12 °С, 135,8 °С и 119,9 °С достигали на глубине 3735 м, 3270 м и 2625 м соответственно 530 млн. лет назад на границе вендского и кембрийского периодов.

Эволюция отражательной способности витринита в разрезе скважины Сторожевская-1 приведена на рисунке 2Б. Согласно построенной модели материнские отложения пезской свиты вошли в главную зону нефтеобразования (ГЗН) на глубине 1100 м 1060 млн. лет назад в конце среднерифейского времени, в главную зону газообразования (ГЗГ) – на глубине 3775 м 506 млн. лет назад в среднекембрийское время и не вышли из нее. Материнские породы няфтинской свиты достигли ГЗН на глубине 1525 м 760 млн. лет назад в середине позднерифейского времени и продолжают находиться в ней в настоящее время. Отложения усть-пинежской свиты вошли в ГЗН на глубине 2030 м 540 млн. лет назад в конце поздневендского периода и в настоящий момент продолжают находиться в там же. Доманиковский горизонт за весь период своего формирования, который продолжается и в настоящий момент, не входил в ГЗН.

На рисунке 2В представлена модель истории трансформации (TR) керогена материнских отложений. На сегодняшний день степень трансформации пезской свиты составляет 100 %, няфтинской свиты – 99,25 %, усть-пинежской свиты – 88,2 % и доманикового горизонта – менее 1 %. Таким образом, рифейские нефтегазоматеринские толщи исчерпали свой генерационный потенциал, усть-пинежская свита обладает незначительными генерационными возможностями. Отложения доманикового горизонта обладают высоким генерационным потенциалом, что подтверждается не только данными пиролиза, но и бассейновым моделированием.

Моделирование позволило оценить массу сгенерированных УВ нефтегазоматеринскими толщами в скважине Сторожевская-1. В модель были заложены исходные данные – мощность пород, геохимические параметры ТОС и НІ (табл. 2) [3], определяющие исходный потенциал нефтегазоматеринской породы [6]. Реализация генерационного потенциала материнских отложений представлена виде кривых, которые демонстрируют количество сгенерированных УВ в геологическом времени (рис. 3) [6]. Согласно рисунку 3 наибольшая масса образовавшихся УВ свойственна пезской и няфтинской свитам (табл. 2), наименьшая – усть-пинежской свите. При этом основное количество УВ сгенерировано материнскими породами в позднерифейское и поздневендско-раннепалеозойское время и незначительная часть в позднем палеозое-мезозое.

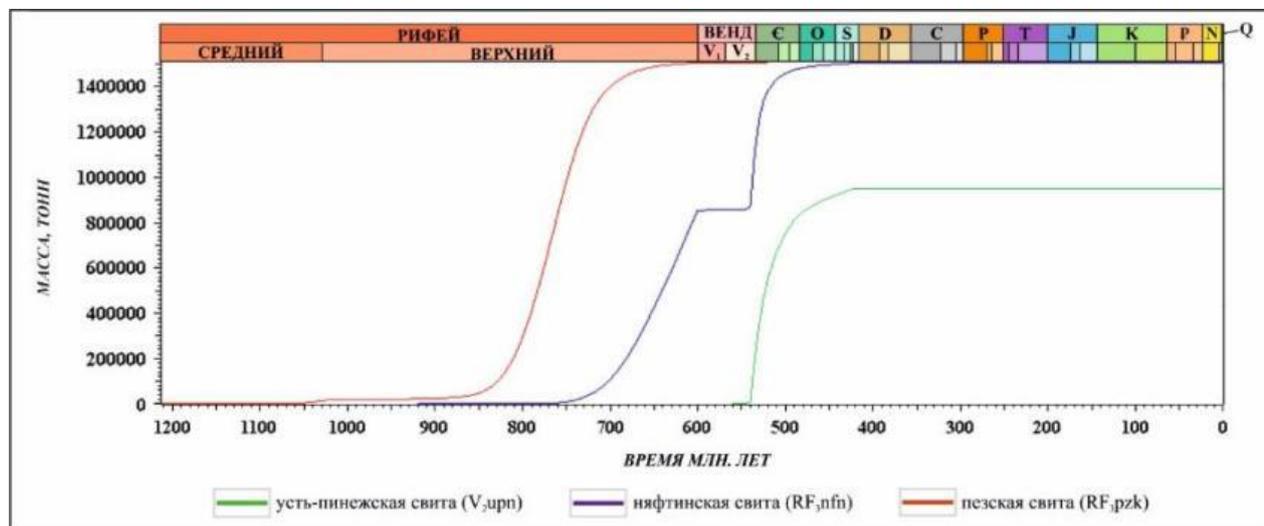


Рис. 3. Масса сгенерированных УВ материнскими толщами

В таблице 2 представлены исходные параметры нефтегазоматеринских толщ и количество сгенерированных УВ.

### Выводы

Одномерное бассейновое моделирование является начальным этапом и основой 2D и 3D бассейнового моделирования и позволяет восстановить условия развития УВ-систем в разрезе скважин: проследить этапы погружения бассейна, изменение температур, катагенеза отложений и степень трансформации керогена материнских отложений, а главное – определить время вступления нефтегазопроизводящих толщ в ГЗН и ГЗГ.

Исходные параметры материнских толщ и количество сгенерированных УВ

Материнские толщи	Мощность, м	Исходные геохимические параметры		Сгенерированные УВ, тонн
		ТОС, %	НН, мг УВ/г ТОС	
пезская свита	65	1,5	620	1 508 777,75
няфтинская свита	73	1,7	510	1 504 750,88
усть-пинежская свита	65	1,35	480	947 762,81

Основываясь на полученных результатах, можно сделать основные выводы по развитию УВ-систем в разрезе скважины Сторожевская-1 Вычегодского прогиба. Генерированные и эмигрированные УВ из рифейских материнских отложений активно мигрировали и аккумулировали в позднерифейское время, но в период ранневендской эрозии залежи УВ были разрушены и перераспределены. В раннем венде процессы развития рифейской УВ-системы прекратились из-за вывода на поверхность различных стратиграфических горизонтов рифея. С началом погружения бассейна в позднем венде развитие рифейской УВ-системы вновь возобновились наряду с формированием вендской УВ-системы. Процессы генерации, эмиграции, миграции, аккумуляции активно протекли до конца вендского времени и в раннем кембрии. В период раннебайкальской и каледонской эпох, вероятно, залежи УВ были перераспределены. В позднем палеозое бассейн претерпел очередное погружение, что вызвало вновь процессы генерации УВ из материнских пород рифея и венда, но уже меньшей интенсивности. Генерированные УВ мигрировали в палеозойскую часть разреза, что отразилось на сегодняшний день в микроаккумуляциях нефти в каменноугольных отложениях. Процессы миграции, вероятно, протекали вверх по тектоническим нарушениям, которые активно развивались в период ранне- и позднегерцинской тектонической активизации. Региональный подъем территории Вычегодского прогиба и Тиманской гряды в киммерийскую и альпийскую эпохи привел к завершению развития рифейской и вендской УВ-системы. Залежи УВ были разрушены и перераспределены, что на сегодняшний день, например, в районе Кельтменского вала отразилось тяжелыми вязкими нефтями в кунгурских и казанских отложениях перми.

#### Литература

1. Боталов А.Н. Геодинамическая эволюция Вычегодского прогиба // Геология в развивающемся мире. 2021. С. 120-125;
2. Боталов А.Н. Катагенетическая зональность разреза Вычегодского прогиба // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. 2021. С. 18-22;
3. Боталов А.Н., Алексеева О.Л. Моделирование процессов формирования нефтегазоносности Вычегодского прогиба // Вестник Пермского университета. Геология. 2021. Т.20. №4. С. 379-395;
4. Бурзин М.Б. Древнейшие организмы – источник нефти на Русской платформе? // Природа. 1996. №2. С.38-44;
5. Вахнин М.Г. Вычегодский прогиб – потенциально нефтегазоносный район Мезенской синеклизы // XXI Губкинские чтения. 2016. С. 36-40.
6. Галушкин Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. М.: «Научный мир», 2007. 456 с.;
7. Кадыров Р.И. Бассейновый анализ и моделирование нефтегазоносных систем: учеб.-метод. пособие. Казань: Изд-во Казанского (Приволжского) федерального университета, 2020. 33 с.;
8. Карасева Т.В., Яковлев Ю.А., Беляева Г.Л., Башикова С.Е. Новые данные о перспективах нефтегазоносности Вычегодского прогиба // Георесурсы. 2020. Т.22, №1. С. 32-38;
9. Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н., Серикова У.С. Проектирование поисково-разведочных работ на нефть и газ: учеб. пособие. М.: ИНФРА-М, 2015. 200 с.

## ГРУППОВОЙ СОСТАВ НЕФТЕЙ ПЕРМСКОГО КРАЯ И УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

*Васькина Кристина Васильевна*

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,  
студент магистрант 1 курса, г. Пермь  
e-mail: kristina.vaskina@bk.ru*

*Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент, Алексеева Ольга Леонидовна*

**Аннотация:** исследование состава нефти представляет собой очень сложную, но весьма важную задачу, поскольку состав нефти лежит в основе ее различных классификаций и его необходимо знать для выбора наиболее рационального метода переработки. Знание фракционного состава, который исследуется в лаборатории до начала промышленной переработки нефти, позволяет выявить, какие виды топлива и другие химические вещества могут быть извлечены из данной конкретной нефти. Фракционный состав является важным признаком качества нефти, предполагает её стоимость и допускает выбрать наиболее оптимальный способ переработки нефти.

**Ключевые слова:** нефть, смолы, асфальтены, углеводороды, Пермский край, Удмуртская Республика.

## THE GROUP COMPOSITION OF THE OILS OF THE PERM KRAI AND THE UDMURT REPUBLIC

*Vaskina Kristina Vasilyevna*

*Perm State University,  
1<sup>st</sup> year Student Master's Degree Student, Perm,  
e-mail: kristina.vaskina@bk.ru*

*Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader, Alekseeva Olga Leonidovna*

**Abstract:** studying the composition of oil is a very complex but very important task, since the composition of oil underlies its various classifications and it is necessary to know it in order to choose the most rational processing method. Knowing the fractional composition, which is studied in the laboratory before the start of industrial oil refining, allows you to identify what types of fuels and other chemicals can be extracted from this particular oil. The fractional composition is an important feature of the quality of oil, implies its cost and allows you to choose the most optimal way of oil refining.

**Keywords:** oil, resins, asphaltenes, hydrocarbons, Perm Krai, Udmurt Republic.

Район работ принадлежит двум субъектам Российской Федерации – Пермский край и Удмуртская Республика, относящимся к северной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинция.

Территория района работ расположена в пределах Русской плиты одноименной древней, докембрийской (эпикарельской) платформы. Геологический разрез подразделяется на 2 структурных комплекса: консолидированного кристаллического фундамента архейско-раннепротерозойского возраста и верхнепротерозойско-кайнозойского осадочного чехла[1].

Нефтегазоносность прежде всего связана с вендскими, девонскими, каменноугольными и нижнепермскими карбонатными и терригенными отложениями. Наибольшее количество залежей нефти открыто в каменноугольных карбонатных отложениях. Верхнедевонско-турнейский комплекс представляет несомненный интерес как один из источников прироста запасов УВ-сырья.

Роль рифейского комплекса в перспективах палеозоя нельзя сбрасывать со счетов, т.к. территория Удмуртской Республики наиболее богата палеозойскими месторождениями именно в зоне развития рифейских отложений. Есть прямые доказательства проникновения рифейской нефти в палеозой (Чубойское месторождение).

Структурно-фациальный фактор является основным и определяет закономерности размещения скоплений углеводородов. В пределах изучаемой территории формирование продуктивных комплек-

сов напрямую связано с наличием в этом регионе впадин Камско-Кинельской, Камско-Вятской, Уткинско-Серебрянской систем. Залежи углеводородов размещаются в структурах облекания рифовых сооружений и в самих девонско-турнейских рифовых массивах, а также в их внутренних зонах. Важнейшим моментом является установление в разрезе и прослеживание по территории зон развития бортовых рифовых структур, обрамляющих поднятия и представляющих собой потенциальные ловушки углеводородных флюидов [3].

В ходе работы были рассмотрены франские и фаменские отложения верхнего отдела девонской системы, входящие в верхнедевонско-турнейский карбонатный комплекс.

Породы верхнедевонско-турнейской доманикоидной формации представляют собой четырехкомпонентную систему с преобладанием карбонатного материала (в среднем 70 %). Доманикоидные отложения формировались в недокомпенсированных осадках впадинах и прогибах, возникавших на тех этапах геологического развития бассейна, когда скорости тектонических опусканий превышали темп осадкообразования. [4].

Доманикоиды отображают безусловный интерес как один из источников прироста запасов УВ-сырья.

Впрочем, пока этот источник применяется гораздо ниже своих возможностей. Одной из основных причин такого состояния необходимо отметить сложность освоения низкопроницаемых карбонатных резервуаров, усугубляющуюся для доманикоидов присутствием глинистого и кремнистого вещества в пустотном пространстве, а также высокой степенью литологической неоднородности, связанной со спецификой их формирования.

Физико-химические свойства нефтей, как и любых других сложных растворов, имеют зависимость от химического состава и структуры компонентов, а также от сложного внутреннего строения, определенного силами межмолекулярного взаимодействия.

Нефть – в физическом отношении является сложным коллоидным УВ-раствором. По внешнему виду представляет собой маслянистую горючую жидкость от коричневого до темно-коричневого или черного цвета, иногда с зеленоватым отливом. Имеет резкий специфический запах, состоит в основном из сложной смеси углеводородов различной молекулярной массы и других химических соединений. Наиболее часто определяемыми свойствами нефтей являются: цвет, запах, плотность, вязкость, люминесценция, оптические свойства, электропроводность и др.

Основные химические элементы, из которых состоит нефть, – углерод и водород. В составе нефтей, кроме углеводородных соединений в тех или иных концентрациях присутствуют соединения, содержащие азот, кислород и серу, а также некоторые металлы и минеральные компоненты.

Большая часть гетероэлементов присутствует в неуглеводородных соединениях – смолах и асфальтенах. Содержание смолисто-асфальтеновых компонентов, так же как и гетероэлементов, в целом в нефтях незначительно, но их содержание во многом обуславливает свойства нефтей.

Смолисто-асфальтеновые вещества представляют собой сложную смесь высокомолекулярных соединений смешанных структур, содержащих азот, серу, кислород, металлы. Молодые нефти ароматического состояния наиболее богаты смолисто-асфальтеновыми веществами.

Смолисто-асфальтеновые вещества связывают две большие группы высокомолекулярных соединений нефти – смолы и асфальтены. В соединениях, которых имеется много общих черт в химическом составе, строении и свойствах. Соотношение между смолами и асфальтенами в нефтях и тяжелых остатках, где в основном они концентрируются, составляет от 9:1 до 7:1 [2].

Смолистые вещества термически и химически нестабильны, легко окисляются и конденсируются, превращаясь при этом в асфальтены. Асфальтены представляют собой более высокомолекулярные соединения, чем смолы. Они различаются от смол не только меньшим содержанием водорода, но и более высоким количеством гетероатомов. Известно, что асфальтены считаются продуктами конденсации смол. Асфальтены образованы циклическими, полиядерными конденсированными структурами, похожими на графит.

Асфальтены превращаются в кокс и газы при температуре выше 300°C. Асфальтены очень активны исходя из химических свойств. Они окисляются, сульфатируются, галогенируются, нитруются, вступают в конденсацию с формальдегидом. При хранении на свету и при доступе воздуха они переходят в карбены, теряя растворимость.

Путём гидрокрекинга смолы и асфальтены следуют на переработку в более лёгкие традиционные нефтепродукты. Впрочем они сами тоже определяют применение в качестве антисептиков, ингибиторов биоразрушения и др.

Дальнейшая переработка и применение нефти напрямую зависит от состава. На физические свойства нефти влияют многие соединения, что определяет разные подходы, методы добычи и транс-

портировки, соответственно, влияют на материальные затраты. Рационально и детально подходить к разработке месторождений способствуют данные интерпретаций, при этом снижаются затраты и риски производства.

На основе полученных материалов были составлены 3 карты характера и закономерностей изменения группового состава нефти. Характер изменения содержания УВ закономерен: отмечается постепенное уменьшение к северу и к югу района работ. Максимальные значения УВ (96,1-99,48%) выявлены в пределах западной границы ПСУ и северной части Соликамской депрессии. Минимальные значения (28,8-46,9%) – северная часть Соликамской депрессии и южная часть Бымско-Кунгурской впадины (рис.1 А).

Содержание смол увеличивается с востока на запад и уменьшается в северо-восточной части района работ. Так, максимальное их содержание встречены в северной части района – север Соликамской депрессии (36,5-39,3%); минимальные – на северо-востоке (западная граница ПСУ и северная часть Бымско-Кунгурской впадины) с содержанием от 0,54 до 1,31% (рис.1 Б). Наличие асфальтенов в нефтях сходно с распределением смол, т.е. увеличивается с востока на запад, максимальные значения – север Соликамской депрессии и южная часть Бымско-Кунгурской впадины; минимальные – центральная часть Верхнекамской впадины и северо-восточная часть Соликамской депрессии (рис.1 В).

Кроме того, были проанализированы и рассмотрены данные по содержанию в нефти серы и азота. Параметр, влияющий на окислительные свойства нефти – содержание серы. Соединения серы в нефти, как правило, являются вредной примесью. Они токсичны, имеют неприятный запах, способствуют отложению смол.

Максимальное содержание серы в нефтях франских и фаменских отложений отмечено в юго-восточной части рассматриваемой территории в центральной части Верхнекамской впадины и изменяется в пределах от 2,7 до 4,63 % (Дебесское месторождение). Следовательно, нефти франского и фаменского ярусов Удмуртской Республики являются высокосернистыми, так как содержание серы превышает 2,0%.

Минимальное значение параметра определено в северо-восточной части на Соликамской депрессии и равняется 0,25 % (Гежское месторождение скв.145). Нефть этого месторождения – малосернистая, содержание серы не превышает 0,5%. Остальные значения параметра в пределах Соликамской депрессии изменяются – от 0,55 до 1,63%, что может свидетельствовать о сернистой нефти. Из этого следует, что нефти франского и фаменского яруса Соликамской депрессии в основном являются сернистыми, только в незначительной части присутствуют малосернистые нефти.

Содержание серы в нефтях франских и фаменских отложений отложений Ленской площади и Алтыновского месторождения, приуроченных к Бымско-Кунгурской впадине, колеблется в пределах от 1,6 до 2,16 %. Кроме того, высокими значениями содержания серы характеризуется Юго-Камская площадь (2,94%), приуроченная к Пермскому своду.

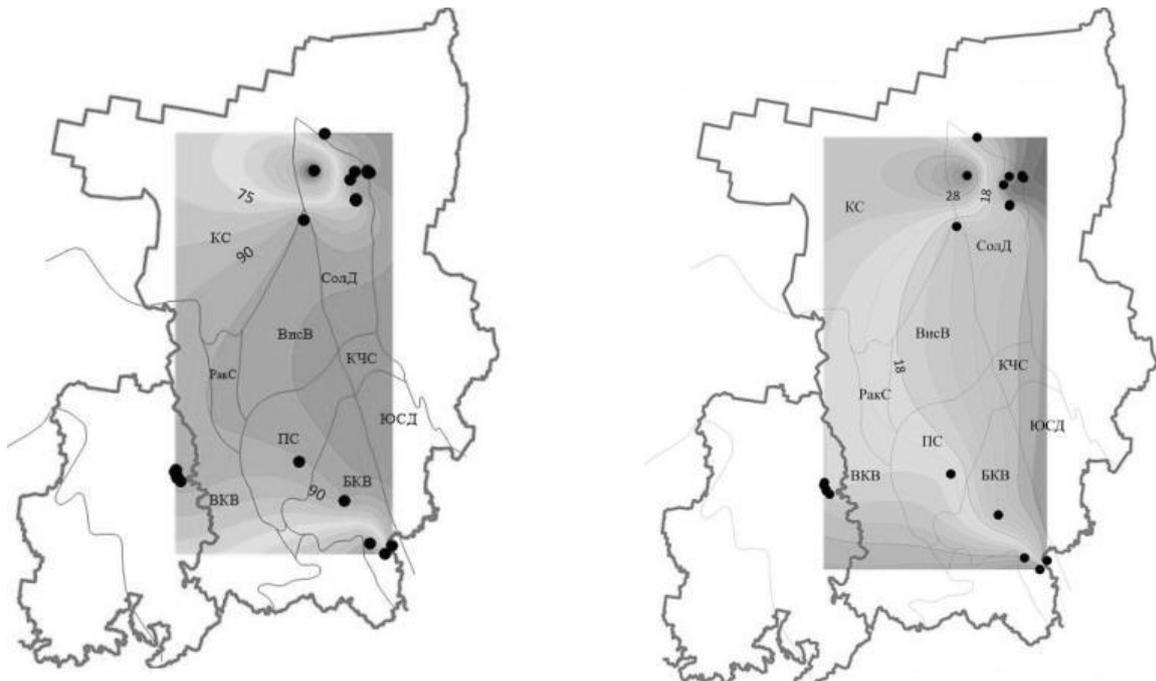
Можно сделать вывод, что нефти Удмуртской Республики являются высокосернистыми, а нефти Пермского края в большей степени являются сернистыми, лишь в некоторых частях малосернистыми (Гежское месторождение) и высокосернистыми (Юго-Камская площадь и Родниковское месторождение).

Также было рассмотрено содержание азота в нефтях, которое в легких фракциях нефти отсутствует или присутствует в незначительных количествах. Однако в высокосмолистых нефтях содержание соединений азота иногда достигает 10 %. Пиковое содержание азота в нефтях франского и фаменского яруса отмечено в юго-восточной части рассматриваемой территории в пределах Пермского свода и равно 0,33 % (Юго-Камская площадь). Кроме того, максимальные значения наблюдаются на территории Удмуртской Республики, а именно, в центральной части Верхнекамской впадины, где содержание параметра колеблется от 0,27 до 0,31% (Дебесское месторождение).

Минимальные значение параметра определены в северо-восточной части Соликамской депрессии и изменяются в пределах от 0,08 до 0,12 % (Гежское, Кисловское, Юбилейное и др. месторождение).

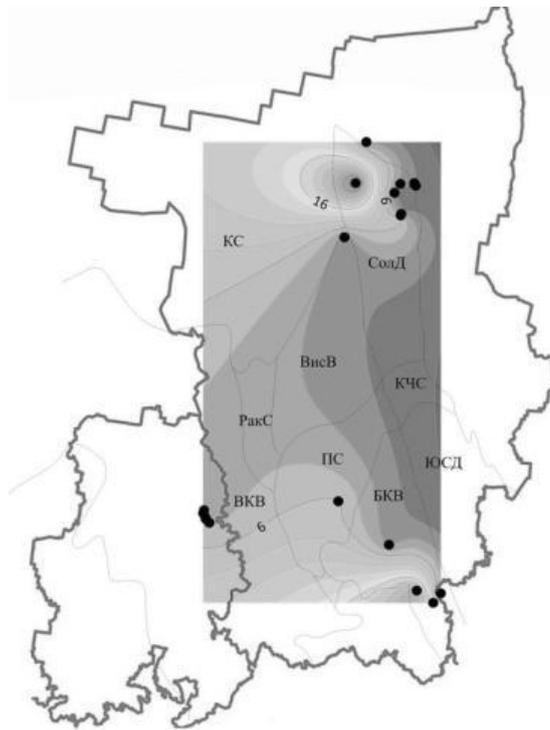
Содержание азота в нефтях франских и фаменских отложений Ленской площади и Алтыновского месторождения, находящихся в пределах Бымско-Кунгурской впадины, составляет 0,24 и 0,13 % соответственно.

В целом, нефти Удмуртской Республики характеризуются более высоким содержанием азота, чем нефти Пермского края.



**А**

**Б**



**В**

Условные обозначения:

- Скважина
- Границы тектонических структур
- Границы субъектов РФ

- БКВ-Бымско-Кунгурская впадина
- ВисВ-Висимская впадина
- ВКВ-Верхнекамская впадина
- КС-Камский свод
- КЧС-Косьвинско-Чусовская седловина
- ПС-Пермский свод
- РакС-Ракишская седловина
- СоЛД-Соликамская депрессия
- ЮСД-Юрюзано-Сылвинская депрессия

Рис. 1. Схематическая карта содержания в нефти УВ (А), смол (Б), асфальтенов (В)

По содержанию асфальтеново-смолистых веществ нефти Пермского края характеризуются как смолистые (10-20%). В Удмуртской Республике содержание асфальтеново-смолистых веществ достигает более 20%, что свидетельствует о высокосмолистой нефти.

Проведен сравнительный анализ нефтей, который показал, что по групповому составу нефти Пермского края и Удмуртской Республики схожи, в обоих субъектах прослеживается преобладание УВ, и лишь незначительная часть смол и асфальтенов. Следует заметить, что в групповом составе нефти Удмуртской Республики содержание смол выше, а содержание УВ меньше, чем в Пермском крае.

На основе этого можно сделать вывод, что обогащение нефтей асфальтенами и смолами на склонах поднятий возможно благодаря окислению нефтей или биологической трансформации. Кроме того, возможно обычное гравитационное расслоение УВ. Можно предположить, что при латеральной миграции микроневфти происходило ее фракционирование: наиболее тяжелые и большеразмерные молекулы смол и асфальтенов малоподвижны, поэтому они оставались на месте либо мигрировали на небольшие расстояния, в то время как более легкие компоненты накапливались в сводах поднятий.

#### **Литература**

1. Алиев М. М., Батанова Г. П., Хачатрян Р. О. и др. *Девонские отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции*. М., «Недра», 1978. 216 с.
2. Баженова О.К. *Геология и геохимия нефти и газа [Текст]: учеб. / [и др.]*. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : МГУ, 2012. – 432 с.
3. *Нефтегазогеологическое районирование территории Пермского края*. Автор(ы): Бычков С.Г., Мичурин А.В., Неганов В.М. Издание: *Нефтегазовое дело, Пермь, 2010 г., 28 стр.*
4. *Особенности генерации, миграции и аккумуляции УВ доманикоидных формаций*. [Электронный ресурс]. // [сайт]. Режим доступа: <http://www.geolib.ru/OilGasGeo/1.html>

## ОСНОВНЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ МЕТАЛЛОПОРФИРИНОВ В БИТУМОИДАХ ПОРОД И НЕФТЯХ ВЕРХНЕКАМСКОЙ НЕФТЕНОСНОЙ ОБЛАСТИ

*Зыкова Анна Игоревна*

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,  
студент 4 курса (2018 года обучения), г. Пермь  
e-mail: zikann1@yandex.ru*

*Наборщикова Ольга Валерьевна*

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,  
старший преподаватель, г. Пермь  
e-mail: olyanab1990@mail.ru*

*Научный руководитель: старший преподаватель, Наборщикова Ольга Валерьевна*

**Аннотация:** В данной работе рассматриваются закономерности распределения металлопорфиринов в нефтях и битумоидах пород Верхнекамской нефтеносной области.

**Ключевые слова:** металлопорфирины, битумоиды пород, нефть, метод спектроскопии, Верхнекамская нефтеносная область

## THE MAIN REGULARITIES OF THE DISTRIBUTION OF METALLOPORPHYRINS IN BITUMINOUS ROCKS AND OILS OF THE VERKHNKAMSK OIL-BEARING REGION

*Zykova Anna Igorevna*

*Perm State National Research University,  
4th year student  
City: Perm  
e-mail: zikann1@yandex.ru*

*Naborshchikova Olga Valeryevna*

*Perm State National Research University,  
Senior Lecturer  
City: Perm  
e-mail: olyanab1990@mail.ru*

*Research Supervisor: Senior Lecturer, Naborshchikova Olga Valeryevna*

**Abstract:** This article examines the regularities of the distribution of metalloporferins in oils and bitumoids of rocks of the Verkhnekamsk oil-bearing region.

**Keywords:** metalloporphyrins, bituminous rocks, oil, spectroscopy method, Verkhnekamsk oil-bearing region

Верхнекамская нефтеносная область приурочена к одноименной впадине и Бирской седловине, расположена в пределах Русской платформы в северной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. С северо-запада и запада Верхнекамская нефтеносная область ограничена Вятской зоной валов, с юго-запада – Северо-Татарским сводом, с северо-востока и востока – Камским сводом и Ракшинской седловиной, юго-востока – Пермско-Башкирским сводом (рис.1). Залежи связаны с отложениями среднего девона – нижней перми. Основная часть запасов и ресурсов (около 90%) сосредоточена в каменноугольных породах [1].

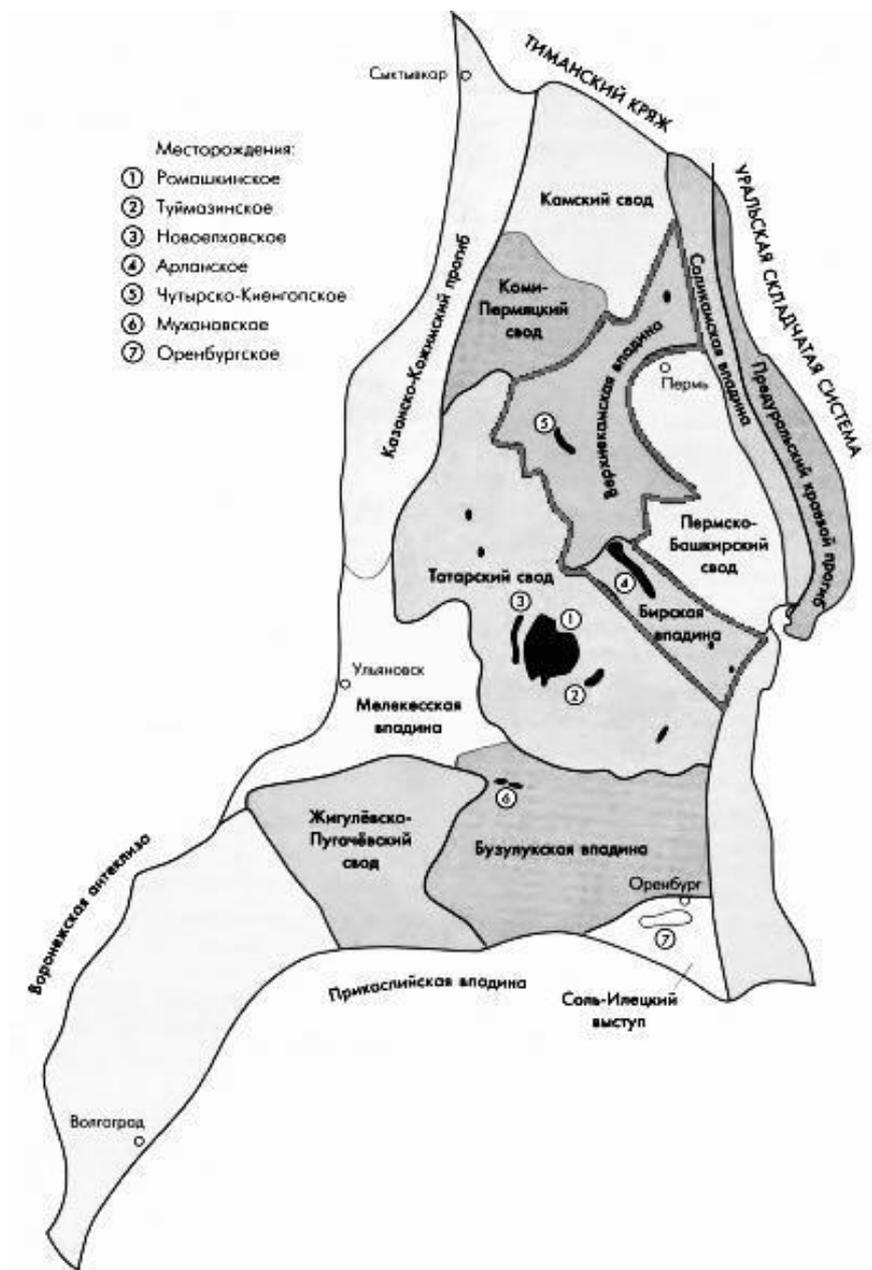


Рис. 1. Тектоническое районирование и главные месторождения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции

Металлопорфирины в нефтях являются продуктами преобразования хлорофиллов и гемина, имеют особое значение среди нефтяных гетероатомных биомаркеров несмотря на их относительно низкую долю в составе как исходной биомассы, так и нефтидов. Многие параметры металлопорфиринов ископаемого ОВ и нефтей контролируются в основном генетическим типом ОВ, условиями диагенеза, катагенеза, а также отчасти процессами первичной и вторичной миграции. Металлопорфирины аналитически и как биологические метки впервые открыты в нефтях немецким ученым Трейбсом в 1934 г.

К настоящему времени металлопорфирины обнаружены практически во всех геологических объектах, содержащих органические соединения, а именно, в нефтях, угле, горючих сланцах, экстрактах из горных пород, торфе и т. д. В нефтях, как и в ОВ пород, металлопорфирины присутствуют в основном в форме комплексов – ванадилового и никелевого. Максимальное содержание ванадилпорфиринов в битумоидах пород (до нескольких тысяч мг/100 г породы) зафиксировано для морских относительно глубоководных фаций. При переходе от морских мелководных к прибрежно-морским условиям их содержание понижается. Известно, что содержание ванадилпорфиринов уменьшается в битумоидах гумусового ОВ по сравнению с сапропелевым. Обычно содержание металлопорфиринов в нефтях на порядок и более меньше, чем в битумоидах пород [2].

Металлопорфирины являются пигментами, поэтому их определяют методами спектроскопии в видимой области. В видимой области максимум 570-574 нм соответствует ванадиловому комплексу, а для никелевого комплекса характерен максимум 550-552 нм. Съемку спектров металлопорфириновых комплексов проводят в видимой области в режиме поглощения на спектрофотометре с автоматической регистрацией спектра в растворе хлороформа. Погрешность результатов определения концентрации пигментов составляет 0,5%.

В программе Spectrum 10 спектрофотометра Lambda-35 автоматически рассчитывается величина оптической плотности (D) образца, которую необходимо подставить в формулу (1) для ванадилового комплекса и формулу (2) для никелевого комплекса:

$$X = \frac{476 \times E \times D}{A \times 100} \quad (1)$$

$$X = \frac{315 \times E \times D}{A \times 100} \quad (2)$$

Где 476 и 315 – коэффициенты экстинкции; E – разведение испытуемого раствора, мл; D – величина оптической плотности и A – навеска образца, г [3].

В данной статье рассмотрена Верхнекамская нефтеносная область по закономерностям распределения металлопорфиринов в нефтях и битумоидах пород.

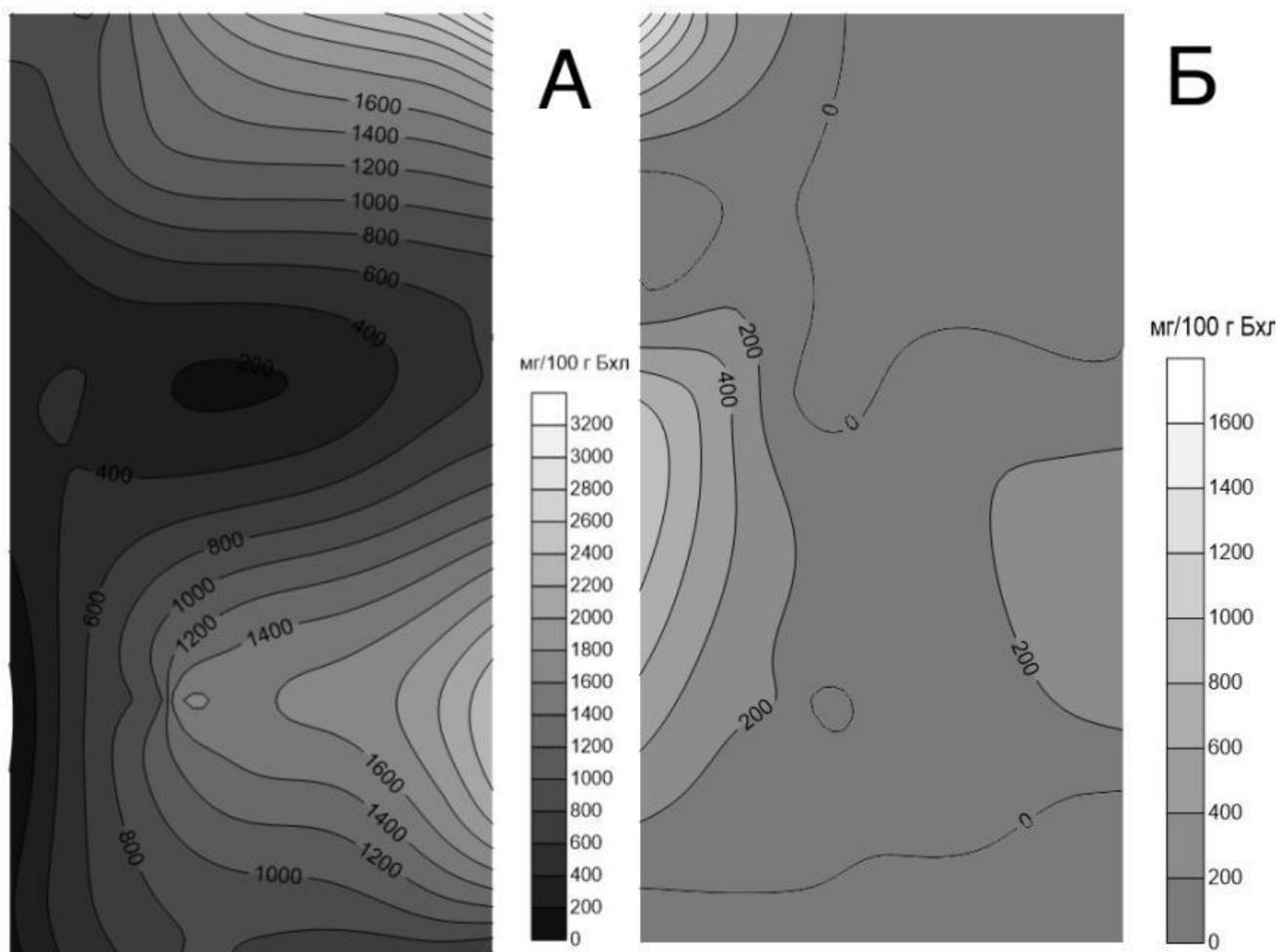


Рис. 2. Карта распределения ванадилпорфиринов (А) и никельпорфиринов (Б) в битумоидах пород Верхнекамской нефтеносной области

Для битумоидов пород было рассмотрено 13 скважин в Удмуртской республике и 2 скважины в Пермском крае в интервале глубин от 1668 м до 2155 м. Все образцы пород позднедевонского возраста. Повышенное содержание ванадиловых порфиринов находится в северо-восточной части карты, в Злодаревской скважине это значение достигает до 2092 мг/100 г битумоида, в Камбарской – 1819,7 мг/100 г битумоида, в Нарядовской – 1469 мг/100 г битумоида, в Ельниковской – 1261,5 мг/100 г битумоида. Повышенное содержание никелевых порфиринов находится в северо-западной части карты,

в в Злодаревской скважине – 242,3 мг/100 г битумоида, в Есенейской – 161,1 мг/100 г битумоида, в Нарядовской – 140,3 мг/100 г битумоида.

Для битумоидов пород характерно большее количество ванадилпорфиринов. Наличие никелевых порфиринов значительно меньше в этом районе.

Основные закономерности изменения содержания металпорфиринов в битумоидах связаны с типом исходного органического вещества. Так как в изучаемом районе достаточно высокое содержание металпорфиринов и доминирует ванадиловый комплекс, можно судить о сапропелевом органическом веществе.

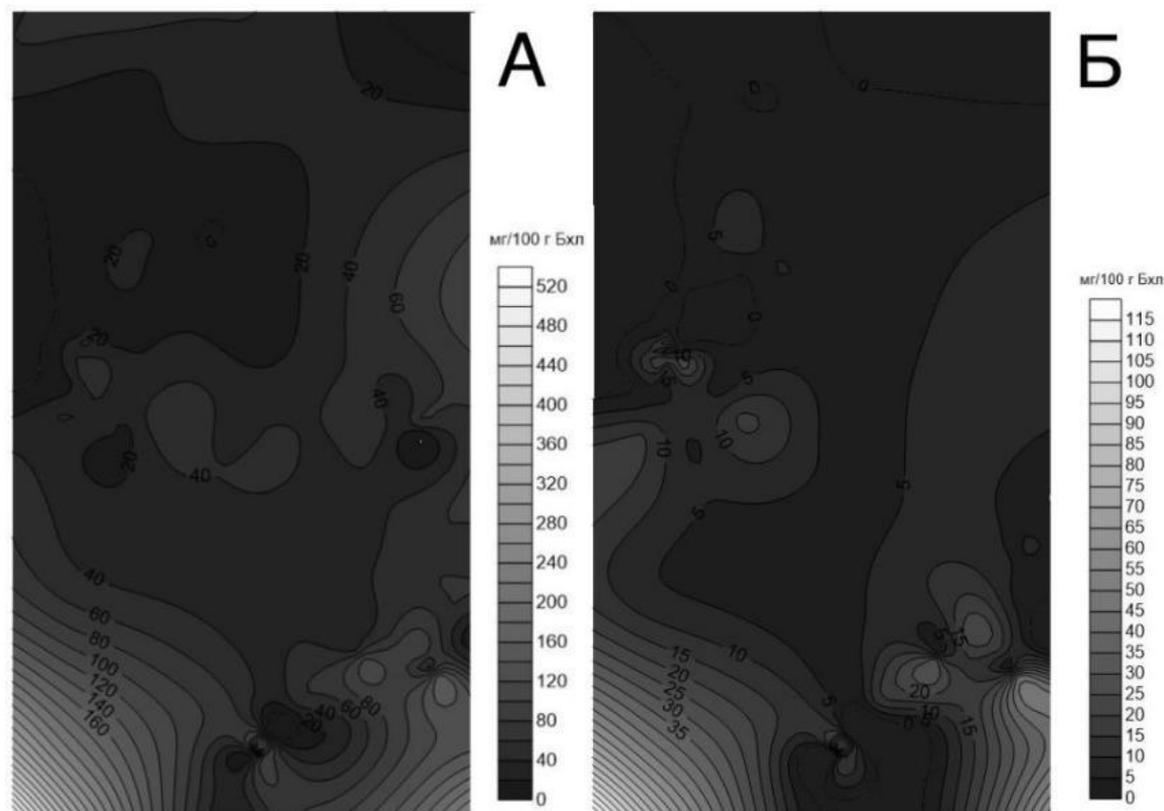


Рис. 3. Карта распределения ванадилпорфиринов (А) и никельпорфиринов (Б) в нефтях Верхнекамской нефтеносной области

Для нефтей было рассмотрено 26 скважин в Пермском крае и 61 скважина в Удмуртской республике в интервале глубин от 882 м до 2231 м. Практически все образцы пород раннекаменноугольного и среднекаменноугольного возраста, редко встречаются образцы позднедевонского возраста. Повышенное содержание ванадиловых порфиринов находится в юго-западной части карты, в Злодаревской скважине это значение составляет 100,3 мг/100 г битумоида, в Ельниковской – 245,7 мг/100 г битумоида, в Москудьинской – 142,77 мг/100 г битумоида. Значение никелевых порфиринов в нефтях не так велико, наибольшие значения наблюдаются в юго-западной части в Ельниковской скважине, где оно достигает 60,42 мг/100 г битумоида и в Москудьинской – 39,62 мг/100 г битумоида.

Концентрация металпорфиринов в нефтях значительно меньше, чем в битумоидах. Это связано с тем, что ванадиевые и никелевые порфириновые комплексы имеют биогенное происхождение и образовались в результате металлообменных реакций из метаболических пигментов животного или растительного происхождения, таких как гемоглобин и хлорофилл.

### Литература

1. Каламкаргов Л.В. Нефтегазоносные провинции и области России и зарубежных стран. Москва, Издательство «НЕФТЬ И ГАЗ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005. 61 с.
2. Кожевникова Е.Е. Геология и геохимия нефти и газа: учебное пособие / сост. Е. Е. Кожевникова; Пермский государственный национальный исследовательский университет. Пермь, 2020. 62-63 с.
3. Хопта И.С. Методы изучения органического вещества: учебно-методическое пособие / сост. И.С.Хопта; Пермский государственный национальный исследовательский университет. Пермь, 2021. 52-53 с.

## ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕДОИЗУЧЕННЫХ ТЕРРИТОРИЙ ДЕВОНСКОГО ТЕРРИГЕННОГО НГК В ПРЕДЕЛАХ ВЕРХНЕКАМСКОЙ ВПАДИНЫ

**Исупова Полина Александровна**

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,  
магистрант 2 курса, г. Пермь  
e-mail: polina-isupova2012@yandex.ru*

**Борисова Диана Дмитриевна**

*Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», молодой ученый  
г. Пермь  
e-mail: borisovadianad@gmail.com*

**Научный руководитель:** инженер 1-й категории филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»  
«ПермНИПИнефть» в г. Перми Корякин Семён Юрьевич

**Аннотация:** Отложения девонского терригенного нефтегазоносного комплекса (НГК) являются одним из перспективных источников углеводородов в Пермском крае, несмотря на это, остаются неравномерно и недостаточно изученными, в связи со сложным геологическим строением по сравнению с вышележащими отложениями. Основной задачей работы является выявление особенностей и закономерностей нефтегазоносности девонских терригенных отложений в пределах Верхнекамской впадины. Прогноз нефтегазоносности проведен на основании 2D бассейнового моделирования с учетом данных сейсморазведки, керна и ГИС. По результатам бассейнового моделирования девонский терригенный НГК в наибольшей степени перспективен в центральной и южной части территории. В ходе работ также подтвердились перспективы вендских отложений в центральной части территории исследования.

**Ключевые слова:** Верхнекамская впадина, девонский терригенный комплекс, концептуальная модель, 2D моделирование, нефтематеринские породы, залежь.

## ASSESSMENT OF THE PROSPECTS OF UNDER-STUDY TERRITORIES OF DEVONIAN TERRIGENOUS OIL AND GAS BEARING COMPLEX IN THE UPPER KAMA DEPRESSION

**Isupova Polina**

*Perm State National Research University,  
2<sup>nd</sup> year Master's Degree Student, Perm,  
e-mail: polina-isupova2012@yandex.ru*

**Borisova Diana**

*«LUKOIL-Engineering» LLC «PermNIPIneft» Branch Office in Perm,  
Young Researcher, Perm,  
e-mail: borisovadianad@gmail.com*

**Research Supervisor:** engineer of the 1<sup>st</sup> category «LUKOIL-Engineering» LLC «PermNIPIneft»  
Branch Office in Perm Koryakin Semyon

**Abstract:** Deposits of the Devonian terrigenous oil and gas complex (OGK) are one of the promising sources of hydrocarbons in the Perm region. They remain uneven and insufficiently studied, due to the complex geological structure in comparison with the overlying deposits. The main task of the work is to identify the features and patterns of oil and gas content of Devonian terrigenous deposits within the Verkhnekamskaya depression. The forecast of oil and gas content was made on the basis of 2D basin modeling, taking into account seismic data, core and well logging.

**Keywords:** the Upper Kama depression, Devonian terrigenous complex, conceptual model, oil and gas potential, 2D-modeling, source rocks, deposit.

На территории исследования промышленная нефтеносность комплекса установлена в алеврито-песчаных пластах живетского возраста – пласт Д<sub>2</sub>, породах пашийского возраста – пласт Д<sub>1</sub> и тиманского – Д<sub>0</sub>. На севере Пермского края НГК изучен значительно хуже, чем в центральной и южных частях.

В 47 скважинах проводился анализ кривых ГИС: выделялись флюидоупоры и коллекторы для тиманского, пашийского, живетского, эйфельского возрастов по геофизическим данным ГК, НГК, ДС, ПС. Покрышкой для данной территории является тиманская толща, флюидоизолирующие свойства которой находятся в прямой зависимости от относительной амплитуды интенсивности естественного гамма-излучения горных пород (параметр  $\Delta I_{\gamma}$ ). Глины обладают наиболее высокой естественной радиоактивностью по сравнению с другими осадочными породами [4]. Этот параметр рассчитывается по кривой ГК и показывает, фактически, процентное содержание глинистой составляющей от общего объёма породы (в долях единицы).

В качестве нижнего предельного значения для расчёта выбирались плотные известняки саргавского возраста, в которых показания ГК минимальны, а в качестве верхнего, в которых ГК достигал максимальных значений, где наиболее чистые глины терригенного девона.

Для обоснования выбора нижнего предельного значения двойного разностного параметра, с уровня которого считается, что пласт приобретает свойства флюидоупора, были использованы данные по предельным значениям параметра  $\Delta I_{\gamma}$ , при превышении которых пласт теряет свои коллекторские свойства.

Верхнее предельное значение параметра  $\Delta I_{\gamma}$  не превышает 0,4 д. ед. по визейским и 0,35 д. ед. по девонским отложениям, представляя в среднем 0,36 д. ед. и 0,27 д. ед. соответственно [1]. Поэтому уровень  $\Delta I_{\gamma}$ , в качестве нижнего предела для выделения флюидоупора, принят равным 0,4 д. ед. При этом выделяется переходная зона в интервале 0,35-0,4 д. ед., где порода уже не является коллектором, но еще не может считаться флюидоупором. Наибольшие толщины флюидоупора расположены в центре и юге Верхнекамской впадины – районы скважин 304-Западно-Ножовская (13 м), Крюковская (13 м), 15-Очерская (12,5 м), 171-Сосняковская (12,5 м), 12-Ножовская (12,5 м). На территории Верхнекамской впадины толщина покрышки изменяется в пределах 6-13 м, что говорит о наличии надежного флюидоупора.

Наибольшие толщины коллекторов наблюдаются в живетском ярусе в районе скважины 56-Соколовская и достигают 56,4 м.

Полученные данные толщин коллекторов и анализ данных ГИС позволяют выделить в пределах территории фациальные зоны. В ранее выполненных работах [1] была актуализирована концептуальная модель и детализировано строение палеорусел на юге Пермского края, а также установлено, что наибольшие толщины коллекторов девонского терригенного НГК связаны с русловыми отложениями и крупными песчаными баровыми телами.

На основе концептуальной модели, распространения коллекторов по площади Верхнекамской впадины, расчлененности и формы кривой ПС [5], проанализированы, выделены фациальные обстановки, построены карты тиманского, пашийского, живетского возрастов. Формирование отложений девонского терригенного комплекса на данной территории происходило в условиях переходных фаций от континентальных к морским, что сопровождалось частой сменой береговой линии и перемыском ранее отложенных осадков. Существовавшее влияние Красноуфимской палеосуши как основного источника наземной растительности и терригенного материала способствовало образованию коллекторов. Выделение фациальных зон проведено для каждого из вышеперечисленных пластов в соответствии с типовыми электрометрическими моделями групп фаций, слагающих зоны дельтового комплекса.

Для живетского яруса выделяются четыре фациальные обстановки (Рис.1), характеристика которых приведена далее. Для фациальной зоны подводной дельтовой равнины соответствуют толщины коллекторов от 35 до 52,4 м с расчлененностью от 1 до 4. Подводная равнина дельтового комплекса представляет собой плоскую, очень слабо наклоненную в сторону водоема поверхность. На этой поверхности располагаются пологие желобообразные понижения, известные под названием бороздин. В периоды паводков по бороздинам в море выносятся терригенный материал, который после ослабления деятельности речного потока (в меженный период) может заполнять их. Песчаное тело, располагающееся вдоль гребня внешнего края подводной равнины, сложено мелкозернистыми косо-слоистыми хорошо отсортированными песками [5].

Отложения группы фаций морского края дельты формируются на стыке надводной и подводной частей дельтового комплекса. Здесь происходит рост его надводной части за счет осадков, выносимых речными водами с суши [5]. У выхода устьев дельтовых каналов и протоков в море образуются косы, устьевые бары. В результате неравномерного роста этих аккумулятивных форм морской край дельтового комплекса оказывается интенсивно расчленен. Кроме воздействия речных вод, морской край дельтового комплекса испытывает влияние морской среды. Данная фация характеризуется толщиной коллекторов от 22 м до 48,5 м, с расчленённостью от 1 до 5.

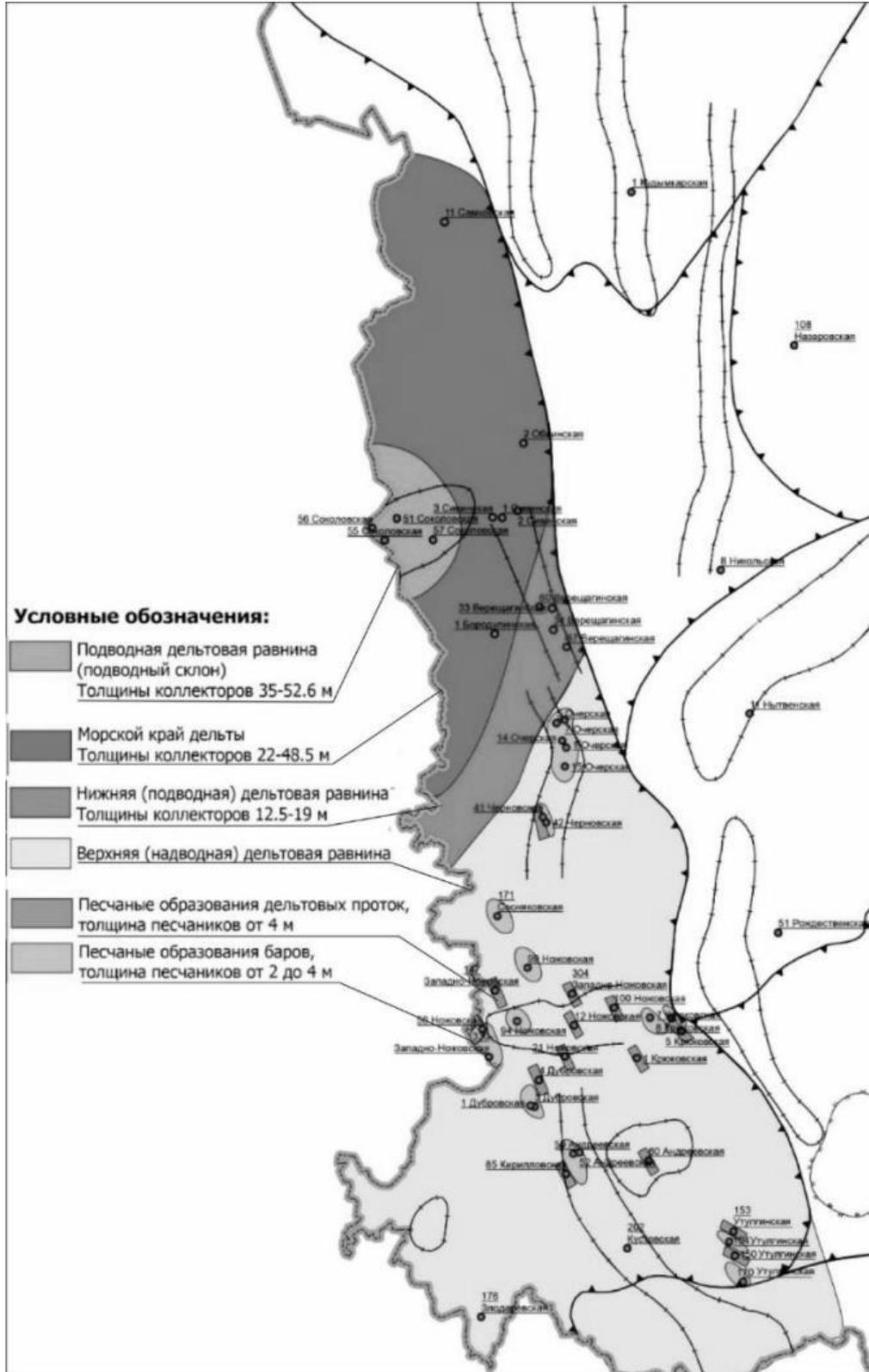


Рис. 1. Фациальная карта живецких отложений Верхнекамской впадины

Для фации нижней дельтовой равнины характерна толщина коллекторов от 12,5 до 20 м с расчлененностью от 3 до 5. Песчаные тела, изученные в скважинах в отложениях этой зоны, связаны с осадками дельтовых протоков, береговых валов, песков разливов. Они характеризуются небольшой мощностью, мелкозернистыми песками и алевритами.

Фация верхней дельтовой равнины характеризуется толщиной коллекторов от 1 до 22,5 м и расчлененностью от 1 до 5. Седиментологическая модель этой группы фаций представляет собой чередование фаций прирусловых отмелей дельтовых каналов, образованных в условиях высокой динамики водных потоков, и фаций внешних и внутренних частей пойм, формирующихся в более спокойной гидродинамической обстановке осадконакопления в условиях затопляемых в периоды паводков участков дельты, где имели место низкая и очень низкая активность среды седиментации [5].

Такое чередование фаций является отличительной особенностью отложений верхней части надводной равнины дельтового комплекса.

Для тиманских и пашийских отложений характерна фация надводной дельтовой равнины. В пределах дельтовой равнины наиболее перспективными отложениями являются песчаные образования дельтовых протоков, представленных песчаником с толщиной коллекторов более 4 м и песчаные образования валов, кос и прибрежно-аккумулятивных образований (толщина 2-4 м) сложенные песчаниками с тонкими прослоями алевритов и аргиллитов.

В результате сбора и анализа геолого-геофизических и геохимических данных создана и заполнена основа для 2D моделирования Верхнекамской впадины в пределах Пермского края. Бассейновое моделирование истории осадконакопления, а также процессов нефтегазогенерации, миграции и аккумуляции УВ осуществлялось с использованием программного комплекса «PetroMod» с целью уточнения и прогнозирования зон локализации УВ.

Для создания структурного каркаса модели использованы 26 структурных карт поверхностей разновозрастных отложений:

- 7 отражающих горизонтов К, А<sup>Т</sup>, I<sup>К</sup>, I<sup>П</sup>, II<sup>К</sup>, II<sup>П</sup>, и ОГ III (уточненные по данным ЦСИ филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми от 12.12.2020, масштаб 1:200 000);
- 3 структурные карты по поверхностям вендских и рифейских пород, а также кровли кристаллического фундамента (по данным договора Михайлов 2014 г., масштаб 1:500 000) [2, 3];
- 16 структурных поверхностей, построенных на основе структурных карт отражающих горизонтов с учетом отбивок по 17 скважин (из них 10 скважин задействованы для калибровки палеоусловий).

Стратиграфическое расчленение разрезов скважин проводилось по информации двух баз данных: BaseGis, GEO. В случаях возникновения разночтений между источниками, просматривались кривые ГИС и выделялись или уточнялись отбивки пластов.

Дальнейшее заполнение литологического куба 3D модели осуществлялось посредством загрузки литолого-фациальных карт в уже созданные слои структурной основы:

- 17 литолого-фациальных карт отложений рифейского, вендского, саргаевского, доманиковского, мендымского, франского, фаменского, турнейского, верейского, тульского, радаевского, бобриковского, башкирского и пермского возрастов [2];
- остальные слои заполнялись с учетом скважинных данных и литологических описаний.

При восстановлении теплового потока учтены параметры скоростей осадконакопления, тектонического оседания, состава коры и мантии и прочих исходных данных, позволяющих наиболее точно воспроизвести температурный режим территории во времени.

Калибровка режима недр выполнена по 10 одномерным моделям скважин №№ 171-Сосняковская, 170-Утулгинская, 60-Андреевская, 41-Черновская, 34-Верещагинская, 14-Очерская, 12-Ножовская, 11-Самковская, 2-Обинская, 1-Сивинская.

Опорная выборка по скважинам создана по принципу максимального охвата площади исследования и наличия необходимых калибровочных данных.

Калибровка палеотектонических обстановок осуществлялась на максимально близкие значения R<sup>o</sup> в доманиковом горизонте, по причине наибольшей геохимической изученности данного пласта, в сравнении с выше и ниже лежащими нефтематеринскими породами.

После настройки литологических, геохимических параметров, палеобатиметрии (использованы данные литолого-фациальных и структурных карт) и калибровки их на одномерных графиках, итоговая трехмерная бассейновая модель рассчитывалась со следующими основными характеристиками:

- 6 нефтегазоматеринских пород (R, V, D<sub>3tm</sub>, D<sub>2gv</sub>, D<sub>3dm</sub>, D<sub>3f</sub>);
- 4 геохимические карты распространения среднего содержания ТОС в материнских породах девонского возраста, средние значения – для пород венда и рифея (из-за недостаточной изученности

материнских свит пиролизом водородный индекс (НИ) принят по единичным значениям со смежных территорий и литературным данным); кинетические уравнения для НГМП выбраны согласно типу органического вещества и энергии активации;

– «открытый бассейн» (возможен отток флюида за границы модели).

Модель рассчитана с помощью метода миграции – Invasion Percolation, отличающегося относительно высокой скоростью расчетов и достоверностью.

Результаты моделирования процессов аккумуляции УВ показывают, что залежи углеводородов приурочены к девонскому терригенному НГК на юге (район скв. 153-Утулгинской) и в центральной части Верхнекамской впадины (район скв. 171-Сосняковской, 41-Черновской). Отсутствие зон аккумуляции в северной части может быть обусловлено отсутствием НГМП калтасинской свиты. Кроме этого, по результатам бассейнового моделирования подтверждается перспективность вендских отложений в центральной части ВКВ (Рис. 2) и на севере до района расположения скважины 1-Сивинская (Рис. 3).

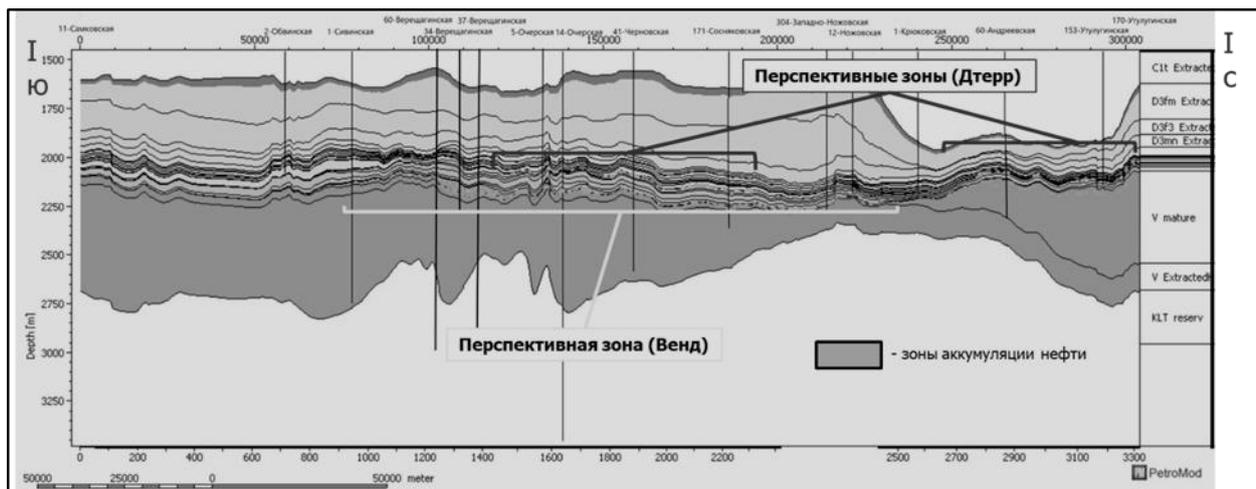


Рис. 2. Результаты бассейнового моделирования с прогнозными аккумуляциями по модели

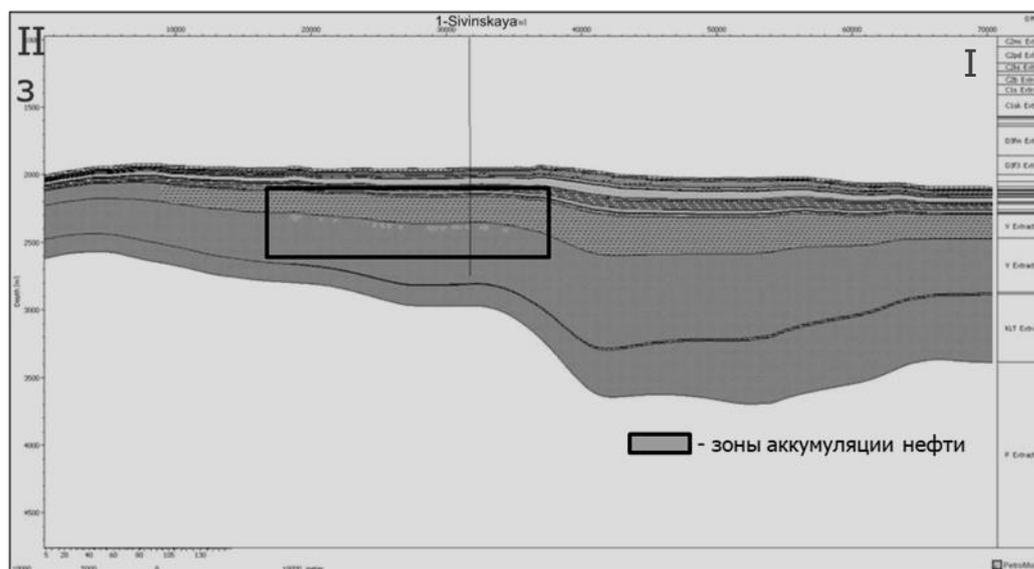


Рис. 3. Результаты бассейнового моделирования с прогнозными аккумуляциями по модели в районе скважины 1-Сивинская

В результате проведенных работ получены следующие основные результаты:

1. Девонский терригенный комплекс перспективен в южной и центральной части ВКВ.
2. Подтверждается перспективность вендских отложений в центральной части ВКВ.
3. Наиболее перспективные объекты для дальнейших ГРП, связанные с Дтерр НГК – русла и песчаные аккумулятивные образования, бары и валы.
4. Ловушки являются структурными, залежи пластово-сводового типа.

5. Основным источником заполнения девонского терригенного НГК являются НГМП рифейского возраста (калтасинская свита) в южной и центральной зонах исследования.
6. Перспективы НГК северной части ВКВ значительно понижаются в связи с отсутствием Калтасинской свиты на данной территории.
7. Собственные НГМП Дтерр требуют дополнительного изучения для повышения качества прогноза нефтегазоносности.

***Рекомендации:***

1. Проводить дополнительные исследования собственных НГМП девонского терригенного НГК.
2. Проводить дополнительные исследования покрышек.

***Литература***

1. Габнасыров А.В. Анализ строения девонской терригенной толщи с целью разработки оптимальных критериев для прогнозирования нефтеносности отложений на территории Пермского края. Отчет по договору №15z2546/5782 от 27.11.2015 г. ПермНИПИнефть. Пермь, 2019 г.
2. Габнасыров А.В. Обобщение результатов геологоразведочных работ на территории Пермского края с целью уточнения геологического, тектонического строения, сырьевой базы и нефтегазогеологического районирования. Отчет по договору №18z2314/6618 от 12.11.2018 г. ПермНИПИнефть. Пермь, 2021 г.
3. Винниковский С.А. Шаронов Л.В. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области//Москва «НЕДРА», 1977 г.
4. Кожевникова Е. Е. Оценка перспектив нефтегазоносности девонских терригенных отложений южных районов Пермского края: дис.; Пермь, 2014.– 138 с.
5. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологические ловушки нефти и газа. Л. : Недра, 1984.– 260 с.

## ИЗУЧЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ МЕТАЛЛОПОРФИРИНОВ В БИТУМОИДАХ ПОРОД ВЫЧЕГОДСКОГО ПРОГИБА

*Наборщикова Ольга Валерьевна*

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,  
молодой ученый, г. Пермь  
e-mail: olyanab1990@mail.ru*

*Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор, Карасева Татьяна Владимировна*

**Аннотация:** Статья посвящена рассмотрению и изучению металлопорфиринов в битумоидах пород Вычегодского прогиба. Выполнен количественный анализ ванадиловых и никелевых порфиринов в хлороформных битумоидах пород в скважинах данной территории. В результате определения концентраций металлопорфиринов были обнаружены повышенные значения в доманикитах.

**Ключевые слова:** металлопорфирины, хлороформные битумоиды пород, электронная спектроскопия, доманикиты, Вычегодский прогиб.

## STUDY OF THE CONTENT OF METALLOPORPHYRINS IN BITUMOIDS OF ROCKS OF THE VYCHEGODSKY TROUGH

*Naborshchikova Olga Valerevna*

*Perm State University,  
Young Researcher, Perm  
e-mail: olyanab1990@mail.ru*

*Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor  
Karaseva Tatyana Vladimirovna*

**Abstract:** The article is devoted to the consideration and study of metalloporphyrins in the chloroform extracted bitumens of the rocks of the Vycheгда trough. Quantitative analysis of vanadyl and nickel porphyrins in chloroform extracted bitumens of rocks in wells of this area was performed. As a result of determining the concentrations of metalloporphyrins, increased values were found in domanikites.

**Keywords:** metalloporphyrins, chloroform extracted bitumens, electron spectroscopy, domanikites, Vycheгда trough.

Вычегодский прогиб – крупная отрицательная структура на северо-востоке Волго-Уральской и юге Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций [6].

Он является крупной платформенной структурой I порядка Мезенской синеклизы. По своему генезису относится к рифейским авлакогенам, заложенным в нижнем протерозое в линейных подвижных зонах. Прогиб наиболее четко выражен по поверхности кристаллического фундамента архейско-нижнепротерозойского возраста и занимает особое положение, располагаясь между Канино-Тиманской грядой и Волго-Уральской антеклизой (рис. 1). Морфологически по подошве рифейского осадочного комплекса является южной частью Предтиманского прогиба. Структура представляет собой асимметричный желоб северо-западного простирания с относительно крутым северо-восточным крылом и более пологим юго-западным. По поверхности фундамента прогиб имеет размеры 400x120 км, глубина погружения фундамента составляет более 9 км. Породы фундамента в прогибе не вскрыты, но установлены к северо-западу, в пределах Мезенской синеклизы, на Ценогорском и Уфтыгском поднятиях, на Сысольском своде.

Мощность осадочного чехла в Вычегодском прогибе оценивается от 4000 м до 9000 м, из них большую часть составляют образования додевонского комплекса. Из разреза выпадают отложения нижнего палеозоя, нижнего, среднего и частично верхнего девона, нижнего карбона, частично верхнепермские, отложения юры, мела и палеогена-неогена. В пределах прогиба наблюдается несоответствие структурных планов по различным горизонтам осадочного чехла. Мощность палеозойских образований не превышает 1,5 км.

Промышленная нефтегазоносность Вычегодского прогиба на данный момент не установлена, однако выявлены обильные нефтепроявления в пермских отложениях, нефтегазонасыщенность и битуминозность каменноугольных, девонских и рифейских пород.

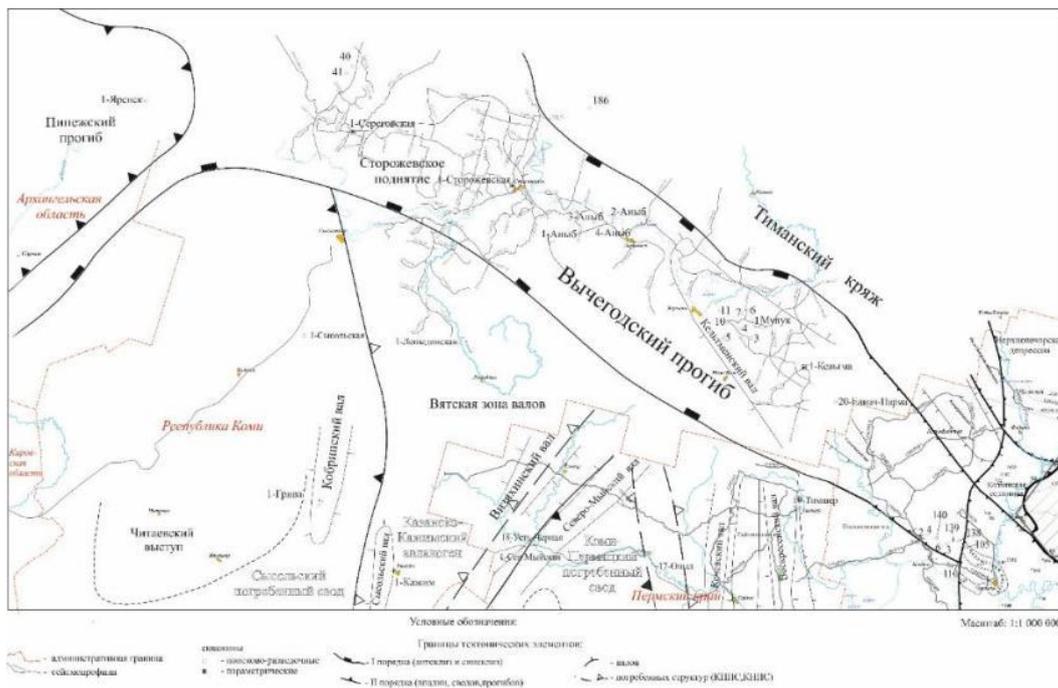


Рис. 1. Обзорная тектоническая схема осадочного чехла

Среди многообразия соединений, входящих в состав нефтей, металлопорфирины выделяются как устойчивые структуры, которые образовались из пигментов, присутствовавших ранее в исходном материале [2].

Источником порфиринов считаются хлорофиллы (рис. 2). В процессе диагенеза происходит разрыв связи между тетрапиррольным кольцом хлорофилла и боковой цепью, при этом образуются металлопорфирины и реликтовые изопреноидные алканы. Состав металлопорфиринов зависит от условий осадконакопления. Никелевые порфирины в отложениях морского генезиса при нормальных окислительно-восстановительных условиях образуются охотнее, чем ванадиловые комплексы порфиринов. А бескислородная среда в условии сероводородного заражения способствует осаждению никеля в виде его сульфида, что позволяет образоваться большему количеству ванадиловых порфиринов. Поэтому величину доли ванадиловых комплексов в смеси металлопорфиринов используют, чтобы оценить окислительно-восстановительные условия в бассейне седиментации. Снижение данного параметра свидетельствует об увеличении аэрации в процессе накопления исходного ОВ в морском бассейне при условии отсутствия сероводородного заражения. Никелевые порфирины обычно преобладают в озерных осадках, при низком содержании ванадиловых порфиринов. Для образования ванадиловых комплексов характерен морской режим осадконакопления. Таким образом, состав металлопорфиринов, свидетельствует об условиях захоронения исходного ОВ [5].

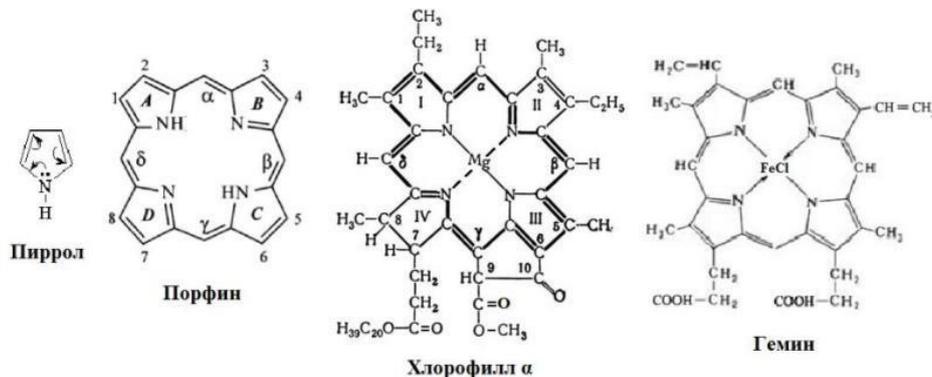


Рис. 2. Структурные формулы пирролла и некоторых порфиринов

Известен способ определения содержания металлопорфиринов в нефтях и продуктах их переработки, основанный на анализе исходных объектов или полученных из них методом экстракции аналитических концентратов спектрофотометрическим методом по оптической плотности характеристических полос поглощения в области 550-555 нм (никелевые порфирины) и 570-575 нм (ванадиловые порфирины). При этом фоновое поглощение непорфириновых компонентов аналитического концентрата в области максимума полос никелевых и ванадиловых порфиринов определяется путем графической интерполяции фоновой кривой из коротковолновой и длинноволновой областей спектра, прилегающих к области характеристических полос металлопорфиринов [3].

Геохимические исследования были выполнены на кафедре региональной и нефтегазовой геологии в лаборатории исследований нефтегазоносности больших глубин методом электронной спектроскопии. Всего изучалось 10 образцов, отобранных из двух скважин: Лызовская 1Х, Кольчугская 2Х. Съемку спектров проводили в видимой области в режиме поглощения на спектрофотометре Lambda 35 (рис. 3). Этот универсальный прибор отличается высокой стабильностью, гибкостью в выборе методов анализа, удобством представления и обработки полученных данных.

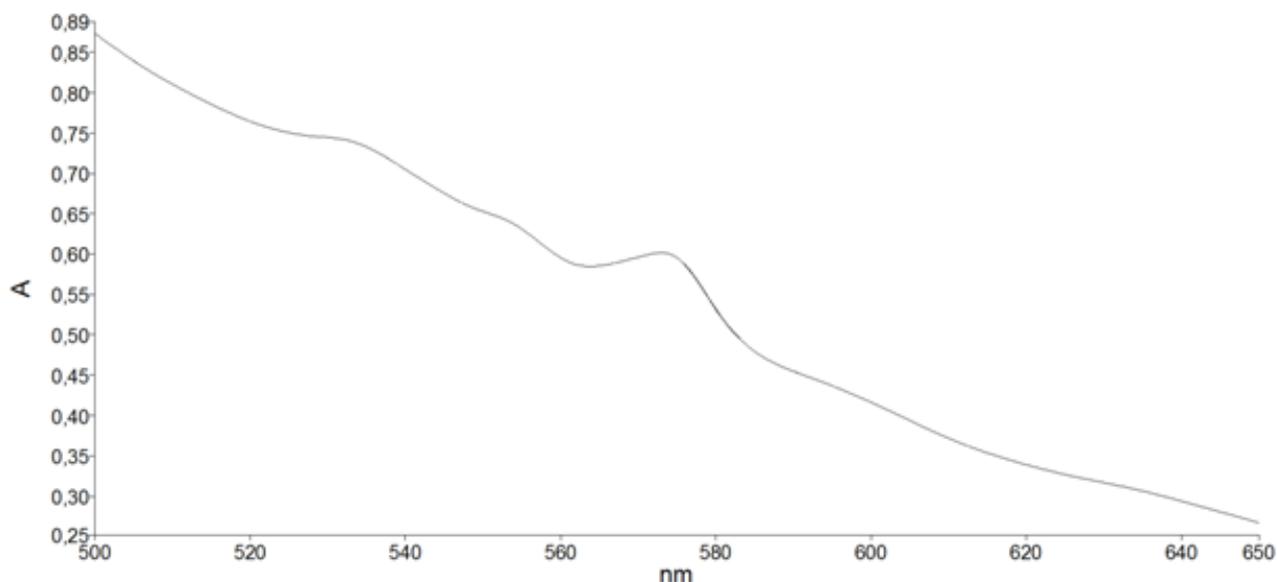


Рис. 3. Спектр поглощения металлопорфиринов в хлороформе (обр. 122)

Методика определения содержания пигментов подробно описана в научной статье автора [4].

В таблице приведены результаты определения металлопорфиринов в хлороформенных битумоидах пород в скважинах Вычегодского прогиба. Проанализированные пробы были представлены карбонатно-терригенными породами девонского и каменноугольного возраста и взяты с глубин: 1015,10 – 1754,50 м. Во всех представленных образцах были обнаружены металлопорфирины.

Среднее содержание металлопорфиринов на Лызовской площади отмечается во всех образцах ( $C_{V_0}=70,94 - 567,47$  нмоль/г битумоида;  $C_{Ni}=41,38 - 367,90$  нмоль/г битумоида).

Повышенная концентрация металлопорфиринов на Кольчугской площади содержится в образце 122 ( $C_{V_0} = 5638,48$  нмоль/г битумоида;  $C_{Ni}=2090,45$  нмоль/г битумоида), а также высокое значение никелевых порфиринов в обр. 86 (2449,19 нмоль/г битумоида), в остальных образцах наблюдается среднее их содержание.

Вскрытые скважинами разрезы охватывают отложения верхнего девона до среднего карбона, в том числе доманиковые. К доманикитам обычно относятся глинисто-кремнисто-карбонатные битуминозные породы верхнего девона и частично турне, развитые в пределах Камско-Кинельской системы впадин и играющие большую роль при формировании месторождений нефти и газа [1]. Выяснилось, что в доманиковом горизонте ( $D_{3dm}$ ) содержится повышенное содержание металлопорфиринов (обр.122). Это обусловлено, вероятно, интенсивными эмиграционными процессами. Также обнаружено максимальное значение никелевых порфиринов в породах турнейского возраста (обр.86), что может быть вызвано существенным вкладом гумусового ОБ.

Количественное содержание металлопорфиринов в хлороформенных битумоидах пород в скважинах Вычегодского прогиба

Площадь	№ обр.	Интервал, м		Возраст	Порода	C <sub>VO</sub> , нмоль/ г битумоида	C <sub>Ni</sub> , нмоль/ г битумоида
Львовская 1X	2	1020,00	1025,00	C <sub>2vr</sub>	песчаник	70,94	67,72
	38	1389,20	1393,50	C <sub>1ok</sub>	известняк	567,47	367,90
	56	1418,70	1423,70	C <sub>1tk</sub>	известняк	425,54	76,82
	67	1433,70	1438,70	C <sub>1tlr</sub>	аргиллит углистый	115,58	41,38
Кольчугская 2X	3	1015,10	1020,10	C <sub>2vr</sub>	известняк	305,64	40,77
	41	1069,80	1074,80	C <sub>2b</sub>	известняк	191,72	46,67
	86	1331,80	1336,80	C <sub>1tk</sub>	известняк глинистый	501,79	2449,19
	21+22	1388,80	1393,80	D <sub>3f</sub>	известняк	317,40	552,54
	108	1357,00	1362,00	D <sub>3fm</sub>	известняк	179,06	36,99
	122	1749,50	1754,50	D <sub>3dm</sub>	известняк	5638,48	2090,45

Обобщение результатов исследования металлопорфиринов позволяет сделать следующие выводы:

1. Повышенные концентрации как ванадиловых, так и никелевых порфиринов характерны для морских относительно глубоководных условий, которые создают дефицит кислорода, способствующий сохранению большей части порфиринов.
2. В скважине Кольчугская 2X в образце 122 обнаружено повышенное содержание как ванадиловых (C<sub>VO</sub> = 5638,48 нмоль/г битумоида), так и никелевых (C<sub>Ni</sub> = 2090,45 нмоль/г битумоида) металлопорфиринов в хлороформенных битумоидах пород.
3. В доманикитах обнаружены максимальные значения как ванадиловых, так и никелевых порфиринов (обр.122). Это обусловлено, вероятно, интенсивными эмиграционными процессами.
4. Наиболее благоприятные условия для сохранения металлопорфиринов создаются при формировании залежей на глубине 1000-1750 м.
5. По соотношению ванадиловых и никелевых комплексов в большинстве образцов Вычегодского прогиба преобладают ванадиловые порфирины, что соответствует известной тенденции доминирования сапропелевого ОВ в составе НГМП.

### Литература

1. Белоконь Т.В., Гецен Н.Г., Катаева Т.А., Финкель В.Ф., Козлова Л.А. Перспективы нефтегазоносности севера Урало-Поволжья по данным геохимии доманикитов // Геология нефти и газа. 1990. № 3. С.20–23.
2. Гулая Е.В. Металлопорфирины, перилены и алифатические углеводороды в нефтях и рассеянном органическом веществе пород средней юры Западной Сибири: Диссертация на соискание ученой степени кандидата химических наук. Томск, 2002.
3. Колганова М.М., Левичева Н.П. Определение металлопорфиринов в нефтях / В кн.: Современные методы исследования нефтей. -Л.: Неора, 1984. С. 266.
4. Наборщикова О.В. Определение содержания металлопорфиринов в битумоидах пород методом спектрофотометрии (на примере обнажения «Закопушка») // Геология в развивающемся мире: сб. науч. тр. (по материалам X Междунар. науч.-практ. конф. студ., асп. и молодых ученых): Перм. гос. нац. исслед. ун-т. – Пермь, 2017. –Т.1. С. 263-265.
5. Серебренникова О.В., Белоконь Т.В. Геохимия порфиринов. Новосибирск: Наука, 1984. С. 8-10.
6. Фролович Г.М. Сейсмические исследования Предтимаанского прогиба: научное издание / Г.М. Фролович, Н.М. Чуева, Б.А. Заварзин // Геол. нефти и газа. – 1989. -N 12. С. 28-31.

## АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ ВЕРЕЙ-БАШКИРСКОЙ ЗАЛЕЖИ ЕНОРУССКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ

*Нефёдов Никита Николаевич*

*Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования  
"Казанский (Приволжский) федеральный университет",  
студент 4 курса, г. Казань  
e-mail: nickitanefedov@mail.ru*

*Научный руководитель: старший преподаватель, Мударисова Раушания Айдаровна*

**Аннотация:** Целью работы является анализ разработки верей-башкирской залежи Енорусскинского месторождения нефти, территориально расположенного в Нурлатском районе республики Татарстан. Для этого изучено: особенности строения верей-башкирской залежи, ее основные характеристики, верей-башкирский эксплуатационный объект, и мероприятия по интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов.

**Ключевые слова:** Енорусскинское месторождение нефти, верей-башкирская залежь, анализ разработки, добыча, скважина

## ANALYSIS OF THE DEVELOPMENT OF THE VEREI-BASHKIR DEPOSITS OF THE ENORUSSKINSKY OIL FIELD

*Nefedov Nikita Nikolaevich*

*4th year student of KFU, Kazan city  
e-mail: nickitanefedov@mail.ru*

*Research Supervisor: Senior Lecturer Mudarisova Raushania Aidarovna*

**Abstract:** The purpose of the work is to analyze the development of the Verey-Bashkir deposit of the Enorusskinsky oil field, geographically located in the Nurlatsky district of the Republic of Tatarstan. To do this, we studied: the structural features of the verey-bashkir deposit, its main characteristics, the Verey-Bashkir operational facility, and measures to intensify oil production and increase oil recovery.

**Keywords:** Enorusskinskoye oil field, verey-bashkir deposit, development analysis, production, well

Енорусскинское месторождение приурочено к структуре I порядка Мелекесской впадине, в ее пределах выделяются дислокации II-го порядка – Черемуховско-Кадеевская, Енорусскинско-Кутушская, Нурлатская, Аксубаево-Эштебенькенская, валообразные структуры. Все структуры простираются в северо-западном направлении. Енорусскинское месторождение приурочено в большей части к Енорусскинско-Кутушской структуре II порядка, которая осложнена поднятиями III порядка. Последние контролируют все выявленные на месторождении залежи нефти. Современная тектоническая схема Енорусскинского месторождения построена на основании данных структурного бурения, материалов сейсморазведки МОГТ 1979 – 1980 и 1990 – 1992 годов и результатов глубокого бурения скважин и материалов региональных исследований.

Енорусскинское месторождение было открыто в 1960 году посредством бурения поисковой скважиной № 51. Глубокое бурение с целью поиска нефти на площади Енорусскинского месторождения было начато в 1959 году и продолжалось до 1985 года. Скважина 51, приуроченная к своду поднятия возраста нижней перми при испытании верей-башкирских отложений дала промышленный приток нефти, стала первооткрывательницей Енорусскинского месторождения. Дальнейшие исследования и бурение показали, что месторождение является многопластовым.

Отложения башкирского яруса (C<sub>2</sub>b) представлены известняками буровато-коричневыми со стилолитовыми швами, с примазками глинистого материала, прослоями трещиноватыми и кавернозными, участками нефтенасыщенными. Толщина башкирского яруса – 18-53,8 м. Верейский горизонт (C<sub>2</sub>vr) московского яруса делится на две пачки: нижнюю – карбонатно-терригенную и верхнюю – терригенную. Нижняя пачка слагается известняками серыми, коричневато-серыми, органогенно-

обломочными, реже зернистыми, трещиноватыми, пористыми, прослоями нефтенасыщенными. Карбонатные пласты отделены друг от друга прослоями аргиллитов темно-серых, горизонтально-слоистых, слюдистых. Терригенная пачка сложена переслаиванием аргиллитов, алевролитов, среди которых встречаются прослои известняков. Толщина горизонта 42-48 м.

Верейский горизонт – пористость 14%, проницаемость 0,245 мкм<sup>2</sup>;

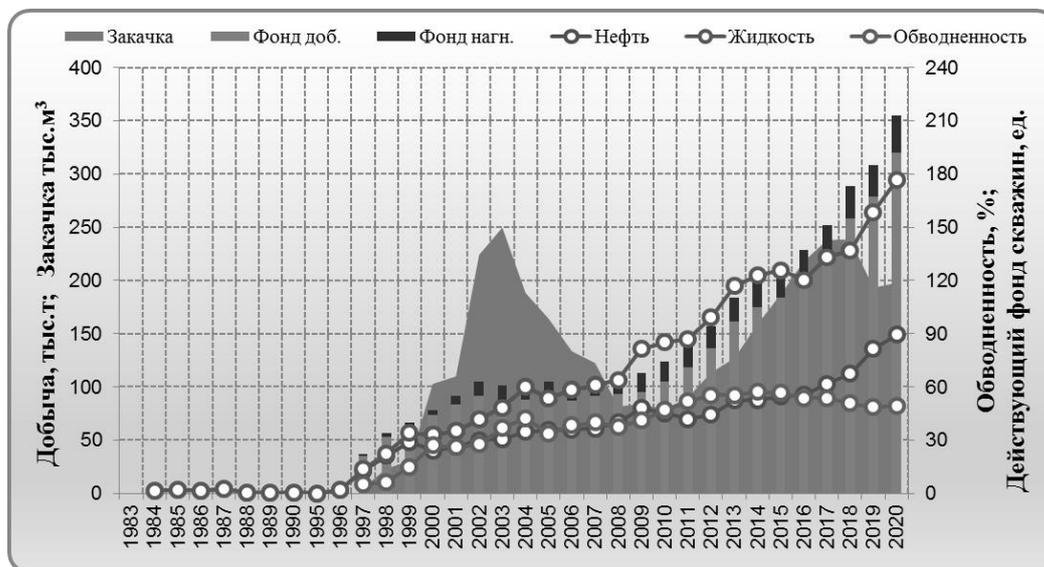
башкирский ярус – пористость 15%, проницаемость 0,197 мкм<sup>2</sup>;

Вязкость в пластовых условиях: С2vг– 65,62 мПа\*с; С2b– 103,02 мПа\*с

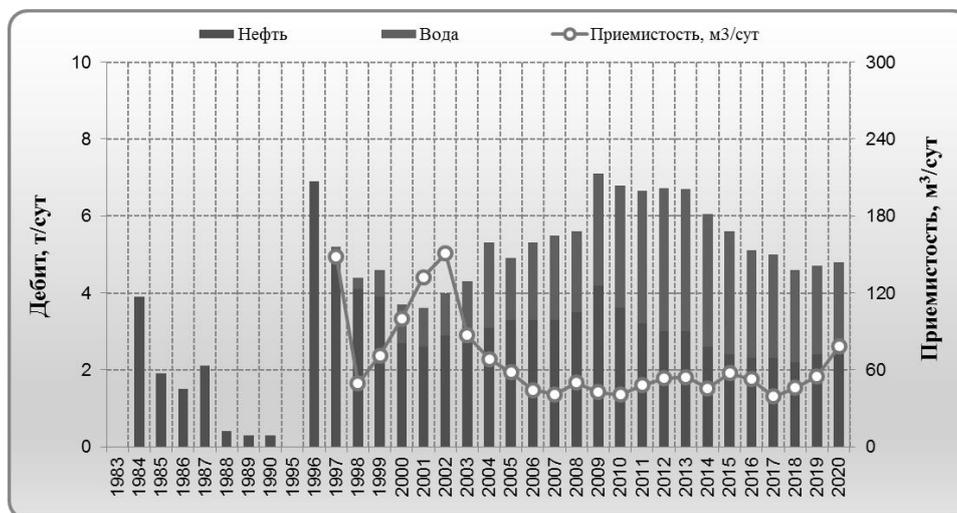
Накопленная добыча нефти по месторождению на 2020 год составляет 21055 тыс.т. Текущий КИН по категориям АВС<sub>1</sub> - 0,219, коэффициент нефтевытеснения – 0,392, коэффициент охвата – 0,559. Разбуривание месторождения предусматривается с севера с переходом в южную неразбуренную часть. накопленная добыча нефти составила 1767 тыс.т. По верей-башкирскому объекту на 2020 год накопленная добыча жидкости составила 3296 тыс.т. Отбор нефти от НИЗ – 13,7 %, текущий КИН – 0,029. На Енорускинском месторождении выделено 5 самостоятельных промышленно нефтеносных объектов эксплуатации (верей-башкирский, алексинский, тульский, бобриковский, турнейский). Основным исследуемым объектом является верей-башкирский.

В действующем фонде на верей-башкирском объекте находится: 191 добывающих скважины (из них 72 работают только на верей-башкирском объекте, 120 – в совместной эксплуатации с визейским и турнейским объектами в различных сочетаниях); 19 нагнетательных скважин.

Динамика основных технологических показателей разработки залежей верей-башкирского объекта представлена на рисунке 1 (а – динамика годовых добычи нефти, жидкости и закачки, обводненности, фонда скважин, б – динамика дебитов нефти и жидкости, приемистости)



а) динамика годовых добычи нефти, жидкости и закачки, обводненности, фонда скважин



б) динамика дебитов нефти и жидкости, приемистости

Рис. 1. Динамика основных технологических показателей разработки залежей верей-башкирского объекта

На рисунке 2 представлено распределение действующего добывающего фонда скважин по дебитам нефти и жидкости, обводненности и накопленной добыче нефти за предпроектный 2020 год.

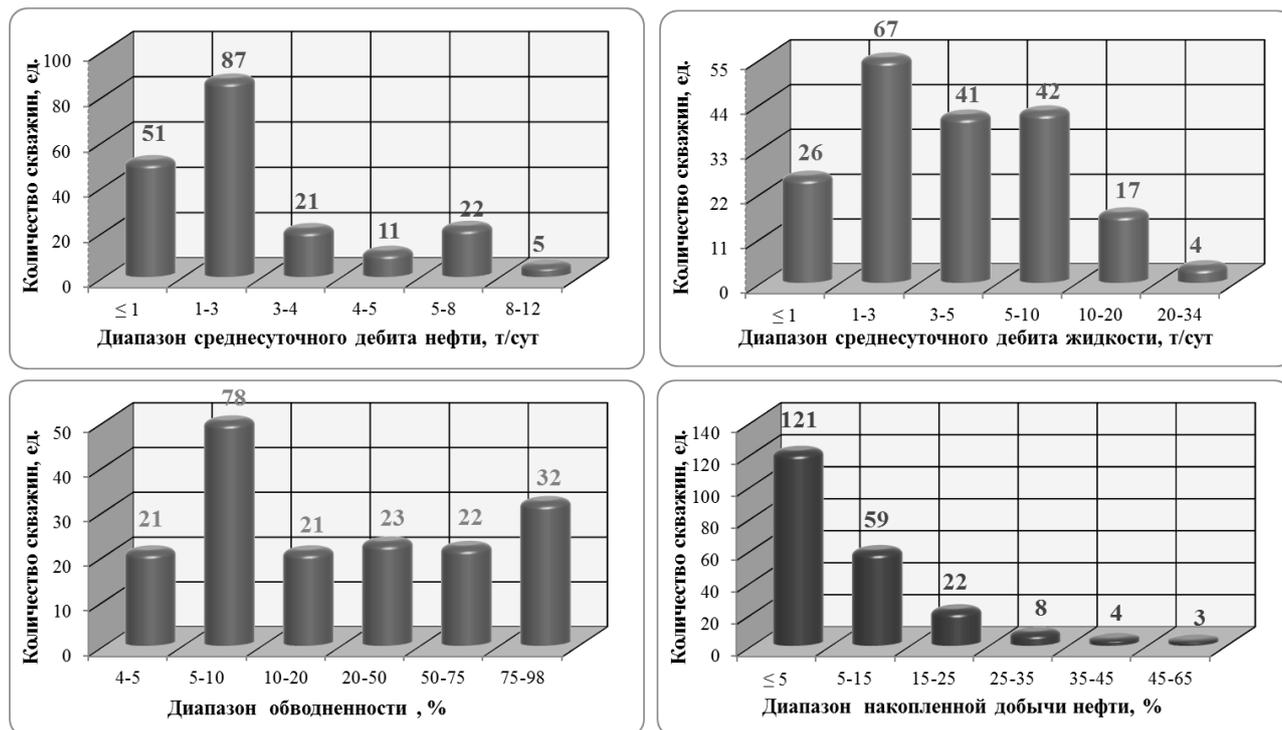


Рис. 2 – Динамика основных технологических показателей разработки верей-башкирского объекта Енорускинского месторождения

Распределение скважин по текущим показателям показывает, что фонд верей-башкирского объекта является низкодебитным, по нефти 51 скважина (26%) характеризуются дебитами не выше 1 т/сут, 87 скважин (44%) – от 1 до 3 т/сут. по жидкости с дебитом больше 5 т/сут работает всего 63 скважины (32 %). Больше половины действующего фонда скважин эксплуатируется с низкой обводненностью менее 20% (120 скважин или 61% от фонда).

Показатели разработки по залежам верей и башкира:

1) начальные пластовые давления имеют практически схожие значения 9,6 и 9,8 Мпа (верейские и башкирские соответственно);

2) средние текущие дебиты по нефти и жидкости имеют следующие значения по верейским залежам – 1,6 и 2,3 т/сут соответственно; по башкирским – 1,7 и 3,7 т/сут соответственно.

Кислотные обработки (93% от общего числа обработок) на карбонатных коллекторах (верейский, башкирский) проводились с продавкой по пласту в большинстве случаев дегазированной нефтью для облегчения дальнейшего освоения скважины. Наибольшие показатели средней доп. добычи нефти от выполненных технологий среди карбонатных пород достигнуты на башкирском объекте, вероятнее всего, это связано с наибольшим временем выдержки кислотных составов на данном объекте.

Учитывая текущее состояние разработки месторождения, с целью интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов на верей-башкирской залежи рекомендуются следующие мероприятия:

### 1. Обработка многокомпонентным кислотными составами «МКС-МИГ».

Состав «МКС-МИГ» обладает следующими преимуществами по сравнению с обычной кислотой и обычной технологией СКО:

- за счет высоких поверхностно-активных свойств обладает высокой проникающей способностью в пласт и в кольматационные зоны призабойной зоны скважины без потери химической активности кислоты;
- обладает способностью частично растворять матрицу нефтеносных пород и разрушать стойкие кольматационные соединения в призабойной зоне скважин;
- предупреждает образование высоковязких эмульсий с пластовой водой и продуктами реакции;
- проявляет свойства диспергирования в отношении пленки АСПО;

- получаемые кислотные композиции имеют низкую коррозионную активность.

## **2. Обработка скважины кислотным составом, предотвращающим эмульсообразование**

*Кислотные составы КСПЭО-2.*

КСПЭО-2 обладает высокой поверхностной активностью и за счет этого у него есть ряд преимуществ по сравнению с соляной кислотой:

- Высокая проникающая способность в поровое пространство нефтенасыщенной части пласта вследствие низкого межфазного натяжения на границе КСПЭО – нефть;
- Эффективное предотвращение образования стойких высоковязких эмульсий, приводивших к осложнениям при освоении скважин после обработки соляной кислотой вплоть до отсутствия притока нефти;
- Низкая коррозионная активность;
- Низкая скорость реакции с карбонатной породой.

*Кислотные составы КСПЭО-4.*

КСПЭО-4 обладает рядом преимуществ по сравнению с глинокислотой:

1. Высокая проникающая способность в поровое пространство продуктивной части пласта, так как на границе кислотный состав – нефть существует низкое межфазное натяжение.
2. Снижение возможности образования стойких высоковязких нефтекислотных эмульсий, оказывающих негативное влияние при разработке;
3. Скорость реакции состава с породой по сравнению с глинокислотой замедляется более чем в 2 раза;
4. Составы обладают высокой диспергирующей способностью в отношении АСПО. Размер частиц АСПО при диспергировании в составе не превышает 1 мм. При диспергировании в глинокислоте без добавок образуются частицы размером более 7 мм;
5. После обработки образцов керна кислотным составом проницаемость для нефти возрастает на 30-50 %.

Выводы: для анализа разработки мною были изучены особенности строения верей-башкирской залежи, рассмотрены основные характеристики, а также действия, предпринятые с целью увеличения добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов. Наибольшие показатели средней дополнительной добычи нефти были получены в следствие кислотных обработок, это указывает на то, что данная технология является наиболее благоприятной для интенсификации добычи.

### ***Литература***

1. Муслимов Р.Х. *Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геологи и разработка нефтяных месторождений* / Казань: Изд-во «Фэн» Академия наук РТ, 2007. – 524.
2. Муслимов Р.Х., Исхакова Н.С., Либерман В.Б., Войтанис В.В., Ибраева Ф.Г. *Тектоническая схема Мелекесской впадины*// «Геология нефти и газа», №11, 1990. – 27.
3. Хачатрян Р.О. *Тектоническое развитие и нефтегазоносность Волжско-Камской антеклизы*. – 1979. – 171.
4. Шевцов С.И., Умов И.Е., Тимин М.Н. *Пересчет запасов нефти Енорусскинского месторождения Татарской АССР, 1990; 1 кн. – 279 с.*

## РАЗРАБОТКА И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ В УСЛОВИЯХ АСПО ВЕЩЕСТВ

*Смелов Александр Андреевич*

*Казанский (Приволжский) федеральный университет; Институт геологии и нефтегазовых технологий, магистрант 1-го года обучения, г. Казань  
e-mail: Smelov.99@mail.ru*

**Научный руководитель:** *Доцент., Ганиева Г.Р.*

**Аннотация:** Проблема загрязнения поровых каналов наблюдается не только на последних стадиях, но и на начальных стадиях разработки месторождений, а конкретнее, в новых скважинах после вскрытия пласта, так и после капитального ремонта скважины, после применения различных химических методов, использованных для выравнивания профиля приемистости. Для восстановления проницаемости ПЗП применяют различные методы интенсификации добычи нефти. К таким методам интенсификации относят кислотные обработки (далее КО). Основной задачей КО скважин является восстановление коллекторских свойств пласта в призабойной зоне за счет разрушения, растворения и выноса в ствол скважины коагулирующих твердых частиц, улучшения фильтрационных характеристик ПЗП путем расширения существующих и создания новых флюидопроводящих каналов предпочтительно по всей перфорированной толщине пласта.

**Ключевые слова:** СКО, ПАВ, анионный тип, катионный тип, кислоты, ОПЗ, ПКС, ТПКС.

## DEVELOPMENT AND IMPROVEMENT OF ACID TREATMENT METHODS IN CONDITIONS OF ASPHALT-RESIN-PARAFFIN SUBSTANCES

*Smelov Alexandr*

*Kazan (Volga region) Federal University.  
1st year Master's Degree Student, Kazan city  
e-mail: smelov.99@mail.ru*

**Research Supervisor:** *Reade., Ganieva Guzel*

**Abstract:** The problem of contamination of pore channels is observed not only at the last stages, but also at the initial stages of field development, and more specifically, in new wells after the opening of the reservoir, and after the overhaul of the well, after the application of various chemical methods used to align the pickup profile. Various methods of oil production intensification are used to restore the permeability of the bottom-hole formation zone. Such methods of intensification include acid treatments (hereinafter referred to as CO). The main task of the wells is to restore the reservoir properties of the formation in the bottom-hole zone due to the destruction, dissolution and removal of colmatating solid particles into the wellbore, improving the filtration characteristics of the PZP by expanding existing and creating new fluid-conducting channels, preferably along the entire perforated thickness of the formation.

**Keywords:** hydrochloric acid treatments, surfactants, anionic type, cationic type, acids, bottom-hole zone treatments, thermal acid treatment, foam acid treatment.

Среди ОПЗ наиболее распространенными являются кислотные обработки основной целью которых, является улучшения фильтрационных свойств призабойной зоны пласта, ведущие к увеличению приемистости и продуктивности выбранных под обработку скважин. Основой подбора кислотного состава (далее КС) и композиции для обработок является их взаимодействия с минералогическим составом пород и флюидов обрабатываемого интервала, в идеале под каждый эксплуатационный объект должны подбираться свои технологические жидкости учитывающие их индивидуальные особенности [1].

Одним из наиболее перспективных направлений кислотных ОПЗ является пенокислотные обработки. Кислотные обработки с пенным воздействием позволяет: значительно увеличить добычу жидкости из скважины, с одновременным снижением обводненности продукции, увеличить область дренирования соляно-кислотным составом, провести более эффективную очистку призабойной зоны. Пенокислотная обработка (ПКС) применяются на скважинах, где традиционная кислотная обработка не принесла ожидаемого результата. В результате многократной кислотной обработки за счет кислоты и реакции с породой могут привести к негативным последствиям. Кислота, проникающая в пласт через высокопроницаемые пласты, будет протекать и по тому же, ранее образованному каналу, увеличивая его, и не будет проникать в низкопроницаемые. Таким образом, за счет скорости реакции с породой будет происходить увеличение канала в диаметре, что может привести к разрушению породы. За счет содержания ПАВ в кислоте уменьшается скорость реакции с породой, кислота, за счет блокирования ПАВ высокопроницаемых каналов, проникает в низкопроницаемые пласты. Таким образом, в ходе пенокислотной обработки, кислота, проникшая в пласт будет образовывать каналы, называемые в литературе – червоточинами. Форма червоточин зависит как от концентрации ПАВ и кислоты, так и от скорости закачки. Эффективность пенокислотной обработки в лабораторных исследованиях можно проанализировать числом Дамкелера. Число дамкелера, это безразмерный коэффициент. В литературе, оптимальным числом считается промежуток от 0,8 до 0,29. При расчете числа Дамкелера также необходимы фильтрационные исследования с переходом с высокопроницаемого канала в низкопроницаемый канал. То есть составная модель собирается из кернов, отобранных на исследуемом участке. В зависимости от закаченного состава и скорости с помощью 3D томографии можно оценить качество полученных каналов. Для качественной оценки необходимо получить данные по фильтрационным исследованиям. При оптимальной закачке, и по литературным данным, прорыв происходит при 0,3 ПО. В результате исследования также необходимо получить данные по гравиметрическим исследованиям, чтобы оценить скорость реакции породы с кислотой. При определении константы скорости реакции необходимо учитывать время, объем, который будет потерян за определенный промежуток времени, и концентрацию кислоты. Все данные, полученные при исследовании – длина канала, диаметр канала, константа скорости реакции необходимо подставить в формулу и определить число Дамкелера.

$$N_{Da} = \frac{\pi dlK}{q} \quad (1)$$

Где: K – общая константа скорости растворения; q – скорость подачи кислотного раствора, см<sup>3</sup>/мин; l – длина червоточины, см; d – диаметр червоточины, см.

Применение ПКС также возможно в жестких термобарических условиях. Эффективность также будет зависеть от подобранного ПАВ.

Также развитие получают технологии пенных отклонителей, формирующихся в призабойной зоне при ОПЗ. Они позволяют увеличить вязкость пенокислоты, при этом обработка не способствует выносу материала и образованию каверн в интервале перфорации, как следствие происходит глубокое проникновение в пласт состава и длительность эффекта воздействия увеличивается. При этом взаимодействие с породой и время эффективного воздействия на пласт увеличиваются вдвое.

Большое распространение в последнее время получили азотно-пенокислотные обработки ПЗП. В ходе промышленных испытаний Schlumberger выявили, что: после обработки происходит распад пен на азот и жидкость, что способствует улучшению отработки прискважинной зоны.

Азотное воздействие позволяет увеличить коэффициент продуктивности обработки по сравнению с СКО приблизительно на 60%, дебит скважин увеличивается в среднем в 2-2,5 раза, при снижении обводненности на 20-22% [4].

В результате анализа литературы, оптимальная концентрация кислоты в производстве составляет от 12% до 15% HCl. Концентрация ПАВ варьируется от 0,2% до 0,5%. Подбор кислотного состава начинается с лабораторных исследований: титрование; подбор кислот для закачки в пласт; подбор концентрации, объема и скорости закачки кислотного состава в пласт; оценка взаимодействия кислот с пластовыми флюидами; определение скорости реакции кислоты с породой. В самом начале необходимо провести титрование, чтоб узнать концентрацию кислоты, для того, чтобы довести до необходимой концентрации.

В таблице 1 приведены наиболее распространенные минералы, встречающиеся в породах коллекторах и их взаимодействия с различными кислотами [2].

Взаимодействие различных кислот с минералами

Кислота \ Минерал	Пирит FeS <sub>2</sub>	Кальцит CaCO <sub>3</sub>	Доломит CaMg(CO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>	Каолинит Al <sub>2</sub> Si <sub>2</sub> O <sub>5</sub> (OH) <sub>4</sub>	Кварц SiO <sub>2</sub>
Реакция с HCL	+	+	+	+-	-
Реакция с HF	+	+	+	+	+
Реакция с HNO <sub>3</sub>	+	+	+	-	-
Реакция с H <sub>3</sub> PO <sub>4</sub>	+-	+-	+	-	-
Реакция с H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	+	+	+	-	-
Реакция с CH <sub>3</sub> COOH	+	+	+	-	-
Реакция с C <sub>6</sub> H <sub>8</sub> O <sub>7</sub>	+	+	+	-	-

Большое значение имеет подбор концентрации, объема и скорости закачки кислотного состава в пласт.

В практике наиболее применимым методом оценки взаимодействия кислотных композиций с горными породами являются фильтрационные исследования. Однако в случаях если таковые исследования провести не удастся вследствие плохого качества керна, то используют навеску породы. Ее помещают в термошкаф и выдерживают при пластовой температуре, затем добавляют кислотную композицию (для равномерного взаимодействия кислот с породой используют магнитную мешалку) и оценивают массу оставшейся после реакции навески [3].

Далее производят оценку взаимодействия кислот с пластовыми флюидами. Оценка производится путем проведения тестов на совместимость, суть которых заключается смешении кислотных композиций с флюидом и помещении состава в приближенные к пласту термобарическим условиям. После чего производится фильтрование состава через сито либо фильтровальную бумагу и оцениваются образовавшиеся в ходе реакции кислоты с флюидом осадки либо их отсутствие [3].

Для определения скорости реакции конкретной кислоты с породой используют кубик керна материала, помещенного в кислотный состав, в ходе реакции масса образца уменьшается и фиксируется в виде кинетической кривой, для каждой кислоты эта скорость будет различна, также большое влияние оказывают окружающие термобарические условия.

ТПКС являются более сложными композициями, так для разработки составов необходимо определять: оптимальную концентрацию смешиваемых композиций; совместимость кислот с ПАВ; оценивается вязкость пены; оценка отклоняющих свойств пены; тестирование на совместимость с нефтью и пластовой водой; определение времени полураспада; вспениваемость состава.

ПАВ является одной из составляющих частей ГГР, и способно влиять на вязкость, скорость реакции, вынос продуктов реакции, а также способны выступать гидрофобизаторами, и ингибиторами коррозии металлов [1].

Для ускорения реакции используются все виды ПАВ, при этом их эффективность будет зависеть от концентрации как кислоты, так и самого вещества, от температуры и давления. При обработке 15%-м раствором соляной кислоты мрамора и насыщенного керосином известняка, наблюдается изменение интенсивности реакции при добавлении в композицию различных видов ПАВ, эффективность ускорения реакции увеличивается соответственно: катионные > неионные > анионные [2]. Наиболее важной частью является определение совместимости кислоты с ПАВ.

В качестве ПАВ используют анионные типы ПАВ: сульфаноламы (48%); ДС-РАС (33%); Дисольван (22%) ; Сульфонол НП-1 (48%) ; Сульфонол НП-3 (48%); Неонол (5-6%;25-30%); Тасна (6%;25-30%).

Катионоактивные: ОП-10 (45%); ОП-7 (29%); Катапин-А (30%); VDA (25%); OilSeeker (30%); Синтанол МЦ (10-12%); Карбозолин-О (19 – 26 %; 0,5 – 2,5 %; 5 – 15%).

В ходе лабораторных испытаний проведены определение оптимальных концентрации композиции состоящей из кислотного состава (далее КС) X и газогенерирующего состав (далее ГГР) Z. Было определено, что наиболее оптимальной концентрацией является композиции состоящая на 60% из КС X и 40 % ГГР Z.

Также была определена кратность пены, время генерации, и время полураспада. Данные полученные в ходе исследований продемонстрированы в таблице 2 и на рисунке 1.

Таблица 2

Результаты тестирования КС X и ГГР Z

Соотношение КС к ГГР; характеристики реакции				
объемы КС+ГГР	Кратность, ед.	Период полураспада, мин	Температура пены, °С	Время генерации пены
90/10	6	1,75	10	1
72/28	26	6,91	48	5
70/30	27	9,43	30	8,15
60/40	33	20,35	52	15,2
50/50	30	11,6	35	10,8
40/60	27	5,26	45	7,5
28/72	23	3,83	35	5
10/90	10	1,92	10	1

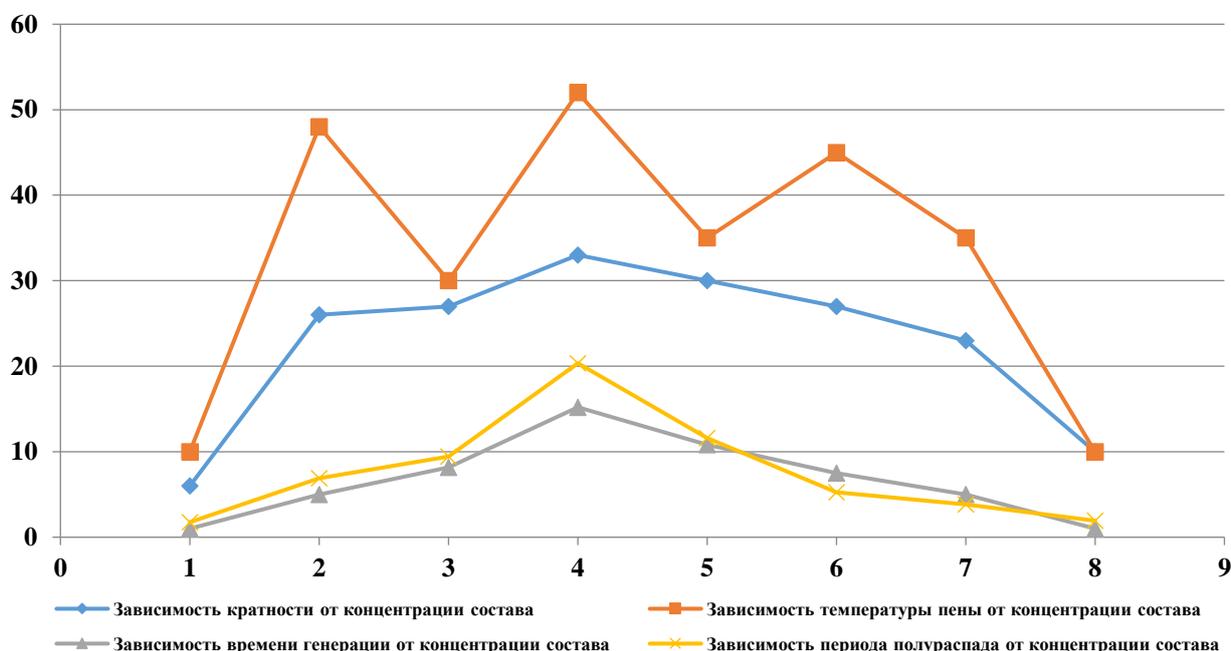


Рис. 1 – Соотношение КС к ГГР; характеристики реакции

### Литература

1. Габидуллин Р.И. Композиционные гидрофобизаторы на основе сэвилена для обработки призабойных зон нефтяных скважин. Диссертация на соискание ученой степени канд. техн. наук. Казань, Казанский государственный технологический институт, 2005. – 123 с.
2. Глуценко В.Н., Пташко О.А. Фильтрационные исследования новых кислотных составов для обработки карбонатных коллекторов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – № 11. – С. 46–56.
3. Гуторов А.Ю. Опыт применения различных видов солянокислотных обработок для увеличения продуктивности нефтедобывающих скважин на месторождениях Татарстана // Разработка нефтяных и газовых месторождений, журнал Нефтегазовое дело, 2012, том 10, №3 –С. 54-58.
4. Летичевский А., Никитин А., Парфенов А., Макаренко В., Лавров И., Рузан Г., Овсянников Д., Нуриахметов Р., Громошенко А. Азотно-пенная кислотная обработка – ключ к повышению нефтеотдачи карбонатных пластов на истощенных месторождениях Самарской области. Москва. Российская нефтегазовая конференция SPE, 2017. 16–18 октября.
5. Gavrilenko A.I. Impul'sno-reagentnyj metod vozdejstvija na plast dlja mestorozhdenij RUP «PO «Belorusneft'» [Impulse-chemical method of formation stimulation for Belorusneft Production Association Republican Unitary Enterprise]. Interval, 2007, No. 10. С. 23–28.

## УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ РЕЗЕРВУАРОВ ТАНГАЛОВСКОЙ СВИТЫ НИЖНЕГО ОТДЕЛА МЕЛОВОЙ СИСТЕМЫ АРКА-ЯХСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

**Кочнева Ольга Евгеньевна**

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,  
Кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры Региональной и нефтегазовой геологии,  
Международный преподаватель инженерного ВУЗа (IND-PAED IGIP), г. Пермь  
e-mail:kochnevae@mail.ru*

**Потапов Дмитрий Вячеславович**

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,  
магистрант 3 курса, г. Пермь  
e-mail:methylDMA@gmail.com*

**Научный руководитель:** *Кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры  
Региональной и нефтегазовой геологии, Международный преподаватель инженерного ВУЗа (IND-  
AED IGIP), Кочнева Ольга Евгеньевна*

**Аннотация:** Данная работа направлена на анализ условий формирования резервуаров на Арка-Яхском месторождении. Установлено, что пласты образовывались в прибрежно-морской литоральной зоне. С помощью материалов ГИС и методики В.С. Муромцева выявлена фациальная принадлежность пластов-коллекторов.

**Ключевые слова:** коллектор, покрывка, Западно-Сибирская провинция, тангаловская, свита, фации.

## CONDITIONS FOR THE FORMATION OF RESERVOIRS OF THE TANGALOVSKAYA FORMATION OF THE LOWER DEPARTMENT OF THE CRETACEOUS SYSTEM OF THE ARKA-YAKHSKOYE OIL AND GAS CONDENSATE FIELD

**Kochneva Olga Evgenievna**

*Perm State National Research University, Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,  
Associate Professor of the Department of Regional and Petroleum Geology, International Teacher of  
Engineering University (IND-PAED IGIP), Perm  
e-mail: kochnevae@mail.ru*

**Potapov Dmitry Vyacheslavovich**

*Perm State National Research University,  
3rd year master's Degree Student, Perm  
e-mail: methylDMA@gmail.com*

**Research Supervisor:** *Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Associate Professor of  
the Department of Regional and Petroleum Geology, International Lecturer of an Engineering University  
IND-PAED IGIP), Kochneva Olga Evgenievna*

**Abstract:** This work is aimed at analyzing the conditions for the formation of reservoirs at the Arka-Yakhskoye field. It is established that the layers were formed in the coastal-marine littoral zone. With the help of GIS materials and V.S. Muromtsev, the facies belonging of the reservoirs was revealed.

**Keywords:** reservoir, overlying seal, West Siberian province, Tangalovskaya, suite, facies.

Западно-Сибирская провинция – это крупнейший регион России по добыче нефти и газа. Одним из перспективных месторождений является Арка-Яхское нефтегазоконденсатное, которое нахо-

дится в Мессовском районе, в Гыданской НГО. Арка-Яхское месторождение открыто в 1986 г. в результате бурения и испытания скважины №1001.

В строении месторождения участвуют палеозойские и мезозойско-кайнозойские образования, слагающие складчатое (доюрское) основание и осадочный чехол.

Начало формирования отложений осадочного чехла в пределах месторождения связано с раннеюрским этапом тектонического развития Западно-Сибирской плиты.

Территория месторождения со времен юрского периода испытывала существенные тектонические изменения

В юрский период территория Арка-Яхского НГМ принадлежала структуре I-порядка Гыдан-Пур-Тазовской палеомегасинеклизе. Происходило существенное накопление осадков. В неокомское время в результате процессов воздымания, формируется Мессояхский палеомегавал. В альб-сеноманское время территория испытывает интенсивное погружение. Происходит трансформация Ямальской палеомоноклизы в Ямало-Гыданскую палеомегасинеклизу и далее в Ямал-Гыдан-Обь-Тазовскую палеомегасинеклизу, которая в турон-сантонское время за счет высокой активности переходит в Ямало-Гыданскую палеомегаантеклизу, а территория месторождения вновь является частью Мессояхского палеомегавала [2].

В современном тектоническом смысле Арка-Яхское месторождение расположено в пределах структуры II порядка – Парусового малового вала, который входит в состав крупной структуры I порядка – Мессояхского пояса мегавалов в его западной части.

Парусовый вал граничит на востоке с Верхнехойпаетским малым прогибом, а на западе с Восточно-Каменномысской седловиной. К югу от вала находится Парусный малый прогиб, сочлененный со структурным мысом. На севере Парусовый вал граничит с Адер-Паютинским малым валом. Северо-западный склон вала уходит в Чугорьяхинский малый прогиб. Наиболее крупной соседней с Парусовым валом структурой является Ямбургское куполовидное поднятие. Все перечисленные структуры входят в состав регионального надпорядкового тектонического элемента – Надым-Тазовской синеклизы.

Площадь находится в зоне активной разломной тектоники. Крупные разрывные нарушения, выделяемые на региональной тектонической схеме, приурочены к самому Парусовому валу и Адерпаютинскому валу. По поверхности верхнеюрского комплекса Парусовое поднятие как самостоятельная структура ограничивается изогипсой минус 3520 м. При этом его амплитуда составляет около 250 м. В пределах структуры выделяются пять локальных поднятий [2].

По литологическим характеристикам пластов-коллекторов тангаловской свиты можно сделать вывод, что условия для формирования осадков были морские. Это подтверждается наличием алевролитовых пропластков, а также органических останков фораминифер и двустворок.

Песчаный состав отложений с прослоями аргиллитов, хорошая отсортированность обломков, косая и волнистая слоистость, осложненная размывами и завихрениями, следы взмучивания, присутствие в породе линзовидных угольных тел, растительного детрита и остатков водорослей говорят о том, что отложения формировались в литоральной зоне морского бассейна, а комплекс фаций был прибрежно-морской [1].

Отложения морского генезиса слагают продуктивные горизонты во многих нефтегазоносных бассейнах. Наибольший интерес для поиска углеводородных залежей представляют осадки прибрежно-морского комплекса фаций, поскольку именно в прибрежной части моря формируются многочисленные аккумулятивные песчаные тела, имеющие большую мощность и протяженность и способные аккумулировать значительные скопления углеводородов.

В этом комплексе выделяются следующие группы:

1. Группа фаций вдольбереговых баров и вдольбереговых промоин;
2. Группа фаций разрывных течений;
3. Группа фаций устьевых баров, пляжей, приморских болот и лугов;
4. Группа фаций мелководного шельфа [3].

Для проведения детальных палеографических реконструкций и для выявления фациальной принадлежности песчаных отложений требуется проведение в больших объемах комплексных литологических исследований, для которых необходимым условием является наличие значительного количества кернового материала. Однако повышение отбора керна ведет к резкому удорожанию бурения и к общему снижению эффективности геологоразведочных работ. Решением данной проблемы является вовлечение в этот процесс промыслово-геофизических исследований.

Наиболее информативными промыслово-геофизическими методами для получения литологической информации при исследовании песчаных отложений являются методы самопроизвольной поляризации (ПС) и естественной гамма-активности (ГК).

Метод потенциалов самопроизвольной поляризации регистрирует естественные электрические поля в скважине. Эти естественные электрические поля фиксируются электродом при его перемещении в необсаженном стволе скважины и записываются в виде кривой, на которой могут быть выделены глинистые породы и песчаные породы-коллекторы.

У кривых ПС нет нулевой линии, а в качестве нуля выбирают положение, соответствующее максимальному положительному отклонению – линию глин. Отсчет берут справа налево. Следовательно, амплитуда ПС в чистых глинах равна нулю, а максимальная амплитуда соответствует чистым песчаным пластам. Амплитуда ПС ( $A_{ПС}$ ) – это отношение значений кривой ПС, изучаемого пласта к ее максимуму.

Участки кривой ПС, на которых преобладают наибольшие отрицательные или положительные отклонения, выделяются соответственно под названием отрицательных или положительных аномалий. Линия  $A_{ПС\ 0,5}$  – разделительная между песчаными и алевроито-глинистыми породами.

Используя электрометрические характеристики пород, и в частности значения  $A_{ПС}$ , соответствующие определенным палеогидродинамическим режимам седиментации и седиментологические модели фаций, показывающие смену этих уровней во времени, можно построить электрометрическую модель фации.

Электрометрическая модель фации – это отрезок кривой ПС, образованный одной или несколькими аномалиями, увязанными с граничными значениями  $A_{ПС}$  и отражающими изменения литофизических свойств пород, обусловленные характерной последовательностью смены палеогидродинамических уровней среды седиментации во времени.

В.С. Муромцев в ходе своих исследований установил, что для каждой фации характерна особая, только ей свойственная форма аномалий кривой ПС [3].

Для морских обстановок осадконакопления электрометрические модели фаций представлены на рисунке 1.

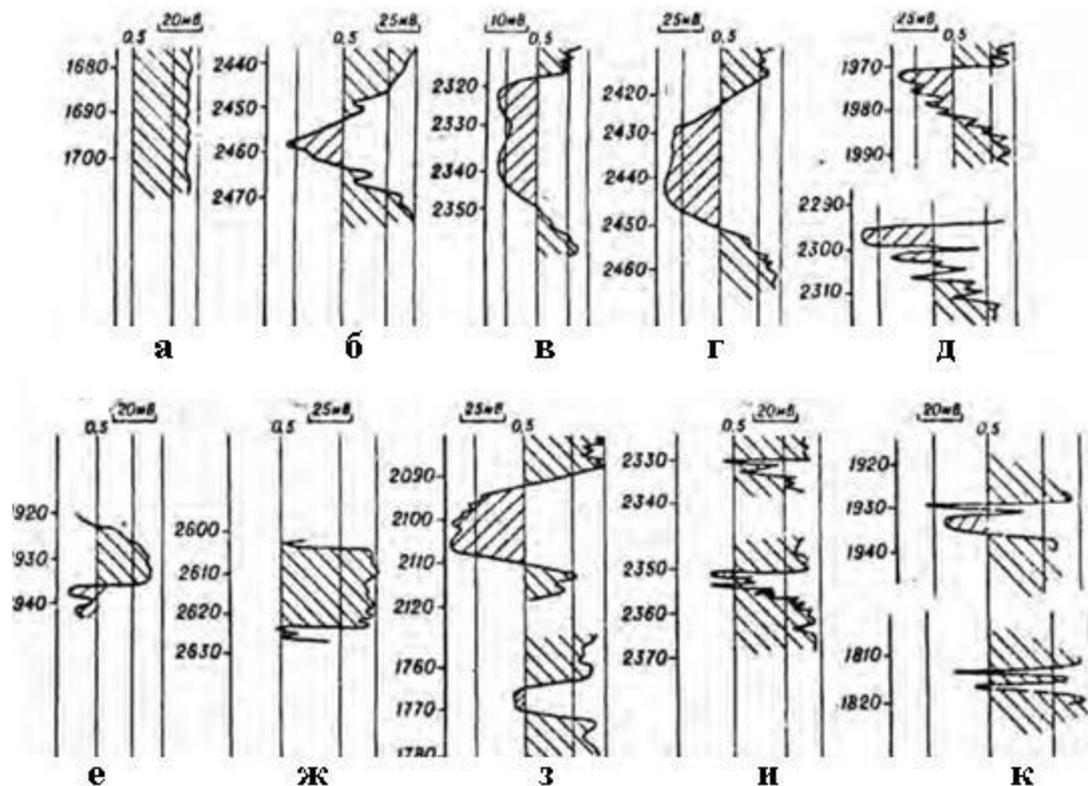


Рис. 1. Электрометрические модели фаций морского бассейна. а) открытого моря с накоплением глинистых отложений; б) головных частей разрывных течений; в) барьерных островов; г) устьевых баров; д) вдольбереговых регрессивных баров; е) забаровых лагун; ж) морских заливов и бухт; з) промоин разрывных течений; и) прибрежных валов; к) пляжей. (В.С. Муромцев, 1984)

Кроме метода собственных потенциалов данные об изменении литологического состава пород можно получить с помощью метода естественной гамма-активности (ГК).

Гамма-каротаж позволяет уточнять и коррелировать характер изменений литологического состава пород, устанавливаемый по кривой ПС для определения фациальной породы осадка. Также метод дает возможность самостоятельно получать данные о литологическом составе пород в случаях, когда метод ПС вообще не может быть использован.

Таким образом, с помощью промыслово-геофизических данных метода самопроизвольной поляризации, используя электрометрические модели В.С. Муромцева можно установить фациальную принадлежность песчаных пластов исследуемой территории.

Геофизические параметры пластов тангаловской свиты получены по трем скважинам в пределах месторождения: № 1001, 1004, 1005. В работе рассмотрим для примера только скв. № 1104 (рис. 2).

На основании методов ГК, КС, ПС, ИК произведена интерпретация данных, которая позволила: скоррелировать пласты БУ<sub>1</sub>, БУ<sub>2</sub>, БУ<sub>3</sub> по глубине; литологически расчленить пласты и выявить потенциальные песчаные тела. По результатам опробования получены следующие данные: в скважине № 1004 из пласта БУ<sub>1</sub> получены признаки нефтеносности в виде пленки нефти; в скважине № 1005 из пласта БУ<sub>2</sub> получен приток газа дебитом 10,23 тыс. м<sup>3</sup>/сут; в скважине № 1001 из пласта БУ<sub>3</sub> не переживающийся приток нефти дебитом 12,22 м<sup>3</sup>/сут.

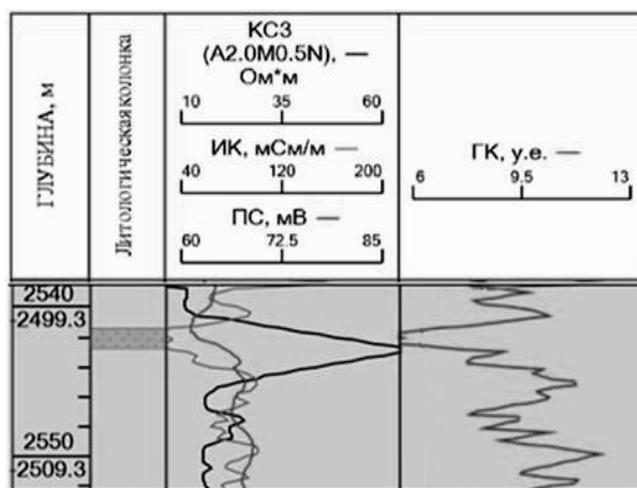


Рис. 2. ПС в скважине 1004 для пласта БУ<sub>1</sub>.

Сопоставив полученную в результате проведения ГИС в скважине № 1004 кривую ПС в пласте БУ<sub>1</sub> с теоретическими электрометрическими моделями В.С. Муромцева было найдено соответствие фактического материала с моделью фации промоин разрывных течений. Методика В.С. Муромцева широко применяется при поиске литологических ловушек нефти и газа неантиклинального типа [3]. Она позволяет выделить песчаные тела в разрезе; установить их фациальную природу и пространственное размещение; выявить закономерности формирования песчаных отложений и спрогнозировать типы фаций. Забаровые лагуны в период штормов могут заполняться морской водой или пресной, которая стекает с суши – так образуются разрывные течения. Эти избыточные воды прорывают песчаное тело бара, устремляясь в открытое море. На дне лагун и во вдольбереговых барах разрывные течения создают промоины. Морские воды могут проникать в эти промоины в период приливов, а в период отливов воды устремляются в противоположном направлении. Разрывные течения переносят обломочный материал, который образует песчаные тела, заполняя промоины.

Сопоставив полученную в результате проведения ГИС в скважине № 1005 кривую ПС в пласте БУ<sub>2</sub> с теоретическими электрометрическими моделями В.С. Муромцева было найдено соответствие с моделью фации вдоль береговых баров (трансгрессивных) и прибрежных валов.

Модель формирования вдоль береговых трансгрессивных баров и прибрежных валов характеризуется тем, что начальный этап их образования связан с высокой динамикой водной среды, обусловившей накопление относительно грубозернистых осадков. По мере развития трансгрессии моря и углубления бассейна происходит снижение гидродинамической активности и отложение тонкозернистых и глинистых осадков [2].

Сопоставив полученную в результате проведения ГИС в скважине № 1001 кривую ПС в пласте БУ<sub>3</sub> с теоретическими электрометрическими моделями В.С. Муромцева было найдено соответствие с моделью фации барьерных островов.

Барьерные баровые острова представляют собой отдельные бары или несколько наложенных друг на друга баровых гряд, вышедших на поверхность в виде островов. Прибрежные части этих островов могли подвергаться перемыву или намыву осадков. Обломочный материал хорошо сортируется и накапливается вдоль береговой линии островов под действием прибойных волн. При переходе от регрессии к трансгрессии, на участках стабилизации береговой линии возникают наиболее благоприятные условия для формирования барьерных островов.

Резервуар представлен отложениями неравномерно чередующихся песчаников светло-серых, преимущественно мелкозернистых до среднезернистых, алевролитов, серых слюдистых и аргиллитов темно-серых, плотных, слюдистых. Слоистость чаще горизонтальная, реже косоволнистая, линзовидная.

Песчаники резервуара относятся к мелкозернистым разностям, с преобладающим размером зерен 0,10-0,22 мм. Примесь алевролитовой фракции 10-25 %, местами 35%. Преобладающий размер зерен в алевролитах 0,05-0,09 мм, песчаной примеси до 15 %, в крупнозернистых алевролитах до 35-40 % .

Установлены обстановки осадконакопления песчаных пластов тангаловской свиты с помощью анализа результатов исследования кернового материала. Выявлено, что пласты образовывались в прибрежно-морской литоральной зоне. С помощью материалов ГИС и методики В.С. Муромцева выявлена фациальная принадлежность пластов-коллекторов. Установлены условия формирования и накопления терригенного материала в пределах резервуаров.

#### ***Литература***

1. *Алексеев В.П. Литолого-фациальный анализ/В.П. Алексеев // – Екатеринбург, 2002. 147 с.*
2. *Кислухин И.В. Особенности геологического строения и нефтегазоносность юрско-неокомских отложений полуострова Ямал / И.В. Кислухин; под ред. И.И. Нестерова. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. 116 с.*
3. *Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – ловушек нефти и газа/ В.С. Муромцев // – Л.: Недра, 1984. 260 с.*

## ПРОГРАММНЫЕ КОМПЛЕКСЫ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

**Войт Валерия Александровна**

*Кубанский государственный университет,*

*студентка 3 курса 2022 г, г. Краснодар*

*e-mail: valeria\_voyt@mail.ru*

**Научный руководитель:** *к.г. – м.н., доцент, Любимова Татьяна Владимировна*

**Аннотация:** Моделирование является широко используемым методом при поиске и разработке нефтяных и газовых месторождений. Существует множество различных программных комплексов, позволяющих создавать геологические и гидродинамические модели и отслеживать их в реальном времени.

**Ключевые слова:** гидродинамическое моделирование, программные комплексы, TimeZYX, HydroGeo, Eclipse, Petrel, t-Navigator, RoxarRMS, Техсхема.

## SOFTWARE COMPLEXES FOR THE IMPLEMENTATION OF HYDRODYNAMIC MODELING

**Voyt Valeria Alexandrovna**

*Kuban State University,*

*3rd year Student, Krasnodar*

*e-mail: valeria\_voyt@mail.ru*

**Research Supervisor:** *Candidate of Geology and Mineralogy, reader*

*Lyubimova Tatiana Vladimirovna*

**Abstract:** Modeling is a widely used method in the search and development of oil and gas fields. There are many different software packages that allow you to create geological and hydrodynamic models and track them in real time.

**Keywords:** hydrodynamic modeling, software complexes, TimeZYX, HydroGeo, Eclipse, Petrel, t-Navigator, RoxarRMS, Tech scheme.

### Введение

В настоящее время необходимо уделять большое количество времени на проектирование разработки месторождения и дальнейшего прогнозирования эксплуатации нефтегазоносных месторождений. Важным инструментом на сегодняшний день является гидродинамическое моделирование процессов добычи нефти и газа.

Основные задачи при построении фильтрационных моделей следующие:

создание объемных моделей залежей и месторождений углеводородов, на основе которых можно произвести прогноз фильтрационно-емкостных свойств коллектора в межскважном пространстве, а также выделить разные типы коллекторов;

дополнение модели новыми данными, позволяющими уточнить подсчет запасов и их разделения, выделить застойные зоны и продуктивные пласты в разрезе;

обоснование геолого-промысловых технологических показателей, итогом которого будет возможное улучшение процессов выработки запасов и повышение коэффициентов нефте- и газоотдачи [3].

Неотъемлемой частью создания и обработки гидродинамических моделей являются программные пакеты с различными функциями, с развитием которых появляется возможность создавать более сложные модели залежей углеводородов. Ниже будут рассмотрены программные пакеты для гидродинамического моделирования.

### Программные комплексы

Преимущественно для создания фильтрационных моделей используют Eclipse/Petrel (Schumberger), Tempest (Roxar), VIP (Landmark), TimeZYX (группа компаний «Траст»), t-Navigator, HydroGeo [1].

Платформа *TimeZYX* – полномасштабный программный комплекс, имеющий возможности для создания и решения улучшения, постоянно действующих геолого-технологических моделей месторождений нефти и газа.

Основными преимуществами этой платформы являются: возможность проведения полного анализа геологических и геофизических данных, создание моделей для сложных и гигантских месторождений, возможность секторного моделирования, автоматическая экспертиза и сопоставление моделей и создание отчетных документов по разработке нефтяных месторождений и прогнозирования использования.

Основные используемые блоки в программном комплексе – геология (первичный анализ, создание геологической модели, подсчет запасов), ремасштабирование (переход геологической модели в гидродинамическую), гидродинамика (создание фильтрационной модели, адаптация модели, прогнозные расчеты) и оптимизация с анализом (анализ результатов и оценка пригодности модели, составление отчета).

Модуль гидродинамика включает в себя большое количество возможностей для создания и анализа фильтрационных моделей. В первую очередь создание наборов моделей процессов фильтрации в гигантских месторождениях, используя секторное моделирование. Также имеется многосеточные алгоритмы, позволяющие отражать реальную структуру среды, т.е. переход от сетки с гидродинамическими расчетами к сетке с подробными расчетами. Неотъемлемой частью данного блока служит определение фазового состояния многокомпонентной смеси и переход её свойств в свойства флюидов модели нелетучей нефти, для этого в программу специально вшита модель Black Oil. Помимо создания моделей стоит отметить групповое и индивидуально управление скважинами, позволяющее распределить дебит добычи по скважинам и автоматически выключить нагнетательную скважину или перевести добывающую в нагнетательную.

*HydroGeo* программный комплекс, созданный относительно недавно. Он предназначен для расчетов по оценке фильтрационно-ёмкостных свойств пород по результатам опытно-фильтрационных исследований и для оценки эксплуатационных запасов подземных вод. Основное направление в использовании данного программного комплекса опирается на создании различных сеточных моделей геомиграции, т.е. совокупность геофильтрационных и геохимических процессов. Отличительная особенность данного комплекса – возможность создание модели без опоры на применяемые методы в зависимости от различных показателей (температуры, давления, состава поверхностных и подземных вод, находящихся в жидкой фазе).

Чаще всего к определяемым параметрам относят коэффициенты фильтрации, проницаемости, продуктивности, пьезопроводности и уровнепроводности, пластовое давление. Встречаются случаи оценки давления газонасыщения жидкой фазы. По составу воды и газа возможно рассчитать их плотность в пластовых условиях. Полученная модель позволяет добавить для каждого из расчетных блоков действие внутренних и внешних факторов воздействия на изменение состояния месторождения, а также на основе всего это производят расчеты применительно к напорно-безнапорным условиям.

*t-Navigator* – программный комплекс, позволяющий объединять статическое и динамическое моделирование от коллектора до наземных сетей. Данный комплекс поддерживает общую среду для сейсмических, геологических, геомеханических данных, разработки месторождений и моделирования ствола скважины и наземной сети.

К основным проблемам, решаемым с помощью этого программного комплекса, относятся составление прогноза для дальнейшего планирования разработки месторождений, оценка эффективности гидравлического разрыва пласта и обработки призабойной зоны кислотами и растворами поверхностно-активных веществ. Также возможна расстановка вертикальных и горизонтальных скважин по определенной схеме разработки и оценка эффективности заводнения.

*Eclipse* – программное обеспечение для разработки нефтяных и газовых месторождений. Такой симулятор может выполнять все задачи моделирования пласта, сюда входит конечно-разностные модели для нелетучей нефти, сухого газа, термодинамические модели и модели линий тока.

Для наилучшего изучения месторождения методом гидродинамического моделирования пре- и пост-процессоры предоставляют набор приложений, являющиеся уже готовыми решениями для всех этапов, начиная с ввода данных и заканчивая анализом модели.

Пре-процессоры включают в себя модули по укрупнению свойств на сетке (FloGeo), создание и настройка модели флюида по трем основным термодинамическим параметрам (PVTi), обработка кривых относительно фазовой проницаемости (SCAL) и подготовка промысловых данных (Schedule). А вот к пост-процессорам относят 3D визуализацию исходных данных и результатов гидродинамического моделирования (FloViz), описательные характеристики месторождения и прогноз дебита скважины (FloGrid) и анализ чувствительности параметров для дальнейшего ускорения процесса воспроизведения истории (SimOpt).

Очень важной программой, объединяющей модули указанные выше, является ECLIPSE Office. В данную систему уже включены пре- и пост-процессинга. Так пре-процессинговые программы предоставляют входные данные, а ECLIPSE Office формирует разную информацию в один набор данных для последующих подсчетов. Пост-процессинговые программы помогают визуализировать выходные данные симуляторов и манипулируют ими.

*Petrel* – программная платформа, которая относится к той же компании, что и Eclipse – Schlumberger. Данная платформа предоставляет широкий круг возможностей: анализировать сейсмические данные, выполнять корреляцию скважин, создавать 2D и 3D модели углеводородных бассейнов, анализировать данные и составлять отчеты, создавать карты и проектировать дальнейшую разработку месторождений для максимального использования резервуара. Как и вышеперечисленные программные комплексы поддерживают данные различных программ.

*Petrel* включает в себя различные модули для обработки данных и построения моделей. Основными при гидродинамическом моделировании являются Data Analysis, Well Correlation, Domain Conversion и Pre-Stack Interpretation модули.

Data Analysis проверяет качества данных и производит их интерактивный анализ, выявляет зависимость между скважинными и сейсмическими данными для дальнейшего моделирования свойств. Конечный этап данного модуля – визуализация и анализ результатов гидродинамического моделирования.

Well Correlation позволяет отображать одновременно каротажные, сейсмические данные, свойства 3D модели, а также закачивания и проигрывания во времени результатов гидродинамического моделирования.

Domain Conversion предназначен для перевода данных из временной области в глубинную и обратно. Позволяет построить несколько моделей скоростей для получения различных возможных прогнозов и получения наилучших результатов.

Pre-Stack Interpretation (интерактивное суммирование) – конечное звено между обработкой и интерпретацией данных. Позволяет изучать зависимость формы горизонта и его атрибутов от удаления.

Эта платформа объединяет геофизику, геологию и разработку месторождений и позволяет описать резервуары в режиме реального времени. Правильно построенная модель позволяет составить прогноз исходных данных и оценить предстоящие расходы. Учет взаимоотношения данных и параметров помогает быстро обновлять модели по мере поступления новых данных, управлять сценариями расчета для точного анализа истории разработки, анализировать риски и неопределенности на протяжении всей жизни месторождения [2].

*Roxar RMS* – программный пакет для моделирования резервуаров. Он позволяет анализировать данные, проводить контроль качества полученных результатов, рассматривать модель в симуляторе и дополнять её новыми данными. Программный комплекс состоит из разных взаимосвязанных модулей, из которых основными для создания геолого-техногенной модели (динамической) являются RMSsimgrid, RMSstream и RMSflowswim.

Первый модуль основан на переходе из геологической модели в гидродинамическую. Является препроцессором для подготовки и анализа фильтрационной модели.

Модуль RMSstream позволяет выделить из всех созданных геологических моделей те, на основе которых будет построена полномасштабная гидродинамическая модель. Появляется возможность на основе моделирования фильтрации однофазной жидкости выделить траектории линий тока, рассчитываемых на геологической сетке.

И наконец, для оценки и дальнейшего прогнозирования, а также для оптимизации размещения скважин используется модуль RMSflowswim. В данном модуле производят расчеты фильтрации сжимаемых флюидов, с учетом различных ограничений и условий, применяемых при проектировании моделей в реальном времени [5].

Симулятор *Texschema* был разработан компанией «СургутНИПИнефть». Основой программного комплекса является трехфазная модель многокомпонентной фильтрации, особенность которой это

возможно рассмотрение процессов фильтрации с учетом межфазного массообмена отдельными химическими составляющими. Программа позволяет моделировать пласты с разломами, редактировать траекторию ствола скважины. Так же как и у других программных комплексов, имеется широкий доступ к импортированным данным из других программ. Вывод результатов расчетов осуществляется в виде таблиц, соответствующих регламенту на проектные работы.

Преимущества использования данного программного комплекса заключается в учете неполного охвата пласта, т.е. во введении статической прерывистости коллекторов и расчете коэффициента охвата пласта. Появляется возможность моделировать естественно-трещиноватые коллекторы и более достоверно оценивать извлекаемые запасы и возможные затраты на разработку сильно-разрывистых коллекторов. Еще одним достоинством считается учет смещения скважины относительно центра вскрытой расчетной ячейки, её наклон и неполноту вскрытия ячейки интервалом перфорации, а также попадание скважины на границу нескольких ячеек.

Однако на этапе проектирования геолого-технологических моделей возникают трудности с процессом закачки данных о  $\text{CO}_2$  и химических составов, так как должны присутствовать дополнительные математические модели, учитывающие механизмы процессов закачки поверхностно-активных веществ, полимеров и растворителей. Также отсутствует возможность моделировать неизотермические процессы фильтрации, что приводит к ограниченному применению тепловых методов повышения нефте- и газодачи. Нет возможности разбиения модели на секторы с последующим их восстановлением в единую модель, что замедляет процесс моделирования.

Значительные погрешности в расчётах дают увеличение проницаемости ячеек модели вокруг скважины из-за отображения эффекта гидроразрыва пласта и отсутствие учета минимального напряжения сдвига у высоковязких нефтей, обладающих свойствами неньютоновской жидкости [4].

#### **Выводы**

Для моделирования существуют разные программные комплексы, позволяющие объединять различные данные геофизики, геологии и гидродинамику пластовых систем. Основными используемыми программы для гидродинамического моделирования являются Eclipse/Petrel (Schumberger), TimeZYX t-Navigator, HydroGeo, включающие в себя различные модули для облегчения работы.

Задачи, решаемые при использовании программных комплексов для моделирования следующие:

- создание объемной модели, на которой возможно отразить динамику реального потока;
- возможность выводить данные на другие программные комплексы;
- подсчеты запасов и расчеты динамических показателей для конкретных процессов;
- дополнение существующей модели новыми данными для наблюдения в реальном времени;
- анализ и прогнозирование работы скважин.

#### **Литература**

1. Гладков Е.А. Геологическое и гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа / Е.А. Гладков. // Томск: Издательство Томского политехнического университета – 2012. – С. 84.
2. Папич Е.А. Программная платформа Petrel / Е.А. Папич // Материалы IX Международной студенческой научной конференции «Студенческий научный форум 2017» URL.: <https://scienceforum.ru/2017/article/2017036258> (дата обращения 15.03.2022)
3. Попов И. П. Новые технологии в нефтегазовой геологии и разработке месторождений: учебное пособие для вузов / И. П. Попов // 2-е изд., испр. и доп. – Санкт-Петербург: Лань – 2021. – С. 312.
4. Стригун С. М., Грачев С. И., Майер С. В. Повышение эффективности применения гидродинамического симулятора «Техсхема» при планировании геолого-технических мероприятий // Территория Нефтегаз. 2013. №8. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/povyshenie-effektivnosti-primeneniya-gidrodinamicheskogo-simulyatora-tehshema-pri-planirovanii-geologo-tehnicheskikh-meropriyatiy> (дата обращения: 20.03.2022).
5. Щубаба А.С. Программный комплекс roxar RMS / А.С. Щубаба // Материалы IX Международной студенческой научной конференции «Студенческий научный форум 2017» URL.: <https://scienceforum.ru/2017/article/2017036260> (дата обращения 15.03.2022)

## ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НИЖНЕКАМЕННОУГОЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ КАМСКО-КИНЕЛЬСКОЙ СИСТЕМЫ ВПАДИН НА ОСНОВЕ НЕКОТОРЫХ ХИМИКО-БИТУМИНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

*Зиганшин Дмитрий Андреевич*

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,  
магистрант 1 курса, г. Пермь  
e-mail: ericgor69@gmail.com*

*Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент, Алексеева Ольга Леонидовна*

**Аннотация:** Результаты комплексного изучения битумоидов вместе с исследованием всего органического вещества и вмещающей породы позволяют получить информацию о ее нефтематеринских свойствах, определить пути миграции и выделить продуктивные толщи. Геохимическая характеристика нижнекаменноугольных отложений северной части Камско-Кинельской системы впадин была произведена на основе данных 118 скважин. Был произведен анализ распространения основных химико-битуминологических показателей – содержание органического углерода, концентрация хлороформенных битумоидов, концентрация спиртобензольных битумоидов, битумоидный коэффициент.

**Ключевые слова:** Камско-Кинельская система впадин, органическое вещество, битумоид, битумоидный коэффициент, доманикиты, доманикоиды, нефтегазоматеринские породы, пути миграции, зоны аккумуляции.

## GEOCHEMICAL CHARACTERISTICS OF THE LOWER-COAL DEPOSITS IN THE NORTHERN PART OF THE KAMA-KINELSK DEEP SYSTEM ON THE BASIS OF SOME CHEMICAL-BITUMINOLOGICAL INDICATORS

*Ziganshin Dmitry*

*Perm State National Research University,  
1<sup>st</sup> year Master's Degree Student, Perm,  
e-mail: ericgor69@gmail.com*

*Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader, Alekseeva Olga*

**Abstract:** The results of a comprehensive study of bitumoids, together with the study of the entire organic matter and the host rock, make it possible to obtain information about its oil source properties, determine migration routes, and identify productive strata. The geochemical characterization of the Lower Carboniferous deposits of the northern part of the Kama-Kinel depression system was made on the basis of data from 118 wells. An analysis was made of the distribution of the main chemical and bituminological indicators – the content of organic carbon, the concentration of chloroform bitumoids, the concentration of alcohol-benzene bitumoids, the bitumoid coefficient.

**Keywords:** Kama-Kinel basin system, organic matter, bitumoid, bitumoid coefficient, domanikites, domanikoids, oil and gas source rocks, migration routes, accumulation zones.

Процесс формирования залежей углеводородов (УВ) дифференцирован на несколько стадий. В начале формируются нефтегазоматеринские породы (НГМП). Затем происходит генерация УВ при одновременном катагенетическом преобразовании вмещающих пород. Следующая стадия эмиграции УВ характеризуется перемещением диффузорно-рассеянной микроневфти в породы-коллекторы из НГМП. Следом УВ мигрируют по проницаемым породам в водогазорастворенном и свободном состояниях. Следующей стадией, во время которой формируются залежи, является аккумуляция УВ. Конечными стадиями являются консервация УВ и разрушение залежи. В нефтегазовой геологии специалисты используют различные химико-битуминологические параметры для характеристики орга-

нического вещества (ОВ), выявления генерационного потенциала осадочных толщ и т.д. В частности, при помощи данных параметров возможно выделение нефтегазоматеринских свит (НГМС), основных миграционных путей и зон аккумуляции УВ. В данной работе для характеристики отложений был выбран параметр содержания органического углерода ( $C_{орг}$ ), хлороформенного и спирто-бензольного битумоидов ( $B_{хл}$  и  $B_{сб}$ ), а также битумоидный коэффициент ( $\beta$ ). [5].

ОВ содержится во всех осадочных породах любого возраста. Количество ОВ определяют по содержанию  $C_{орг}$ . ОВ подразделяется на рассеянное и концентрированное. В рассеянном ОВ концентрация  $C_{орг}$  достигает не более 2,5%, тогда как содержание  $C_{орг}$  в концентрированном ОВ может достигать более 40%. В пределах Камско-Кинельской системы впадин (ККСВ) выделяют доманикиты и доманикоиды. Доманикиты – это карбонатно-кремнистая тонкослоистая формация с повышенным содержанием ОВ (5-25%), способная как производить УВ собственными нефтегазоматеринскими толщами, так и концентрировать их в отдельных пластах и зонах, выполняющих роль резервуара. Доманикоиды – породы, схожие по литологическому составу с доманикитами, но имеющие меньшую концентрацию ОВ (до 5%). Таким образом, высокие значения концентрации  $C_{орг}$  позволят выделить возможные НГМС – зоны доманиковых толщ (0,5-5% и выше) [1].

Битумоиды – органические вещества, извлекаемые из горных пород, почв и вод в результате экстракции органическими растворителями (хлороформ, четырёххлористый углерод, бензол, спирто-бензольная смесь и др.); изучение битумоидов – обязательный элемент нефтегеологических исследований. В практике геохимических исследований и нефтепоисковых работ обычно используется хлороформ, экстрагирующий наиболее нейтральные, близкие к нефти по составу фракции ОВ, и спирто-бензол, извлекающий более кислые компоненты – смолы, кислоты. В таком случае выделяют соответственно хлороформенный битумоид ( $B_{хл}$ ) и спирто-бензольный битумоид ( $B_{сб}$ ). Определение содержания  $B_{хл}$  и  $B_{сб}$  позволяет на основании распределения их концентраций в разрезе выявить син- и эпигенетичные разности и таким образом установить участки активизации миграционных процессов. Высокие значения нейтрального битумоида будут определять высокую миграционную способность битумоида и, следовательно, его эпигенетичность. Высокие значения кислого битумоида будут характеризовать его низкую миграционную способность [2,3].

$\beta$  отражает относительное содержание битумоидов в ОВ или степень его битуминизации. В практике геохимических исследований  $\beta$  обычно рассчитывается как выраженное в процентах отношение битумоида к  $C_{орг}$ , которое рассчитывается по формуле:  $\beta = B_{хл} / C_{орг} * 100\%$ .  $\beta$  позволяет разделить битумоиды на сингенетичные и эпигенетичные. Для сингенетичных битумоидов  $\beta$  не превышает 20–25 %, для эпигенетичных битумоидов  $\beta$  равен 40–50 %. Остаточные битумоиды, отдавшие свою миграционную часть, характеризуются низкими значениями  $\beta = 2–3$  %. Присутствие в ОВ остаточных битумоидов характеризует нефтепроизводящие свиты [3].

Для геохимической характеристики отложений нижнего карбона в пределах северной части ККСВ были построены карты распределения описанных химико-битуминологических показателей. ККСВ представляет собой систему впадин, которая сформировалась в результате некомпенсированных погружений в позднедевонскую эпоху и последующего заполнения образованных впадин более молодыми нижнекаменноугольными отложениями. Выделяется три типа разрезов: осевой (доманиковые фации), бортовой (доманиковые и рифогенные) и сводовый (рифовые). На сегодня ККСВ имеет важнейшее значение в распределении зон генерации и аккумуляции нефти и газа в северо-восточной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. К настоящему времени на территории Ульяновской, Самарской и Оренбургской областей, Пермского края, а также Татарстана, Башкирии и Удмуртии открыто более 300 нефтяных, нефтегазовых и газовых месторождений. Данная территория является наиболее изученной, но некоторые отдельные прогибы и прочие тектонические структуры, приуроченные к территории, были изучены не в полной мере, что на фоне проблематики истощения эксплуатируемых месторождений придает потенциальным перспективам обнаружения новых очагов генерации углеводородов, путей миграции и зон аккумуляции определенную актуальность [4,6].

Содержание  $C_{орг}$  в раннем карбоне в среднем составляет 2,2% (рис.1). Относительно повышенное содержание  $C_{орг}$  (около 5%) приурочено к осевым зонам ККСВ в пределах Сарапульской впадины. Максимальное значение  $C_{орг}$  имеет толща в Добрянско-Челвинской впадине, содержащая концентрированное ОВ (19,12%). Таким образом, в данных депрессиях ККСВ возможно выделить доманиковую толщу.

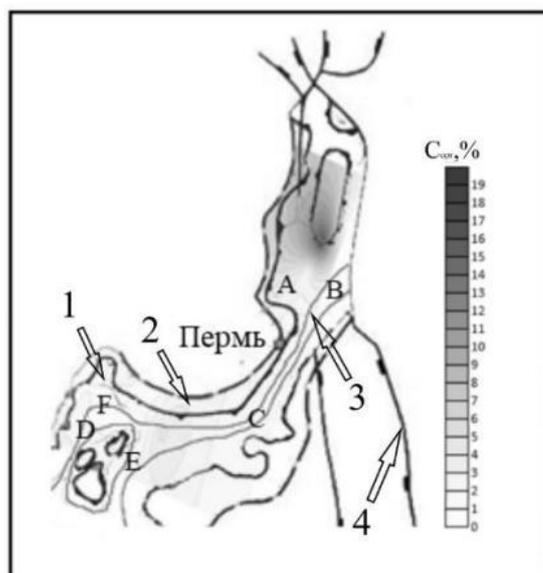


Рис. 1. Геохимическая карта распределения  $C_{орг}$  отложений  $C_1$  рассматриваемой области. Построена в Surfer 15 методом кригинга.

1 – зоны распространения карбонатных клиноформ; 2 – зоны распространения органогенных построек типа барьерных рифов и палеоатоллов; 3 – осевые зоны прогибов Камско-Кинельской системы; 4 – граница тектонических регионов; участки: А – Добрянско-Челвинский, В – Кизеловский, С – Шалымский и Калининский, D – Можгинский, Е – Сарапульский, F – Фокинский.

Эпигенетические битумоиды прослеживаются в северной части ККСВ вокруг Перми и восточнее ее (рис. 2). В среднем,  $B_{хл} = 0,21\%$ . Эта область приурочена к Шалымско-Калининской впадине. Сингенетические битумоиды проявляются севернее Добрянско-Челвинской и Кизеловской впадин, а также в области, приуроченной к Можгинской впадине. Среднее значение  $B_{сб}$  составляет  $0,41\%$ .

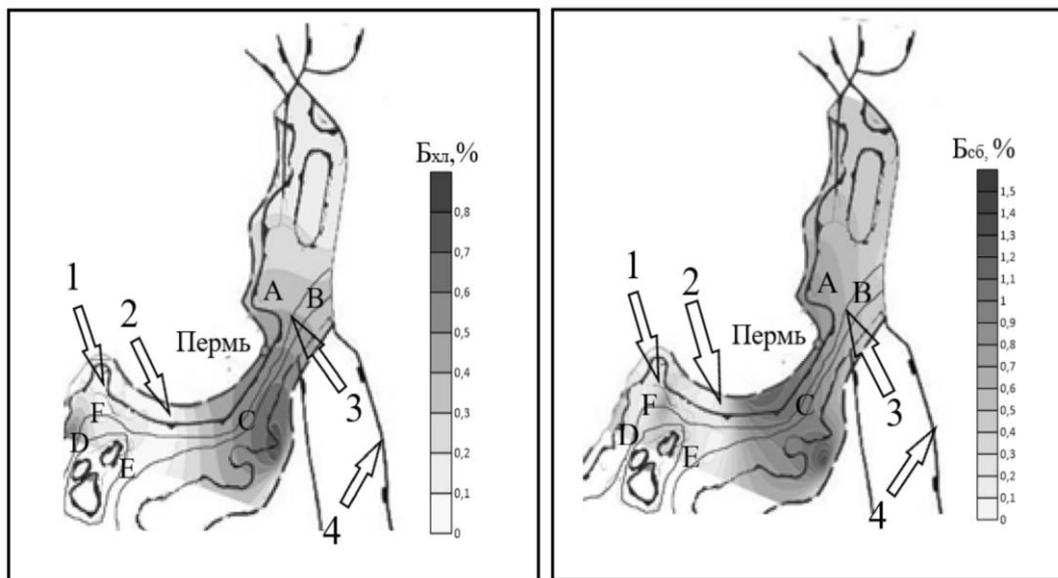


Рис. 2. Геохимическая карта распределения  $B_{хл}$  и  $B_{сб}$  отложений  $C_1$  рассматриваемой области. Построена в Surfer 15 методом кригинга.

1 – зоны распространения карбонатных клиноформ; 2 – зоны распространения органогенных построек типа барьерных рифов и палеоатоллов; 3 – осевые зоны прогибов Камско-Кинельской системы; 4 – граница тектонических регионов.

Участки: А – Добрянско-Челвинский, В – Кизеловский, С – Шалымский и Калининский, D – Можгинский, Е – Сарапульский, F – Фокинский.

Среднее значение  $\beta$  составляет  $11,8\%$ , что свидетельствует о слабой миграционной способности углеводородов (рис. 3). В юго-западной части рассматриваемой территории  $\beta = 0,8\%$  – остаточный битумоид, это может означать наличие НГМС в данной области.  $\beta$  северной части рассматриваемой территории составляет  $10-15\%$ . Максимальное значение  $\beta$  имеет территория бортовой зоны Шалым-

ско-Калининской впадины ( $\beta = 46,9\%$ ), что говорит о высокой миграционной способности (аллохтонности). Также высокую миграционную способность имеют битумоиды в пределах Можгинской и Сарапульской впадин ( $\beta = 36,7\%$ ). Такие битумоиды отличаются большей восстановленностью, значительным преобладанием масел, более высоким содержанием водорода, т.е. их состав значительно ближе к нефти. Увеличение  $\beta$  с юго-западной области в восточную может означать то, что миграция УВ возможно происходила в этом направлении.

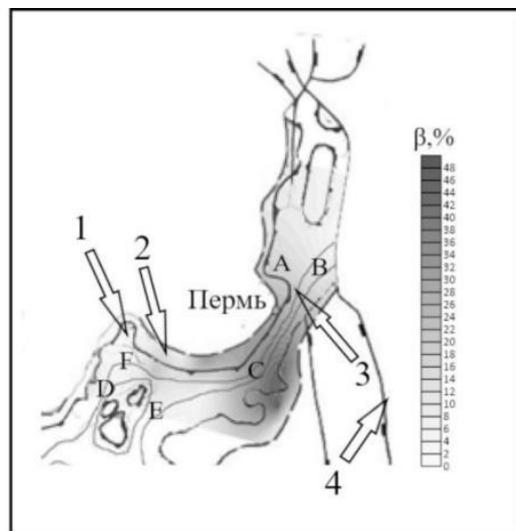


Рис. 3. Геохимическая карта распределения Бхл и Бсб отложений С1 рассматриваемой области. Построена в Surfer 15 методом кригинга.

1 – зоны распространения карбонатных клиноформ; 2 – зоны распространения органогенных построек типа барьерных рифов и палеоатоллов; 3 – осевые зоны прогибов Камско-Кинельской системы; 4 – граница тектонических регионов.

Участки: А – Добрянско-Челвинский, В – Кизеловский, С – Шалымский и Калининский, D – Можгинский, E – Сарапульский, F – Фокинский.

Для построения геохимических карт были выбраны показатели, которые наиболее представительно могли охарактеризовать генерационный потенциал отложений рассматриваемой территории, выделить возможные пути миграции и зоны аккумуляции УВ. Большая часть рассматриваемой территории содержит доманиковые отложения, приуроченные к осевым и бортовым частям разреза ККСВ и являющимися нефтематеринскими и нефтепроизводящими высокопродуктивными. Многочисленные следы миграции битумоидов говорят об аккумуляции углеводородов в участках, в направлении которых шла миграция. По результатам построения карт основное направление миграционных процессов УВ наблюдается с юго-запада территории в восточном направлении; высокие концентрации битумоидов наблюдаются на территории Шалымско-Калининской, Можгинской и Сарапульской впадин. В этих областях, вероятно, были наиболее благоприятные условия для аккумуляции нефти. Нефтепродуктивные толщи, в особенности, приурочены к Шалымско-Калининской впадине. Для выдвижения более конкретных выводов необходимо проведение широкого спектра геологоразведочных работ.

#### Литература:

1. Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. Геология и геохимия нефти и газа. МГУ, Москва, 2000 г., 384 стр.
2. Битумоиды. // Большая российская энциклопедия. [Электронный ресурс] URL: <https://bigenc.ru/geology/text/1872141> (дата обращения 25.03.2022).
3. Геология и геохимия нефти и газа [Электронный ресурс]: учебное пособие / Е. Е. Кожевникова; Пермский государственный национальный исследовательский университет. – Электронные данные. – Пермь, 2020; 90с.– Режим доступа: <http://www.psu.ru/files/docs/science/books/uchebnie-posobiya/kozhevnikova-geologiya-i-geoхимиya-nefti-i-gaza.pdf> (дата обращения 25.03.2022).
4. Жуков И.М. Перспективы выделения новых прогибов Камско-Кинельской системы // Геология нефти и газа, 1983, №6. С. 12-16.
5. Карасева Т.В. Современные представления о формировании залежей нефти и газа. // Вестник Пермского университета. Геология, 2009. Вып.11(37). – С. 6-14.
6. Позднякова А.И. Особенности нефтегазоносности карбонатного фамена Камско-Кинельской системы Самарской области // Красноярск, Молодая нефть, 2013. С. 21-23.

## ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕГАЗОРУДОНОСТИ ПОЛОВОДОВСКОЙ ПЛОЩАДИ (ЛИСТ О-40-IV)

*Кабанов Александр Зафарович*

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,  
студент 1 курса магистратуры, г. Пермь  
e-mail: vnuchka.buffonna@mail.ru*

**Научный руководитель:** д.г.-м.н., заведующий кафедры региональной и нефтегазовой геологии Карасёва Татьяна Владимировна

**Аннотация:** проведен анализ нефтегазородности Половодовской площади (лист О-40-IV), как района перспективного для поиска и разработки залежей нефти

**Ключевые слова:** нефть, газ, Пермский край, Половодово, нефтегазоносность

## CHARACTERISTICS OF THE OIL AND GAS, ORE POSSIBILITY OF THE POLOVODOVSKAYA AREA (THE SHEET O-40-IV)

*Aleksandr Kabanov*

*Perm State University  
1st year Master's Degree Student, Perm,  
e-mail: vnuchka.buffonna@mail.ru*

**Research Supervisor:** d.g.m. n., head of the department of regional and oil and gas geology  
T.V. Karaseva

**Abstract:** analysis of the oil and gas potential of the Polovodovskaya area ( sheet O-40-IV) as a promising area for oil development

**Keywords:** oil, gas, Perm krai, Polovodovo, oil and gas potential

Половодовская площадь листа О-40-IV находится на северо-востоке Пермского края в пределах Соликамского, Александровского, Красновишерского и Усольского муниципальных округов (рис. 1). В плане геологической изученности площадь исследована неравномерно. Западная часть листа О-40-IV является восточным флангом одного из крупнейших в мире Верхнекамского месторождения калийных солей (ВКМКС), где проведен впечатляющий по объему и составу геологоразведочных методов комплекс геолого-геофизических работ (огромный объем бурения на стадиях поисков, разведки и подготовительных работ для эксплуатации (скважины глубиной до 500-600м), значительный по объемам и видам комплекс геофизических исследований (сейсморазведка, гравиразведка, электроразведка, магниторазведка и каротаж различных модификаций). На данный момент на территории листа закладывается один из крупнейших на месторождении Половодовский ГОК. Одновременно на территории ВКМКС и в центральной части площади проведены работы поисково-оценочной, разведочной и добычной стадии на нефть и газ. В западной части площади это подсольевые залежи углеводородов (С-D), в центральной – в зоне сочленения Западно-Уральской зоны складчатости и собственно платформы – крупные рифовые постройки от девона до нижней перми, а также поднадвиговые структуры сочленения двух крупных тектонических блоков [1].

Восточная, и наиболее интересная юго-восточная четверть площади листа О-40-IV, входит в Западно-Уральскую алмазо-золото-россыпную минерагеническую зону. Здесь выделяется новый рудный (алмазоносный) район (Яйвинский), где проведен значительный комплекс (с 1996 по 2016 год) поисково-оценочных работ на алмазы, как россыпных, так и коренных (связанных с флюидо-эксплозивными образованиями), включающих геофизические, буровые, горные, обогатительные, научно-исследовательские работы значительных объемов [2,3]. Выделяемый алмазоносный район по поставленным на учет балансовым запасам (С1-С2) и прогнозным ресурсам высоких категорий (Р1-Р2) не уступает «отработанному» Вишерскому алмазоносному району [1].

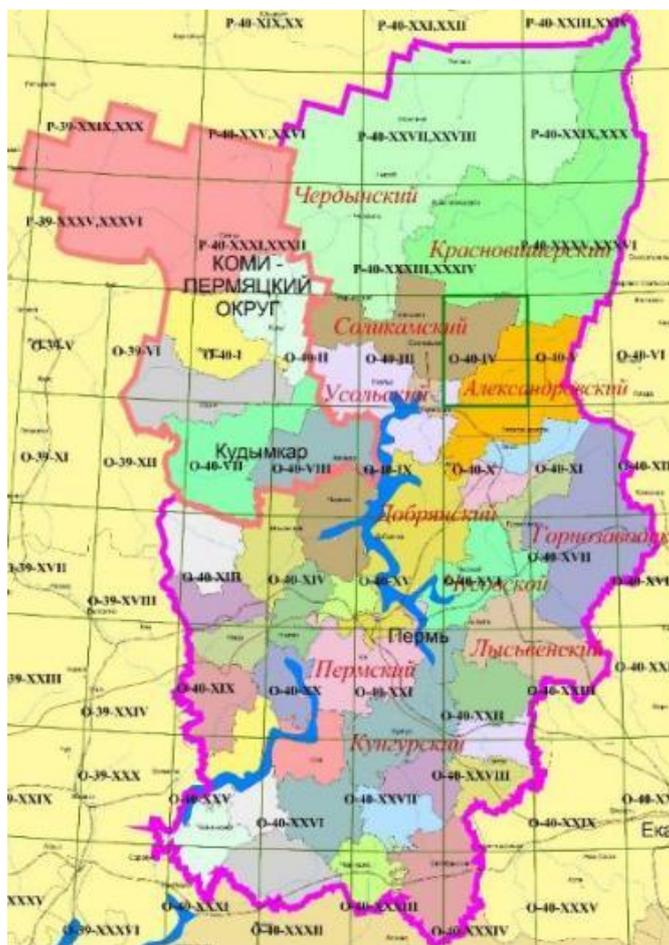


Рис. 1. Схема расположения листа О-40-IV (Половодово) на административной карте Пермского края 1:2100000

Нефть, газ и газоконденсат являются важнейшими полезными ископаемыми территории листа О-40-IV. Доминирующее положение занимает нефть (более 80%), около 9% объектов относятся к комплексным газонефтяным, 3,5 – к газовым. Самостоятельных залежей газового конденсата не выявлено, он присутствует в качестве попутного компонента в отдельных нефтяных месторождениях.

Месторождения углеводородного сырья относятся к Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП), Пермско-Башкирской нефтегазоносной области.

К этой провинции относят сейчас и примыкающую к прогибу полосу терригенно-карбонатных палеозойских отложений западного склона Урала, надвинутых на пермские терригенные осадки, в связи с установленной и предполагаемой нефтегазоносностью поднадвиговых зон.

Волго-Уральская НГП в целом характеризуется высоким уровнем освоенности ресурсов нефти (72,2%) и газа (61%). Начальные суммарные ресурсы (НСР) провинции составляют около половины ресурсов всей Восточно-Европейской платформы.

В границах листа О-40 IV промышленные залежи нефти и газа приурочены к девонским, каменноугольным и пермским терригенным и карбонатным отложениям. Месторождения и проявления УВ распространены в основном в западной части [1].

На территории исследования находится 9 небольших месторождений нефти и газа: Маговское, Ескинское, Боровицкое, Усть-Долгинское, Осокинское, Ростовицкое, Бельское, Тарховское, Ширяевское. Крупнейшим из них по запасам является Маговское (рис. 2). Имеются перспективы открытия новых месторождений нефти [4]. Все уже открытые месторождения содержат растворенный в нефти природный газ. Его содержание по месторождениям приведено на рисунке 3.

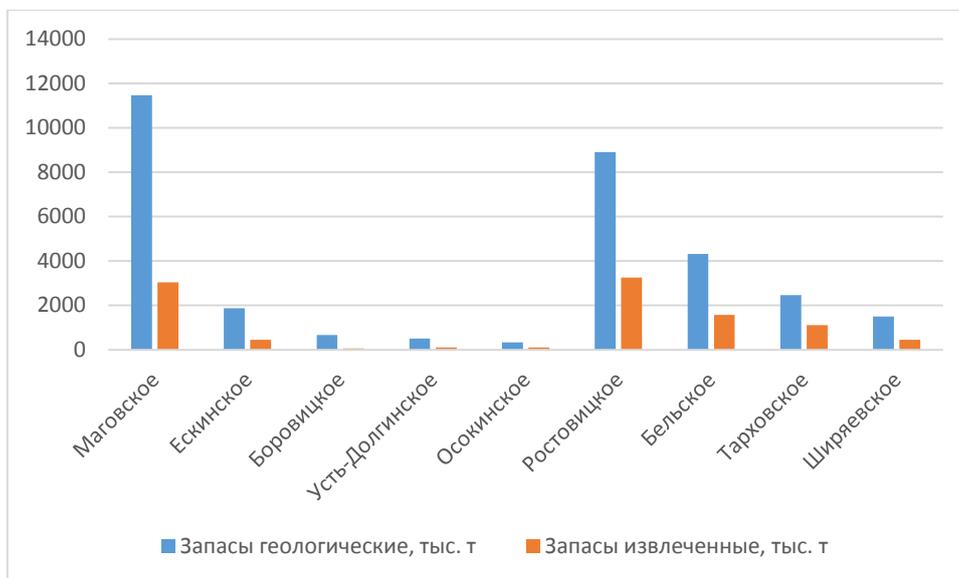


Рис. 2. Запасы нефти в месторождениях Половодовской площади

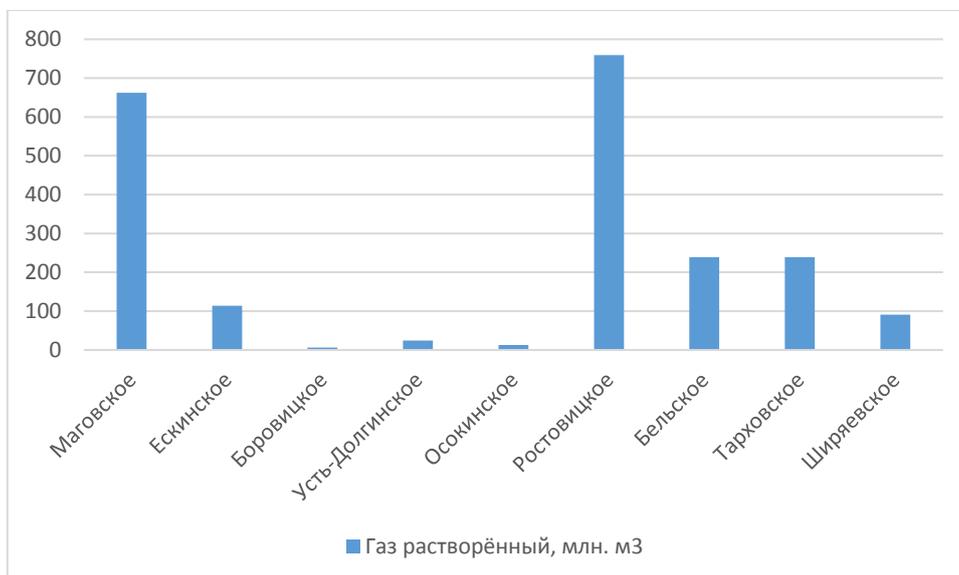


Рис. 3. Содержание растворённого газа в месторождениях Половодовской площади

Таким образом, Половодовский участок представляет собой зону распространения залежей нефти, газа и других полезных ископаемых. При этом сохраняются перспективы открытия новых нефтегазовых месторождений.

### Литература

1. Лукьянова Л.И., Жуков В.В. и др. Субвулканические эксплозивные породы Урала – возможные коренные источники алмазных россыпей. *Региональная геология и металлогения*, №12. СПб, 2000, с. 27-32.
2. Морозов Г.Г., Осовецкий Б.М., Накарякова И.Р. и др. Алмазность отложений мезокайнозой на территории платформенной части Пермского края // *Вестник Пермского ун-та. Сер. Геология*. 2007. Вып.4, с.49-59.
3. Тетерин И.П., Еськин А.Г., Стряпунина Е.В. Проект на выполнение работ по геологическому изучению недр «Выполнение геолого-съёмочных работ в пределах листа О-40-IV (Половодовская площадь)». Москва, 2020, 148с.
4. Хурсик В.З., Голдырева Т.К., Бауэр Г.А. и др. Обобщение данных по нефтегазоносности нижнепермских отложений с целью выявления перспективных площадей и объектов для лицензирования. Отчет сектора комплексных геологических исследований. "ПермНИПИНефть", 2005, 212с.

## ПИРОЛИТИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ЯНГИЮГАНСКОЙ ПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ СКВАЖИНЫ

*Кагабиев Никита Сергеевич*

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,  
студент 4 курса (года обучения), г. Пермь  
e-mail: kagabiev2012@gmail.com*

*Научный руководитель: старший преподаватель, Хопта Иван Сергеевич*

**Аннотация:** Исследование направлено на оценку зрелости углеводородных флюидов, путей миграции и характеристик материнских пород в Приуральском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. С этой целью методом пиролиза Rock-Eval было проанализировано 29 образцов из Янгиюганской параметрической скважины. Программное обеспечение Genex использовалось для анализа истории погружения, проведения одномерного теплового моделирования. Результаты одномерного моделирования показали, что содержание органического вещества в сланцах, алевролитах и аргиллитах было незрелым для производства каких-либо углеводородов. На основании зависимости водородного индекса (HI) от  $T_{max}$  установлено, что в исследованных пластах преобладают керогены III типа, также наблюдаются 2 образца I типа. Результаты моделирования показали, что только одна нефтематеринская толща соответствовала зоне максимального нефтеобразования. Текст аннотации должен включать краткую характеристику научной статьи с точки зрения ее значения, содержания, вида, формы и других особенностей.

**Ключевые слова:** Янгиюганская параметрическая скважина, пиролиз Rock-Eval, нефтематеринские породы, Genex, модель прогрева, моделирование.

## PYROLYTIC STUDY OF YANGIYUGANSKOY PARAMETRIC WELL

**Kagabiev Nikita Sergeevich**

*Perm State National Research University,  
4<sup>th</sup> year student, Perm  
e-mail: kagabiev2012@gmail.com*

*Research Supervisor: Senior Lecturer, Khopta Ivan Sergeevich*

**Abstract:** The study is aimed at assessing the maturity of hydrocarbon fluids, migration routes and characteristics of parent rocks in the Priuralsky district of the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug of the Tyumen Region. For this purpose, 29 samples from the Yangiyugan parametric well were analyzed by the Rock-Eval pyrolysis method. Genex software was used to analyze the history of the dive, conduct one-dimensional thermal modeling. The results of one-dimensional modeling showed that the content of organic matter in shales, siltstones and mudstones was immature for the production of any hydrocarbons. Based on the dependence of the hydrogen index (HI) on  $T_{max}$ , it was found that type III kerogens predominate in the studied formations, 2 type I samples are also observed. The simulation results showed that only one oil-producing layer corresponded to the zone of maximum oil formation. The text of the abstract should include a brief description of the scientific article in terms of its meaning, content, type, form and other features.

**Keywords:** Yangiyuganskoy parametric well, pyrolysis of Rock-Eval, oil-producing rocks, Genex, heating model, modeling.

### **Материалы и методы**

Пиролиз Rock-Eval широко используется при разведке осадочных бассейнов. Используя этот метод, можно определить качество и зрелость органического вещества в материнской породе и, следовательно, оценить потенциал образования углеводородов во всей нефтяной системе. Параметры, измеряемые при пиролизе Rock-Eval, включают  $T_{max}$  (°C), ТОС (масс.%),  $S_1$ ,  $S_2$  и  $S_3$  (мг УВ/г породы). Используя эти параметры, водородный индекс ( $HI = 100 \times S_2/ТОС$ ), кислородный индекс ( $OI = 100 \times S_3/ТОС$ ), индекс добычи ( $PI = S_1/(S_1 + S_2)$ ) и потенциал образования углеводородов ( $PP = S_1 + S_2$ ) можно вычислить. В данном исследовании проанализировано 29 образцов [1].

Моделирование бассейна и оценка углеводородной системы пытаются сформулировать динамическую прогностическую модель геологических процессов, происходивших во время эволюции осадочного бассейна. Моделирование бассейнов широко применяется при разведке нефти и могут помочь исследователям лучше понять нефтяные системы и взаимосвязь между запасами углеводородов. Такие модели были разработаны для измерения и моделирования различных процессов, происходивших во время формирования и эволюции осадочного бассейна, где моделируется весь пакет пластов от самых древних до самых молодых, а также выделяются потенциально нефтематеринские толщи и зоны нефтеобразования [3].

### Результаты и обсуждение

В данном исследовании было выполнено 1D моделирование Янгиюганской параметрической скважины, расположенной в Приуральском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области, в 90 км к востоку-юго-востоку от г. Салехард, в 15 км к северу-северо-западу от п. Янгиюган. Для проведения моделирования данного бассейна были построены модели прогрева и модель скорости осадконакопления в программном обеспечении Genex. Калибровка устанавливает оптимальное соответствие между измеряемыми параметрами и моделью и играет важную роль в эффективном моделировании изучаемого явления. Измеренные значения температуры и отражательной способности витринита использовались для проверки точности моделирования.

### Пиролит Rock-Eval

$S_1$  (мг УВ/г породы) измеряет количество свободных углеводородов, которые могут быть испарены из породы без расщепления керогена.  $S_2$  показывает выход углеводородов при крекинге керогена, представляющий остаточный потенциал образования углеводородов материнской породы [2]. Значения  $S_1$  пород раннемелового периода равняются 0,01 мг УВ/г, значение  $S_2$  изменяются от 0,01 до 0,89 мг/г со средним значением 0,18 мг/г из чего можно делать вывод, что породы не являются нефтегазоматеринскими. Значения  $S_1$  пород позднеюрского периода колеблются от 0,12 до 6,29 мг/г, среднее – 2,05 мг/г, значение  $S_2$  варьируются от 1,11 до 35,2 мг/г из чего можно делать вывод, что породы принадлежат к бедному классу. Значения  $S_1$  пород триасового-позднеюрского периода равняются 0,01 мг/г, значения  $S_2$  равняются 0,02 мг/г из чего можно делать вывод, что породы не являются нефтегазоматеринскими. Породы палеозойского возраста в основном имеют значения  $S_1=0,03$  мг/г, а  $S_2$  среднее 0,02 мг/г. Наблюдается небольшой слой с значением  $S_1=42,84$  мг/г и  $S_2=386,97$  мг/г, что говорит о том, что породы данного слоя принадлежат к очень богатому классу (Классификация нефтегазоматеринских пород [2]).

Значение  $T_{max}$  позволяет лучше понять термическую зрелость анализируемого образца. В этой работе имели значения  $T_{max}$  в пределах 400-441 °С. График  $T_{max}$  в зависимости от HI показывает, что большинство образцов были термически не зрелыми, лишь один образец из палеозойского возраста, описанный ранее, был термически зрелым и один образец позднеюрского периода. (рис. 1).

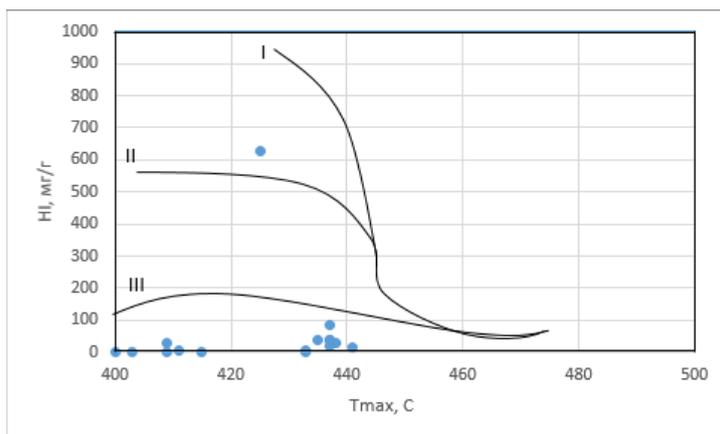


Рис. 1. Модифицированные диаграммы Ван – Кревелена зависимости HI от Tmax

Диаграмма соотношения индекса продуктивности от максимальной температуры пиролитиза показывает о том, что все образцы наблюдаются как незрелые или невытесненные УВ или загрязнения. Единственный образец наблюдается примерно на уровне генерации газа. По данным  $T_{max}$  большинство образцов наблюдаются в промежутке 430-440 °С, это соответствует подстадии МК<sub>1</sub>. Наблюдается один образец относящийся к стадии МК<sub>2</sub>, остальные образцы наблюдают к подстадии ПК<sub>2</sub>-ПК<sub>3</sub>. Полученные данные показывают, что все слои являются незрелыми. На основании зависимости  $T_{max}$  от HI установлено, что в изученных формациях преобладают керогены III типа (рис.2а).

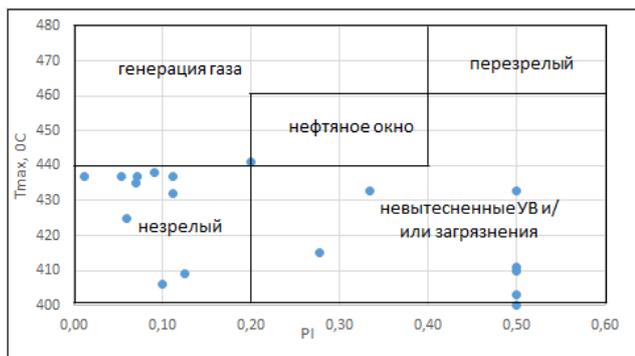


Рис. 2а. Диаграмма соотношения индекса продуктивности PI от максимальной температуры пиролиза Tmax

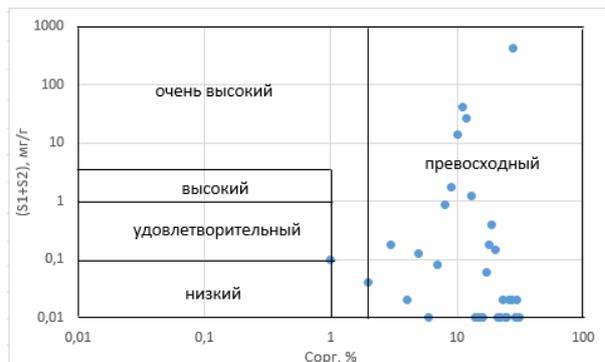


Рис. 2б. Диаграмма изменения полного генерационного потенциала (S<sub>1</sub>+ S<sub>2</sub>) от общего органического углерода ТОС

Образцы ОБ нефтематеринских пород обладают превосходным углеводородно-генерационным потенциалом. Наблюдается лишь один образец с низким потенциалом (рис. 2б).

По результатам геохимических исследований наблюдаются несколько перспективных слоев, которые могут быть нефтегазоматеринскими, это палеозойский слой и позднеюрские породы. Исследования показали, что породы в основном являются незрелыми.

### 1D моделирование

На изучаемом участке Янгиюганская параметрическая скважина пробурена на максимальную глубину 2500 м. Была построена модель прогрева с изотермами в программном обеспечении Genex для анализа потенциальных нефтематеринских слоев и модель скорости осадконакопления. Считается, что нефть начинает образовываться из органического вещества нефтематеринской толщи, когда в результате устойчивого прогибания земной коры и накопления осадков нефтематеринская толща оказывается в зоне, где температура пород достигает 60 °С -начала активной генерации нефти. Максимальное нефтеобразование происходит при температуре 90-120 °С.

По данной модели прогрева видно, что потенциальная нефтематеринская толща палеозойского возраста пересекает изотерму 100 С, что соответствует зоне максимального нефтеобразования (рис. 3а).

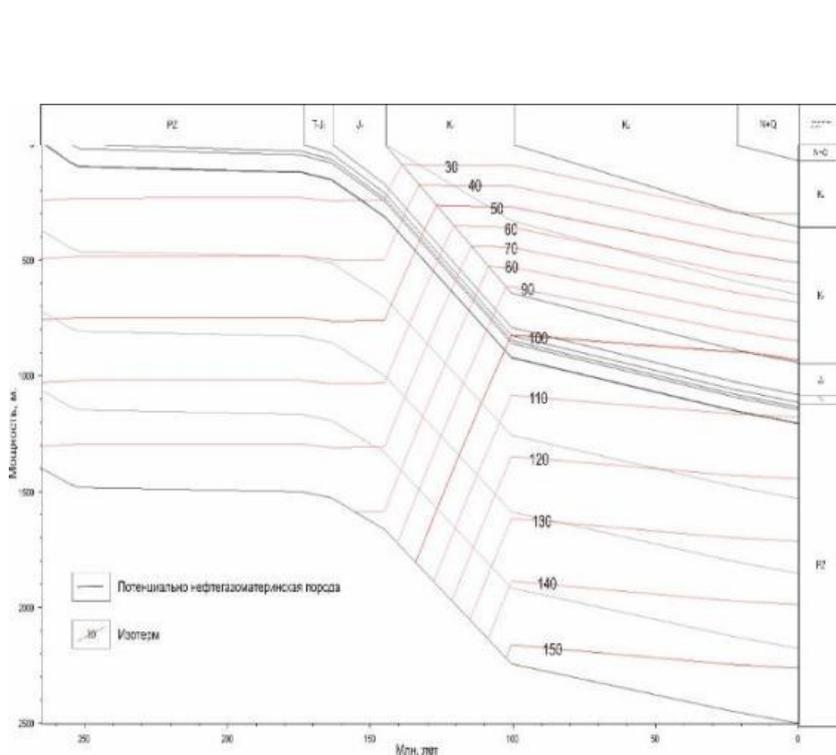


Рис. 3а. Модель прогрева

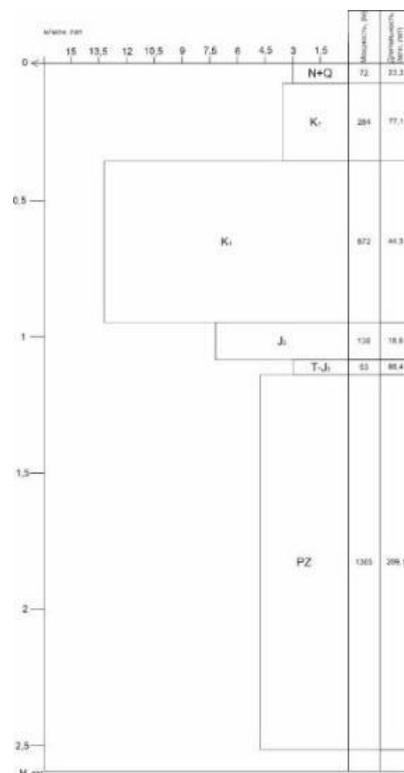


Рис. 3б. Модель скоростей осадконакопления

Модель скоростей осадконакопления показывает, что самое сильное прогибание земной коры наблюдалось в раннемеловом периоде (скорость осадконакопления равнялась 13 м/млн. л). Самые маленькие скорости осадконакопления наблюдались в неоген-четвертичный период и в трисовый-начало позднеюрский период (рис. 3б).

Вывод: По результатам исследования было выявлена одна потенциальная нефтематеринская толща палеозоя. По данным моделирования нефтематеринская толща находится в зоне максимального нефтеобразования на глубине 1205-1207 метров. В отложениях преобладает кероген I типа. По данным S<sub>1</sub> и S<sub>2</sub> порода принадлежит к классу очень богатых пород [2], а также имеет превосходный генерационный потенциал. Однако данные T<sub>max</sub> говорят о незрелом ОВ для большинства вышележащих пород.

Остальные образцы изучаемых отложений в основном являются незрелыми с керогеном III типа.

#### *Литература*

1. Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е., Геология и геохимия нефти и газа, Издательство МГУ, Москва, 2000 г., стр. 36-48
2. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. М., Мир, 1981, 502 с.
3. Peters K. E. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis //AAPG bulletin. – 1986. – Т. 70. – №. 3. – С. 318-329.

## ИЗУЧЕНИЕ РИФОВО-МЕЛКОВОДНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ С ПОМОЩЬЮ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ МЕЛЕКЕССКОЙ ВПАДИНЫ

**Каримова Аделя Рамилевна**

Казанский (Приволжский) федеральный университет,  
бакалавр 4 года обучения, г. Казань  
e-mail: adkarimova2017@yandex.ru

**Мударисова Раушания Айдаровна**

Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань  
e-mail: rayshania@mail.ru

**Научный руководитель:** старший преподаватель Мударисова Раушания Айдаровна, г. Казань,  
e-mail: rayshania@mail.ru

**Аннотация:** Горское месторождение СВН тектонически приурочено к восточному борту Мелекесской впадины. Основными продуктивными отложениями реликтово-органогенные и пористые оолитовые известковистые доломиты камышлинского горизонта казанского яруса. Построение литолого-фациальной, фильтрационно-емкостной моделей и моделей насыщения направлено на лучшее понимание ориентации, геометрии и пространственного распределения рифовых образований и комплексов оолитных отмелей, а также распределение ФЭС в пределах Горского месторождения СВН.

**Ключевые слова:** геологическая модель, битум, коллектор, карбонатные породы, сверхвязкие нефти.

## THE STUDY OF REEF-SHALLOW DEPOSITS USING GEOLOGICAL MODELING ON THE EXAMPLE OF THE MELEKESS DEPRESSION

**Karimova Adelya Ramilevna**

Kazan (Volga Region) Federal University Institute of Geology and Oil and Gas Technologies,  
4<sup>th</sup> year Student bachelor, Kazan  
e-mail: adkarimova2017@yandex.ru

**Mударисова Раушания Айдаровна**

Kazan (Volga Region) Federal University Institute of Geology and Oil and Gas Technologies,  
Kazan  
e-mail: rayshania@mail.ru

**Research Supervisor:** Senior Lecturer Department of Geology of Oil and Gas named after  
academician A.A. Trofimuk  
Mударисова Раушания Айдаровна

**Abstract:** The Gorsky ultraviscous oil field is tectonically confined to the eastern side of the Melekess depression. The main productive deposits are relict-organogenic and porous oolitic calcareous dolomites of the Kamyshlian horizon of the Kazanian Stage. The construction of lithofacies, porosity and saturation models is aimed at a better understanding of the orientation, geometry and spatial distribution of reef formations and ooid shoal complexes, as well as the distribution of reservoir properties within the Gorsky ultraviscous.

**Keywords:** geological model, bitumen, reservoir, carbonate rocks, extra-viscous oils.

Для построения литолого-фациальной модели Горского месторождения СВН использовались аналитические данные, предоставленные кафедрой геологии нефти и газа Казанского федерального университета. Для этого проведена интерпретация данных каротажного и кернового материала по 128 скважинам месторождения.

Разрезы скважин изучались по каротажному и керновому материалу с выделением и определением местоположения в разрезе реперов, пространственно и литологически выдержанных проницаемых-непроницаемых пропластков горных пород, имеющих ясную и однозначно выраженную каротажную характеристику, и точной привязкой керна, отобранного из отложений казанского яруса. На

изучаемой залежи реперами являются (снизу-вверх): кровля сакмарского яруса, залегающая в основании основной продуктивной толщи, кровля камышлинского горизонта, отражающая изменение осадконакопления, карбонатная толща сменяется терригенной и «Подбой» – сульфатная пачка верхнеказанского подъяруса.

Для построения сеточной модели необходимо задать более мелкую сетку, чем принято на традиционных моделях с целью характеристики не одномерности плотно разбуренной залежи. Направление сетки следует выбирать исходя из ее ориентации не только по простиранию геологической структуры, но и в крест основной массы горизонтальных стволов скважин.

Уточнение положения образцов керн в разрезе скважины проводилось путем сопоставления фильтрационно-емкостных характеристик, взятых с аналитических данных «Битумобанка», с кривыми каротажа. В результате выделены отдельные литологически выдержанные прослои. Для уточнения привязки керн, границ пластов и пропластков использовался комплекс каротажных диаграмм, включающий боковое каротажное зондирование, стандартный каротаж, радиоактивный каротаж.

Для построения литологической модели, модели насыщения и карт с ФЭС использовался программный комплекс «Petrel». Построение структурного каркаса трехмерной модели проводилось в большей степени по данным кернового материала, а в меньшей – каротажного.

Наличие большого объема кернового материала, отобранного из структурных скважин при геометризации залежи, является основным отличием от работы с традиционной моделью. На основании проведенной увязки керн для построения геологической модели принята следующая концепция осадконакопления:

– карбонатная толща представлена пятью основными литотипами, которая несогласно залегаєт на неравномерно эродированной кровле сакмарского яруса, сложенного сульфатными породами с прослоями карбонатов;

– распределение слоев карбонатной толщи проводилось от подошвы к кровле;

– верхняя граница карбонатной толщи камышлинского горизонта проводится литологически по смене глинистых доломитов на терригенные породы краснойярского горизонта;

– глинисто-алевритовая толща, залегающая в кровле карбонатной толщи, приуроченная к краснойярскому горизонту, довольно выдержана по толщине, поэтому слои здесь распределялись пропорционально между кровлей и подошвой [2,3].

После разбиения сетки на слои на основе куба нормализованного производился расчет параметра коллектор/неколлектор, определение коллектора среди 2х основных литотипов с лучшими характеристиками, распределение в пространстве рифовых образований и комплексов ооидных отmelей (рис. 1) [1].

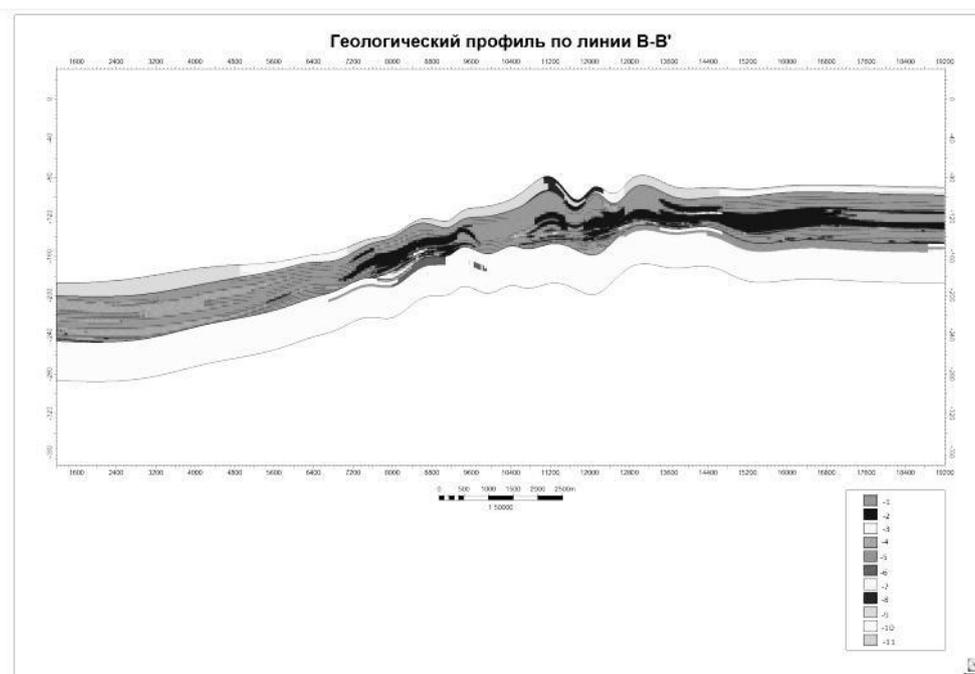


Рис. 1. Геологический профиль по линии В-В<sup>1</sup>

Условные обозначения: 1 – реликтивно-органогенный доломит; 2 – оолитовый доломит; 3 – пелоидный доломит; 4 – глинистый доломит; 5 – брекчия; 6 – доломит; 7 – песчаник; 8 – глина; 9 – алеврит; 10 – ангидрит; 11 – мергель.

Геометризация залежи проведена на основе выделения кубов литологических типов карбонатов (рис 1). Далее, для определения характера насыщения выделялись пропластки с битуминосностью выше и ниже кондиционной. Для этого ячейкам с весовой битумонасыщенностью выше кондиционной (4,5%) присваивалось значение 1, интервалам с насыщенностью ниже кондиционной – 0, после чего данный параметр распределялся в объеме коллектора методом «Кригинг». Итоговый дискретный куб характера насыщения рассчитывался в калькуляторе по отсечке 0,5 (больше 0,5 – интервал с битумонасыщенностью выше кондиционной) (рис 2.)

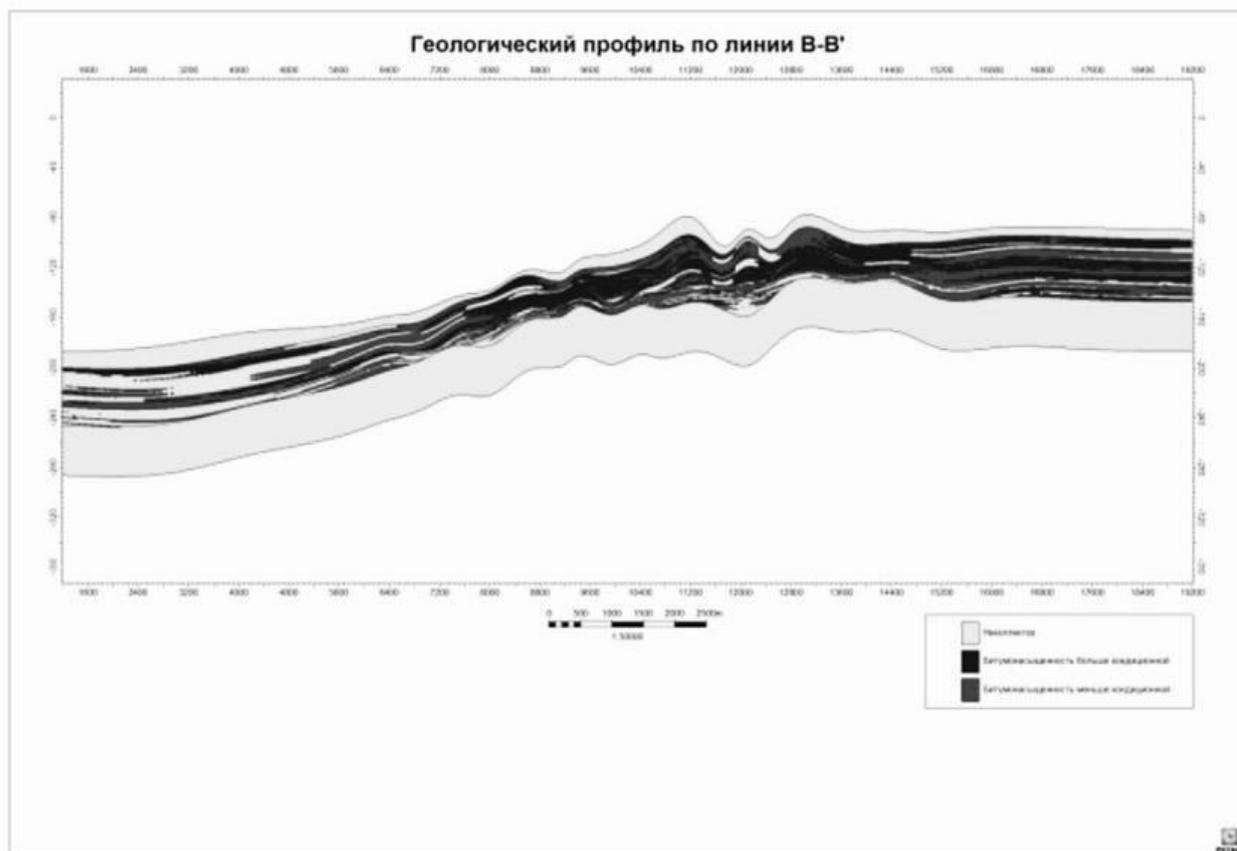


Рис. 2. Модель насыщения по линии В-В1

По данным модели насыщения (рис.2) наблюдается преобладание кондиционной битумонасыщенности чаще у реликтово-органогенных доломитов, возможно, связано это из-за различных постседиментационных преобразований в них.

**Выводы:**

- наличие кернового и геофизического дает возможность построения детализированной геологической модели прогнозирования рифовых образований и комплексов ооидных отмелей.
- при построении модели насыщения необходимо выделять кондиционные и некондиционные области, т.к. изнутри залежи встречаются пропластки с высокими ФЭС и низким насыщением.

**Литература**

1. Моделирование нефтяных и газовых месторождений. Учебно-методическое пособие / Сост.: Б.В. Платов, И. Н. Огнев, Р. А. Зинюков, С. А. Усманов. – Казань: К(П)ФУ, 2020. – 79 с.
2. Мударисова Р.А., Волков Ю.В., Успенский Б.В., Андрушкевич О.Ю. Изучение оолитовых карбонатов раннеказанского возраста Восточного борта Мелекесской впадины // Экспозиция. Нефть Газ. 2020. №4. С. 15–19. DOI:10.24411/2076-6785-2020-10088
3. Успенский Б.В., Валеева И.Ф. Геология месторождений природных битумов Республики Татарстан. Казань: ООО «ПФ «Гарт», 2008. 347 с.

## ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ПИРОЛИТИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ РАЗРЕЗА СКВАЖИНЫ СЕВЕРО-МЫЙСКАЯ-1

*Корсаков Андрей Андреевич*

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,  
студент, 3 курса, г. Пермь  
e-mail: vokasrok@mail.ru*

*Научный руководитель: старший преподаватель кафедры региональной и нефтегазовой  
геологии, Кузнецова Елена Александровна*

**Аннотация:** В данной статье рассмотрены результаты пиролитического исследования скважины Северо-Мыйская-1, на основе которых был построен геохимический разрез. А также были классифицированы нефтегазоматеринские породы и проведён анализ степени зрелости органического вещества пород скважины.

**Ключевые слова:** скважина Северо-Мыйская-1, пиролиз, Rock-Eval, нефтегазоматеринские породы, органическое вещество, стадия зрелости

## INTERPRETATION OF THE RESULTS OF PYROLYTIC STUDIES OF THE SEVERO-MYSKAYA-1 WELL SECTION

*Korsakov Andrey Andreevich*

*Perm State University,  
3<sup>d</sup> year student, Perm  
e-mail: vokasrok@mail.ru*

*Research Supervisor: Senior Lecturer Kuznetsova Elena A.*

**Abstract:** This article discusses the results of the pyrolytic study of the Severo-Myskaya-1 well, on the basis of which a geochemical section was built. The oil and gas mother rocks were also classified and the maturity stage of the organic matter of the well rocks was analyzed.

**Keywords:** Severo-Myskaya-1 well, pyrolysis, Rock-Eval, oil and gas mother rocks, organic matter, maturity stage

Параметрическая скважина Северо-Мыйская-1 пробурена в северо-западной части территории Пермского края, в 10 км восточнее п. Усть-Черная. В региональном тектоническом отношении скважина расположена на Камском своде. По отношению к фундаменту она приурочена к зоне сочленения восточного ступенчатого борта Казанско-Кажимского авлакогена и западного склона Камского свода. Ниже рассмотрены результаты пиролиза Rock-Eval скважины Северо-Мыйская-1.

Широкое распространение в нефтегеохимических исследованиях на Западе и в последние десятилетия в России (в частности, в нефтегазонефтяных компаниях) получили пиролизаторы типа Rock-Eval, разработанные под руководством Дж. Эспиталье во французском институте нефти. Целью пиролитического анализа является характеристика типа органического вещества (далее – ОВ), особенностей его катагенетического преобразования и оценка возможного количества продуцируемых углеводородов (УВ). Преимуществами пиролизаторов являются полная автоматизация аналитического процесса, возможность осуществлять экспрессные массовые определения параметров выхода УВ из шлама и керна, отсутствие существенной предварительной подготовки проб керна или шлама к анализу, достаточность небольшого количества породы (80–100 мг) для осуществления полного анализа [3].

Анализ происходит следующим образом. Под воздействием нагретого потока гелия внутри поршня происходит дегазация пробы, помещенной в тигле наверху поршня. Температура регулируется так, чтобы через 2 мин она достигла 90 °С. Поднимая поршень вверх, пробу вводят в печь и подвергают трехминутному воздействию постоянной температуры 300 °С. При этом возгоняются «свободные» УВ нефтяного ряда. Программируемый нагрев в диапазоне 30–600 °С приводит далее к тер-

модеструкции керогена и высокомолекулярной асфальтово-смолистой составляющей битумоида. Окислительная фаза пиролиза, равная по продолжительности пиролитической, начинается в тот момент, когда автоматический ротор переводит пробу во вторую печь. Остаточное ОВ сжигается при 600 °С в течение 5 мин. Общая продолжительность аналитического цикла составляет 20 мин [2].

Таким образом, использование вышеописанной методики пиролиза обеспечивает прямое количественное измерение следующих параметров:

- $S_0$  – содержание углеводородного газа в навеске породы, кг/т породы;
- $S_1$  – содержание в породе нефти (битумоида), кг/т породы;
- $S_2$  – нефтяной потенциал керогена, сохранившийся к моменту анализа образца, кг/т породы;
- $C_{орг}$  – содержание в породе органического углерода, масс. %
- $T_{max}$  – температура максимального выхода углеводородов в пике  $S_2$ , °С.

Параметр  $S_0$  малоинформативен, прежде всего, из-за естественной дегазации шлама и керна на устье скважины за счет огромного перепада давления. Показатель  $S_1$ , следуя конструктивной логике пиролизатора, должен быть ведущим в ряду других параметров выхода УВ при пиролизе. Это действительно в случае, когда изучаются проницаемые породы-коллекторы нефти, которые необходимо оценить с позиций нефтегазоносности. Однако рассматривать содержание УВ пика  $S_1$  как прямой и достаточный показатель продуктивности пласта – значит сильно удаляться от истины. Параметр  $S_2$  объективно характеризует остаточный нефтегенерационный потенциал керогена, что подтверждается независимыми методами исследования. Температура максимального выхода УВ в зоне крекинга керогена –  $T_{max}$  – выступает в качестве критерия степени катагенетического преобразования нефтематеринской породы [2].

В стандартный комплект интерпретационных алгоритмов Rock Eval входят коэффициенты, представляющие собой ряд отношений измеряемых параметров. Отношение  $S_2/C_{орг}$  получило наименование водородного индекса HI, который отражает нефтегенерационный потенциал и тип материнского ОВ. А для выделения миграционного феномена и прогнозирования нефтеносности разреза используется так называемый индекс нефтяной продуктивности  $PI = S_1/(S_0+S_1+S_2)$  [2, 5].

Степень зрелости органического вещества по параметрам пиролиза Rock-Eval можно определить с помощью таблицы 1, а таблица 2 позволяет классифицировать нефтегазоматеринские породы.

Таблица 1  
Стадии термической зрелости органического вещества (в отношении способности нефтегазогенерации) по параметрам пиролиза Rock-Eval [4]

Стадии зрелости		$T_{max}$ , °С
Незрелое		< 435
Зрелое	Ранней зрелости	435-445
	Пик нефтегенерации	445-450
	Поздней зрелости	450-470
Сверхзрелое		> 470

Таблица 2  
Классификация нефтегазоматеринских пород [1]

Класс	$C_{орг}$ , %	$S_1$ , мг УВ / г породы	$S_2$ , мг УВ / г породы
Не являются нефтегазоматеринскими породами	< 0,3 (карбонатные породы); < 0,5 (терригенные породы)	< 0,1	< 0,2
Плохие (бедные)	0,3–0,5	0,1–0,5	0,2–2,5
Удовлетворительные (средние)	0,5–1	0,5–1	2,5–6
Хорошие (богатые)	1–3	1–2	6–20
Очень хорошие (очень богатые)	> 3	> 2	> 20

По результатам пиролитических исследований по методу Rock-Eval и данным о геологическом строении, полученным благодаря параметрической скважине Северо-Мыйская-1, был построен геохимический разрез (рис.). Данные были получены по 7 стратиграфическим интервалам и их средним значениям характеристик ОВ пород.

Первый интервал (ассельский ярус) по шламу, керну и ГИС сложен преимущественно в разной степени окремнелыми сульфатизированными доломитами с прослоями ангидритов мощностью 124 м. Содержание  $C_{\text{орг}}=0,04$  %, параметры  $S_1=0,02$  мг/г и  $S_2=0,01$  мг/г указывают на то, что эти породы не являются нефтегазоматеринскими (по классификации нефтегазоматеринских пород приведенной выше). Также на то, что слой не является нефтегазоматеринским, указывает водородный индекс,  $HI=25$  мг/г.

Второй слой (верхний ярус каменноугольной системы) представлен доломитами замещения коричневатого-серыми, иногда с реликтами органических остатков (фораминиферы, членики криноидей), в разной степени сульфатизированными, иногда с включениями ангидрита, мощностью 98 м. Содержание  $C_{\text{орг}}=0,02$  %, параметры  $S_1=0,02$  мг/г и  $S_2=0,01$  мг/г указывают на то, что эти породы не являются нефтегазоматеринскими, что подтверждает параметр  $HI$ , равный 50 мг/г.

Третий интервал (каширский горизонт московского яруса среднекаменноугольного отдела) по шламу и ГИС сложен доломитами прослоями глинистыми, иногда сульфатизированными, мощность составляет 46 м. Содержание  $C_{\text{орг}}=0,12$  %, параметры  $S_1=0,03$  мг/г и  $S_2=0,001$  мг/г указывают на то, что и эти породы не являются нефтегазоматеринскими, на это же указывает значение  $HI=25$  мг/г.

Четвертый слой (верейский горизонт московского яруса среднекаменноугольного отдела) сложен неравномерным переслаиванием пластов известняков и аргиллитов, мощностью 32,4 м. Содержание  $C_{\text{орг}}=0,12$  % и параметр  $S_2=0,13$  мг/г указывает на то, что эти породы не являются нефтегазоматеринскими, а параметр  $S_1=1,1$  мг/г при этом указывает на очень богатый класс пород. На то, что слой не является нефтегазоматеринским, указывает водородный индекс,  $HI=130$  мг/г.

Поэтому необходимо рассмотреть данный слой подробнее, разделить толщу на битуминозные и не битуминозные известняки. Результаты пиролиза битуминозных известняков показывают высокое содержание свободных углеводородов нефтяного ряда ( $S_1$  до 2,60 мг/г; в среднем 1,12 мг/г). Повышенные значения параметра  $S_2$  (до 3,6 мг/г) связаны с высоким содержанием в эпибитумоидах смолисто-асфальтеновых компонентов, подвергающихся деструкции в процессе пиролиза. После исчерпывающей экстракции хлороформом образцов нефтенасыщенных известняков пиролиз даёт «истинное» значение параметра – не более 0,01 мг/г. Для небитуминозных известняков значения пиролитических показателей понижены:  $S_1$  не более 0,05 мг/г,  $S_2$  менее 0,2 мг/г. Величина  $S_2=0,13$  мг/г ( $C_{\text{орг}} 0,28$  %), по-видимому, характеризует собственный низкий нефтематеринский потенциал верейских отложений. Судя по температуре максимального выхода углеводородов,  $T_{\text{max}}=411-429$  °С, органическое вещество является не зрелым.

Пятый слой (башкирский ярус среднего отдела каменноугольной системы) представлен доломитами замещения известковистыми микрозернистыми брекчиевидными, пористо-кавернозными, мощностью 23 м. Содержание  $C_{\text{орг}}=0,05$  %, параметры  $S_1=0,01$  мг/г и  $S_2=0,003$  мг/г указывают на то, что эти породы не являются нефтегазоматеринскими, что подтверждает  $HI$ , равный 20 мг/г.

Шестой исследованный интервал (пашийский и тиманский горизонты живетского яруса среднего отдела девонской системы) представлен в основном крупнозернистыми алевролитами, алевропесчаниками, редко мелкозернистыми песчаниками, мощностью 68 м. Содержание  $C_{\text{орг}}=0,34$  %, параметры  $S_1=0,04$  мг/г и  $S_2=0,1$  мг/г в очередной раз указывают на то, что эти породы не являются нефтегазоматеринскими. Судя по температуре максимального выхода углеводородов,  $T_{\text{max}}=420-427$  °С, ОВ является не зрелым.  $HI=11$  мг/г, это также указывает, что слой не является нефтегазоматеринским.

Последний седьмой слой (верещагинская свита вендской системы) представлен песчаниками грязно-серыми с зеленоватым оттенком, иногда светло-коричневатого-серыми, полимиктовыми, от мелко-среднезернистых до крупнозернистых, иногда разномасштабными, с примесью гравия и прослойками гравелитов, мощностью 206 м. Содержание  $C_{\text{орг}}=0,06$  %, параметры  $S_1=0,04$  мг/г и  $S_2=0,004$  мг/г и указывают на то, что эти породы не являются нефтегазоматеринскими, что в очередной раз подтверждает и параметр  $HI$ , равный 66 мг/г.

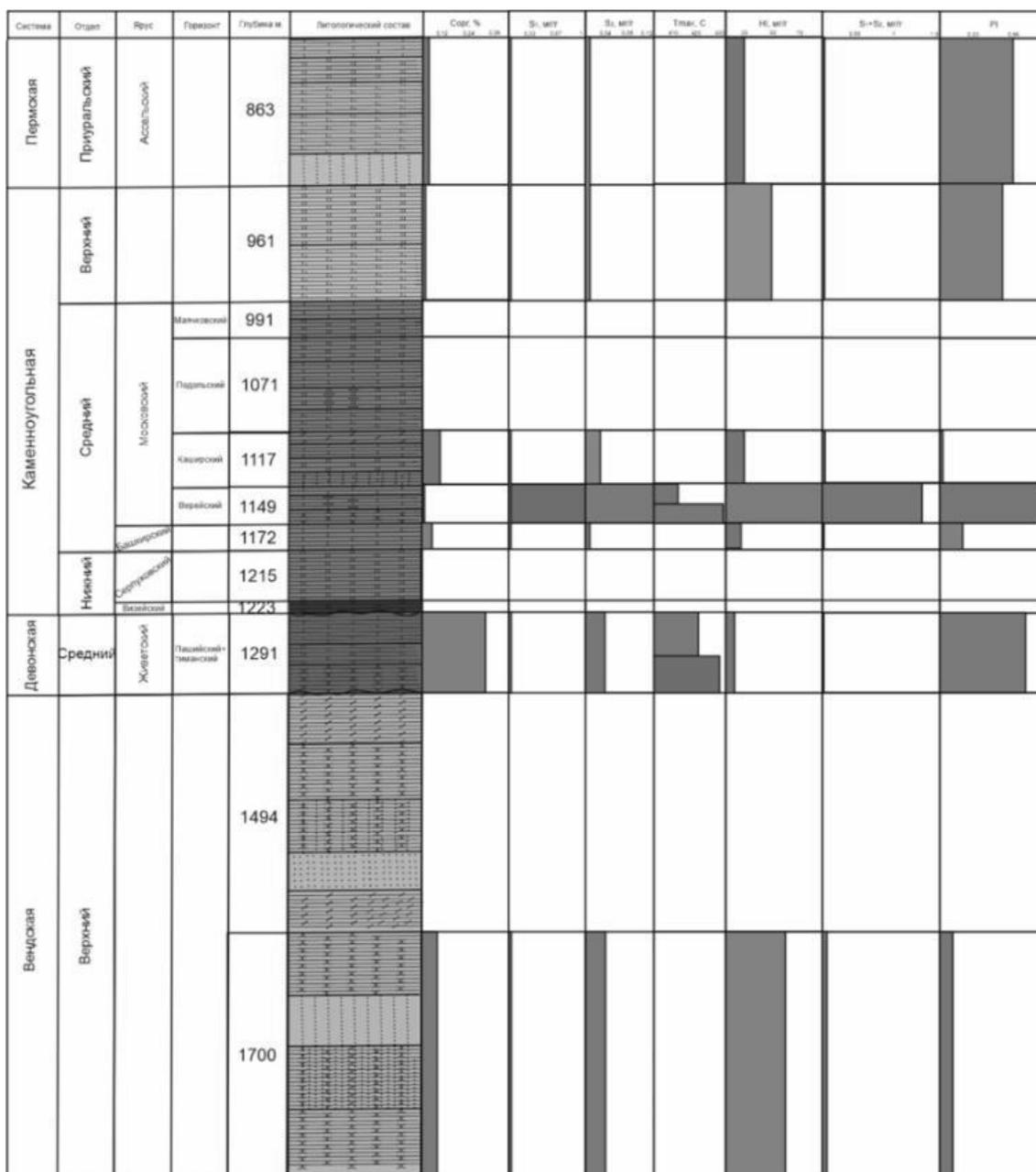


Рис. Геохимический разрез скважины Северо-Мыйская-1

Судя по данным пиролиза все слои, которые были изучены, характеризуются низкими значениями  $S_{орг}$  и не являются нефтегазоматеринскими. Параметры  $S_1$ ,  $S_2$ ,  $HI$  и  $T_{max}$  также указывают на то, что породы не являются нефтегазоматеринскими. Стоит отметить, что в верейском горизонте выявлены битуминозные известняки, но результаты пиролиза указали на низкий нефтематеринский потенциал толщи.

### Литература

1. Вельте Д., Тиссо Б. Образование и распространение нефти. М.: Мир, 1981. 504 с.
2. Емец Т.П., Лопатин Н.В. Пиролиз в нефтегазовой геохимии. М.: Наука, 1987. 76 с.
3. Кожевникова Е.Е. Геология и геохимия нефти и газа, Пермь: ПГНИУ, 2020. С. 23–31.
4. Осипов А.В., Нефедова А.С., Серикова У.С. Геология и геохимия нефти и газа: Учебно-методическое пособие / Под ред. В.И. Ермолкина. М.: Изд. центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2017. 67 с.
5. URL: [https://studbooks.net/1770225/geografiya/piroliz\\_metodu\\_rock\\_eval](https://studbooks.net/1770225/geografiya/piroliz_metodu_rock_eval) (дата обращения: 10.03.2022).

## ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ ОМБИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

**Кочнева Ольга Евгеньевна**

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,  
Кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры Региональной и нефтегазовой геологии,  
Международный преподаватель инженерного ВУЗа (IND-PAED IGIP), г. Пермь  
e-mail: kochnevae@mail.ru*

**Червоненко Екатерина Андреевна**

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,  
магистрант 3 курса, г. Пермь  
e-mail: chervonenko.ea@yamal.gazprom-neft.ru*

**Научный руководитель:** *Кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры  
Региональной и нефтегазовой геологии, Международный преподаватель инженерного ВУЗа (IND-  
AED IGIP), Кочнева Ольга Евгеньевна*

**Аннотация:** В данной работе рассмотрены особенности формирования тюменской свиты. Фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов определяются их фациальной принадлежностью. Наилучшим качеством ФЕС характеризуются русловые песчаники.

**Ключевые слова:** Омбинское месторождение, коллектор, покрывка, углеводороды, фации, литофациальные, комплексы.

## FEATURES OF THE STRUCTURE AND CONDITIONS OF FORMATION OF THE TYUMEN FORMATION OF THE OMBINSKY DEPOSIT

**Kochneva Olga Evgenievna**

*Perm State National Research University,  
Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Associate Professor of the Department of Regional  
and Oil and Gas Geology, International Lecturer of the Engineering University (IND-PAED IGIP), Perm  
e-mail: kochnevae@mail.ru*

**Chervonenko Ekaterina Andreevna**

*Perm State National Research University,  
3rd year undergraduate, Perm  
e-mail: chervonenko.ea@yamal.gazprom-neft.ru*

**Scientific supervisor:** *Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Associate Professor of  
the Department of Regional and Oil and Gas Geology, International Lecturer of the Engineering University  
IND-PAED IGIP), Olga E. Kochneva*

**Abstract:** In this paper, the features of the formation of the Tyumen formation are considered. Filtration-capacitance properties of reservoir rocks are determined by their facies. Channel sandstones are characterized by the best quality of FEZ.

**Keywords:** Ombinskoye field, reservoir, tire, hydrocarbons, facies, lithofacial, complexes.

Омбинское нефтяное месторождение расположено в Нефтеюганском районе Ханты-Мансийского автономного округа-Югры Тюменской области в 70 км от города Нефтеюганск на левобережье р. Юганская Обь, входит в Юганский район Каймысовской нефтегазоносной области Западно – Сибирской нефтегазоносной провинции.

В феврале 1978 г. первой поисковой скважиной № 2П было открыто это месторождение. В интервале глубин 3300-4500 м были вскрыты доюрские отложения. Промышленные скопления нефти установлены в горизонте ЮС<sub>2</sub> тюменской свиты.

В соседях от Омбинского месторождения находятся известные нефтяные месторождения: Мамонтовское, Южно-Сургутское и Усть-Балыкское.

Омбинское месторождение расположено в зоне распространения многолетнемерзлых пород (ММП). Они залегают на водоразделах на глубине 110-140 м и имеют мощность 20-60 м. В долинах рек многолетнемерзлых пород залегают на больших глубинах. На поверхности мерзлые породы практически не встречены.

Литолого-стратиграфический разрез месторождения представлен большой толщей терригенных пород мезозойско-кайнозойского возраста и подстилающими их породами туринской серии триаса.

Западно – Сибирская плита представляет собой молодой комплекс земной коры в виде мощной зоны прогибания, сложенный, терригенными породами платформенными формациями от триасового до палеогенового возраста, с прерывистым по площади развитием маломощных неогеновых и антропогеновых осадков. Мощность осадочного чехла увеличивается от районов обрамления впадины к центру до 8-9 км, залегающего несогласно на неоднородном фундаменте.

В границах исследуемого района, так же, как и в целом для всей Западной Сибири, общепринято разделять три структурно-тектонических яруса: мезо-кайнозойский осадочный чехол; пермоториасовый промежуточный структурный ярус; протерозой-палеозойский фундамент.

Нижний структурно-тектонический ярус представлен палеозойскими и допалеозойскими образованиями преимущественно магматическими, метаморфическими и сильно измененными осадочными породами. Развитие их происходило в доплитный этап развития Западно – Сибирской плиты. В этом составе наблюдается наличие сильной дифференцированности поверхностей объектов и громадного количества дизъюнктивных нарушений. На большей части территории Западной Сибири, в том числе и в Юганской впадине, палеозойские карбонатные отложения, включая их закарстованные разности, перекрыты траппами различной мощности. Образование траппов связано с восхождением мантийного вещества по глубинным разломам во время рифтогенеза. Это период поздней перми и триаса и излиянием основной магмы на доюрскую дневную поверхность. Максимальные мощности траппов в рифтовых зонах могут превышать 3 км. Трапповые тела, устанавливаются на породах фундамента, образуют переходный структурный этаж.

Средний структурно-тектонический ярус исполнен преобразованными осадочными отложениями и в меньшей степени метаморфическими и магматическими породами. Создание и развитие этого структурного этажа возникло в условиях более спокойного тектонического режима.

Верхний, мезозойско-кайнозойский структурно-тектонический этаж – классически платформенный. Отличается слабой дислоцированностью и полным отсутствием метаморфизма пород. Данный этаж на современном этапе геологического изучения представляется объектом детальных поисково-разведочных работ. С ним связаны основные скопления углеводородов.

В тектоническом отношении район исследований находится в центральной части Западно – Сибирской плиты и относится к Восточно-Сургутской террасе в юго-восточной части Сургутского свода. С запада исследуемая территория Омбинского месторождения граничит с крупным Мамонтовским поднятием [3].

Примыкание к Южно-Сургутскому, Мамонтовскому и Усть-Балыкскому месторождениям обусловило перспективность для выявления промышленных залежей в меловых и юрских отложениях.

В стратиграфическом отношении горизонт ЮС<sub>2</sub> венчает тюменскую свиту и входит в верхнюю часть подсвиты этой свиты. Тюменская свита была выделена Н.Н.Ростовцевым в 1954 г. со стратотипом в разрезе Тюменской опорной скважины (инт. 1434-1472 м). В дальнейшем глубокими скважинами были вскрыты более мощные и стратиграфически полные разрезы субконтинентальных и бассейновых отложений ранней-средней юры, которые также объединялись в тюменскую свиту.

В средней юре намечаются преимущественно континентальные палеоландшафты, резкая литолого-фациальная изменчивость разрезов, мощное угленакопление, Эти признаки обусловлены влиянием глобальных раннеюрских трансгрессий, проникавших в лейасе на территории Западно – Сибирского седиментационного бассейна. В догере морская седиментация сменилась преимущественно континентальными режимами осадконакопления. Эти характеристики ранне – среднеюрского осадконакопления связаны с тектоническим развитием Западно – Сибирского участка Земной коры.

Западная Сибирь как седиментационный бассейн возникла вследствие триасовых процессов рифтогенеза, имевших всеобщее распространение как в северном, так и южном полушариях Земли. Таким образом, после разогрева мантии Земли и образования мантийных плюмажей в триасе произошел раскол Земной коры по трещинам-рифтам и излияние на поверхность Земли базальтовой лавы. Этот выброс глубинного вещества на поверхность Земли привел к остыванию мантии, а увеличение массы коры послужило толчком к интенсивному погружению связанных с этими процессами

участков Земной коры (Северная Америка, Западная Африка бассейны Северного, Норвежского, Карского, Баренцевого морей, Парижский, Западно – Сибирский бассейны).

Из этого следует, Западная Сибирь в ранней юре испытала всплеск погружения, что привело к просочению в это время на ее территорию моря. В условиях интенсивного стока речных вод и мелководности этот бассейн отличался опресненным гидрохимическим режимом. В средней юре вследствие интенсивного заполнения седиментационного бассейна осадками произошла регрессия моря. Осадконакопление происходило в условиях низменной аккумулятивно-озерной равнины, куда морские воды попадали в конкретные промежутки времени, связанные с глобальными морскими трансгрессиями.

Поздняя юра – эпоха активного рифтогенеза, проявившаяся, в первую очередь, в раскрытии рифтовой системы Атлантического и Тихого океанов. Обусловленная этими процессами грандиозная морская трансгрессия проникла и на территорию Западной Сибири, которая в результате оживления тектонических процессов в рифтах, испытала новый импульс погружения. По этой причине субконтинентальный режим среднеюрской седиментации сменился в поздней юре глубоководно-морскими условиями осадконакопления.

Таким образом, смена более мористых отложений ранней юры континентальными среднеюрскими осадками, равно как и глубоководно-морской режим седиментации в поздней юре обусловлены ширококомасштабными тектоническими рифтогенными процессами, которые отмечаются в большинстве осадочных бассейнов мира.

Нефтеносность юрского комплекса связана, в первую очередь, с пластами ЮС<sub>1</sub> и ЮС<sub>2</sub> тюменской свиты [1]. В пределах Сургутского свода объекты характеризуются сложностью геологического строения, латеральной невыдержанностью и вертикальной изменчивостью отложений, а также низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС).

Пласт ЮС<sub>2</sub> на Сургутском своде стратиграфически приурочен к верхней части тюменской свиты и сформировался на границе батского и келловейского ярусов средней юры. В тектоническом отношении месторождение частично расположено в наиболее глубокой Тундринской котловине, осложняющей Фроловскую мегавпадину. Амплитуда Тундринской котловины достигает 380 м. Во время образования пласта ЮС<sub>2</sub> две формирующиеся положительные структуры – Сургутский свод и Салымский мегавал – соответственно с юго-востока и северо-востока оконтуривали также формирующуюся Тундринскую котловину. В большинстве случаев часть обломочного материала транспортировалась речными системами в западном направлении и перераспределялась в пределах малого, достаточно изолированного аккумулятивного бассейна.

Продуктивный пласт имеют сложный литологический состав, не выдержаны по площади и по разрезу. Он представлен переслаиванием песчано-алевритовых и глинистых пород, часто обогащенных углистым материалом. В значительной степени изменчивость пород обусловлена фациальной неоднородностью речных и дельтовых отложений, а также многократными размывами и переотложением материала на этапе трансгрессии и сезонных колебаний уровней пресных водоемов.

Нижняя часть пласта сложена отложениями аллювиальной равнины – осадками меандрирующей реки и сопряженными с ними пойменными отложениями. Наиболее выдержанные песчано-алевритовые прослои являются отложениями русел аккреционного комплекса, их мощность достигает 18-20 м. Выделено несколько рукавов реки. Руслу имели направление с северо-востока и востока на запад, что согласуется с региональной палеогеографией данного района в средней юре. Вверх по разрезу пласта мощности русловых фаций уменьшаются до 4-6 м. В пределах пойменной зоны песчано-алевритовые тела не выдержаны и имеют локальное распространение.

Таким образом, в отложениях пласта ЮС<sub>2</sub> выделяются два основных литофациальных комплекса отложений: переходный и континентальный. Переходный комплекс представлен породами, сформировавшимися в процессе трансгрессии моря при смене обстановки осадконакопления с типично континентальной на морскую. Континентальный комплекс сложен преимущественно аллювиальными отложениями, Наиболее точно модели пласта будет соответствовать модель речной системы с меандрирующим руслом, сменяющаяся в верх по разрезу моделью флювиальной дельты [2].

Отложения морского края включают сложную ассоциацию фации береговых зон, пляжей, баров. Они сформировались на границе суша – море под влиянием речных и бассейновых процессов, интенсивность воздействия которых зависела от преобладания конкретных условий осадконакопления.

В данной зоне происходили наращивание осадков, выносимых речными водами с суши, а также размыв и переотложение ранее накопленных подстилающих осадков. Преобладают песчаные разно-

сти. По керновым данным доля песчано-алевритовых пород в отложениях данного типа составляет около 84 %, из них около 2 % приходится на песчано – алевритовые породы с карбонатным цементом. Для пород этой группы свойственно выдержанные песчаные прослои и не всегда четко выраженная тенденция укрупнения зернистости вверх по разрезу.

Отложения подводной дельтовой равнины аккумуляровались уже в субаквальной части дельтового комплекса в зоне транзита терригенного материала, выносимого руслами, а затем каналами с суши. За пределами каналов, в зоне с более низкой палеогидродинамической активностью, накапливались преимущественно алеврито-глинистые осадки. Данная фациальная группа керном представлена слабо, в основном охарактеризованы алеврито-глинистые разности. Отложения каналов созданы однонаправленными течениями переменной силы и представляют собой разветвленные протоки (рукава), являющиеся продолжениями основного русла. Преобладают песчано-алевритовые разности, их доля в среднем составляет около 63 %. Как правило, песчаные тела каналов многоярусны и сопровождаются внутриформационными конгломератами, маркирующими авульсионные циклы.

Отложения надводной дельтовой равнины формировались во внутريدельтовых областях, между отложениями каналов, ограниченных со стороны моря осадками береговой зоны. Сложены преимущественно отложениями озер и болот, стариц и пойменными осадками. Отличает резкая смена фаций как в разрезе, так и по латерали, невыдержанность песчаных тел и в целом преобладание алеврито – глинистых отложений (около 49 %).

Для отложений фаций речных русел характерны преимущественно песчано-алевритовые полифациальные образования, включающие русловые отмели, косы, реже прирусловые валы.

Для отложений русловых фаций свойственна выраженная цикличность с постепенным изменением гранулометрического состава осадков в пределах каждого аллювиального цикла снизу-вверх от средне-мелкозернистых песчаников в подошве к алевролитам и аргиллитам в кровле цикла. Это говорит о постепенном ослаблении гидродинамической активности среды в процессе осадконакопления. Аналогично отложениям дельтовых каналов они представляют собой серии причлененных друг к другу песчаных тел [3].

Отложения тюменской свиты формировались в области аллювиальной равнины, существовавшей на рассматриваемой территории в течение всей средней юры. Продуктивный пласт ЮС<sub>2</sub> имеет циклическое строение и характеризуется двумя фациальными типами отложений – русловыми и пойменными с индивидуальными гранулометрическими профилями и литологическими особенностями.

Анализ геолого-промысловых материалов по Омбинской и другим площадям Сургутского свода свидетельствует о том, что распределение в природных ловушках пласта ЮС<sub>2</sub> воды и нефти характеризуется сложным геологическим строением. Это проявляется в резких колебаниях отметок ВНК в пределах единой залежи и неравномерной нефтенасыщенностью коллекторов. В пределах в общем небольшой Омбинской площади диапазон колебаний отметок ВНК в пласте ЮС<sub>2</sub> превышает 60 м.

Коллекторы основной продуктивной части горизонта ЮС<sub>2</sub> порового типа представлены песчаниками и алевролитами. В литологическом отношении поровые коллекторы неоднородны по структуре, текстуре, количественному содержанию обломочного материала, глинистого и карбонатного цемента, интенсивности постседиментационных преобразований. Количество прослоев песчаников, их мощность и коллекторские свойства существенно меняются как по площади, так и по разрезу.

Для Омбинского месторождения характерны пластовые, сводовые, литологически экранированные и литологически ограниченные залежи.

Фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов определяются их фациальной принадлежностью. Наилучшим качеством ФЕС характеризуются русловые песчаники. Песчано-алевролитовые отложения пойменной фации представлены небольшими толщинами, худшей гранулометрической и минералогической зрелостью и, как следствие, низким качеством ФЕС.

### Литература

1. Брадучан Ю.В. Региональные стратиграфические подразделения мезозоя Западной Сибири. //Основные проблемы геологии Западной Сибири. – Тюмень, МинГео СССР, 1985. 54 с.
2. Дополнение к технологической схеме разработки Омбинского месторождения. – Уфа, 2013. 65 с.
3. Конторович А.Э. и др. //Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде – Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука.– Новосибирск, 2013. С. 972-1012.

## **ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРИНЦИПАЛЬНОЙ МОДЕЛИ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ С ЦЕЛЮ ПОВЫШЕНИЯ ТОЧНОСТИ ПРОГНОЗА ЦИФРОВОЙ 3D ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПРОЕКТА НА ПРИМЕРЕ КОМАНДИРШОРСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**Огородов Дмитрий Викторович**

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми,  
молодой ученый, г. Пермь  
e-mail: Dmitrij.Ogorodov@pnn.lukoil.com

**Кириогло Екатерина Ивановна**

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми,  
молодой ученый, г. Пермь  
e-mail: Ekaterina.Kirioglo@pnn.lukoil.com

**Южакова Юлия Сергеевна**

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми,  
молодой ученый, г. Пермь  
e-mail: Yuliya.Yuzhakova@pnn.lukoil.com

**Аннотация:** совершенствование точности построения трехмерных геологических моделей с учетом обширного использования всей имеющейся геологической информации является актуальной задачей для нефтедобывающей отрасли. Благодаря применению концептуального моделирования, использованию принципиальных представлений о геологическом строении территории повышается достоверность трехмерных геологических моделей, что способствует более эффективному планированию эксплуатационного бурения и разработке месторождения в целом. На основе всей имеющейся геолого-геофизической информации с учетом принципиальной модели осадконакопления была построена цифровая трехмерная геологическая модель (ГМ) Командиршорской группы месторождений, которая может быть использована для планирования бурения скважин, а также для подсчета геологических запасов углеводородов.

**Ключевые слова:** Командиршорская группа месторождений, сейсморазведка, принципиальная модель, геологическое моделирование, трехмерная сетка, начальные геологические запасы.

## **USE OF THE PRINCIPAL MODEL OF SEDIMENTATION TO INCREASE THE ACCURACY OF FORECASTING THE DIGITAL 3D GEOLOGICAL MODEL OF THE PROJECT ON THE EXAMPLE OF THE KOMANDIR- SHOR GROUP OF FIELDS**

**Dmitrij Ogorodov**

PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm,  
Young Researcher, Perm  
e-mail: Dmitrij.Ogorodov@pnn.lukoil.com

**Ekaterina Kirioglo**

PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm,  
Young Researcher, Perm  
e-mail: Ekaterina.Kirioglo@pnn.lukoil.com

**Abstract:** improving the accuracy of building three-dimensional geological models, considering the extensive use of all available geological information, is an urgent task for the oil industry. Thanks to the use of conceptual modeling, the use of fundamental ideas about the geological structure of the territory, the reliability of three-dimensional geological models increases, which contributes to more efficient planning of development drilling and field development as a whole. Based on all available geological and geophysical information, considering the principle sedimentation model, a digital three-dimensional geological model (GM) of the Komandirshor group of fields was built, which can be used for well drilling planning, as well as for calculating geological reserves of hydrocarbons.

**Keywords:** Komandirshor group of fields, seismic exploration, principal model, geological modeling, three-dimensional grid, initial geological reserves.

Объектом исследования настоящей работы являются поддоманиковые терригенные отложения Командиршорской группы месторождений. В административном отношении месторождения Командиршорской группы расположены на территории Ненецкого автономного округа Архангельской области. В тектоническом плане рассматриваемый участок расположен в центральной части Лайского вала Денисовской впадины.

Принадлежность района к Лайской зоне дислокаций предопределила сложную тектоническую обстановку в сочетании с предсреднедевонским и предфранским региональными размывами.

В рамках выполнения анализа литолого-фациального строения целевых горизонтов проведено седиментологическое описание керна по четырем новым скважинам для отложений эйфельского, старооскольского и джьерского горизонтов. По данным пластов создана принципиальная модель осадконакопления (рис. 1). Скважины относительно равномерно расположены в пределах изучаемого участка.

При проведении седиментологического описания керна изучены такие характеристики пород, как литология, текстура, структура, включения минеральные, органогенные, биогенные. Все они позволили сделать вывод об обстановках седиментации и, соответственно, предсказать свойства, форму и другие параметры перспективных геологических тел, в том числе и вторичные преобразования отложений.



Рис. 1. Принципиальная модель осадконакопления поддоманиковых отложений Командиршорской группы месторождений

Отложения среднего отдела девонской системы залегают на размывтой поверхности подстилающих разновозрастных отложений с угловым и стратиграфическим несогласием, представлены в объеме эйфельского (D<sub>2ef</sub>) и живетского (D<sub>2zv</sub>) ярусов [2]. К подошве отложений среднего девона приурочен ОГ III<sub>12</sub>. Мощность среднедевонских отложений варьируется в широком диапазоне и носит черты блоковой приуроченности, наибольшие толщины отмечаются в двух скважинах, которые составляют 145 и 105 метров, сокращаясь в западном направлении до 33 м. При этом в скважине, расположенной в западной части залежи, мощность среднедевонских отложений вновь возрастает до 150 м. Отложения среднего отдела девонской системы полностью отсутствуют вдоль западной границы участка работ, ограниченной с востока системой Лайско-Командиршорских дислокаций.

Основание среднедевонской толщи представлено эйфельским ярусом ( $D_{2ef}$ ). В нижней части эйфельского интервала разреза выделяется глинисто-алевритовая маломощная толща (до 20 м). Верхняя часть сложена преимущественно аргиллитами с прослоями известняков и песчаников. В целом для толщи характерно переслаивание песчаников, алевролитов и редких прослоев аргиллитов.

Живетские отложения в районе работ выделяются в объеме старооскольского надгоризонта ( $D_{2st}$ ). Толща сложена преимущественно песчаниками с прослоями алевролитов. Отложения размыты на разную толщину (до полного на востоке). Выделяются две пачки I и II, разделенные плотными глинистыми породами толщиной более 10 м.

К кровле разновозрастных предфранских отложений, эродированной в результате предфранского регионального размыва, приурочен ОГ  $III_{f1}$ .

Верхнедевонские отложения представлены в сокращенном объеме, сложены формированиями франского ( $D_{3f}$ ) и фаменского ярусов ( $D_{3fm}$ ), которые со стратиграфическим несогласием залегают на подстилающих ниже- и среднедевонских [2].

Франский ярус представлен отложениями в объеме джьерского ( $D_{3dzt}$ ), нерасчлененных тиманского и саргаевского ( $D_{3tm+sr}$ ), доманикового ( $D_{3dm}$ ), ветласянского ( $D_{3vt}$ ), сирачойского ( $D_{3src}$ ) и нерасчлененных евлановского и ливенского ( $D_{3ev+lv}$ ) горизонтов.

Отложения джьерского горизонта ( $D_{3dzt}$ ), слагающего основание франского интервала разреза, наиболее уверенно выделяются в разрезах трех скважин на севере рассматриваемой территории. При этом к западу от Лайско-Командиршорской системы разломов отложения горизонта отсутствуют. В целом для строения джьерской толщи на территории характерно ритмичное чередование песчаников, алевролитов и аргиллитов.

Верхняя граница горизонта уверенно отбивается на диаграммах геофизических исследований скважин (ГИС) и отвечает смене глинисто-песчано-алевритовой толщи джьерского горизонта преимущественно глинистыми тиманскими отложениями. К данной границе приурочен ОГ  $III_{dzt}$ .

Посредством ПО IRAP RMS принципиальная модель была воссоздана в трехмерном пространстве на основе структурно-тектонического каркаса пластов с учетом границ распространения отложений, полученных в результате интерпретации сейсморазведочных работ.

### Корреляция

Детальная корреляция разрезов скважин является основным методом изучения внутреннего строения недр, построенным на принципе сопоставления разрезов скважин с целью выделения в разрезах и прослеживания по площади одноименных комплексов, горизонтов, пластов-коллекторов и непроницаемых прослоев между ними. Этот метод позволяет выяснить условия залегания продуктивных горизонтов, степень постоянства толщины и параметров, выявить пути фильтрации флюидов [3].

Построение схем корреляции для поддоманиковых отложений Командиршорской группы месторождений значительно усложняется, так как в процессе формирования осадков и в более поздние периоды продуктивные отложения претерпевали различного рода геологические нарушения, а также отклонение от плоскости параллельного залегания. Выявление подобного рода нарушений требует применения ряда методических приемов в интерактивном режиме, чтобы добиться результата, объективно отражающего на схеме корреляции реальную обстановку в особенностях залегания осадочных отложений [3].

Рассматриваемые отложения относятся к терригенным порового типа среднего девона и нижнего подъяруса франского яруса верхнего девона и залегает в интервале глубин от 4300 м до 4650 м. Корреляция в текущей ГМ не наследует принципы корреляции действующего отчета по подсчету запасов, в котором выделялся единый объект  $D_2$ . Наиболее уверенно прослежены границы кровли нижедевонских отложений, представляющую собой поверхность предсреднедевонского регионального размыва  $III_{12}$ , кровли разновозрастных предфранских отложений, эродированной в результате предфранского размыва  $III_{f1}$  и кровли джьерского горизонта франского яруса  $III_{dzt}$ . В связи с фациальной и литологической изменчивостью продуктивный разрез расчленен на 4 объекта:  $D_{2ef}$ ,  $D_{2st}$  (I и II пачки),  $D_{3dzt}$  (рис. 2).

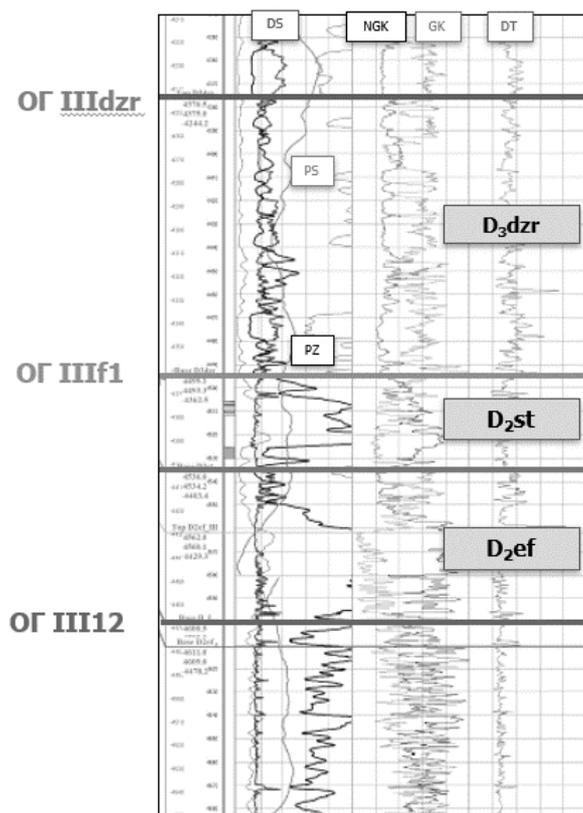


Рис. 2. Пример расчленения стратиграфического разреза по данным ГИС

### Петрофизическая основа для интерпретации данных ГИС

Для интерпретации данных ГИС подготовлена петрофизическая основа. Произведен сбор и систематизация данных по лабораторным исследованиям ядерного материала скважин, участвовавших в предыдущем подсчете запасов 1990 года, и новых скважин, в результате чего уточнена петрофизическая модель.

Граничные значения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) установлены согласно современным требованиям через динамическую пористость и не противоречат ранее принятым. Для расчета динамического коэффициента пористости использовались результаты лабораторных определений открытой пористости, остаточной водонасыщенности и нефтенасыщенности в образцах керна в ходе моделирования процессов вытеснения нефти водой при 80 °С.

По полученным лабораторным данным выполнено построение зависимостей «кern-кern» и «кern-ГИС» используемых при интерпретации материалов ГИС.

В работе произведена интерпретация скважин с полным комплексом ГИС, среди которых пробуренные после последнего подсчета запасов 1990 г новые скважины. Выделены породы-коллекторы, определены значения ФЕС и насыщенности. Пористость коллекторов определена по методам НК, АК и ГГКп, а также по комплексным палеткам «НК-АК» и «НК-ГГКп».

### Сейсмогеологическая основа

В основу работы легли результаты обработки и комплексной интерпретации данных МОГТ-3D, выполненной в 2016 году. В 2020 году выполнен мониторинг сейсмогеологической основы по данным четырех разведочных скважин, пробуренным в 2017-2020 гг. В результате получен набор поверхностей отражающих горизонтов, осложненных обширной сетью разрывных нарушений.

### Построение цифровой трехмерной модели

На основе всей имеющейся геологической информации, описанной выше, в интегрированном программном комплексе IRAP RMS версии 10.1.3 была построена трехмерная модель объектов D2ef, D2st-I, D2st-II, D3d\_zr поддоманиковых отложений Командиршорской группы месторождений. Процесс создания трехмерной цифровой геологической модели состоит из ряда последовательных этапов с характерными методами, процедурами и промежуточными результатами [1]. В качестве геологической основы для моделирования послужили данные по пробуренным скважинам, результаты детальной корреляции разрезов скважин, результаты обработки данных ГИС, структурные поверхности от-

ражающих горизонтов (ОГ), полигоны разрывных нарушений, границы замещения коллектора плотными породами.

Первым этапом построения трехмерной модели послужил процесс создания структурно-тектонического каркаса на основе исходной сейсмической основы – отражающих горизонтов ОГ III12 (Base\_D2ef), ОГ IIIf1 (Base\_D3dзr) и ОГ IIIдзr (Top\_D3dзr), полигонов разрывных нарушений и отметок пластопересечений скважин. В пределах рамки моделирования зафиксировано 100 разрывных нарушений. Исходя из размеров месторождения и количества скважин для структурных построений был выбран размер ячеек по латерали 50x50 м.

В процессе интегрированного структурно-тектонического моделирования была учтена принципиальная модель тектонического строения с моделированием области регионального размыва, приуроченного к кровле разновозрастных предфранских отложений, эродированной в результате предфранского размыва. В результате получен набор согласованных и скорректированных на скважинные данные структурных поверхностей пластов D3дзr, D2st-II, D2st-I, D2ef и отражающих горизонтов IIIдзr, IIIf1 и III12 (рис. 3).

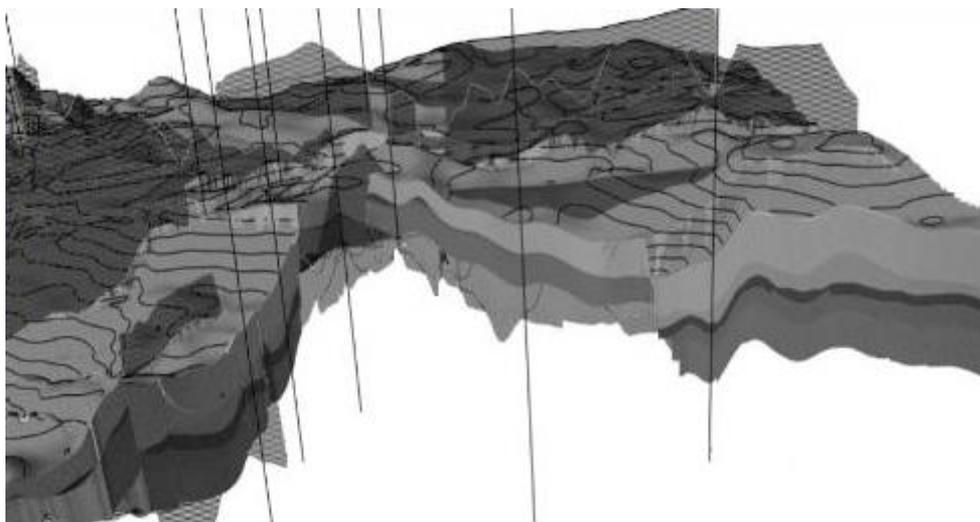


Рис. 3. Структурно-тектоническая 3D модель

На основе структурно-тектонического каркаса был получен трехмерный куб, разбитый на элементарные объемы-ячейки. Размерность сетки (инкремент) по латерали выбрана аналогично сеткам структурных построений и составляет 50x50 м. Для объектов D2ef, D2st-I и D2st-II выбран тип построения сетки от подошвы пластов, что обусловлено региональным размывом отложений. Для пласта D3дзr слои отстраиваются от кровли, так как толщина данного пласта несогласно залегает на эродированной поверхности нижележащих отложений. Таким образом, заданная объемная сетка была выбрана исходя из геолого-технологических особенностей месторождения, в связи с чем обеспечена достаточная точность расчетов литологического и петрофизического моделирования в рамках выполняемой работы.

Трехмерная модель залежи представляет собой совокупность трехмерных параметров, характеризующих пространственное распределение коллекторов и изменчивость их свойств по площади и разрезу. Следующим этапом построения является литолого-фациальное моделирование. Целью этого этапа является получение представления о пространственном распределении пород-коллекторов. В данном случае это разделение пород на коллектор и неколлектор.

Для учета неоднородности геологического строения в трехмерной модели выполнено распределение коллекторов с учетом литологической зональности. Для каждой зоны были определены ранги вариограмм, которые учитывались при литологическом моделировании. В качестве основного инструмента моделирования использовался стохастический метод индикаторного моделирования, результатом которого послужило создание трехмерного дискретного куба распределения коллекторов. По итогам литологического моделирования были получены наборы карт кровель коллектора, эффективных и эффективных нефтенасыщенных толщин по каждому объекту, подсчитаны объемы нефтенасыщенных пород.

После литологического моделирования следует этап петрофизического моделирования, целью которого является распределение петрофизических параметров продуктивных пластов. Для распределения пористости по объему трехмерной сетки был использован алгоритм стохастического петро-

физического моделирования (Petrophysical modelling). Распределение значений коэффициента пористости выполнялось только в объеме пород, определенных на этапе литологического моделирования как коллектор [4]. В качестве исходной информации при моделировании этого параметра были использованы результаты интерпретации данных ГИС. Результатом моделирования куба пористости стало трехмерное распределение непрерывного параметра в пределах коллекторов.

Для распределения коэффициента нефтенасыщенности в нефтенасыщенном объеме пород был использован алгоритм «стохастическое петрофизическое моделирование» с учетом граничных значений. Итогом этапа послужило создание непрерывного куба с распределенными по скважинным данным значениям коэффициента нефтенасыщенности.

Определение проницаемости в прослоях-коллекторах выполнено с использованием зависимости, полученной в результате сопоставления газопроницаемости и открытой пористости ( $K_p$ ), газопроницаемости и эффективной пористости образцов керна отложений.

Проницаемость ( $K_{пр}$ ) в прослоях-коллекторах рассчитывалась по уравнению (1):

$$K_{пр} = 0.0475 * K_p^{1.7801} \quad (1)$$

Результатом построения трехмерной цифровой модели послужил подсчет запасов, по итогам которого было выявлено уменьшение начальных геологических запасов УВС на 10 % по сравнению с оперативной оценкой 2020 года на основе 2D модели. Также была составлена единая база данных исходной скважинной информации по всем месторождениям Командиршорской группы, выполнена корреляция одновозрастных отложений, произведена интерпретация ГИС во вновь пробуренных разведочных скважинах, актуализация РИГИС исторических скважин. Помимо этого, актуализирована сейсмогеологическая основа по результатам разведочного бурения четырех новых скважин. Трехмерная геологическая модель, созданная на основе принципиальной модели осадконакопления, может быть использована при планировании доуглубления и размещении новых скважин, создании гидродинамической модели и подсчете запасов УВС.

#### *Литература*

1. Закревский К.Е. «Геологическое 3D моделирование», – М.: ООО «ИПЦ Маска», 2009 – 376 с.
2. Касков Н.Р., Романчук А.Ф., Сайфутдинов Р.Ш. и др. «Отчет о результатах обработки и интерпретации материалов полевых сейсморазведочных работ МОГТ-3D на Командиршорской группе месторождений с целью детального изучения геологического строения отложений осадочного чехла». Москва, 2017.
3. Методические рекомендации к корреляции разрезов скважин под редакцией профессора Гутмана И. С. М.: Недра, 2013 – 112 с.
4. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений; (Часть I. Геологические модели), Москва ОАО «ВНИИОЭНГ».

## ГЕОХИМИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНО-КОЛЬЧУМСКОЙ АНТИКЛИНАЛИ

**Попов Павел Петрович**

*Пермский государственный национальный исследовательский университет (ПГНИУ),  
студент (бакалавр) 3 курса (2019), г. Пермь  
e-mail: pashatamada@gmail.com*

**Научный руководитель:** *старший преподаватель, Хопта Иван Сергеевич*

**Аннотация:** Геохимические исследования включали применение набора методов для качественной и количественной характеристики органического вещества (ОВ): макро и микроописание породы, люминесцентно-битуминологический анализ, экстракцию в хлороформе, разделение групповой составляющей битумоида тонкослойной хроматографией. Нормальные и изопреноидные алканы состава C<sub>12</sub>-C<sub>34</sub> анализировали методом газо-жидкостной хроматографии на хроматографе «Цвет-100».

**Ключевые слова:** Западно-Кульчумская антиклиналь, юрские отложения, органическое вещество, битумоиды, алканы.

## GEOCHEMISTRY OF ORGANIC MATTER IN THE JURASSIC DEPOSITS OF THE WEST KOLCHUM ANTICLINE.

**Popov Pavel Petrovich**

*Perm State University,  
3th year Student, Perm  
e-mail: pashatamada@gmail.com*

**Research Supervisor:** *Senior Lecturer, Khopta Ivan Sergeevich*

**Abstract:** Geochemical studies included the use of a set of methods for the qualitative and quantitative characteristics of organic matter (OM): macro and micro description of the rock, luminescent-bituminological analysis, extraction in chloroform, separation of the bitumen group component by thin-layer chromatography. Normal and isoprenoid alkanes of C<sub>12</sub>-C<sub>34</sub> composition were analyzed by gas-liquid chromatography on a Tsvet-100 chromatograph.

**Keywords:** West Kulchum anticline, Jurassic deposits, organic matter, bitumoids, alkanes.

### Аннотация

Геохимические исследования включали применение набора методов для качественной и количественной характеристики органического вещества (ОВ): макро и микроописание породы, люминесцентно-битуминологический анализ, экстракцию в хлороформе, разделение групповой составляющей битумоида тонкослойной хроматографией. Нормальные и изопреноидные алканы состава C<sub>12</sub>-C<sub>34</sub> анализировали методом газо-жидкостной хроматографии на хроматографе «Цвет-100».

### Введение

Геохимические исследования являются неотъемлемой частью комплекса методов, применяемых при нефтегазопроисловых работах. Конечная цель геохимических исследований состоит в выделении в разрезе изучаемой территории осадочных толщ, в которых были благоприятные условия для нефтегазообразования, и оценке перспектив нефтегазоносности региона. Количество, состав органического вещества (ОВ), обстановка его дигенетического преобразования и катагенез определяют способность осадочных толщ генерировать углеводороды. Считается, что наиболее вероятными источниками нефти являются морские отложения с кларковым или повышенным содержанием органиче-

ского углерода в породах с преимущественно аквагенным (сапропелевым) типом ОВ, образовавшиеся в восстановительных или слабовосстановительных обстановках в диагенезе, находящиеся на стадии катагенеза, отвечающей главной зоне нефтеобразования [Вассоевич, 1958, 1967; Трофимук, Конторович, 1965; Конторович и др., 1967; Неручев, 1969; Вассоевич и др., 1976, 1981; Конторович, 1976]. Однако достаточным условием для диагностики нефтепроизводивших отложений могут служить только изменения исходного ОВ, проявляющиеся в результате эмиграции углеводородов из материнских пород, а также сходство состава рассеянного ОВ и нефтей в залежах [Трофимук, Конторович, 1965; Неручев, 1969; Вассоевич и др., 1981; Тиссо, Вельте, 1981]. Целью настоящей работы являлось выяснение закономерностей распределения органического углерода, битумоидов, а также углеводородов-биомаркеров, наследующих углеродный скелет и в значительной степени стереохимию от липидов живого вещества в рассеянном ОВ, в породах по разрезу и на площади распространения отдельных свит. Исследования проводились на представительной выборке геохимических данных по керновому материалу скважин, пробуренных в этом регионе. Углубленное изучение состава рассеянного органического вещества использовалось для определения типа исходного органического вещества, условий его преобразования в диагенезе и катагенезе. На основе выявленных закономерностей были оценены значения геохимических критериев для Западно-Кульчумской антиклинали и показано, что в осадочном бассейне существовали условия, благоприятные для генерации и миграции углеводородов.

Аналитическое изучение рассеянного органического вещества пород включает определение концентраций органического углерода в породе ( $C_{орг}$ ) выхода хлороформенных экстрактов ОВ пород (битумоидов) и их группового состава. Особое внимание было уделено изучению насыщенной фракции битумоидов на молекулярном уровне методами газожидкостной хроматограф.

Для успешного проведения дальнейших нефтегазо-поисковых работ в регионе важно выявить закономерности изменения характеристик юрских НМП по площади и в разрезе. Так как условия осадконакопления влияют на тип, количество и сохранность органического вещества в осадке, т.е. на исходный нефтегазоматеринский потенциал НМП, нами выполнен комплексный анализ геохимических параметров юрских отложений. Материалы и методы исследований. Изучено 40 образцов юрских НМП из скважины пробуренной на Западно-Кульчумской антиклинали (Красноярский край, Енисейский район).

#### **Результаты исследования**

Среднее содержание органического углерода в разрезе скважины составляет около 2%, что указывает на умеренно рассеянное органическое вещество. Значение органического углерода практически во всем стволе скважины держится от 0,1 до 0,6% локально возрастая до 2-8% в граувакках и аргиллитах, и до значений более 10% в углефицированных аргиллитах (умеренно концентрированное органическое вещество). Высокие же показания органического углерода (более 50%) связаны с углями. По всему интервалу скважины среднее значения  $B_{хл}$  практически не изменяется и составляет 0,02%. Максимальные показания в углях тюменской свиты, и составляют 2,5%. Битуминозный коэффициент меняется в зависимости от литологического состава пород. Средние значения в стволе скважины составляют 1,7%. Максимум замечен в урманской свите – 8,3%, минимум в известняках максимоярской свиты со значениями до 1%.

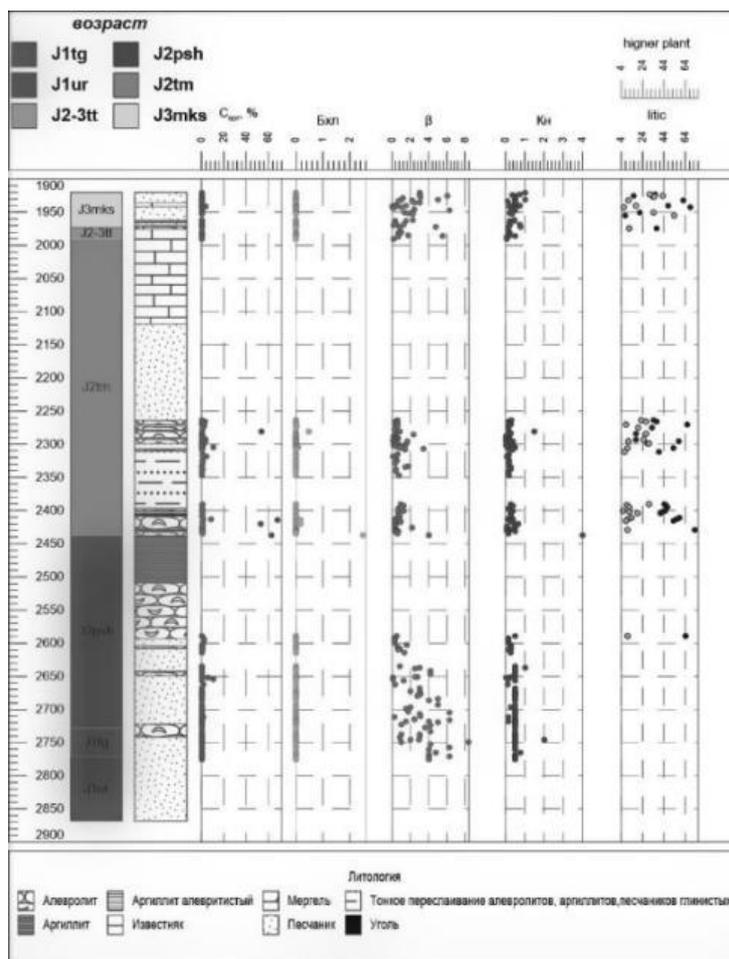


Рис. 1. Литология и основные значения скважины.

С увеличением дисперсности органического вещества доля битуминозных компонентов в нем растет (Закономерность Успенского-Вассоевича). Соблюдение этой закономерности - надежный показатель автохтонности, или сингенетичности, битумоидов. В случае с битумоидов речь идет только о генетическом единстве источника - места образования; время образования, как правило, только частично соответствует времени захоронения ОВ в осадке. Значение  $\beta$  менее 20%, что указывает на автохтонность битумоидов.

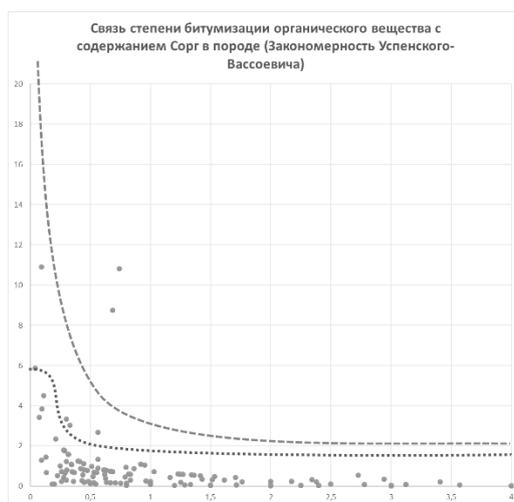


Рис. 2. Закономерность Успенского-Вассоевича.

Показатель **коэффициента нейтральности** ниже 1 указывает окислительную среду образования жидких УВ, значение 1 является нормальным (то есть битумоиды близки по составу к реальной нефти), показатели выше 1 указывают на восстановительную среду. В изучаемых отложениях значе-

ния выше 1 характерны в основном для углей и углистых аргиллитов. Среднее значение Кн в окислительной среде образования УВ- 0,32, и указывает на биodeградацию и/или миграцию УВ.

**УВ-состав битумоидов** показал, что во всех образцах *n*-алканы представлены рядом относительно распространенных компонентов в диапазоне от C12 до C34. Короткоцепочечные *n*-алканы концентрируются в диапазоне от C12 до C25 с максимумом при C16 или C22. Значения индекса соотношения четного и нечетного числа атомов углерода (CPI) гомологов C12-C25 (Bray and Evans, 1961) колебались от 0,6 до 1,87 со средним значением 1,21, что свидетельствует о значительном преобладании нечетного к четному. Напротив, длинноцепочечные *n*-алканы имеют диапазон от C25 до C34, причем максимальное значение приходилось на C26, в некоторых группах появлялись пики на C22 и C27. Значения CPI гомологов C25-C34 (Bray and Evans, 1961) варьировали от 0,77 до 3,25, в среднем 1,32, демонстрируя сильное преобладание нечетных над четными вариантами. Все образцы показали характерные профили *n*-алканов, состоящие из бимодального распределения с центрами C16–C22 и C25–C27, что указывает на то, что органическое вещество в керне в большинстве случаев имеет смешанное происхождение (морское и наземное). Содержание пристана (Pr) в среднем составляет 45,5%. Своего максимума (75%) достигает на глубине 518 метров, а полное отсутствие на глубине 1779 метров. Содержание фитана (Ph) в среднем составляет 46,2%. Своего максимума (100%) достигает на глубине 1779 метров. Минимума же своего (17,6%) достигает на глубине 518 метров. По коэффициенту пристан/фитан можно определить происхождение ОВ. Для сапропелевого ОВ характерно значение 1,1-1,5, для не окисленных в диагенезе гумусов- 0,5-0,7, а субокисленных- более 3. По всему интервалу скважины преобладает гумусовое происхождение нефтей. Среднее значение отношения- 0,62. Встречается на глубинах 448-477 метра, 587-654 метра, 793-879метра, 1048, 1077, 1350 и 1728-1762 метра. Так же в меньшей степени встречаются и остальные типы генезиса. Высокие значения показателя *litic* говорят о переносе уже сформировавшегося углистого детрита речными потоками. С уменьшением возраста замечено преобладание влияние высшей растительности над перенесённым детритом.

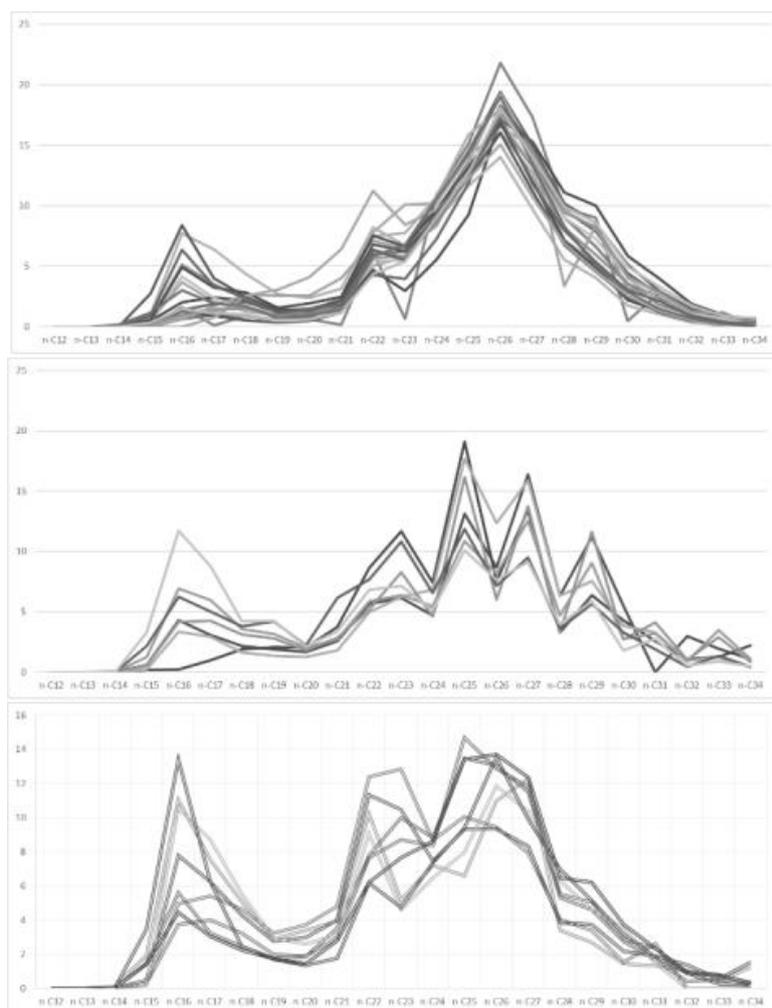


Рис. 3. Распределение *n*-алканов.

### Отношение пристана/фитана и других индивидуальных УВ по возрасту

В породах тогурской свиты ОВ образовалось в умерено-восстановительных прибрежных условиях. ОВ является не зрелым, гумусового типа. В породах пешковской свиты ОВ образовалось в умерено-окислительных прибрежных условиях. ОВ является не зрелым, гумусового типа. В породах пешковской свиты ОВ образовалось сначала в восстановительных дельтовых условиях, затем произошла смена осадконакопления на продельтовый тип с умерено-восстановительной обстановкой. ОВ является не зрелым, гумусового типа. В начале тюменского времени породы продолжают формироваться в прибрежных условиях, затем происходит смена на лагунные и в конце формируются в мелководно морских условиях. Обстановка образования ОВ сначала восстановительная, а к концу времени сильновосстановительная. ОВ является не зрелым, с преобладанием гумусового типа. В породах максимоярской и тяжинской свиты ОВ образовалось в сильновосстановительных мелководно-морских условиях. ОВ является не зрелым, гумусо-сапропелевого типа, где сапропелью являлись морские водоросли. Средний показатель коэффициента  $\Sigma n-(C_{13}-C_{15})/\Sigma n-(C_{23}-C_{25})$  для всех свит равен 0,01-0,04, средний показатель  $n-(C_{15}-C_{17})/2 \cdot (n-C_{16})$  равен 0,4-0,7, что указывает на континентальный тип УВ.

### Вывод

– Коэффициент нейтральности указывает на преобладание окислительной среды образования жидких УВ со средним показателем 0,32 характерных для биodeградационных и/или миграционных процессов. Значения выше 1 характерны в основном для углей и углистых аргиллитов.

– Преобладание сингенетичных битумоидов.

– Органическое вещество представлено в основном гумусовым, но в ряде групп можно заметить пики второго и третьего порядка короткоцепочечных алканов. Что указывает на присутствие сапропелевого ОВ или активную биodeградацию.

– Максимумы концентрации литических n-алканов полученных ОВ, могут соответствовать событиям выноса эродированного коренного материала в том числе высшего растительного почвенного ОВ.

– Вариации концентраций длинноцепочечных n-алканов и указывают на более высокий вклад наземного ОВ (ОВ высших растений).

– В породах тогурской свиты ОВ образовалось в умерено-восстановительных прибрежных условиях. Далее в пешковской свите ОВ образовалось сначала в восстановительных дельтовых условиях, затем произошла смена осадконакопления на продельтовый тип с умерено-восстановительной обстановкой. В начале тюменского времени породы продолжают формироваться в прибрежных условиях, затем происходит смена на лагунные и в конце формируются в мелководно морских условиях. К концу времени в максимоярской и тяжинской свите ОВ образовалось в сильновосстановительных мелководно-морских условиях.

### Литература

1. Yamamoto M., Okino T., Sugisaki S., Sakamoto T. Late Pleistocene changes in terrestrial biomarkers in sediments from the central Arctic Ocean // *Organic geochemistry*. 2008. Vol. 39. I. 6. P. 754–763.
2. Кожанов Д. Д. и др. Геолого-геохимические условия формирования нефтегазоносности рифей-вендских отложений северной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна // *Георесурсы*. – 2021. – Т. 23. – №. 2. – С. 73-86.
3. Рудкевич М. Я. и др. Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна. – 1988. – С. 88-106.
4. Баженова О. К. и др. Геология и геохимия нефти и газа. Учебник. – 2012. – с. 80-86.

## ГАЗОВЫЙ ГИДРАТ – ПЕРСПЕКТИВНЫЙ ИСТОЧНИК УВ В РОССИИ

*Расов Роман Дмитриевич*

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,  
магистрант 1 курса, г. Пермь  
e-mail: rasov.roma@mail.ru*

*Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент кафедры региональной и нефтегазовой геологии  
Алексеева Ольга Леонидовна*

**Аннотация:** собраны и систематизированы данные по газовым гидратам, охарактеризованы их типы, свойства. Рассмотрено распространение газовых гидратов на территории России.

**Ключевые слова:** газовый гидрат, месторождение, гидрат, газ, залежи, ресурсы.

## GAS HYDRATE IS A PROMISING HYDROCARBON SOURCE IN RUSSIA

*Roman Rasov*

*Perm State University,  
1<sup>st</sup> year Master's Degree Student, Perm,  
e-mail: rasov.roma@mail.ru*

*Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader, O.L. Alekseeva*

**Abstract:** collected and systematized data on gas hydrates, characterized their types and properties. The distribution of gas hydrates in the territory of Russia is considered.

**Keywords:** gas hydrate, field, hydrate, gas, deposits, resources.

Природный газ используется во всех сферах деятельности человека. Его запасы ограничены и невозможны. Большая часть месторождений уже найдена, новых крупных традиционных месторождений, скорее всего, уже не будет. Мелких месторождений надолго не хватит. Поэтому нам следует обратить свое внимание на ресурсы природного газа в газовых гидратах.

О залежах газогидратов известно давно. Газовые гидраты имеют наибольший потенциал по сравнению с другими нетрадиционными источниками газа.

Таким образом, изучение газового гидрата поможет определить, насколько он актуален, в качестве замены традиционным источникам энергии.

Газовые гидраты (газогидраты или клатраты) – это твердые, кристаллические, соединения углеводородов и воды.

Для образования газовых гидратов нужны следующие условия:

- пространства с низкой температурой и высоким давлением;
- наличие УВ газов (метан, этан, пропан, двуокись углерода);
- определенное количество воды.

Если убрать хотя бы один пункт, образование клатратов прекратится.

От расположения воды в кристаллической решетке зависит тип газового гидрата [2]:

**Гидраты I типа.** Простое строение. Имеют форму двенадцатигранника (рис. 1). Каждая ячейка состоит из 46 молекул  $H_2O$ . Углеводородные газы – метан, этан, двуокись углерода и сероводород.

**Гидраты II типа.** Сложная структура. Форма в виде двенадцатигранника или шестнадцатигранника (рис. 1). Ячейки образованы 136 молекулами  $H_2O$ . Гидратобразователи – это азот, пропан и изобутан.

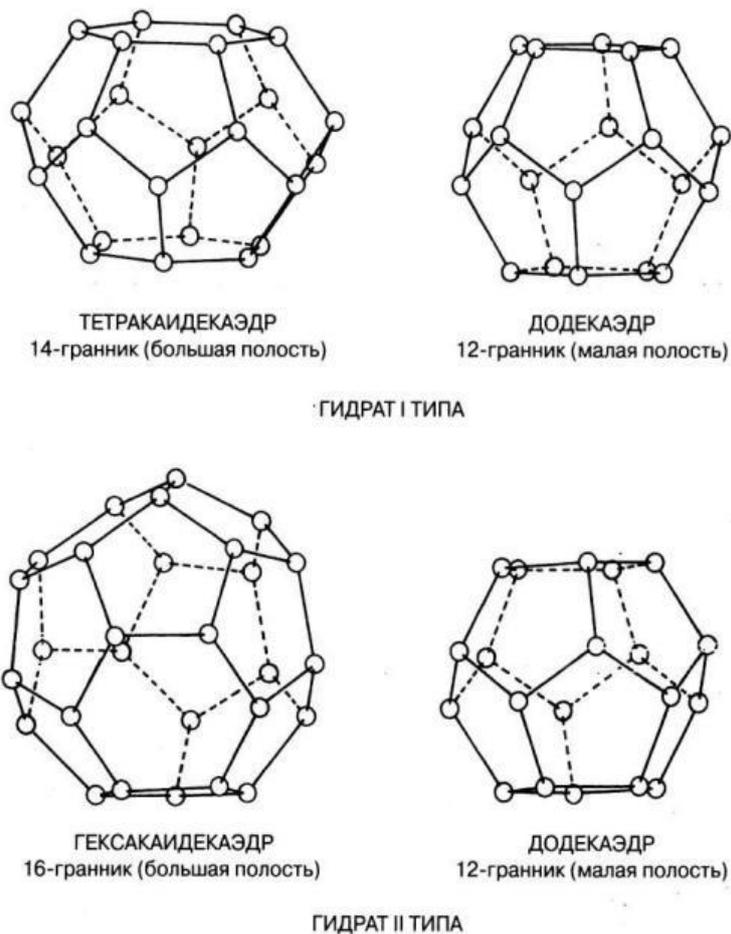


Рис. 1. Структура гидрата типа I и типа II [1]

**Гидраты II типа.** Самая сложная структура. Форма двух видов: двенадцатигранная и двадцатигранная. Элементарная ячейка – 34 молекулы  $H_2O$ . Образующий газ – метан.

При добыче клатратов нужно знать их плотность, теплофизические свойства и условия среды [2].

Газовый гидрат – это не природный газ в классическом понимании. Гидрат представляет из себя кусок твёрдого льда. Исходя из этого, принимаем механические свойства газогидратов равными свойствам льда. В таблице представлены данные по плотности газогидратов.

Таблица 1

Плотность газовых гидратов при  $0^\circ C$

Компонент	Тип гидрата	Плотность, $г/см^3$
Метан	I	0,913
Этан	I	0,967
Пропан	II	0,899
Изобутан	II	0,934
$CO_2$	I	1,107
$H_2S$	I	1,046
Лед	-	0,917
Вода	-	1,000

Теплофизические свойства (теплоемкость, теплота гидрат образования)

Их необходимо учитывать при добыче клатратов, так как при нарушении условий они могут разложиться на газ и воду.

К теплофизическим свойствам газовых гидратов относят следующие характеристики [1]:

Теплоемкость. При определении данного параметра следует учитывать как теплоемкость самого газа (у каждого газа она своя), но и теплоемкость льда. Определяют как удельную (Дж/г · С), так и молярную (Дж/моль · С) теплоемкость.

Таблица 2

Теплоемкость основных углеводородных газов

Компонент	Тип гидрата	Теплоемкость, (Дж/г · С)	Теплоемкость, (Дж/моль · С)
Метан	I	2,36	41
Этан	I	2,33	42
Пропан	II	2,31	44
Изобутан	II	2,35	46
Лед	-	2,06	37,1

**Теплота гидрат образования.** Стандартная молярная энтальпия разложения – это энтальпия разложения  $\Delta H_0$  индивидуального газового гидрата на гидрат образователь (газ или жидкость) и лед (или воду) при  $T_0=273,15$  К и  $P_0=0,1013$  МПа.

Таблица 3

Энтальпия плавления некоторых газовых гидратов

Компонент	Тип гидрата	Энтальпия плавления, кДж/г	Энтальпия плавления, кДж/моль
Метан	I	3,10	55,8
Этан	I	3,55	74,1
Пропан	II	6,88	130,4
Изобутан	II	6,22	135,9
Лед	-	0,444	7,30

Газовые гидраты нужны как новый источник энергии. Установлено, что на 21,5% площади суши и 92% площади мирового океана есть условия для их образования. Запасы природного газа в клатратах составляют  $2,90 \cdot 10^{20}$  м<sup>3</sup>, что в 100 раз превышает запасы природного газа в газогидратах на суше. На данный момент установлено около 250 месторождений газовых гидратов. Они распространены по всему миру (рис.2). Международное энергетическое агентство (МЭА) в 2009 году привело оценку в 1000-5000 трлн. м<sup>3</sup>, хотя разброс значителен.

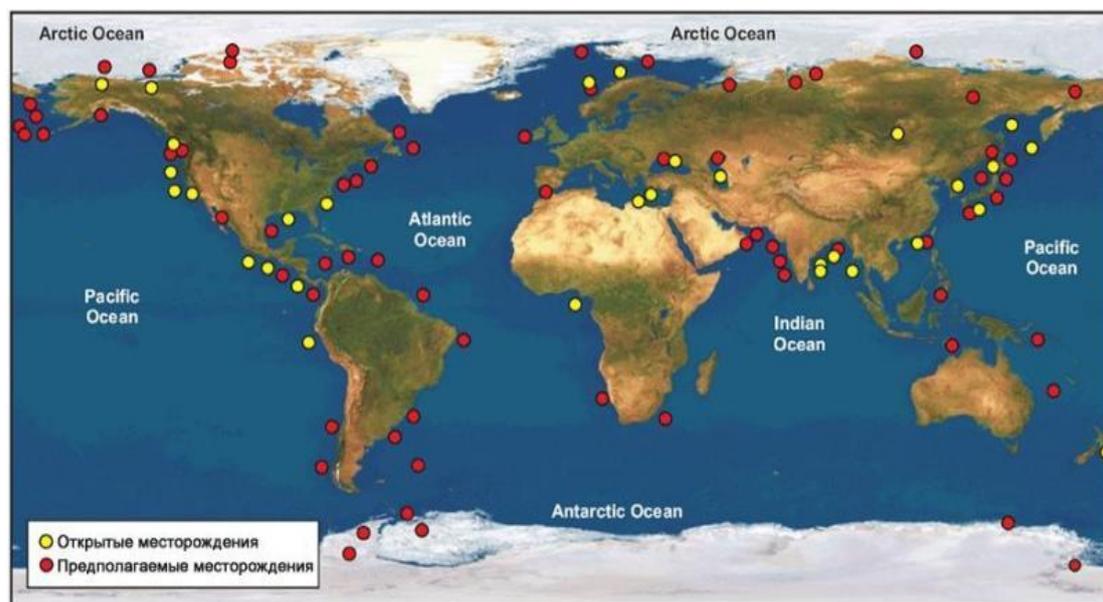


Рис. 2. Схема месторождений клатратов

Самые крупные месторождения газогидратов в России [1]:

А) Глубоководные залежи:

- шельфовая часть Сахалина и акватория Охотского моря. На восточной части расположены самые крупные запасы, заключенные в более чем 65 месторождений;
  - территория Курильские острова и Охотское море. Эта территория была первой, где были произведены поиски месторождений газовых гидратов. На сегодня ресурсы газогидратов в этом составляют 88 трлн. м<sup>3</sup>. Глубины залегания составляют от 3000 м;
- Б) Шельфовые залежи:
- дно Черного моря. Около 16 месторождений газогидратов. По расчетам, от 20 до 30 трлн. м<sup>3</sup> газа.
  - территория Байкала. О клатратах Байкала известно еще с 1990-ых.
- В) Арктические залежи:
- газогидратные месторождения в России распространены на северо-западе ее европейской части, а также в Сибири и на Дальнем Востоке – на площади 2,5 млн. км<sup>2</sup>. Зоны гидрат образования в морях, омывающих территорию Россию, распространены на площади 3–3,5 млн. км<sup>2</sup>.

Различают техногенные и природные газовые гидраты. Техногенные образуются при добыче и переработке обычного газа. При этом они рассматриваются как осложняющий фактор. Природные – образуются сами в необходимых условиях.

На данный момент понятно, что себестоимость добычи газа из газовых гидратов будет велика. Но с появлением новых технологий этот вопрос будет решен. В качестве примера можно посмотреть на другой нетрадиционный источник газа – угольные пласты. Еще двадцать лет назад считалось, что добывать метан из угольных бассейнов технически сложно и невыгодно. Теперь только в США ежегодно добывается порядка 50 млрд. м<sup>3</sup> газа, что достигнуто за счет развития нефтегазовой науки и создания новейших технологий газодобычи. По аналогии с угольным метаном можно сделать вывод, что добыча газа из гидратов может оказаться вполне рентабельной и начнется в ближайшей перспективе [3].

### *Литература*

1. Кирничёв В.Е. *Газовые гидраты: природа возникновения, перспективы и методы разработки газогидратных месторождений.* Самара, 2019, стр. 2.
2. Чухарева Н.В. *Определение условий гидратообразования при транспорте природного газа в заданных технологических условиях эксплуатации промысловых трубопроводов.* Томск, 2011, стр. 11.
3. Щebetов А.В. *Месторождения газовых гидратов: ресурсы и возможные методы разработки.* Москва, 2006, стр. 1.

## ОБЗОР ТЕХНОЛОГИЙ ДОВЫРАБОТКИ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ МНОГОПЛАСТОВЫХ ОБЪЕКТОВ

*Сахибзянов Булат Фанисович*

*Казанский (Приволжский) федеральный университет,  
магистрант 1 года обучения, г. Казань  
e-mail: bulat.sahibzyanov.99@mail.ru*

*Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Мухаметшин Рустам Закиевич*

**Аннотация:** Существующие системы разработки не позволяют равномерно и полно извлекать нефть из продуктивных пластов, характеризующихся к тому же высокой степенью неоднородности и многопластовым строением. В связи с этим выявляются зоны невовлеченных в промышленную разработку запасов. В данной статье рассмотрены технологии, позволяющие решить проблему довыработки остаточных запасов нефти. Сделан обзор и анализ таких методов, как резка боковых и боковых горизонтальных стволов, применение технологии одновременно-раздельной эксплуатации и циклическое заводнение.

**Ключевые слова:** остаточные запасы, неоднородность, многопластовый объект, боковой ствол, одновременно-раздельная эксплуатация, циклическое заводнение.

## REVIEW OF TECHNOLOGIES FOR THE COMPLETION OF RESIDUAL OIL RESERVES OF MULTI-LAYER OBJECTS

*Sakhibzyanov Bulat*

*Kazan (Volga region) Federal University,  
1<sup>st</sup> year Master's Degree Student, Kazan city,  
e-mail: bulat.sahibzyanov.99@mail.ru*

*Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor, Mukhametshin Rustam*

**Abstract:** The existing development systems do not allow for the uniform and complete extraction of oil from productive formations, which are also characterized by a high degree of heterogeneity and a multi-layer structure. In this regard, there are zones of reserves not involved in industrial development. This article discusses technologies that allow solving the problem of pre-processing of residual oil reserves. The review and analysis of such methods as cutting of lateral and lateral horizontal wellbore, the use of technology at the same time-separate operation and cyclic flooding.

**Keywords:** residual reserves, non-uniformity, multi-layer object, lateral wellbore, at the same time-separate operation, cyclic flooding.

В настоящее время большинство нефтяных месторождений находятся на заключительных стадиях разработки. Среди последних немало месторождений с многопластовыми объектами, характеризующиеся значительной степенью неоднородности.

Литологическая неоднородность продуктивных пластов оказывает существенное влияние на добываемые возможности скважин. В связи с неоднородностью по толщине и площади значительно различаются коллекторские свойства пластов, что, в свою очередь, ведет к различию скорости их выработки [7]. Вытеснение нефти происходит в первую очередь из высокопроницаемых частей, а малопроницаемые – в разработку практически не вовлекаются, что обуславливает наличие зон с невыработанными запасами нефти. Это приводит к неравномерной выработке пластов, преждевременному обводнению продукции нефтяных скважин.

Поскольку основные месторождения России находятся на поздней стадии разработки, то *извлечение остаточных запасов нефти* является весьма актуальной проблемой. На сегодняшний день довыработать невовлеченные остаточные запасы с помощью существующей системы разработки не представляется возможным. Решение данной проблемы не обходится без применения широкого арсенала технологий и методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Одним из таких методов, безусловно,

является бурение боковых и боковых горизонтальных стволов в скважинах основного фонда, находящихся в простое из-за аварий или вследствие нерентабельной эксплуатации. Данный метод наиболее актуален для месторождений, перешедших на позднюю стадию разработки и разрабатываемых в условиях падающей добычи нефти. Применение этой технологии фактически позволяет уплотнить сетку скважин на участках недостаточной выработки запасов нефти [2]. Благодаря забурке БС и БГС основную часть нерентабельных скважин можно ввести в эксплуатацию и даже реликвидировать и, таким образом, увеличить коэффициент охвата и ввести в разработку ранее недраенируемые, застойные зоны пласта. Данная технология эффективна и с экономической точки зрения. Она позволяет существенно (в 2-10 раз) повысить дебиты скважин при меньших затратах, чем на бурение новых скважин [3].

БС и БГС активно используются на месторождениях ПАО «Татнефть». По состоянию на 01.01.2012 г. пробурено 233 БГС, из них 218 в добывающих и 15 в нагнетательных скважинах. На долю Ромашкинского месторождения приходится 193 БГС (83% от общего количества скважин с боковым горизонтальным окончанием). Подавляющее большинство БГС пробурено на радаевско-бобриковский объект – 178. Терригенный радаевско-бобриковский объект является вторым по запасам нефти эксплуатационным объектом на ряде крупнейших месторождений Татарстана. Разработка этого объекта, как правило, осложнено высокой вязкостью нефти и степенью неоднородности, которая намного выше, чем для пластов базисного пашийского горизонта [5]. Остальной фонд скважин с БГС практически равномерно распределен по другим горизонтам карбона и девона, однако наиболее представительными из них являются залежи в кизеловских (12) и турнейских (8) отложениях. Анализ внедрения этой технологии показывает достаточно высокую ее эффективность: до применения скважины работали со средним дебитом по нефти 0,3 т/сут, со средней обводненностью – 47,9%. На 01.01.2012 г. средний дебит БГС по нефти составил 4,0 т/сут, средняя обводненность продукции 47,7%. Таким образом, текущий прирост дебита составил 3,7 т/сут при неизменной обводненности. Всего за весь период эксплуатации скважин с БГС удалось добыть 1430 тыс. т.

На 01.01.2012 г. в ПАО «Татнефть» пробурено 695 БС, в том числе 504 в добывающих и 191 нагнетательных скважинах, из них 57% на Ромашкинском месторождении – 398. До зарезки БС скважины работали со средним дебитом по нефти 1,5 т/сут, текущий дебит – 3,2 т/сут. Благодаря бурению БС также удалось значительно уменьшить среднюю обводненность добываемой продукции с 73,2 до 42%. Накопленная добыча за весь период эксплуатации скважин с БС составила 1850 тыс. т. (рис. 1).

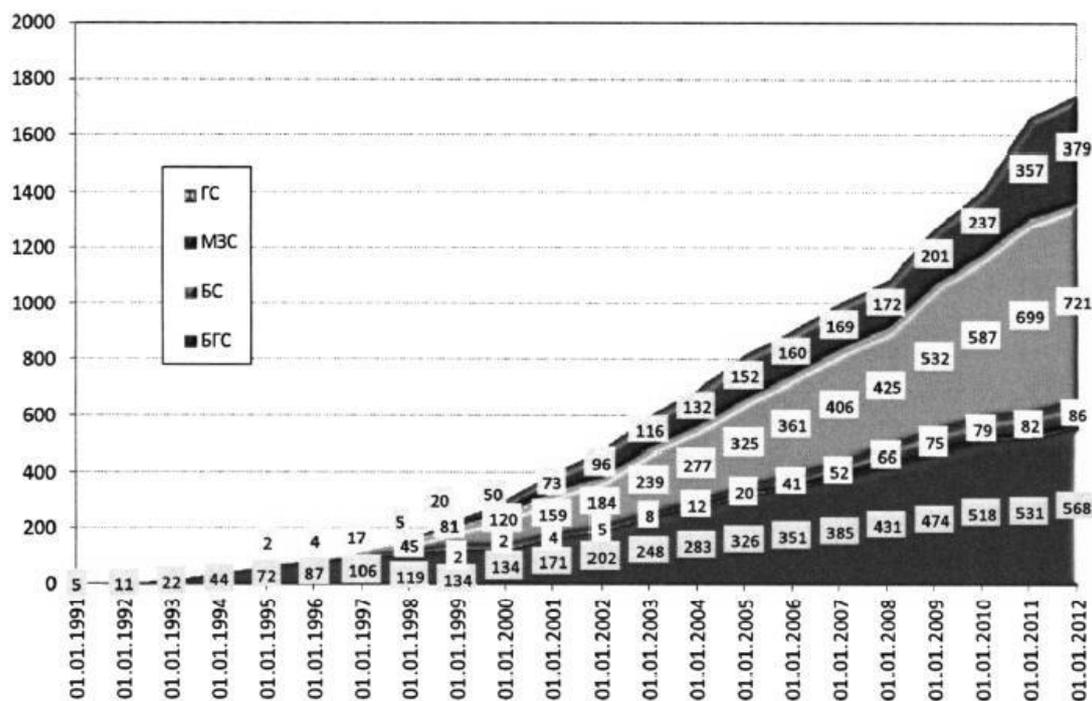


Рис. 1. Динамика бурения БГС и БС в Республике Татарстан [6]

Для получения успешного результата от мероприятий по забурке БС необходимо точно определить величину и местоположение остаточных запасов нефти [6]. При помощи моделирования процессов разработки можно достаточно точно определить перспективные зоны для довыработки.

В современных реалиях довольно остро стоит вопрос разработки месторождений с несколькими объектами единой сеткой скважин. Это возможно с помощью применения технологии одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ). При разбуривании каждого объекта многопластовой залежи разной сеткой скважин, наблюдается увеличение капитальных затрат на бурение. Для того чтобы комбинировать разные объекты и эффективно разрабатывать их по единой сетке, пласты должны иметь одинаковое пластовое давление, а также фильтрационно-емкостные характеристики. На практике эти параметры, как правило, различаются. Технология ОРЭ позволяет эксплуатировать несколько объектов разработки или в пределах одного объекта несколько пластов с разной продуктивностью и свойствами пластовых флюидов за счет создания индивидуальной депрессии на каждый объект. В результате повышается дебит скважин и эффективность выработки запасов нефти [7].

На Ромашкинском месторождении 679 скважин оборудованы установками для ОРЭ. Одновременно-раздельная добыча (ОРД) и одновременно-раздельная добыча и закачка (ОРДиЗ) осуществляется в 414 скважинах, ОРЗ – 265 скважинах. За время с начала внедрения данный метод также показал свою технологическую эффективность: дополнительная добыча нефти составила 1613 тыс. т, из которых на скважины, оборудованные для ОРД и ОРДиЗ, приходится 1069 тыс. т, для ОРЗ – 544 тыс. т.

Из приведенного графика динамики темпов отбора нефти Ромашкинского месторождения видно, что благодаря применению ОРЭ удалось увеличить темпы отбора нефти от НИЗ с 0,595 до 0,6 % в год с последующей стабилизацией (рис. 2).

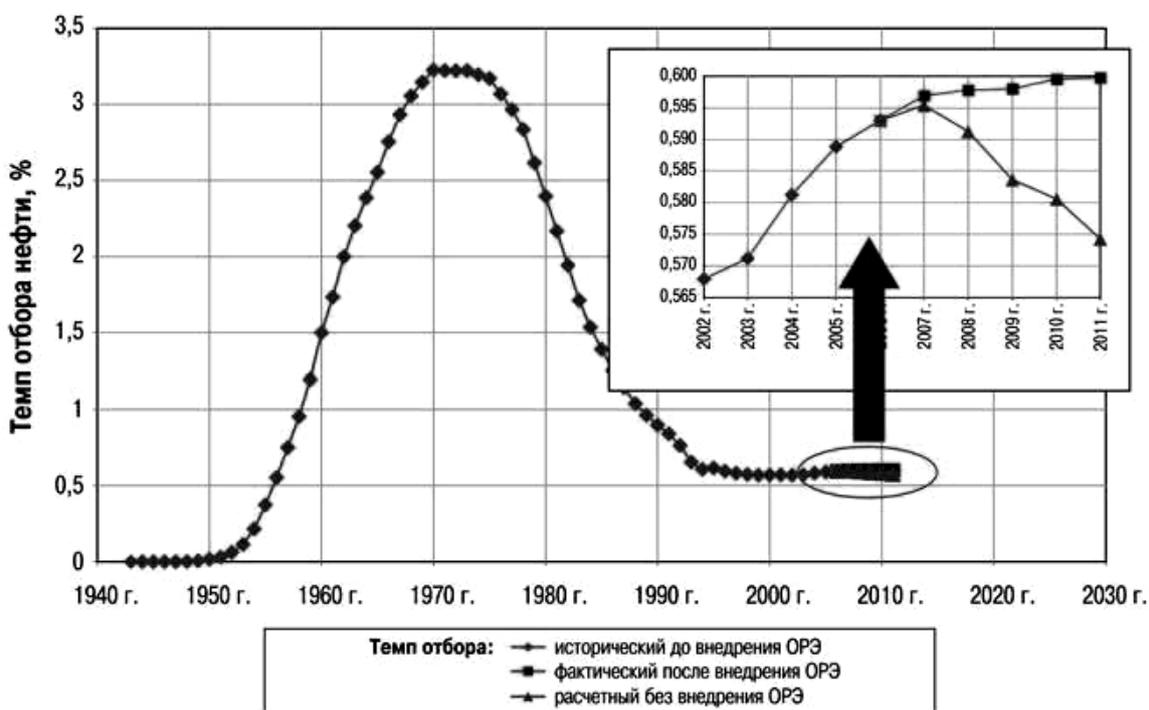


Рис. 2. – Динамика темпов отбора нефти Ромашкинского месторождения [7]

Скважины тиманского и пашийского объектов разработки являются наиболее представительным фондом скважин, в котором применяется технология ОРЭ. Результаты гидродинамических исследований показывают, что коэффициенты проницаемости пластов тиманско-пашийского объекта сильно различаются, для добывающих скважин – от 0,015 до 1,542 мкм<sup>2</sup>, среднее значение 0,531 мкм<sup>2</sup>, для нагнетательных – от 0,120 до 1,146 мкм<sup>2</sup>, среднее значение – 0,528 мкм<sup>2</sup>. Все это обуславливает неравномерность выработки запасов.

В связи с тем, что пласты тиманского и верхнепашийского горизонта прерывисты и менее продуктивны, запасы практически не подключаются в активную разработку из-за недостаточного охвата заводнением, в отличие от пластов нижнепашийского горизонта, в которых происходит интенсивное обводнение. Результаты анализа применения ОРЭ на тиманско-пашийском объекте показали, что пе-

переход от совместной разработки пластов общим фильтром к отдельной позволит увеличить КИН по пластам от 1,5 до 9,3 % в зависимости от степени разукрупнения объекта [7].

Более чем полувековая история разработки уникального Ромашкинского месторождения позволила выявить недостатки системы заводнения в неоднородных и расчлененных объектах. Принятая в настоящее время IV Генсхема разработки, как раз, и определяет принципы разработки месторождения с учетом этих выявленных проблем в процессе эксплуатации [4].

В этой связи одним из передовых методов увеличения текущего КИН и снижения объемов добычи попутной воды является технология циклического заводнения в неоднородных коллекторах. Концепция циклической закачки основана на чередующихся режимах заводнения. Эффективность процесса высока в преимущественно водонасыщенных породах, насыщенных сжимаемыми флюидами. Капиллярное давление и эффективная относительная проницаемость улучшают вытеснение нефти на микроуровне. Улучшение охвата менее проницаемых пластов, улучшение горизонтального охвата, достигаемого за счет изменения схемы заводнения, и чередование преобладания сил гравитации и вязкости являются ключевыми эффектами циклической закачки на макроуровне.

К дополнительной перемене направлений потока жидкости приводит перенос фронта нагнетания, а также регулирование работы высокообводнившихся скважин, что, в свою очередь, ведет к благоприятному перераспределению скоростей в пласте

Помимо этого, существуют и некоторые модификации циклического заводнения, суть которых заключается в установлении и изменении времени работы каждой добывающей и нагнетательной скважины. Для этого рассчитывается скорость нарастания обводненности по всем действующим добывающим скважинам, участвующим в циклическом заводнении, и выделяются зоны с высокой и низкой скоростью нарастания обводненности (СНО). В качестве примера приведем одну из площадей Ромашкинского месторождения, в которой происходило внедрение технологии циклического заводнения в неоднородных коллекторах с 2006 по 2008 г. Согласно данным ПАО «Татнефть» от внедрения технологии дополнительная добыча нефти только за 2008 г. по опытному участку площади, включающему 21 скважину, составила 1,2 тыс.т [1].

Таким образом, проведенный обзор и анализ показал высокую технологическую эффективность методов, позволяющих вовлечь в активную разработку остаточные трудноизвлекаемые запасы. Перечисленные технологии позволяют решать проблему довыработки запасов нефти даже на месторождениях со сложными геологическими условиями и многопластовым строением, вступивших на позднюю стадию разработки.

### Литература

1. Воронцова Г.Н., Рамазанов Р.Г., Кузнецова А.А. Внедрение технологии циклического заводнения в неоднородных коллекторах на участке Ташилярской площади // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. Выпуск № LXXVIII. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2010. С. 76–82.
2. Лутфуллин Д.Н., Мухаметшин Р.З. Оценка технологической эффективности методов довыработки запасов высокообводненного пласта // Инновации в разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений: матер. Междунар. науч.-практич. конфер., посвященной 100-летию со дня рождения В.Д. Шашина. В 2-х т. Казань: Изд-во «Ихлас», 2016. Т. 2. С. 178–181.
3. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее: учебное пособие. Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2014. 750 с.
4. Муслимов Р.Х. Освоение супергигантского Ромашкинского месторождения // Георесурсы. № 4(27), 2008. С. 2–5.
5. Мухаметшин Р.З., Минекаева Д.Р. Оценка эффективности зарезки боковых горизонтальных стволов в радаевско-бобриковских отложениях Ромашкинского месторождения // Бурение и нефть, 2019. № 10. С. 23–26.
6. Хакимзянов И.Н. Теория и практика разработки нефтяных месторождений скважинами с горизонтальным окончанием: автореферат дис... докт. техн. наук. Бугульма, 2012. 52 с.
7. Хисамов Р.С., Насыбуллина С.В., Латифуллин Ф.М. Влияние одновременно-раздельной эксплуатации на темпы отбора нефти и нефтеотдачу на примере Ромашкинского нефтяного месторождения // Нефтяное хозяйство, 2013. № 3. С. 50–53.

## ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА СОЛЯНО-КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ СКВАЖИНЫ 1-02 В ОТЛОЖЕНИЯХ ТУРНЕЙСКОГО ЯРУСА МЕСТОРОЖДЕНИЯ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

**Фахрутдинов Ильмир Рафаилевич**

научный сотрудник лаборатории геологического и экологического моделирования ИПЭН АН РТ г. Казань  
e-mail: ilmirtahrutdinoff@yandex.ru

**Колузаева Ксения Юрьевна**

младший научный сотрудник лаборатории геологического и экологического моделирования ИПЭН АН РТ г. Казань

**Научный руководитель:** д.г.-м.н., заведующий лабораторией геологического и экологического моделирования ИПЭН АН РТ Успенский Борис Вадимович

**Аннотация:** Большинство месторождений Татарстана в настоящее время находится на завершающей стадии разработки и ввиду этого обстоятельства возникает необходимость применять методы интенсификации добычи. В статье по табличным данным показателей работы скважины 1-02 до и после применения метода интенсификации проведен расчет технологической эффективности соляно-кислотной обработки (СКО) по методике Сазонова и методом крестьянского счета. В результате был получен непродолжительный эффект от применения данной технологии интенсификации добычи. В ходе расчета дополнительная добыча составила 4127 т нефти за 18 месяцев после применения СКО.

**Ключевые слова:** нефтяное месторождение, соляно-кислотная обработка (СКО), методика Сазонова, методика крестьянского счета, увеличение нефтеотдачи.

## EVALUATION OF TECHNOLOGICAL EFFECT HYDROCHLORIC ACID TREATMENT OF WELL №1-02 IN THE TOURNAISIAN STAGE SEDIMENTS OF THE DEPOSIT IN TATARSTAN REPUBLIC

**Fahrutdinov Ilmir Rafailevich**

researcher, laboratory of geological environmental modelling of IPEM TAS, Kazan  
mail: ilmirtahrutdinoff@yandex.ru

**Koluzayeva Ksenia Yurievna**

associate researcher, laboratory of geological environmental modelling of IPEM TAS, Kazan

**Scientific supervisor:** Doctor of Geology and Mineralogy, headmaster of laboratory geological and environmental modeling IPEM TAS Uspensky Boris Vadimovich

**Abstract:** Most of deposits in Tatarstan are currently at the final stage of development and in view of this circumstance, it becomes necessary to apply methods of intensification of production. In this paper, using the example one of deposits in Tatarstan, the technological efficiency of the application of hydrochloric acid treatment of the bottom-hole zone of the formation according to the Sazonov method and the method of direct "peasant" counting is calculated. A short-term positive effect was obtained in the well from the use of this technology of production intensification. During the calculation of technological efficiency, additional production amounted to 4,127 tons of oil for 18 months after the application of hydrochloric acid treatment.

**Keywords:** oil field, hydrochloric acid treatment (HAT), Sazonov's method, peasant account method, increase oil recovery.

На территории всей Волго-Уральской провинции (в том числе в Татарстане) месторождения с традиционными (легко извлекаемыми) запасами нефти вступили (или в скором времени вступят) в завершающую стадию разработки, что приведет к снижению годовой добычи нефти. Это обстоятельство вынуждает специалистов нефтяников применять те или иные методы интенсификации добычи для вовлечения в разработку трудно извлекаемых запасов углеводородов.

Объектом исследования послужили показатели добычи скважины №1-02 до и после интенсификации добычи на одном из месторождений Татарстана (По согласованию с недропользователем название месторождения не разглашается, номер скважины условный). Скважина работает на турнейский эксплуатационный объект и оборудована установкой УЭЦН; среднесуточный дебит нефти 4-5 т/сут с обводненностью продукции 53-56%. В июле 2020 года в скважине применили СКО для очистки призабойной зоны пласта и интенсификации добычи (рис. 1).

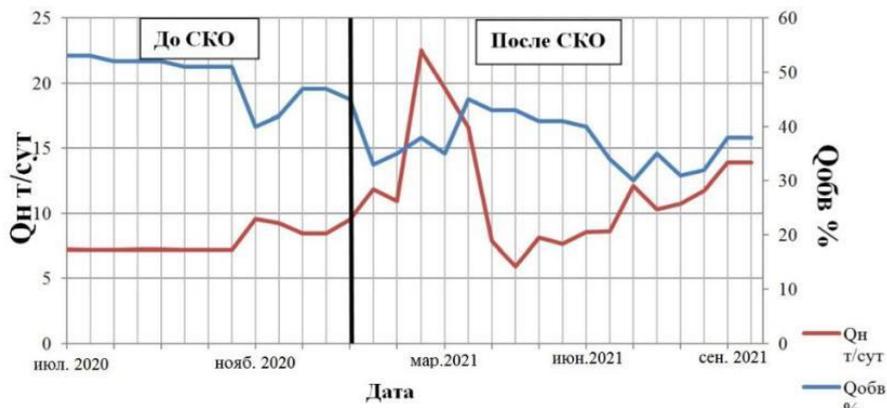


Рис. 1. Показатели добычи нефти и обводненность скв. 1-02 до и после СКО

После применения СКО наблюдается временное увеличение дебита по нефти (до 23 т/сут) в феврале-марте 2021 г, затем наблюдается спад суточной добычи и показатели разработки примерно сравниваются с показателями до применения СКО. Оценка технологического эффекта проводилась по методике Сазонова и методом прямого «крестьянского» счета. Оба метода оценки описаны ниже:

#### Метод прямого «крестьянского» счета

На оси координат «добыча нефти – время» за начальный отсчет времени принимают месяц на 0,5-1,5 года раньше месяца воздействия методом интенсификации добычи [1]. В дальнейшем на построенный график наносится облако распределения точек добычи нефти по месяцам до применения метода («предыстория») и после («история»). Затем через месяц начала воздействия проводят разделительную вертикаль. В период предыстории определяется средняя месячная добыча и проводится горизонталь до пересечения с вертикальной линией, разделяющей период «до» и «после». На следующем этапе период до использования метода интенсификации разбивается на два одинаковых «полупериода» (по 3-6 месяцев каждый); в полученной диаграмме период предыстории превращается в квадратную диаграмму с облаком распределения точек месячной добычи (условно: а, б, в, г) (рис. 2).

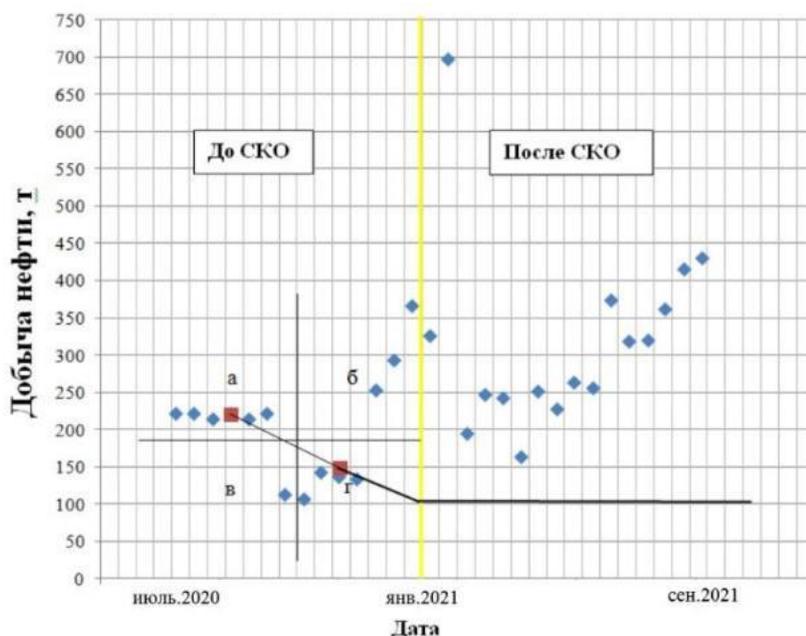


Рис. 2. График определения эффективности СКО в скважине №1-02. Метод прямого «крестьянского» счета

Для установления наличия тренда и определения степени его надежности проводится расчет коэффициента ассоциации Юла (КаЮл), по следующей формулой:

$$\text{КаЮл} = \frac{a * \Gamma - б * в}{a * \Gamma + б * в} \quad (1)$$

где а, б, в и г – это количество точек в соответствующих квадратах (рис. 2). В случае если рассчитываемый коэффициент более 0,7 тренд считается установленным и надежным.

Далее проводится расчет среднемесячной добычи нефти за первый и второй периоды предистории, графическим или расчетным путем наносят прямую тренда до пересечения с первой вертикальной чертой. В точке пересечения определяют базовую среднемесячную добычу нефти и из нее проводят горизонтальную прямую на весь период истории [2].

По количеству и положению точек после начала воздействия относительно горизонтальной базовой прямой наглядно выявляются качественный эффект и его динамика. Для количественного определения эффективности вычисляют среднемесячную добычу нефти от месяца начала воздействия до даты анализа, вычитают из нее базовую среднемесячную добычу и умножением на указанное число месяцев определяют дополнительную добычу нефти и ее долю ко всей добыче нефти после воздействия. Сравнивая полученное значение добытой нефти с фактической на одно и то же значение добытой жидкости, получаем добычу нефти за счет применения СКО [1,2].

#### Методика Б.Ф.Сазонова

Данная методика определения технологического эффекта от применения МУН описана в работе профессора Муслимова Р.Х. [1]. Оценка дополнительной добычи нефти за счет применения МУН проводится в координатах «накопленная добыча нефти (Qн) – натуральный логарифм накопленной добычи жидкости (ln Qж)». Как правило, при обводненности продукции от 30 до 90% накопленная добыча нефти в зависимости от накопленной добычи жидкости может быть описана уравнением:

$$Q_n = A + B \cdot \ln Q_{ж} \quad (2)$$

При заводнении без применения методов увеличения нефтеотдачи эта зависимость носит линейный характер; однако, при получении дополнительной добычи нефти за счет применения метода фактическая добыча нефти отклоняется от прямой зависимости. Задаваясь объемом добычи жидкости, можно определить прирост добычи нефти за счет снижения добычи воды. В скважине №1-02, в результате проведенных расчетов получилось, что КаЮл=0,8. Это говорит о том, что тренд установлен надежно (рис. 2). Накопленная добыча после проведения СКО составила 7992 т за 15 месяцев (рис. 3).

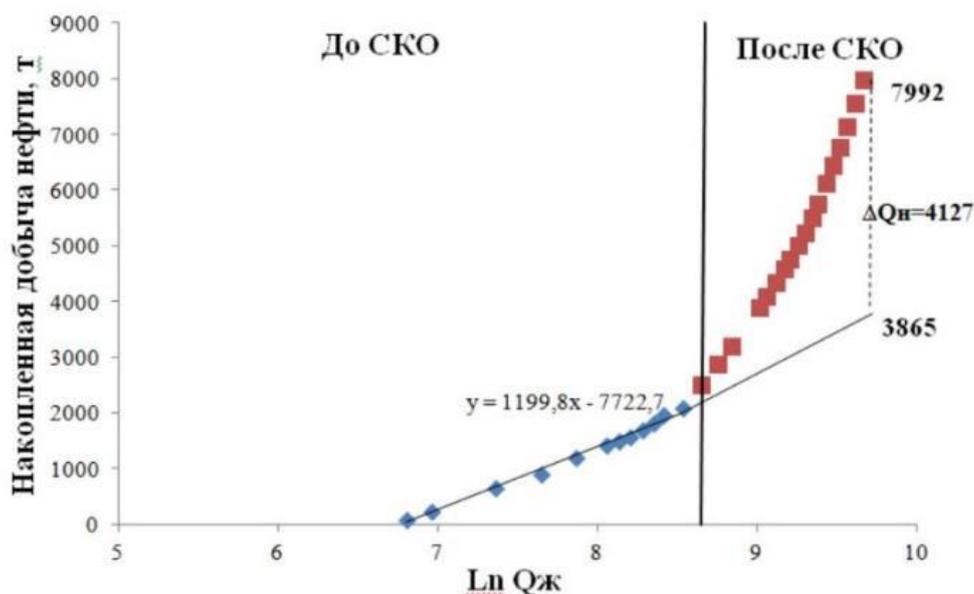


Рис. 3. График зависимости накопленной добычи нефти (Qн) от накопленной добычи нефти (lnQж).  
Методика Б.Ф.Сазонова

По тренду на графике (рис. 3) видно, что накопленная добыча без применения СКО составила бы 3865 т. В результате дополнительная добыча составила 4127 тонн нефти.

***Литература***

1. Муслимов, Р.Х. *Методическое пособие по проектированию и оценке техникоэкономической эффективности методов повышения нефтеотдачи* // Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2010. – 144 с.

2. Муслимов, Р.Х. *Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее: учебное пособие* // Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2012. – 664 с

## ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕНОСНОСТИ САКМАРСКОГО ЯРУСА ЗАПАДНОГО СКЛОНА ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА

**Хазиев Радмир Римович**

научный сотрудник лаборатории геологического и  
экологического моделирования ИПЭН АН РТ г. Казань  
e-mail: radmir361@mail.ru

**Фахрутдинов Ильмир Рафаилович**

научный сотрудник лаборатории геологического и  
экологического моделирования ИПЭН АН РТ г. Казань

**Колузаева Ксения Юрьевна**

младший научный сотрудник лаборатории геологического и  
экологического моделирования ИПЭН АН РТ г. Казань

**Научный руководитель:** д.г.-м.н., заведующий лабораторией геологического и  
экологического моделирования ИПЭН АН РТ Успенский Борис Вадимович

**Аннотация:** В статье рассмотрены геологическое строение и тектонические особенности изучаемой территории – западный склон Южно-Татарского свода (ЮТС). Такие факторы как: наличие антиклинальных структур, трещиноватых и кавернозных коллекторов, а также пород-покрышек обеспечивающих сохранность залежей, свидетельствуют о наличии потенциального природного резервуара для формирования залежей природных битумов в отложениях сакмарского яруса. Полученные выводы позволяют авторам дать благоприятный прогноз на углеводороды в отложениях сакмара при геологоразведочных работах в пределах исследуемого района.

**Ключевые слова:** сверхвязкие нефти (СВН), карбонатный коллектор, фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), нефтяной пласт, южно-татарский свод (ЮТС).

## PROSPECTS OF OIL-BEARING CAPACITY SAKMARIAN AGE TIER ON THE WESTERN SLOPE OF THE SOUTH TATAR ARCH

**Khaziev Radmir Rimovich**

researcher, laboratory of geological environmental modelling of IPPEM TAS, Kazan  
e-mail: radmir361@mail.ru

**Fahrutdinov Ilmir Rafailevich**

researcher, laboratory of geological environmental modelling of IPPEM TAS, Kazan

**Koluzayeva Ksenia Yurievna**

associate researcher, laboratory of geological environmental modelling of IPPEM TAS, Kazan

**Scientific supervisor:** Doctor of Geology and Mineralogy, headmaster of laboratory geological and  
environmental modeling IPPEM TAS Uspensky Boris Vadimovich

**Abstract:** The article considers the geological structure and tectonic features of the studied territory – the western slope of the South Tatar Arch (STA). Factors such as: the presence of anticlinal structures, fractured and cavernous reservoirs, as well as tire rocks that ensure the safety of deposits, indicate the presence of a potential natural reservoir for the formation of deposits of natural bitumen in the deposits of the Sakmariian tier. The obtained conclusions allow the authors to give a favorable forecast for hydrocarbons in the Sakmariian deposits during geological exploration within the study area.

**Keywords:** super-viscous oils (SVO), carbonate reservoir, filtration and capacitance properties (FCP), oil reservoir, South Tatar arc (STA)

Ежегодно нарастающие темпы уменьшения извлекаемых запасов углеводородов из отложений девона и карбона на территории Татарстана обуславливают необходимость: 1) ввода в освоение запасов нетрадиционного углеводородного сырья – сверхвязких нефтей (СВН) в открытых и числящихся на госбалансе месторождений; 2) проведение геологоразведочных работ (ГРП) с целью открытия месторождений (в основном мелких и мельчайших) для приращения углеводородной базы.

Основные продуктивные пласты, где сосредоточены запасы СВН числящиеся на Госбалансе Республики Татарстан (РТ), это уфимские (песчано-глинистые) и казанские (карбонатные) осадочные образования на территории юго-востока РТ (рис. 1). Большой приоритет в настоящее время отдается песчаным коллекторам уфимского яруса, где уже более 15 лет ведется экспериментальная опытно-промышленная разработка (в частности на Ашальчинском месторождении) [1].

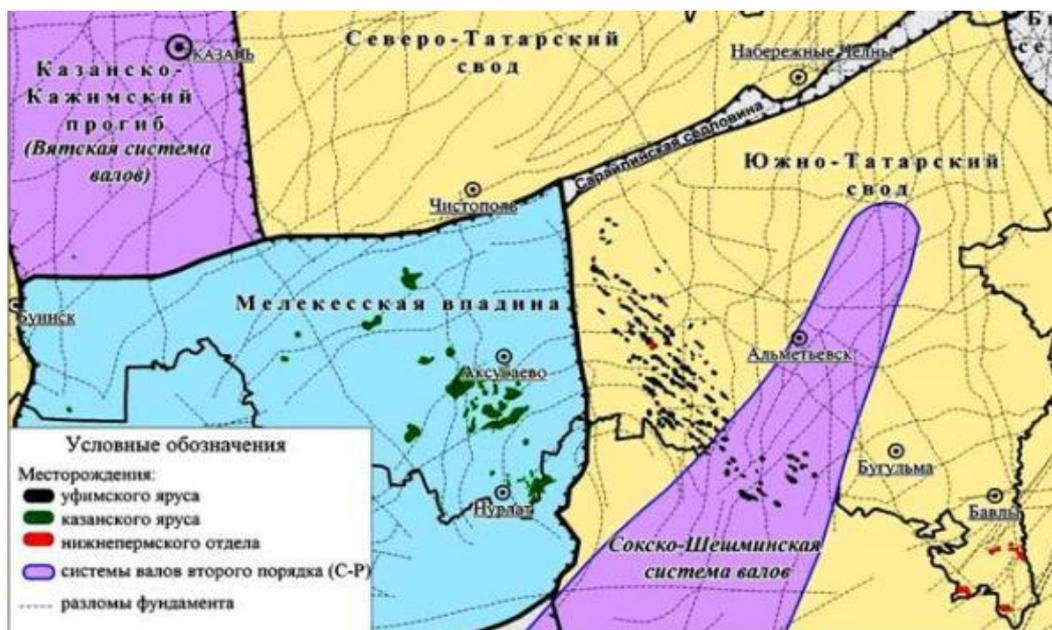


Рис. 1. Битумные месторождения на территории Татарстана [3]

Перспективы открытия новых месторождений СВН также распространяются на отложения нижнепермского отдела, где по данным структурного и поисково-разведочного бурения выявлены нефтепроявления в отложениях сакмаро-артинского природного резервуара [5].

Из благоприятных факторов при формировании залежей битумов и СВН являются:

- 1) наличие антиклинальных структур (сводов, валов, локальных поднятий);
- 2) наличие коллекторов как потенциальных резервуаров для углеводородов;
- 3) наличие покрышек, сохраняющих залежь от разрушения.

Согласно данным [4] на исследуемой территории выделяется комплекс линейных, брахиморфных (реже куполовидных) положительных структур, вытянутых в субмеридианальном направлении, протяженность которых составляет несколько десятков километров; не исключено что в ходе вертикальной миграции углеводородов из нижележащих отложений каменноугольного возраста возможно заполнение структурных ловушек вышележащих пермских отложений при наличии природного резервуара с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами.

При рассмотрении литолого-фациальной карты западного склона ЮТС видно, что отложения сакмара (нижний тастубский и вышележащий стрелитамакский горизонты) представлены закарстованными известняками и доломитами (рис. 2), которые можно рассмотреть, как потенциальный коллектор нефти и газа. Следует отметить, что в 50-80 гг. XX в территория всего Южно-Татарского свода была охвачена бурением структурных скважин с целью выявления и подготовки положительных структур к глубокому бурению поисково-разведочных скважин. Большая часть этих структурных скважин бурились с отбором керна из отложений среднего и нижнепермского отдела, где по результатам первичного описания кернового материала отмечаются нефтепроявления в верхнем сакмаре (в том числе и на территории западного склона ЮТС).

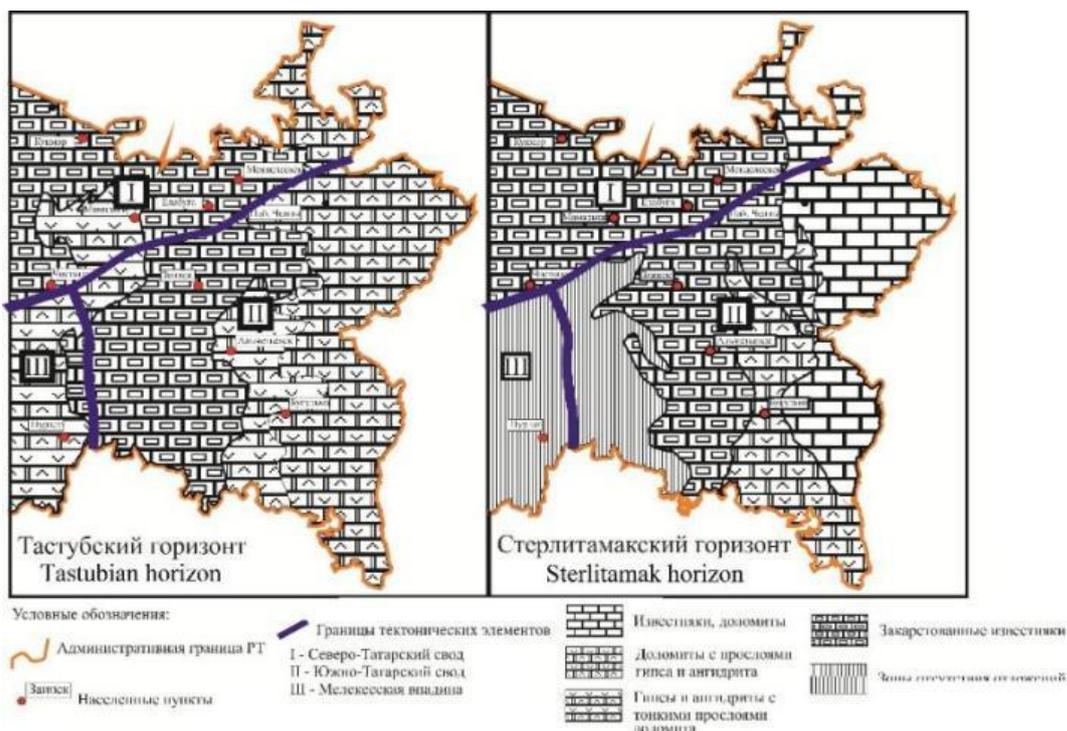


Рис. 2. Литолого-фациальная карта востока РТ. Построено по данным [2]

Артинский и кунгурский яруса в районе исследования размыты; на эродированной поверхности сакмара с несогласием залегает соликамский горизонт, представленные глинистыми и сульфатно-карбонатными разностями, которые коллектив авторов оценивает как покрывки для вновь сформированных или существующих залежей.

Отметим, что на изучаемой территории есть нефтяные месторождения, где ведется промышленная добыча углеводородов из продуктивных пластов, отложений карбона и девона. Общемировая тенденция ежегодного роста добычи углеводородного сырья постепенно вызывает либо необходимость вовлечения в разработку открытых месторождений с запасами СВН, и (или) поиск и открытие новых месторождений (в большинстве случаев мелких и мельчайших) на потенциально перспективных территориях для приращения запасов. Территория западного склона ЮТС по литолого-тектоническим особенностям так же можно рассмотреть, как потенциально перспективную в плане открытия новых месторождений.

### Литература

1. Вафин Р.Ф., Николаев А.Г., Валева Р.Д. Породы-коллекторы сверхвязких нефтей уфимского комплекса Больше-Камеского месторождения // Ученые записки Казанского Государственного университета. Естественные науки. Т. 152. Кн.1. – 2010. С. 216–225.
2. Геология Татарстана. Стратиграфия и тектоника (под ред. Б. В. Бурова, Н. К. Есауловой и В. С. Губарева) // Москва: ГЕОС, 2003. – 401 с.
3. Малофеев В. В. Геологическое обоснование повышения эффективности освоения месторождений сверхвязких нефтей и природных битумов Татарстана // автореф. дис. на соиск. учен. степ. к. г.-м. н. – Москва, 2011. – 24 с.
4. Ларочкина, И.А. Геологические основы поисков и разведки нефтегазовых месторождений // Казань: Изд-во ООО ПФ «Гарт», 2008. – 210 с.
5. Успенский Б.В., Валева И.Ф. Геология месторождений природных битумов Республики Татарстан // Казань: ООО «ПФ «Гарт», 2008. – 349 с.

## ОСАДОЧНЫЕ БАСЕЙНЫ МИРА И ИХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

*Худякова Вероника Александровна*

*Пермский государственный национальный исследовательский университет (ПГНИУ),  
студент 3 курса, г. Перми  
e-mail: veronikahudakova96@gmail.com*

*Научный руководитель: старший преподаватель, Кузнецова Елена Александровна*

**Аннотация:** в данной работе рассмотрены осадочные бассейны, механизмы образования, процессы, протекающие в этих бассейнах, история развития осадочного бассейна, расписанная поэтапно и их тесная взаимосвязь с нефтегазонасностью.

**Ключевые слова:** Осадочный бассейн, нефтегазонасный бассейн, осадок, углеводороды, генерация, процессы нефтегазообразования.

## SEDIMENTARY BASINS OF THE WORLD AND THEIR OIL AND GAS POTENTIAL

*Khudyakova Veronika*

*Perm State National Research University (PSNIU),  
3d year student, Perm  
e-mail: veronikahudakova96@gmail.com*

*Supervisor: Senior lecturer, Kuznetsova Elena*

**Annotation:** in this paper, sedimentary basins, formation mechanisms, processes occurring in these basins, the history of the development of the sedimentary basin, painted in stages and their close relationship with oil and gas.

**Keywords:** Sedimentary basin, oil and gas bearing basin, sediment, hydrocarbons, generation, processes of oil and gas formation

Осадочные бассейны занимают большую часть поверхности Земли, их изучение является важнейшим направлением современной геологии.

Актуальность данной работы обусловлена тем, что в более чем половине осадочных бассейнах выделяется промышленная нефтегазонасность, поэтому целью данной работы будет являться рассмотрение осадочных бассейнов под углом нефтегазонасности промышленности, а именно какие процессы и условия будут влиять на нефтегазонасность в осадочных бассейнах.

Для начала рассмотрим понятие «осадочный бассейн». Оно трактуется разными исследователями по-разному. В классическом варианте осадочный бассейн – это блюдцеобразная впадина в земной коре, заполненная осадками. Но по мере изучения геологии Земли стало ясно, что есть много бассейнов с разной геометрией и природой. Поэтому наиболее простое и широкое понятие осадочного бассейна – это область консолидированной (то есть складчатой, метаморфизованной) земной коры любого типа, перекрытая чехлом недеформированных или слабдеформированных осадков. Осадочные бассейны – крупные области (по Н.Б. Вассовичу площадью более 1000 км<sup>2</sup>), в которых происходит или происходила седиментация – накопление осадков и превращение их в осадочные горные породы [3].

Так как именно к осадочным бассейнам приурочены природные запасы нефти, газа и угля, к ним давно приковано внимание ученых, поэтому рассмотрим и понятие «нефтегазонасный бассейн». Впервые термин «нефтегазонасный бассейн» был использован В.Е. Хаиным в 1952 г. при описании нефтегазонасных районов южных регионов СССР.

Нефтегазонасный бассейн – площадь непрерывного или островного распространения нефтяных, газовых или газоконденсатных месторождений, значительная по размерам или запасам полезного ископаемого.

Смысл использования термина «нефтегазонасный бассейн» обусловлен стремлением отразить связь нефтегазообразования и формирования залежей с осадочными бассейнами. Бассейны обычно

связаны с областями устойчивого и длительного погружения и накопления осадочных пород, мощность, состав и строение которых обеспечивают генерацию углеводородов и образование их скоплений [1].

Для образования осадочного бассейна, а в дальнейшем нефтегазозоносного бассейна, необходима два важнейших условия. Первое из них это образование пространства, которое в дальнейшем заполниться каким-либо осадком. И второе условие – источник осадка. Существует много разных типов осадков, но существуют два доминирующих – обломочные осадки и продукты их разрушения (песчаники, глины, конгломераты) и биогенные осадки (известняки, кремни) (см. рис.). Обломочные осадки в большинстве случаев формируются при эрозии континентов, и особенно их наиболее приподнятых зон – горных областей. Они транспортируются в осадочные бассейны в основном речными системами. Биогенные осадки связаны с тем, что карбонаты или кремнезем образовывали скелеты микро- и макрофауны и флоры (нанопланктона, зоопланктона, рифостроящих организмов, двустворчатых моллюсков, аммонитов). Организмы с карбонатными или кремнеземными скелетами образовывали осадок на дне моря [2].

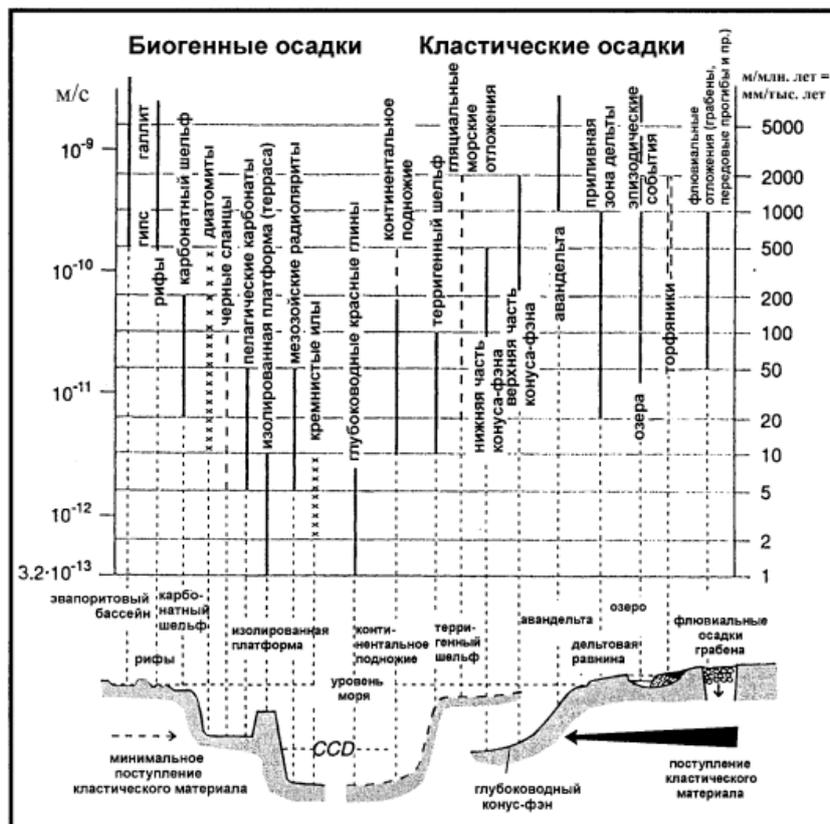


Рис. Виды осадочного материала и их характерные скорости осадконакопления в различных обстановках [4]

Большинство осадочных бассейнов связаны с впадинами в рельефе, то есть на поверхности земной коры образовывались или обособливались понижения (депрессии), которые заполнялись осадками (например, во впадину–море текли реки и приносили обломочный материал, во впадине–море находилось огромное количество организмов и формировались биогенные известняки).

Нефтегазозоносность осадочного бассейна является свойством, которое закономерно проявляется на определенных этапах его существования. В ходе эволюции осадочный бассейн сначала становится газозоносным, потом нефтегазозоносным. Если процессы нефтегазообразования замирают, то бассейн превращается в остаточно-битумный.

Эволюция осадочного бассейна и превращение его в нефтегазозоносный представляется достаточно сложным и длительным непрерывным процессом, определяемым тектонической и геодинамической обстановкой его формирования и дальнейшего развития.

Нефтегазозоносные бассейны, как правило, формируются в зонах сочленения различных типов земной коры: стык континент – океан, подвижный пояс (ороген) – платформа, внутриконтинентальный ороген – платформа.

По мере увеличения длительности существования бассейнов наблюдается увеличение мощности, стратиграфического диапазона осадков, к ним приуроченных, качественного и количественного разнообразия самой нефтегазоносности.

История развития осадочного бассейна в общем виде состоит из трех основных этапов: 1) заложения, или инициального; 2) главного, или нефтегазогенерационного; 3) разрушения, или денудационного (таб.).

Таблица

Связь истории геологического развития осадочных бассейнов и нефтегазоносности по Н.Б. Вассоевичу [3] с дополнениями

Зоны	Стадии и основные процессы	Нефть и газы	Стадии катагенеза	Этапы становления и развития осадочного бассейна
Сингенез (седиментогенез)	Стадия отложения осадков. Бактериальная переработка органического вещества	Первые порции микронефти		Первый этап (заложения, или инициальный)
Диагенез	Стадии юности нефтематеринских отложений. К углеводородам планктона и бентоса добавляются углеводороды бактерий, обитающих в илах	Дополнительные порции микронефти		
Ранний катагенез	Стадия созревания нефтематеринских отложений. Потенциальная нефтематеринская свита	Микронефть; капельно-жидкая нефть, как правило, отсутствует. Промышленные скопления метановых газов	Не выше ранней бурогоугольной	Второй этап (главный, или нефтегазогенерационный)
Поздний катагенез	Стадия зрелости или образования нефти в коллекторах. Нефтепроизводящая свита	Появления в коллекторах нефти. Образование сопутствующих углеводородных газов. В конце стадии возникновение конденсатных залежей	От средней бурогоугольной до ранней каменноугольной	
Метаморфизм	Стадия потери способности генерировать. Бывшая нефтематеринская свита	Исчезновение нефти. Газы – метановые. Затем исчезают и они	Переход от катагенеза к собственно метаморфизму	Третий этап (разрушения, или денудационный)

Первый этап или этап заложения характеризуется обстановкой зарождения и становления структурной впадины, как правило, рифтогенной, которая заполняется отложениями различного, часто вначале грубообломочного типа, нередко угленосными или соленосными, осадочно-вулканогенного типа. Породы, которые достигли стадии среднего катагенеза, отсутствуют в бассейне, поэтому данные условия бассейна позволяют генерировать в основном газ. Большая часть данных условия на этом этапе неблагоприятна для накопления углеводородов, потому что движения для формирования ловушек появляются позже, а точнее ближе к концу этапа заложения. Вторая половина этого этапа соответствует ранней стадии существования нефтегазоносного бассейна.

Второй этап или главный этап характеризуется такими процессами, как общее прогибание фундамента, мощное осадконакопление и катагенез осадков. Условия, появившиеся на этом этапе, уже являются благоприятными для генерации, аккумуляции и консервации нефти и газа и формировать коллектора. Нефтегазогенерационный этап становления осадочного бассейна подразделяется на стадии и подстадии, в которых более детально описаны появившиеся условия для генерации нефти и газа. Как правило, длительные перерывы в осадконакоплении отрицательно влияют на условия формирования нефтегазонасыщенных залежей, когда, как кратковременные перерывы могут способствовать образованию и преобразованию ловушек. Такие перерывы обычно совпадают с региональными фазами активизации тектонических движений.

Третий этап или этап разрушения соответствует поздней стадии существования нефтегазоносного бассейна. На этом этапе условия резко меняются, соответственно, меняются и сами процессы, протекающие в осадочном бассейне. Начинают преобладать процессы разрушения, которые приводят к потере способности генерировать нефть и газ. На этом этапе бассейны подвергается инверсии, процессам складчатости, дроблению, денудационным процессов, превращаясь в остаточно-битумные. Если нефтегазоносный бассейн находится в начале этапа разрушения, то залежи в более глубоких горизонтах сохраняются, так как процессы разрушения задевают только верхнюю часть осадочной толщи

Следовательно, формирование собственно нефтегазоносных бассейнов охватывает конец этапа заложения осадочного бассейна, когда в нем зарождаются первые, еще ограниченные скопления газа и, возможно, нефти, – ранняя стадия, затем целиком главный нефтегенерационный этап, отвечающий одной или несколькими средним стадиям, и начало заключительного этапа – поздняя стадия, когда в силу или энергичного погружения, или воздымания условия образования и накопления нефти и газа исчезают.

Конкретный характер нефтегазоносности осадочного бассейна, специфика его строения, вертикальная и площадная зональность размещения скоплений нефти и газа в значительной степени определяется направленностью его тектонического развития.

Нефтегазоносность осадочного бассейна предопределяет главный этап его формирования. Поэтому важной задачей является палеогеографический и палеотектонический анализ эволюции нефтегазоносного бассейна и выявление тех стадий существования бассейна, на которых имели место оптимальные условия нефтегазообразования и нефтегазонакопления [1].

#### *Литература*

1. Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. *Геология и геохимия нефти и газа*. М.: Изд-во Московского университета, 2012. 432 с.
2. *Осадочные бассейны: методика изучения, строение и эволюция* // Под ред. Ю.Г. Леонова, Ю.А. Воложа. М.: Научный мир, 2004. 526 с.
3. Соколов Б.А. *Эволюция и нефтегазоносное осадочных бассейнов*. М.: Наука, 1980. 242 с.
4. Einsele G. *Sedimentary Basins. Evolution, Facies, and Sediment Budget*. Berlin, Heidelberg, New York, London, Paris, Tokyo, Hong Kong: Springer-Verlag., 1992. 628 pp.

## УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ АСТРАХАНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

**Циммерман Юлия Викторовна**

*Пермский национальный исследовательский политехнический университет,  
студент 3 курса, г. Пермь  
e-mail: yulechka\_zima01@mail.ru*

**Кочнева Ольга Евгеньевна**

*Пермский национальный исследовательский политехнический университет, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры Геология нефти и газа, Международный преподаватель инженерного ВУЗа (IND-PAEDIGIP), г. Пермь  
e-mail: kochnevae@mail.ru*

**Научный руководитель:** *Кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры Геология нефти и газа, Международный преподаватель инженерного ВУЗа (IND-PAEDIGIP), Кочнева Ольга Евгеньевна*

**Аннотация:** Данная работа направлена на анализ условий формирования коллекторов на Астраханском газоконденсатном месторождении. Рассмотрены циклы осадконакопления и характеристика коллекторских толщ.

**Ключевые слова:** коллектор, покрышка, Астраханское газоконденсатное месторождение, карбонатные отложения, терригенные отложения, циклы осадконакопления.

## CONDITIONS FOR THE FORMATION OF RESERVOIRS OF THE ASTRAKHAN GAS CONDENSATE FIELD

**Zimmerman Yulia Viktorovna**

*Perm National Research Polytechnic University,  
3rd year student, Perm  
e-mail: yulechka\_zima01@mail.ru*

**Kochneva Olga Evgenievna**

*Perm National Research Polytechnic University, Candidate of Geological and Mineralogical sciences, Associate Professor of the Department of Geology of Oil and Gas, International Teacher of Engineering University (IND-PAED IGIP), Perm  
e-mail: kochnevae@mail.ru*

**Research Supervisor:** *Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Associate Professor of the Department of Geology of Oil and Gas, International Lecturer of Engineering University (IND-PAED IGIP), Kochneva Olga Evgenievna*

**Abstract:** This work is aimed at analyzing the conditions for the formation of reservoirs in the Astrakhan gas condensate field. The cycles of sedimentation and the characteristics of reservoir strata are considered.

**Keywords:** collector, overlying seal, Astrakhan gas condensate field, carbonate deposits, terrigenous deposits, sedimentation cycles.

Астраханское газоконденсатное месторождение (АГКМ) приурочено к огромному валлообразному поднятию, занимающему центральную часть Астраханского свода. В административном отношении Астраханский свод расположен на территориях Красноярского, Храбалинского, Наримановского и Енотаевского районов Астраханской области и прилегающих юго-восточных районов Калмыкии. Восточная часть свода заходит на территорию Казахстана. Областной центр – г.Астрахань, находится в 60 км к югу.

Осадочный комплекс пород АГКМ представлен отложениями от девонских до современных включительно. По геофизическим данным, мощность осадочного чехла на Астраханском своде составляет 9-12 км. На самом месторождении мощность этих пород, очевидно, не превысит 8-9 км.

В тектоническом отношении Астраханское ГКМ приурочено к субширотно ориентированному Аксарайскому валу в центральной части Астраханского свода.

Астраханское газоконденсатное месторождение по геологическому строению относится к сложным: установлено развитие солянокупольной тектоники (при резком изменении мощности соли и гипсометрии ее поверхности, а также наличие рапоносных зон внутри соляных тел); выявлено сложное строение продуктивной толщи и невыдержанностью коллекторских свойств по площади и разрезу; доказан сложный характер насыщения резервуара различными концентрациями компонентов пластовой смеси, наличие мощных переходных зон в нижней части и др.

В результате проведенных геолого-разведочных работ получено представление о размере крупнейшей газоносной структуры, достоверно доказано распределение запасов (за исключением пойменной зоны рек Волги и Ахтубы).

Дальнейшие перспективы месторождения связаны с доразведкой выше- и нижележащих отложений, в которых получены притоки нефти и газа (триасовые, филипповские и алексинские пласты-коллекторы), поисками залежей в глубокозалегающих горизонтах девона.

В пределах Астраханского ГКМ можно выделить четыре основных литогенетических типа карбонатных пород: биоморфные и биоморфно-детритовые известняки; органогенно-детритовые известняки; органогенно-обломочные; биохомогенные известняки [1].

Заложение крупных палеоструктур и формирование доплатформенного осадочного чехла произошло с рифея и до раннего палеозоя. На территории Астраханского свода промежуточный осадочный чехол вскрыт сверхглубокой скважиной Девонская-2 на глубине 7001-7003 м [2].

Начиная с позднего силура и до раннего девона на данной территории перерыв в осадконакоплении.

В девоне происходило накопление различных по литологическому составу отложений. Именно в это время начинается первый этап платформенного осадконакопления, он продлился 72 млн. лет, с эйфельского века среднего девона до башкирского века среднего карбона. На участках с отличными друг от друга гипсометрическими отметками залегают различные по литологическому составу отложения, также этому способствовала начавшаяся трансгрессия моря.

В эйфельском веке происходит переслаивание карбонатных и терригенных отложений, что связано с трансгрессией моря, которая сменяется регрессией в живетском веке, в результате чего происходило обмеление морского бассейна, где в дальнейшем были сформированы песчаники серого цвета.

На смену регрессии в франском веке приходит трансгрессия, которая охватила большую часть территории, что привело к формированию различных литолого-фациальных зон. Начиная с грубообломочных фаций, развитием мощных толщ известняков, и заканчивая формированием доломитов в морских заливах и лагунах с повышенной минерализацией и температурой вод.

В франский век происходит возобновление осадконакопления, а после в фаменский век продолжается начавшаяся в позднем фране регрессия и накопление карбонатных отложений.

Турнейский век ознаменовался выравниванием фациальных обстановок. В начале века накапливаются терригенно-карбонатные осадки, во второй половине века происходит формирование карбонатных осадков и темно-серых, черных известняков.

Ускоренное опускание дна бассейна в визейском веке приводит к различным литолого-фациальным зонам.

Первый цикл осадконакопления заканчивается образованием карбонатных пород (органогенные, органогенно-обломочные, оолитовые известняки башкирского яруса с разными фильтрационными свойствами). Из-за неравномерного погружения Астраханского свода сокращается площадь платформы – биогермных и мелководных карбонатно-обломочных фаций.

В сводовой части поднятия доминируют мелководные карбонатные фации. Именно к этой части приурочены скопления углеводородов.

По завершении первого цикла в результате подъема территории наблюдается перерыв в осадконакоплении, который охватывает московский, касимовский и гжельский века.

Второй цикл (ассельский век ранней перми-поздний триас) начался с погружения Прикаспия и формирования солеродного бассейна (кунгурский век).

Формирование аргиллитов черного цвета, известковистых, битуминозных, окремненных, пиритизированных происходит в ассельско-артинское время при опускании территории.

По мере углубления бассейна в филипповское время происходило накопление терригенно-карбонатно-сульфатных осадков, сменившихся в иренском времени формированием толщ галогенной формации [3].

Соленосный комплекс кунгурского яруса нижнего отдела пермской системы в составе филипповского и иренского горизонтов представляет собой мощную галогенную формацию, которая распространена на всей территории Прикаспийской впадины, в виде толщи каменной соли с пропластками карбонатно-терригенно-сульфатных пород.

Соленосную толщу повсеместно перекрывает сульфатно-карбонатная пачка. Данная пачка представлена гипсом, ангидритом, с прослоями глин, алевролитов, в верхней части известняками.

Солянокупольная тектоника явилась ключевым фактором распределения верхнепермских и триасовых отложений.

Отложения верхней перми позднего триаса залегают в межкупольных мульдах и представлены глинами, песчаниками и алевролитами, реже карбонатами, что говорит о прибрежно-морском образовании.

Второй цикл заканчивается формированием поздне триасовых глинистых пород с редкими прослоями песчаников.

Произошел повсеместный подъем территории и наступил перерыв в осадконакоплении, продолжавшийся всю раннеюрскую эпоху и половину ааленского века средней юры (т.е. в течение 29 млн лет).

Третий цикл начался со второй половины ааленского века и закончился в конце позднеюрской эпохи.

В среднеюрскую эпоху произошло общее прогибание территории, сопровождавшееся трансгрессией моря и накоплением мелководных осадков. Залегающие в основании разреза ааленского яруса алевролиты и песчаники обладают хорошими фильтрационно-емкостными свойствами. Пористость их достигает 30%, проницаемость  $1,5 \times 10^{-12}$  м<sup>2</sup>.

В байосском и батском веках происходит накопление глинистых толщ – покрывки для залегающих ниже пород-коллекторов (развивается трансгрессия).

Заканчивается третий этап перерывом в осадконакоплении, который продлился до позднего валанжина.

Четвертый цикл осадконакопления охватывает период времени от позднего валанжина до миоцена.

В раннем альбе накапливались песчаники с высокими фильтрационно-емкостными свойствами. В поздне меловую эпоху, вплоть до датского века накапливались карбонатные осадки. В раннем палеогене накапливаются глинистые осадки с включением пачек карбонатных пород.

С миоцена до раннего плиоцена наблюдается перерыв в осадконакоплении.

С плиоцена начался пятый этап осадконакопления, он ознаменовался трансгрессией и накоплением глинистых осадков.

Максимально на данной территории изучены карбонатные отложения башкирского яруса среднего карбона. По комплексу геофизических исследований скважин эти породы на 20 литологических пачек, прослеживаемых по всему месторождению и за его пределами, представлены чередованием плотных и проницаемых разностей. Все они хорошо выделяются в разрезах скважин, но их мощность, процентное содержание коллекторов, пористость меняются в широких пределах. Краснополянский горизонт расчленен на семь пачек, северо-кельтменский горизонт расчленен на пять пачек, прикамский горизонт подразделяется на семь пачек. Верхнебашкирские отложения выделены в нулевую пачку, толщина ее меняется от 0 до 15,6 м. Глинистость увеличивается в нижней части краснополянского горизонта, особенно на юго-западной части АГКМ. В этих отложениях преобладают низкопоровые коллектора, с низкими фильтрационными свойствами  $1-8 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> и открытой пористостью до 18% у известняков, у доломитов до 28%. Остаточная водонасыщенность колеблется в пределах от 12 до 25%.

В настоящее время интерес представляют глубокозалегающие девонские отложения, такие как нижнедевонско-нижнефранский терригенный комплекс.

В ходе работы были выделены пять циклов осадконакопления. Каждый из которых начинался в условиях неустойчивого тектонического режима и заканчивался перерывом в осадконакоплении.

С учетом особенностей строения девонско-башкирских отложений, в подсолевом комплексе Астраханского свода можно выделить две повсеместно выдержанные покрывки: кунгурский ярус перми и доманиковская толща семилукского горизонта франского яруса.

На территории юго-западной части Прикаспийской впадины признаки нефтегазоносности установлены в пределах Астраханского свода в широком возрастном интервале от нижнего девона до среднего карбона. Во вскрытом глубоким бурением подсолевым разрезе можно выделить следующие нефтегазоносные комплексы: ниже-среднедевонский, среднефранско-фаменский, среднетурнейский-нижневизейский и верхневизейско-башкирский.

Новые открытия могут быть связаны с отложениями нижнего и верхнего девона. Но такие причины, таких как глубокое залегание, сложные геолого-технические условия бурения скважин (высокие температура и давление, мощные галогенные отложения), уникальные запасы продуктивной башкирской толщи, выработанность которой на данный момент оценивается всего в 12-13%, и ряд других говорят о том, что маловероятно ее разработка начнется в ближайшем будущем.

#### ***Литература***

- 1. Гуревич М.С., Беленицкая Г.А., Мишина Т.А. Закономерности размещения и условия формирования месторождений газовой серы (на примере Амударьинского бассейна) – Л.: Недра, 1980. 238с.*
- 2. Волож Ю. А., Парасына В. С. и др. Астраханский карбонатный массив: строение и нефтегазоносность – М.: Научный мир, 2008. 221с.*
- 3. Федорова Н. Ф. Литолого-фациальные особенности продуктивной толщи Астраханского ГКМ / Н. Ф. Федорова, О. В. Тинакин, С. А. Курашова // Международные и отечественные технологии основных природных минеральных ресурсов и глобальной энергии. – 2006. – Вып. 4 (17). 67-78с.*

## ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕГАЗМАТЕРИНСКИХ ПОРОД ПРОВИНЦИИ ДЕЛЬТЫ РЕКИ НИГЕР

*Экенма-Джонас Джастис*

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,  
аспирант 3 курса, г. Пермь.  
e-mail: philipekenma@yahoo.com*

*Научный руководитель: д.г.м.н., зав. кафедрой РНГГ, Засл. Геолог РФ  
Карасева Татьяна Владимировна*

**Аннотация:** В статье рассматривается геохимия материнских пород в провинции Дельты реки Нигер, находящейся в осадочном бассейне Гвинейского залива. Изучены две основные формации Аката и Агбада, содержащие нефтегазоматеринские породы. Сделан вывод о том, что основной материнской породой в регионе была формация Аката с повышенным содержанием органического вещества и достаточным преобразованием в катагенезе для генерации нефти и газа.

**Ключевые слова:** материнская порода, органическое вещество пород, углеводороды, сланцы, витринит.

## GEOCHEMICAL CHARACTERISTICS OF THE OIL AND GAS SOURCE ROCKS OF THE NIGER DELTA PROVINCE

*Ekenma-Jonas Justice*

*Perm State University,  
3rd year Post-graduate Student, Perm,  
e-mail: philipekenma@yahoo.com*

*Research Supervisor: Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Head of the RNGG  
Department, Institute, Honored Geologist of the Russian Federation,  
Karaseva Tatyana Vladimirovna*

**Abstract:** The article deals with the geochemistry of source rocks in the Niger Delta province, located in the sedimentary basin of the Gulf of Guinea. Two main formations, Akata and Agbada, containing oil and gas source rocks, have been studied. It is concluded that the Akata formation was the primary source rock in the region, with a high content of organic matter and sufficient transformation in catagenesis to generate oil and gas.

**Keywords:** Source rock, rock organic matter, hydrocarbon, shale, vitrinite.

Провинция Дельты реки Нигер находится на западном побережье Африки и входит в состав осадочного бассейна Гвинейского залива. Она появилась в результате формирования протяженной рифтовой системы, расположенной в дельте реки Нигер на пассивной континентальной окраине вблизи западного побережья Нигерии [6]. По результатам исследований провинция в отличие от других регионов бассейна Гвинейского залива оказалась нефтегазоносной с высоким потенциалом открытия новых месторождений углеводородов [3]. На сегодняшний день основная часть запасов нефти находится в месторождениях на суше или на материковом шельфе на глубине около 200 м. В то же время вопрос об основных нефтегазоматеринских породах до сих пор обсуждается. При этом некоторые авторы указывают, что в провинции нет достаточно богатых органикой материнских пород, а нефтяной потенциал можно объяснить отличными путями миграции и дренажем, которые в значительной степени способствовали формированию залежей углеводородов. Кроме того, нефтяной потенциал дополнительно увеличивался за счет проницаемых прослоев песчаника и быстрого образования углеводородов в результате высоких скоростей генерации углеводородов. [2].

Осадочный разрез провинции представлен отложениями от палеоценовых до четвертичных отложений. Систематическая и последовательная модель развития дельты Нигера была такова, что, ее можно рассматривать как три основных вертикально расположенных снизу вверх формаций: Аката

(морские фации) в нижнем эоцене, Агбада (переходная, паралическая фация) в олигоцене и Бенин (континентальная) в миоцене [4,5]. Некоторые исследователи считают, что основные материнские породы сосредоточены в формациях Аката и Агбада, в которых выявлены сланцевые толщи [2]. В то же время в формации Агбада такие толщи выявлены в небольшом объеме, и они в основной степени играют роль флюидоупоров, тогда как в формации Аката они доминируют. Органическое вещество в основном II и III типов, что указывает на возможность генерации нефти и газа. Содержание органического вещества в основном превышает 1,4 %. При этом отношение пристан/фитан в экстрактах органического вещества пород составляет обычно до 1,5, что свидетельствует о доминировании органического вещества морского происхождения.

По результатам моделирования процессов нефтегазообразования [6] только формация Аката могла давать нефть и газ ( $R_o$  более 1,2%) в больших объемах (рис. 1). Нефтеобразование началось в начале олигоцена и продолжалось в миоценовое время, когда генерировался в основном газ и газоконденсат. Формация Агбада только в миоцене вступила в главную зону нефтеобразования и в связи с низкими значениями  $R_o$  могла дать только относительно тяжелую нефть в небольших количествах. Формация Бенин вообще не вступала в главную зону нефтеобразования. Следует отметить, что основные открытые залежи нефти и газа в провинции сосредоточены в формации Агбада. Это связано с тем, что она находилась на пути вертикальной миграции углеводородов из Аката. С другой стороны, формация Агбада оказалась богатой на развитие благоприятных структур для аккумуляции нефти и газа (рис. 2). В дельте р. Нигер наиболее распространены структурные ловушки, хотя стратиграфические ловушки также наблюдаются в основном на окраинах провинции. Основной породой-флюидоупором в дельте является впластованный сланец внутри формации Агбада. Наблюдается три вида флюидоупоров: глинистые формирования вдоль разломов, впластованные участки уплотнения, рядом с которыми расположились пески-коллекторы в результате сбросообразования и так называемые вертикальные глинистые флюидоупоры.

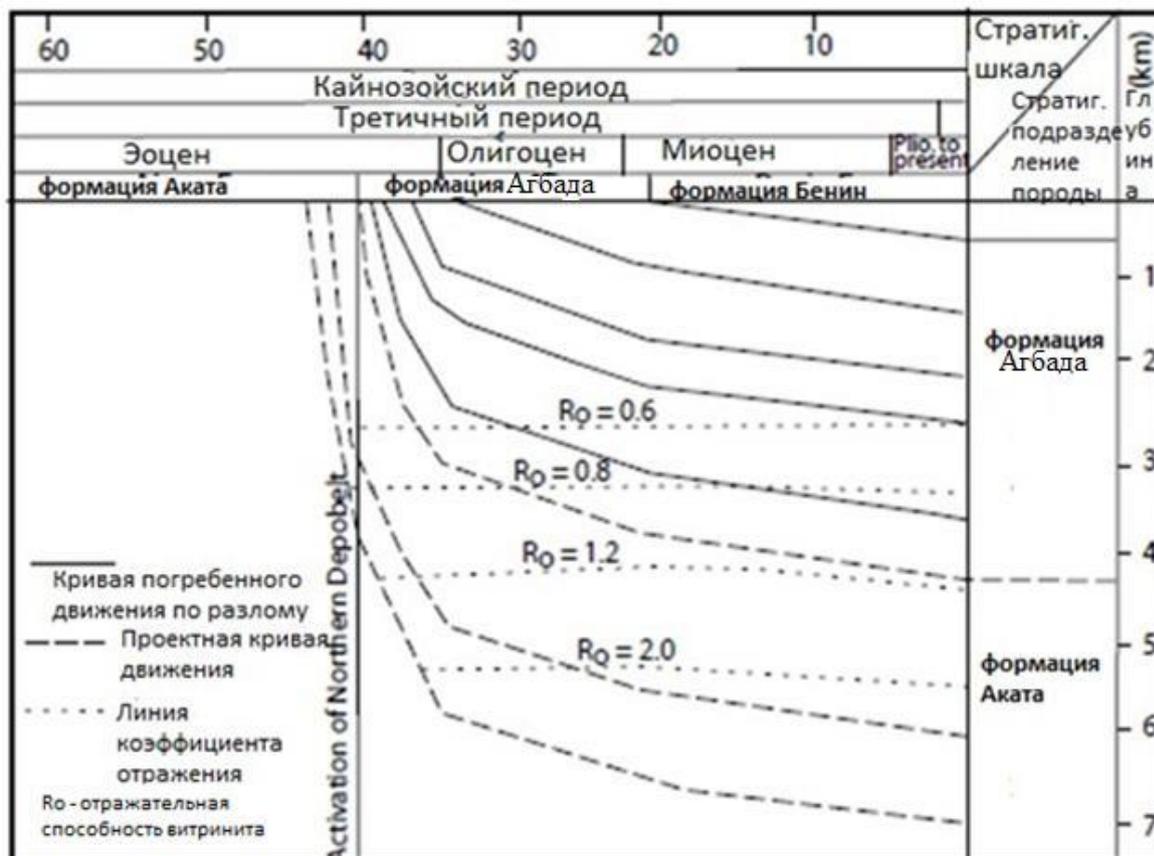


Рис. 1. Модель погружения формаций Аката, Агбада и Бенин провинции дельты р. Нигер (по данным скважины Oben-1 на севере провинции)

Физические и химические свойства нефти в Дельте реки Нигер существенно изменяются часто даже в пределах залежи. Плотность нефти изменяется от 0,78г до 0,96 г/см<sup>3</sup>. Основная часть нефти характеризуется плотностью менее 0,87 г/см<sup>3</sup>, что является следствием ее генерации в благоприятных условиях формации Аката. Концентрация серы в большинстве случаев очень низкая (0,1- 0.3 %). Не

исключено, что относительно тяжелые вязкие нефти могли появиться не только в результате незначительной генерации в формации Агбада, как считали ряд авторов [4], но и под влиянием гипергенных процессов окисления нефти в верхней части формации Агбада, находившейся на глубине менее 1 км. Газ мог генерироваться только в формации Аката, он в основном высокого качества, с низкими концентрациями  $\text{CO}_2$ , меркаптанов и  $\text{N}_2$ . В настоящее время 75% газа, добываемого в дельте Нигера, используется в качестве топлива, 10% закачивается в пласт для поддержания пластового давления и только 15% продается.

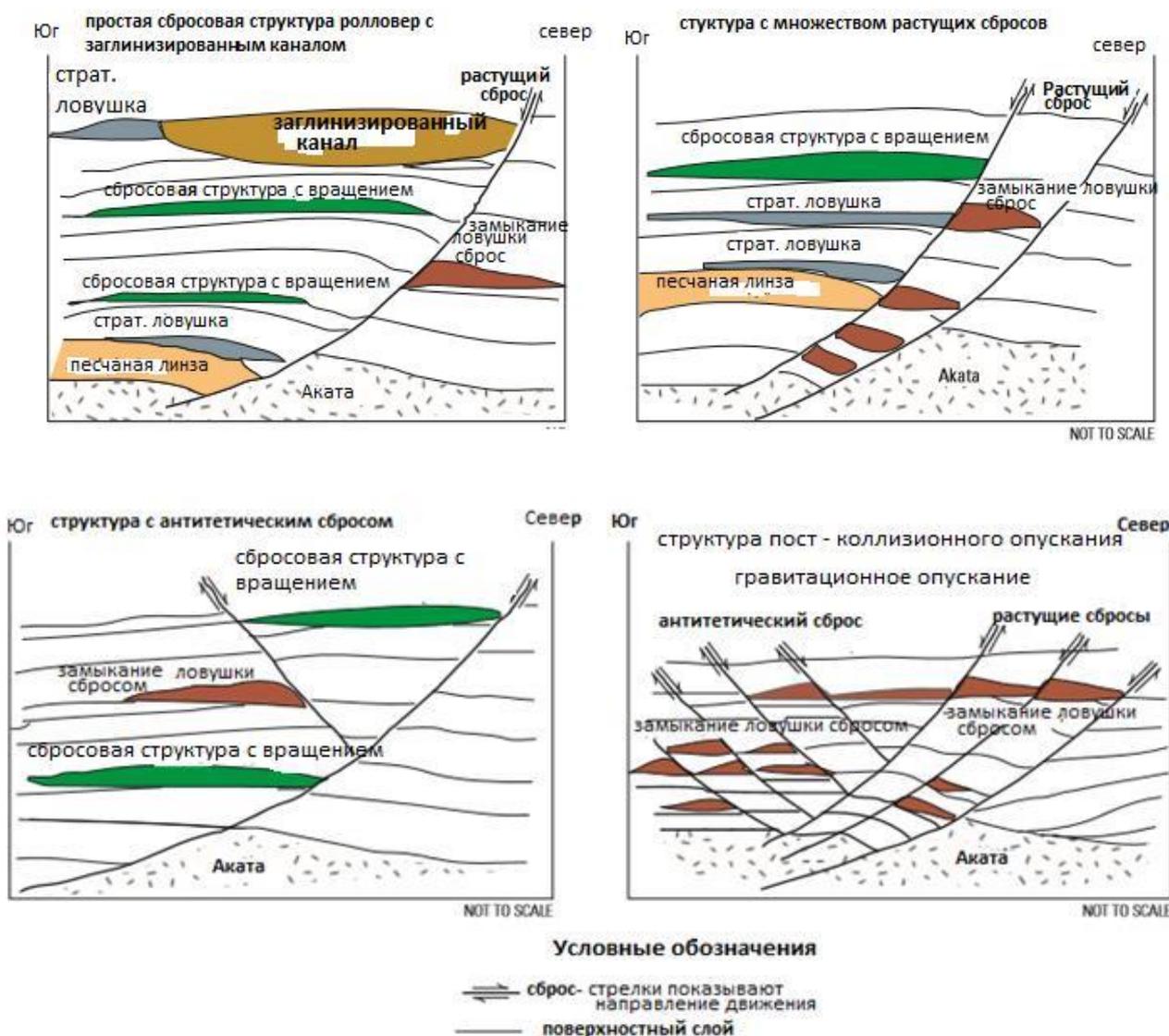


Рис. 2. Примеры структур нефтяных месторождений провинции Дельты реки Нигер и связанные с ними виды ловушек (формация Агбада) [7].

Таким образом, по результатам проведенного исследования можно сделать вывод, что в провинции Дельты реки Нигер основной нефтегазоматеринской породой является формация Аката, которая обогащена органическим веществом и вступала не только в главную зону нефтеобразования, но и газообразования в своей нижней части. Широкий диапазон свойств нефтей, скорее всего, связан с влиянием гипергенных процессов в верхней части формации Агбада. Совместно с формацией Аката формация Агбада составляют единую нефтяную (нефтегазовую) систему, представляющую собой комплекс отложений, связанных процессами генерации, миграции и аккумуляции углеводородов. В последнее время все больше нефтяные компании используют выделение нефтяных систем для проведения дальнейших поисковых работ на нефть и газ [1]. В этом плане в провинции Дельты реки Нигер рекомендуется продолжить геологоразведочные работы по распространению формации Аката, особенно это касается акваториальной части, где бурение проводилось только при глубине моря первые сотни метров.

**Литература**

1. Карасева Т.В. Современные представления о формировании залежей нефти и газа// Вестник Пермского университета. Геология, 2009, №, С.95-102.
2. Bustin, R. M., *Sedimentology and characteristics of dispersed organic matter in Tertiary Niger Delta: origin of source rocks in a deltaic environment: American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 1988, v. 72, p. 277-298.
3. Doust, H., and Omatsola, E., *Niger Delta*, in, Edwards, J. D., and Santogrossi, P.A., eds., *Divergent/passive Margin Basins*, AAPG Memoir 48: Tulsa, 1990, American Association of Petroleum Geologists, p. 239-248/
4. Frost, B.R. *A Cretaceous Niger Delta Petroleum System*, //in, *Extended Abstracts, AAPG/ABGP Hedberg Research Symposium, Petroleum Systems of the South Atlantic Margin, November 16-19, 1997, Rio de Janeiro, Brazil*.
5. Haack, R. C., P. Sundararaman, J. O. Diedjomahor, H. Xiao, N. J. Gant, E. D. May, and K. Kelsch, *Niger Delta petroleum systems, Nigeria*, in M. R. Mello and B. J. Katz, eds., 2000, *Petroleum systems of South Atlantic margins: AAPG Memoir 73*, p. 213–231.
6. Haack, R.C., Sundararaman, P., and Dahl, J., *Niger Delta petroleum System*, in, *Extended Abstracts, AAPG/ABGP Hedberg Research Symposium, Petroleum Systems of the South Atlantic Margin, November 16-19, 1997, Rio de Janeiro, Brazil*, 25p.
7. Nwajide CS.. *Geology of Nigeria's Sedimentary Basins*. //CSS Bookshops Limited 50/52 Broad Street, Lagos, Nigeria, 2013, 548 P.

## ИСТОРИЯ ФОРМИРОВАНИЯ АНТИКЛИНАЛЬНЫХ ЛОВУШЕК И ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В КАМЕННОУГОЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ КОКУЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

*Тябина Анастасия Рудольфовна*

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,  
студентка 4 курса, г. Пермь  
e-mail: tyabina.nastya@mail.ru*

*Научный руководитель: Пермский государственный национальный исследовательский университет, старший преподаватель, Хопта Иван Сергеевич*

**Аннотация:** В данной статье приведены результаты палеотектонического исследования Ясылского поднятия на Кокуйском месторождении. Палеотектоническая реконструкция поднятия проводилась методом изопахического треугольника. Исследование позволило увидеть поэтапное формирование основных ловушек Ясылского поднятия.

**Ключевые слова:** Кокуйское месторождение, палеотектоническая реконструкция, история формирования, антиклинальные ловушки.

## THE HISTORY OF THE FORMATION OF ANTICLINE TRAPS AND OIL AND GAS DEPOSITS IN THE COAL DEPOSITS OF THE KOKUYSKOYE FIELD

*Tyabina Anastasia Rudolfovna*

*Perm State National Research University,  
4<sup>th</sup> year student, Perm  
e-mail: tyabina.nastya@mail.ru*

*Research Supervisor: Senior Lecturer, Khopta Ivan Sergeevich*

**Abstract:** This article presents the results of a paleotectonic study of the Yasyl uplift at the Kokuyskoye deposit. Paleotectonic reconstruction of the uplift was carried out by the isopachic triangle method. The study allowed us to see the gradual formation of the main traps of the Yasyl uplift.

**Keywords:** Kokui deposit, paleotectonic reconstruction, reservoir history, anticline traps.

### ВВЕДЕНИЕ

Кокуйское месторождение ЦДНГ-10 – одна из перспективнейших газовых «кладовых» Пермского края. Здесь сосредоточена значительная часть запасов природного газа Прикамья. Запасы находятся в «газовой шапке», в верейском и башкирском пластах. О нефтегазоносности и продуктивных пластах информацию найти несложно, но за всё время разработки месторождения, а это более 60 лет, никогда не поднимался вопрос о формировании ловушек месторождения.

В данной работе представлены результаты палеотектонической реконструкции ключевых возрастов месторождения, а именно: серпуховский, башкирский, московский ярус и начало поздней эпохи каменноугольного периода для Ясылского поднятия. Ясылское поднятие находится на юго-западе Кокуйского месторождения.

### МЕТОДИКА И РЕЗУЛЬТАТЫ ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИХ РЕКОНСТРУКЦИЙ

Палеотектонические исследования выполнены методом изопахического треугольника. Для его построения использовалась программа Surfer 15. Результаты построения представлены в рисунке 1

Структурные карты:

- С<sub>3</sub> абс – структурная карта подошвы верхнего отдела каменноугольной системы;
- С<sub>2m</sub> абс – структурная карта подошвы московского яруса среднего отдела каменноугольной системы;
- С<sub>2b</sub> абс – структурная карта подошвы башкирского яруса среднего отдела каменноугольной системы;

• C<sub>1s</sub> abc – структурная карта подошвы серпуховского яруса нижнего отдела каменноугольной системы.

Карты мощностей:

• C<sub>2m</sub> – палеоструктурная карта подошвы московского яруса среднего отдела каменноугольной системы на момент окончания московского века средней эпохи каменноугольного периода;

• C<sub>2b</sub> – палеоструктурная карта подошвы башкирского яруса нижнего отдела каменноугольной системы на момент окончания башкирского века средней эпохи каменноугольного периода;

• C<sub>1s</sub> – палеоструктурная карта подошвы серпуховского яруса нижнего отдела каменноугольной системы на момент окончания серпуховского века ранней эпохи каменноугольного периода;

• C<sub>2b</sub>+C<sub>2m</sub> – палеоструктурная карта подошвы башкирского яруса среднего отдела каменноугольной системы на момент окончания московского века средней эпохи каменноугольного периода;

• C<sub>1s</sub>+C<sub>2b</sub> – палеоструктурная карта подошвы серпуховского яруса нижнего отдела каменноугольной системы на момент окончания башкирского века средней эпохи каменноугольного периода;

• C<sub>1s</sub>+C<sub>2b</sub>+C<sub>2m</sub> – палеоструктурная карта подошвы серпуховского яруса нижнего отдела каменноугольной системы на момент окончания московского века средней эпохи каменноугольного периода [1].

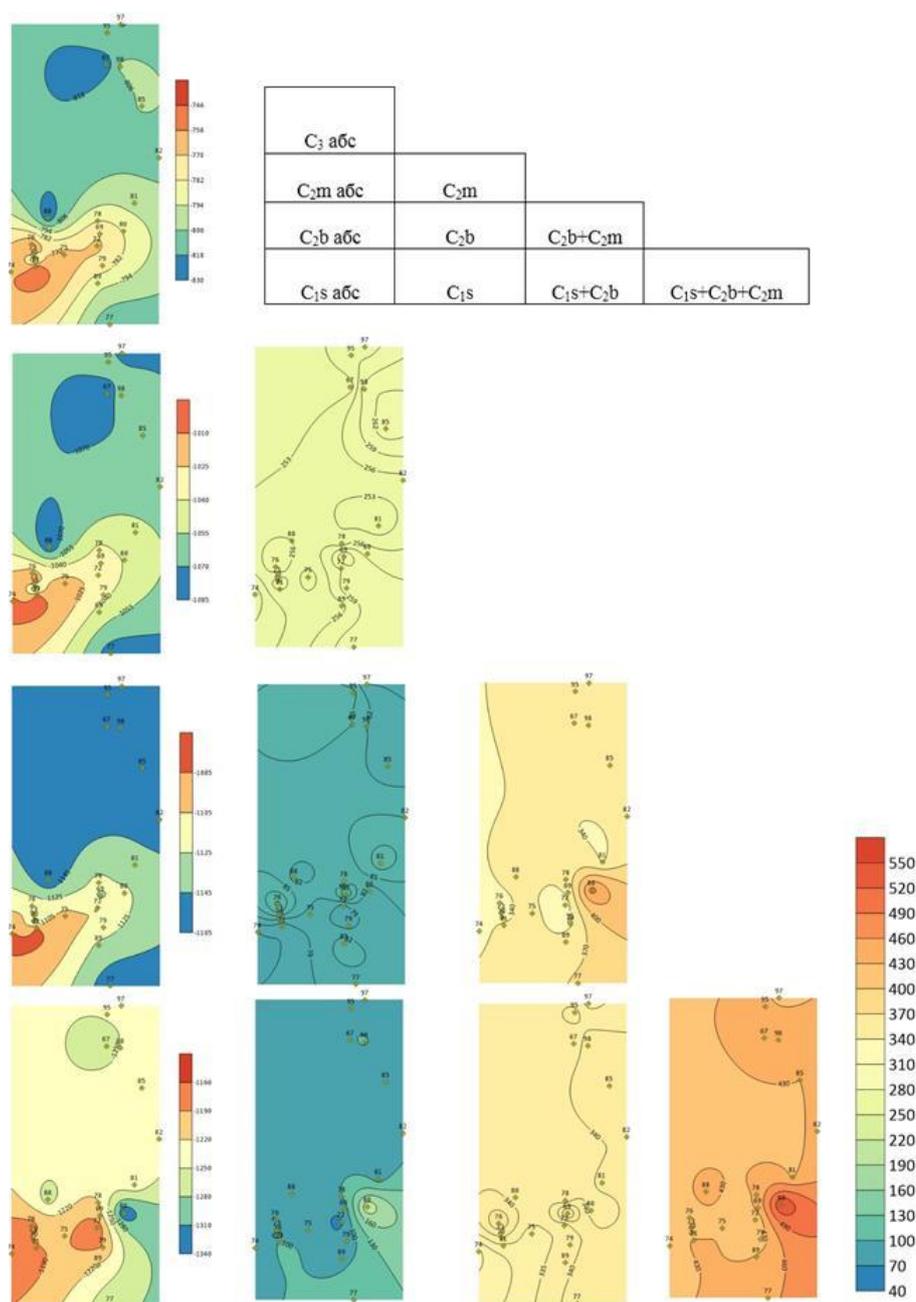


Рис. 1. Схема осадконакопления в возрастном промежутке C<sub>1s</sub> – C<sub>3</sub>

Для наглядности зон погружения земной коры были построены диаграммы изменения скорости осадконакопления по линии скважин 80-72-75-70-74 проходящие с юго-запада на юго-восток (Рис. 2).

На палеоструктурной карте подошвы серпуховского яруса на момент окончания серпуховского века наблюдается синклиналь на юго-востоке в районе скважины 80, мощностью 180 метров, свод антиклинальной структуры смещен в сторону северо-запада, наблюдается более пологая часть структуры на юго-восток. В данной скважине скорость осадконакопления ровняется 13,6 м/млн. лет. Как видно на диаграмме скорости осадконакопления, скорость уменьшается с востока на запад, наблюдается небольшая синклинальная структура в районе скважины 70 (Рис. 2).

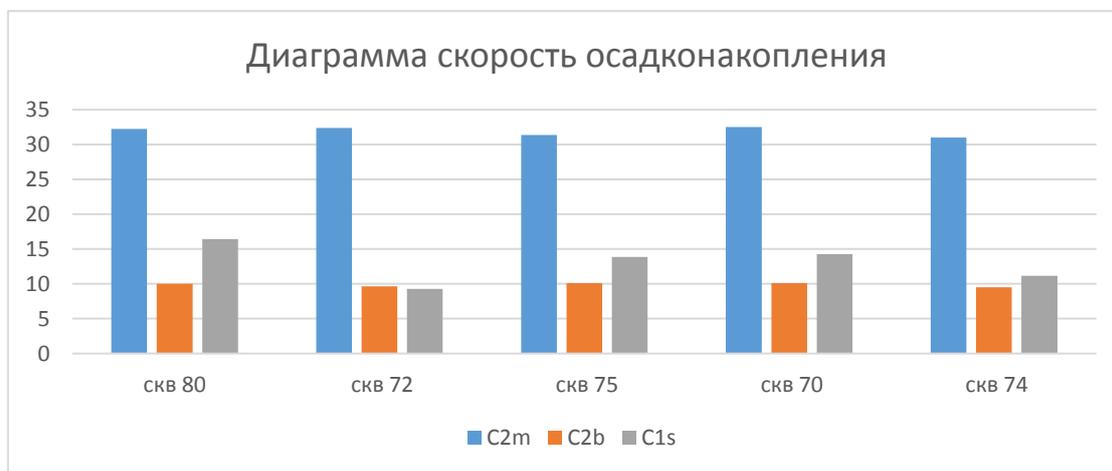


Рис. 2 Диаграмма скорости осадконакопления по линии скважин 80-72-75-70-74

На палеоструктурной карте подошвы серпуховского яруса на момент окончания башкирского века наблюдается однородность мощностей, а также небольшие оконтуренные антиклинальные области в районе скважин 76 и 69. Это связано с тем, что в башкирский век скорость осадконакопления была примерно одинакова на всей территории и не наблюдалось зон, где прогибание земной коры было больше (Рис. 2) [3].

На палеоструктурной карте серпуховского яруса на момент окончания московского века наблюдается синклинальная структура центр, которой в скважине 80, свод которой смещен на северо-восток. Мощности не однородны и увеличиваются с запада на восток. Это связано с тем, что в башкирский ярус на момент окончания московского века наблюдалось прогибание земной коры в области скважины 80, мощности изменялись с востока на запад, наблюдались небольшие оконтуренные синклинальные области у скважин 81 и 72. На палеоструктурной карте московского яруса наблюдались изменения мощностей с запада на восток, вследствие более сильного погружения земной коры на востоке и центральной части карты. Однако стоит отметить, что движение земной коры было не сильным, это хорошо видно на диаграмме скорости осадконакопления (Рис. 2) [2].

Таблица

Средние значения скорости осадконакопления по возрастам

Возраст	C <sub>2m</sub>	C <sub>2b</sub>	C <sub>1s</sub>
Скорость осадконакопления м/млн. лет	32,02	10,59	6,92

Судя по скорости осадконакопления можно сделать вывод, что в серпуховское время наблюдались самые слабые вертикальные движения земной коры. Активность тектонических движений возросла к московскому веку, в котором наблюдалось самые большие скорости осадконакопления.

### ВЫВОДЫ

Изложенные в статье результаты палеотектонических исследований и анализ истории процесса осадконакопления позволяет сделать вывод, что наиболее благоприятные условия для формирования нефтяных залежей Ясылынского поднятия в рассматриваемых антиклинальных ловушках существовали от серпуховского времени по московское время.

Периоды формирования залежей углеводородов в отложениях башкирского яруса прогнозируются как более короткий, нежели как период формирования в московский век. Наиболее вероятно, основной этап их формирования произошел в московский век и башкирский век.

**Литература**

1. Ожгибесов В.П. Палеоструктурный анализ: учебно-методическое Пособие//Пермский государственный национальный исследовательский университет – Пермь, 2019. – 44 с.
2. Машкович К.А. Методы палеотектонических исследований в практике поисков нефти и газа. Изд. 2, перераб. и доп. – М.: Недра, 1976. – 221 с.
3. Нейман В. Б. Теория и методика палеотектонического анализа. – Недра, 1984. – 79 с.

*Сборник научных трудов «Геология в развивающемся мире»*

**XV СБОРНИК НАУЧНЫХ ТРУДОВ  
«ГЕОЛОГИЯ В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ»**

**РАЗДЕЛ 6:  
ПРОБЛЕМЫ ИНЖЕНЕРНОЙ ГЕОЛОГИИ  
И ОХРАНЫ НЕДР**

*XV COLLECTION OF SCIENTIFIC PAPERS  
«GEOLOGY IN THE DEVELOPING WORLD»*

**Section 6:  
Problems of engineering geology and  
protection of mineral resources**

## ОЦЕНКА СУФФОЗИОННОЙ ОПАСНОСТИ ТЕРРИТОРИИ БУГУЛЬМИНСКОГО ПЛАТО БУГУЛЬМИНСКО-БЕЛЕБЕЕВСКОЙ ВОЗВЫШЕННОСТИ

*Гараева Анастасия Николаевна*

*Институт геологии и нефтегазовых технологий КФУ,  
молодой ученый, г. Казань  
e-mail: anastya-solnce@mail.ru*

*Галиева Динара Айдаровна*

*Институт геологии и нефтегазовых технологий КФУ,  
студент 4 курса, г. Казань  
e-mail: dinaratuysina@yandex.ru*

*Научный руководитель: к.т.н. доцент, Латыпов Айрат Исламгалиевич*

**Аннотация:** в работе рассматривается оценка суффозионной опасности территории Бугульминского плато Бугульминско-Белебеевской возвышенности. На территории было проведено рекогносцировочное маршрутное обследование с изучением обнажений в стенках 49 карьеров, для анализа строения элювиальных грунтов и изучения физико-механических свойств. Составлена карта распространения суффозионных воронок на основании анализа космоснимков различных лет, топографических планов, материалов инженерных изысканий с использованием программного комплекса SASPlanet. На основании методики ВНИИГ была проведена оценка суффозионной устойчивости грунтов на четырех водосборных бассейнах на территории Бугульминского плато. По методике, предложенной А.Л. Рагозиным проведена оценка карстово-суффозионной опасности и расчет риска. Полученные данные по степени суффозионности элювиальных карбонатных грунтов могут быть использованы при проектировании инженерных сооружений.

**Ключевые слова:** суффозия, суффозионная устойчивость грунтов, неоднородность грунта, гранулометрический состав, элювиальные грунты.

## SUFFUSION HAZARD ASSESMENT ON THE TERRITORY OF THE BUGULMA PLATEAU OF THE BUGULMA-BELEBEY UPLAND

*Garaeva Anastasia Nikolaevna*

*Institute of Geology and Petroleum Technologies KFU,  
young researcher, Kazan  
e-mail: anastya-solnce@mail.ru*

*Scientific chief: candidate of technical sciences, docent Latypov Airat Islamgalievich*

**Abstract:** This research is consider the assessment of the suffusion hazard of the territory of the Bugulma plateau of the Bugulma-Belebey upland. So, a reconnaissance route survey was conducted on the territory with the study of outcrops in the walls of 49 quarries, for the analysis of the structure of eluvial soils and the study of physical and mechanical properties. As we can say, the map of the distribution of suffusion craters has been compiled on the base of analysis of satellite images of various years, topographic plans, engineering survey materials using the SASPlanet software. As a report by and with an according to the base of the, VNIIG methodology, the suffusion stability of soils was assessed in four catchment basins on the territory of the Bugulma plateau. According to the methodology proposed by A.L. Rogozin, the karst-suffusion hazard assessment and risk calculation were carried out. The obtained data on the degree of suffusion of eluvial carbonate soils can be used in the design of engineering structures.

**Keywords:** suffusion, suffusion stability of soils, soil heterogeneity, grain composition, eluvial soils.

**Введение.** В связи с открытием и широкомасштабной разработкой на территории Бугульминского плато крупных месторождений нефти, таких как Ромашкинское, Ново-Елховское, Шугуровское и др., территория вошла в тройку лидеров по Республике Татарстан по объёму производства нефти, газа, полезных ископаемых и т.д., что привело к высоким темпам роста промышленного производства и строительству многочисленных объектов и сооружений на изучаемой территории. Промышленное освоение данной территории способствует к трансформации геологической среды, что часто сопровождающейся активизацией природных и техноприродных процессов.

В данной работе внимание уделяется особому слабоизученному процессу – суффозии, на основе изучения элювиальных карбонатных грунтов, широко распространенных как по площади, так и по глубине на изучаемой территории. Наличие элювиальных грунтов практически всегда является негативным с инженерно-геологической точки зрения фактором, так как данные грунты обладают высокой неоднородностью распространения даже в пределах небольших строительных объектов, характеризующиеся изменчивостью физико-механических свойств с глубиной, что приводит к серьезным сложностям при проектировании и строительстве промышленных и гражданских зданий и активизацией природных и техноприродных процессов- суффозии. Изучению элювиальных грунтов с точки зрения развития суффозии посвящено немало работ. [2,7,8,9], в которых описывается негативное влияние элювиальных грунтов с точки зрения развития суффозии в результате трансформации природной среды на территориях городов, что в свою очередь повышает риск возникновения различных аварий и катастроф. Проявление суффозии на территории приводит к появлению поверхностных и подземных эрозионных форм – проседанию вышележащей толщи и образованию западин – суффозонных воронок, блюдц, впадин, полостей, а также аккумулятивных форм – конусов выноса. Другим следствием суффозии может быть изменение гранулометрического состава пород как подверженных суффозии, так и являющихся фильтром для вынесенного материала, ухудшение прочностных и деформационных свойств [10].

В соответствии с требованиями Стандарта комплексного развития территорий, отраслевых нормативных документов по инженерно-геологическим изысканиям для строительства [5,6] необходимо изучение опасных геологических и техноприродных процессов, к которым относится и суффозия, составление прогноза их развития и активизации, разработка рекомендаций для принятия решений по инженерной защите территории от опасных процессов.

Целью работы являлось проведение анализа строения элювиальных грунтов, изучение физико-механических свойства грунтов, оценка суффозионной устойчивости грунтов и карстово-суффозионной опасности.

**Характеристика инженерно-геологических условий территории.** Территория расположена в Высоком Заволжье в пределах Южно-Татарского свода Волго-Уральской антеклизы. В рельефе им соответствуют Бугульминско-Белебеевская возвышенность. Бугульминское плато находится в северо-западной части Бугульминско-Белебеевской возвышенности.

Территория Бугульминского плато представляет собой платообразную возвышенность характеризующаяся сильно расчлененным рельефом от 280-360 м на вершинах водоразделов до 120-180 м – в пределах речных долин. В современном рельефе она выражена разновысотными ступенями, разделенными уступами. Плато изрезано долинами рек Шешма, Степной Зай и Ик, с многочисленными боковыми притоками. По анализу геоморфологических форм рельефа территорию Бугульминского плато рассматривали с выделением четырех водосборных бассейнов, которые условно можно приурочить к названию расположенного на нем крупного населенного пункта: I – Альметьевский, II – Лениногорский, III – Бугульминский, IV – Бавлинский.

Эрозионно-денудационные останцы Бугульминского плато преимущественно сложены карбонатным составом. Это обусловлено преобладанием в верхних частях разрезов породами казанского и уржумского яруса Биармийского отдела пермской системы, подвергающихся выветриванию, мощных слоев плотных известняков и доломитов.

С инженерно-геологической точки зрения комплекс представляет собой сложную построенную толщу пород неоднородных по составу, строению с изменчивыми физико-механическими параметрами. В приповерхностных горизонтах грунты комплекса в значительной степени подвергаются выветриванию и приобретают свойства элювиальных грунтов.

Климат района умеренно континентальный. Среднегодовое количество осадков 503 мм, в вегетативный период 493 мм. Глубина общего промерзания грунта до 2 м.

Водоносные горизонты и комплексы приурочены к зоне активного водообмена и их питание осуществляется за счет инфильтрации атмосферных осадков и паводковых вод, в пределах водораз-

делов – путем перетоков из вышележащих комплексов в нижележащие, а в долинах рек – за счет входящих подтоков из нижележащих подразделений.

Тектоника территории, рельеф и его расчлененность, гипсометрическое положение пород относительно базиса эрозии, состав, структурно-текстурные особенности горных пород, их трещиноватость, раздробленность, гидрогеологические условия, климат создали благоприятные условия для развития геологических и инженерно-геологических процессов на изучаемой территории, самыми опасными из которых являются карст и суффозия.

**Методика выполнения работ.** Анализ строения элювиальных отложений проводился в строительных карьерах, где вскрывались полные профили молодых кор выветривания. В общей сложности были изучены техногенные обнажения в стенках 49 карьеров. При описании вскрытых разрезов выделялись слои пород различной степени преобразования, отмечались особенности их сложения и минерального состава. Попутно проводился отбор образцов пород для определения их физико-механических свойств. На основании полученных данных была установлена стадийность гипергенного преобразования карбонатных пород на вершинах эрозионно-денудационных останцев Бугульминского плато.

Оценка карстово-суффозионной опасности и расчет риска были выполнены по методике, предложенной А.Л. Рагозиным [3]. Плотность воронок рассчитывалась по формуле:

$$K_N = \frac{N}{S}, \quad (1)$$

где  $N$  – количество поверхностных карстовых форм,  $S$  – площадь участка.  
Пораженность территории провалами

$$K_S = \frac{\sum s}{S}, \quad (2)$$

где  $\sum s$  – суммарная площадь воронок.

Для оценки суффозионности элювиальных грунтов бесструктурного элювия молодых кор выветривания в настоящее время активно используются методики ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева [4].

Используя данную методику, прежде всего необходимо определить, к какой категории относится заданный состав по характеру суффозионности. Для решения этого вопроса рекомендуются два способа: первый способ характеризует несуффозионность грунта, когда из его толщи при любых скоростях фильтрации не будет происходить выноса самых мелких частиц  $d_{min}$ . Второй способ характеризует грунт как практически несуффозионный, из которого допускается незначительный вынос мельчайших его частиц, но без нарушения прочности и устойчивости грунта.

Согласно первому способу расчета, частицы грунта, имеющие меньшие размеры, чем диаметр наибольшего фильтрационного хода в грунте, называются суффозионными, так как могут быть вынесены фильтрационным потоком из грунта при скорости фильтрации выше критической. Если окажется, что

$$d_{ci}^{max} = 0,77d_0^{max} > d_{min} \quad (3)$$

то грунт следует считать суффозионным; из такого грунта могут выноситься все частицы, крупность которых меньше или равна  $d_{ci}$  – диаметра суффозионных частиц. Если окажется, что

$$d_{ci}^{max} = 0,77d_0^{max} < d_{min}, \quad (4)$$

то грунт следует считать несуффозионным. Из такого грунта не могут выноситься и самые мелкие его частицы –  $d_{3\%}$ ,  $d_{5\%}$ .

Диаметр максимального фильтрационного хода определяется следующими зависимостями (с учетом сегрегации грунта):

$$d_0^{max} = xC \frac{n}{1-n} d_{17}, \quad (5)$$

где  $x$  – коэффициент неравномерности раскладки частиц в грунте, или коэффициент локальности суффозии. Параметр  $C$  определяется по формуле:

$$C = 0,46 \sqrt[6]{C_u}, \quad (6)$$

Коэффициент  $x$  зависит главным образом от коэффициента разнородности грунта  $C_u$ . С некоторым запасом можно принять:

а) для гранулометрического состава грунтов с  $C_u \leq 25$

$$x = 1 + 0,05C_u, \quad (7)$$

б) для гранулометрического состава грунтов с  $C_u > 25$

$$x = 0,35(2 + \sqrt{C_u}), \quad (8)$$

$$C_u = \frac{d_{60}}{d_{10}}, \quad (9)$$

Для ориентировочной оценки суффозионной опасности грунта используют коэффициент неоднородности грансостава, если  $C_u > 20$  грунт следует считать суффозионным,  $C_u = 10-20$  переходные,  $C_u < 10$  грунт следует считать несуффозионным.

Второй способ методики основан на том, что практика показывает, что если из грунта будут вынесены самые мелкие частицы в количестве не более 3–5 % по массе, то прочность и устойчивость грунта практически не нарушается. Следовательно, практически несуффозионным грунтом можно считать такой грунт, из которого могут быть вынесены фильтрационным потоком мельчайшие частицы не более 5 % по массе. Следует считать (по геометрическому критерию) практически несуффозионным, если его параметры удовлетворяют следующей зависимости

$$\frac{d_{5\%}}{d_{17\%}} \geq N, \quad (10)$$

$$N = 0,10\sqrt[6]{C_u}(2 + \sqrt{C_u})\frac{n}{1-n} \quad (11)$$

Если зависимость не удовлетворяется, грунт следует считать суффозионным.

#### Результаты.

На основании выполненных исследований, на территории Бугульминского плато [1] можно выделить следующие обобщенные разновидности элювия:

1. бесструктурный элювий- сложен разобщенными плиточками карбонатных пород, разориентированными по отношению друг к другу, размеры которых уменьшаются снизу вверх по разрезу молодой коры выветривания. В отдельных участках горизонта плиточки налегают друг на друга, в других – наклонены под углом 5-20°, в-третьих – волнообразно изгибаются, образуя небольшие по амплитуде экзогенные складочки. Плиточки карбонатных пород разделены относительно широкими вертикальными и горизонтальными трещинами, заполненными тонкодисперсным карбонатным материалом с включениями дресвы. Мощность горизонта составляет от 0,3 до 0,6 м. Так же в бесструктурном элювии можно выделить слой карбонатной муки, характеризующийся рыхлым сложением, светло-серой окраской, преимущественно тонкозернистой структурой и однородной текстурой. В тонкозернистом слабосцементированном материале присутствуют разобщенные угловатые обломки исходных карбонатных пород. Дресва распределена неравномерно, снизу вверх наблюдается тенденция уменьшения количества крупнообломочного материала. Мощность слоя карбонатной муки варьирует от 0,3 до 0,8 м.

2. структурный элювий- сложен плотными, слабо трещиноватыми известняками, сложенные микрозернистым кальцитом. Снизу вверх по разрезу последовательно увеличивается количество пересекающихся трещин, возрастает степень их раскрытия, в полостях разрывных нарушений появляется иллювиальный тонкодисперсный карбонатный материал. Соответственно, снизу вверх уменьшаются размеры блоков отдельностей с блочной параллелепипедной до грубо-, толсто- и среднеплитчатой.

Обе литологические разновидности встречаются на выположенных вершинах эрозионно-денудационных останцев почти на всех водосборных бассейнах, иногда можно встретить не полный профиль молодой коры выветривания с присутствием только небольшого слоя бесструктурного элювия за счет постоянного сноса выветрелого обломочного материала.

Оценку суффозионной пораженности проводилась по каждому водосборному бассейну. Общее количество зафиксированных суффозионных воронок составляет 1126 штук, средний диаметр воронок равен 6,5 м, максимальный диаметр 35 м. (рис.1).

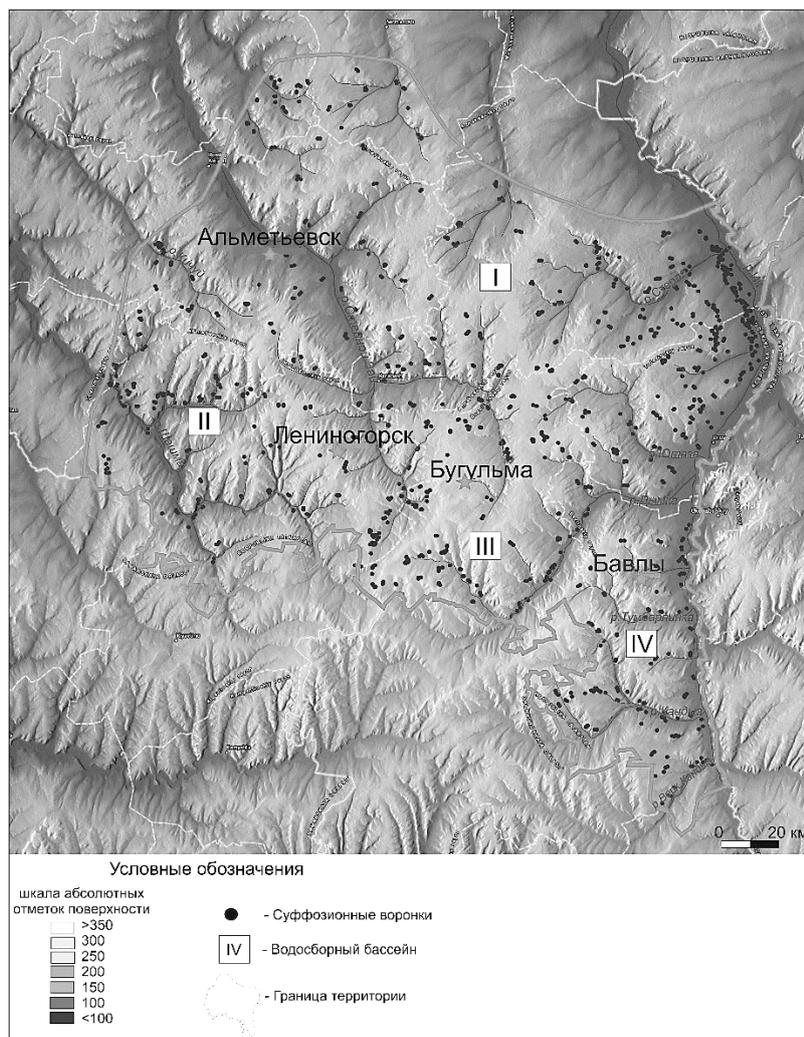


Рис. 1. Территория Бугульминского плато Бугульминско-Белебеевской возвышенности со схематичным расположением основных суффозионных форм рельефа

Это говорит о том, что при проектировании зданий и сооружений необходим учет возможного развития суффозионных процессов. В Таблице 1 приведены данные оценки суффозионной пораженности как каждого водосборного бассейна, так и всей территории в целом.

Таблица 1

Параметры суффозионной пораженности территории Бугульминского плато

Район	Площадь, S, км <sup>2</sup>	Число воронок N	$\Sigma S_{\min}$ , М <sup>2</sup>	$\Sigma S_{\max}$ , М <sup>2</sup>	$K_N$ , шт/км <sup>2</sup>	$K_S$ min, М <sup>2</sup> /км <sup>2</sup>	$K_S$ max, М <sup>2</sup> /км <sup>2</sup>	$K_S$ средний, М <sup>2</sup> /км <sup>2</sup>
I	3310	545	5134	205356	0.165	1.55	62.04	31.8
II	1510	286	2694	17961	0.268	1.78	11.89	6.8
III	825	120	1130	3768	0.145	1.37	4.57	3.0
IV	1680	175	1649	10990	0.104	0.98	6.54	3.8
Сумма	7325	1126	22982	123747	0.167	3.14	16.89	10.0

Полученные значения площадной пораженности суффозионными процессами по степени опасности были классифицированы по методике [3]. Анализ показывает, что по интенсивности провалобразования территории водосборных бассейнов II-IV Бугульминского плато относится к умеренно опасным территориям (1-10 м<sup>2</sup>/км<sup>2</sup>-год), а территория I водосборного бассейна (Альметьевского) относится к опасным (10-100 м<sup>2</sup>/км<sup>2</sup>-год).

Для оценки суффозионности элювиальных грунтов бесструктурного элювия молодых кор выветривания, как было описано выше, была использована методика, разработанная ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева [4]. Результаты исследований сведены в Таблицу 2.

Таблица 2

Результаты оценки суффозионной опасности бесструктурного элювия

Район	Диаметры частиц, мм				Cu	d <sub>5</sub> /d <sub>17</sub>	N	d <sub>0</sub> max	d <sub>ci</sub> max
	d <sub>5</sub>	d <sub>10</sub>	d <sub>17</sub>	d <sub>60</sub>					
I	0.11	0.31	0.42	11.32	36.4	0.31	1.24	2.67	2.82
II	0.22	0.50	0.79	6.01	11.9	0.28	0.85	1.08	0.83
III	0.30	0.53	0.63	16.97	32.2	0.37	1.35	3.09	3.92
IV	0.19	0.3	0.48	9.2	30.7	0.40	2.77	3.69	3.84

На основании результатов выполненных расчетов следует, что все разности бесструктурного элювия, развитые в верхней части геологического разреза в пределах изучаемой территории, являются потенциально суффозионно-неустойчивыми.

#### Заключение.

Результаты обследования территорий полученные в результате анализа распространения и морфометрических характеристик поверхностных форм показал интенсивности провалобразования территории водосборных бассейнов II-IV (Бавлинский, Лениногорский, Бугульминский) Бугульминского плато к умеренно опасным территориям (1-10 м<sup>2</sup>/км<sup>2</sup>-год), а территория I водосборного бассейна (Альметьевского) относится к опасным (10-100 м<sup>2</sup>/км<sup>2</sup>-год).

Основными факторами, провоцирующим процесс, является размываемость элювиальных грунтов бесструктурного элювия, развитые в верхней части геологического разреза в пределах изучаемой территории, которые являются потенциально суффозионно-неустойчивыми. Так же к основным факторам, провоцирующим процесс, можно отнести и наличие зон интенсивной трещиноватости и пустот в результате физической дезинтеграции карбонатных пород (структурный элювий) гипергенного преобразования.

В зоне воздействий инженерных сооружений и на поверхности террас в склоновой части долины, приближенной к руслу, фактором, провоцирующим процесс, является техногенные источники поступления воды в грунтовый массив либо наличие напора грунтовых, подземных вод в зоны выноса, разгрузки. Большинство воронок на изучаемой территории представлены линейно-вытянутыми цепочками воронок вдоль речных долин Шешма, Степной Зай и Ик, Дымка, Кандыз, Верхний Кандыз, и их притоков. Небольшое количество воронок на территории расположены на склонах в истоках рек и притоков. Суффозионные воронки хорошо заметны, имеют преимущественно чашевидный или конический профиль (d=3–35 м). Общее количество зафиксированных суффозионных воронок составляет 1126 штук.

Можно предположить, что данные факторы являются наиболее важными критериями для прогноза суффозии на городских территориях. Полученные данные по степени суффозионности элювиальных карбонатных грунтов можно использовать при проектировании инженерных сооружений.

#### Литература

1. Гараева А.Н., Латыпов А.И., Зарипова Д.Р. Особенности гипергенного преобразования карбонатно-терригенных пород Бугульминско-Белебеевской возвышенности //Геологические науки – 2021: Материалы Всерос. научно-практ. конф. (Саратов, 2 – 3 декабря 2021 г.) – Саратов: Издательство «Техно-Декор», 2021. – С.49-53 с.
2. Пендин Г.К, Бондарик В.В., Ярг Л.А. Инженерная геодинамика. М.: КДУ.2007. –472 с.
3. Рагозин А.В. Алгоритм региональной оценки карстовой опасности // Оценка и управление природными рисками. Материалы Всероссийской конференции "Риск – 2003". М.: Изд-во РУДН, 2003. Т.1. С. 236 – 242.
4. Рекомендации по проектированию обратных фильтров гидротехнических сооружений // П 56-90/ВНИИГ, Ленинград, 1990. – 107 с.
5. СП 116.13330.2012. Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от опасных геологических процессов. – М.: Мин-регион России, 2012. – 65 с.

6. СП 11-105-97. Инженерно-геологические изыскания для строительства. Ч. I. Общие правила производства работ. – М.: Госстрой России, 1997. – 47 с.
7. Derakhshan-Babaei F, Nosrati K, Tihomirov D et al Relating the spatial variability of chemical weathering and erosion to geological and topographical zones // *Geomorphology. Journal Article* 2020. – 363 с.
8. Mayne P. Stress-strain-strength-flow parameters from enhances in-situ tests. In: *International Conference on In-Situ Measurement of Soil Properties and Case Histories*. 2001 – 27–48 с.
9. Startsev A., Kasetsart Soils on eluvium of Permian carbonate deposits and the change in their chemical properties under the influence of bog formation // *Moscow University soil science bulletin (USA)*, 40(3): 1985 – 1-7 с.
10. Fannin R.J., Slangen P. On the distinct phenomena of suffusion and suffosion // *Geotechnique Letters*. V. 4. – Iss. 4. -P. 2014 – 289-294 с.

## ОЦЕНКА ТРЕЩИНОВАТОСТИ МАССИВОВ ОСНОВАНИЙ ИНЖЕНЕРНЫХ СООРУЖЕНИЙ АЛЬМЕТЬЕВСКОГО РАЙОНА РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

*Гараева Анастасия Николаевна*

*Институт геологии и нефтегазовых технологий КФУ,  
молодой ученый, г. Казань  
e-mail: anastya-solnce@mail.ru*

*Хабибуллин Ильдус Рустемович*

*Институт геологии и нефтегазовых технологий КФУ,  
магистрант 2 года обучения, г. Казань  
e-mail: khabibullin.i.r@yandex.ru*

*Научный руководитель: к.т.н. доцент, Латыпов Айрат Исламгалиевич*

**Аннотация:** в работе рассматривается оценка трещиноватости массива грунтов под инженерные сооружения в пределах Альметьевского муниципального района Республики Татарстан. На территории проводились исследования пород преимущественно карбонатного состава путем изучения их в техногенных обнажениях – бортах карьеров. Проводилось описание вскрытых разрезов, отмечались особенности их сложения и минерального состава. Попутно проводился отбор образцов для определения их физико-механических свойств. На основании полученных данных, используя методику оценки трещиноватости Л.И. Нейштадт, была установлена стадийность гипергенного преобразования карбонатных пород на территории Альметьевского района. Результаты проведенного исследования могут найти применение на ранних стадиях проектирования строительного освоения изучаемой территории.

**Ключевые слова:** трещиноватость, карбонатные породы, кора выветривания, элювиальные грунты, Альметьевский район.

## RESEARCHING THE FRACTURING OF SOIL MASSIVES IN THE BASES OF ENGINEERING CONSTRUCTIONS IN ALMETYEVSJK DISTRICT OF THE REPUBLIC OF TATARSTAN

*Garaeva Anastasia Nikolaevna*

*Institute of Geology and Petroleum Technologies KFU,  
young researcher, Kazan  
e-mail: anastya-solnce@mail.ru*

*Khabibullin Ildus Rustemovich*

*Institute of Geology and Petroleum Technologies KFU,  
2nd year Master's Degree Student, Kazan  
e-mail: khabibullin.i.r@yandex.ru*

*Scientific chief: candidate of technical sciences, docent Latypov Airat Islamgalievich*

**Abstract:** This research considering an assessment of fracturing of soil massives in the Almetyevsk municipal district of the Republic of Tatarstan. On the territory have been researched carbonate rocks by studying them in technogenic outcrops – the sides of quarries. The description of the exposed geological profiles was carried out, the features of their structure and mineral composition were noted. Together with that, the samples of soil were taken to determine their physical and mechanical properties. Based on the data obtained, using the method of assessing the fracturing L.I. Neishtadt, the staging of the hypergene transformation of carbonate rocks in the territory of the Almetyevsk district was established. The results of the study can be used in the early stages of designing the construction development of the study area.

**Keywords:** fracturing, carbonate rocks, weathering crust, eluvial soils, Almetyevsk district.

**Введение.** Альметьевский район является одной из наиболее развитых территорий Республики Татарстан, что влечет за собой высокую степень освоения территорий, и, как следствие, высокие темпы строительства и развития хозяйственной деятельности. Исходя из этого возникает необходимость в изучении инженерно-геологических условий района.

Трещиноватость является одним из основных факторов, определяющих прочностные, деформационные и фильтрационные параметры грунтов. Трещиноватые зоны в основаниях инженерных сооружений, представленных скальными грунтами, способны полечь за собой неравномерную осадку, инициированную вертикальными смещениями частей этого самого основания, уплотнением более слабых образований, заполняющих трещины, а также неравномерным выносом и растворением компонентов грунта вследствие анизотропии фильтрационных свойств. Поэтому прогноз устойчивости зданий, возводимых на таких литифицированных разностях, должен опираться на данные, полученные при полевых исследованиях, обращая основное внимание на изменчивость показателей механических свойств от трещиноватости толщи.

В данной работе уделено внимание оценке трещиноватости массива грунтов под инженерные сооружения в пределах Альметьевского района Республики Татарстан, изучена стадийность гипергенного преобразования массива пород, наглядно продемонстрировано различие зон трещиноватостей в пределах одного массива, продемонстрирована взаимосвязь увеличения трещиноватости с уменьшением прочностных свойств породы.

**Характеристика инженерно-геологических условий территории.** Изучаемая территория занимает возвышенные северные склоны Бугульминско-Белебеевской возвышенности, абсолютные отметки которых достигают 328 м. Характер рельефа определяется наличием основных рек (Степной Зай, Лесной Зай, Кичуй), прорезающих северные отроги Бугульминско-Белебеевской возвышенности. Долины рек имеют асимметричное строение. Правые склоны крутые, высокие, обычно задернованные или облесённые; левые – широкие, сильно выположенные. Густота расчленения гидрографической сети территории по сравнению с соседними довольно высокая.

В пределах изучаемой территории широко распространены элювиальные и просадочные грунты, представленные четвертичными суглинками твердой и полутвердой консистенции аллювиально-деллювиального генезиса, верхнепермскими глинами, алевролитами, песчаниками и карбонатными породами подвергающихся выветриванию, сложенные известняками, доломитами и мергелями. В целом для исследуемого участка характерна неоднородность состава и строения грунтов, различность их физико-механических свойств.

Климат района умеренно континентальный. Годовое количество осадков достигает 420 мм. Среднегодовая температура +4,4°C. Глубина общего промерзания грунта может достигать до 2,5 м (для крупнообломочных пород).

В гидрогеологическом отношении территория работ входит в пределы юго-востока Волжско-Камского артезианского бассейна, где выделяются следующие гидрогеологические подразделения:

- слабоводоносный локально водоносный нижнечетвертично-современный аллювиальный комплекс
- слабоводоносный локально водоносный плиоценовый терригенный комплекс
- слабоводоносный локально водоносный уржумский карбонатно-терригенный комплекс
- водоносный верхнеказанский карбонатно-терригенный комплекс

Подземные воды территории преимущественно безнапорные или имеют небольшой местный напор. Воды пресные, в основном гидрокарбонатного кальциево-магниевого состава.

Согласно тектоническому районированию территории Татарстана район работ расположен в пределах западного склона Южно-Татарского свода.

Западный склон Южно-Татарского свода один из наиболее сильно расчлененных склонов. Наблюдаются очень многочисленные локальные структуры, с различной, иногда значительной (до 30-40 м) амплитудой, градиенты рельефа структурной поверхности достигают 40м/км. Структурные линии, представленные цепочками локальных структур, или, реже, зонами повышенных градиентов, имеют преимущественно субмеридианальную ориентировку.

**Методика выполнения работ.** Анализ строения элювиальных отложений проводился в строительных карьерах, где вскрывались полные профили молодых кор выветривания. В общей сложности были изучены техногенные обнажения в стенках 26 карьеров. При описании вскрытых разрезов выделялись слои пород различной степени преобразованности, отмечались особенности их сложения и минерального состава. Попутно проводился отбор образцов пород для определения их физико-механических свойств. На основании полученных данных была установлена стадийность гипергенного преобразования карбонатных пород на территории Альметьевского района.

Оценку трещиноватости массива проводили по методике Л.И. Нейштадт [2]. Степень трещиноватости пород рассчитывали по формуле:

$$K_{тр} = \frac{S}{S} * 100\%, \quad (1)$$

где  $K_{тр}$ , %-трещинной пустотности

Зная информацию о среднем расстоянии между трещинами в стенках карьеров определили коэффициент структурного ослабления  $k_c$  для расчета прочности породных массивов  $R_{сж}^M$  по формуле:

$$R_{сж}^M = k_c * R_{сж}^o, \quad (2)$$

где  $R_{сж}^o$  – прочность ненарушенной породы.

**Результаты.** Изучение молодых кор выветривания на территории Альметьевского района показало, что большая часть из них имеют преимущественно карбонатный состав. Это обусловлено преобладанием в верхних частях разрезов казанского яруса биармийского отдела пермской системы, подвергающихся выветриванию, мощных слоев плотных известняков и доломитов. Анализ строения элювиальных отложений проводился в строительных карьерах, где вскрывались полные профили молодых кор выветривания. В общей сложности были изучены техногенные обнажения в стенках 26 карьеров. На основании полученных данных была установлена стадийность гипергенного преобразования карбонатных пород согласно классификации ГОСТ 25100-2020 [2].



Рис. 1. Выделение стадий гипергенного преобразования карбонатного профиля

По классификационным показателям отложения зоны структурного элювия относятся к скальным трещиноватым грунтам, чьи свойства во многом определяются степенью трещиноватости карбонатного массива. Поэтому задачей научной работы было оценить степень трещиноватости структурного элювия (Зона В) и сохранный массив (Зона Г)

Зона В представлена известняками и доломитами, разбитыми системами вертикальных и горизонтальных трещин на крупноблочные отдельности. Снизу вверх по разрезу последовательно увеличивается количество пересекающихся трещин, возрастает степень их раскрытия до 2,5 см, в полостях разрывных нарушений появляется иллювиальный тонкодисперсный карбонатный материал. Соответственно, снизу вверх уменьшаются размеры блоков отдельностей с блочной параллелепипедной до грубо-, толсто- и средне-плитчатой. Особенностью этих слоев является то, что блоки и плитки отдельностей карбонатных пород, несмотря на разобщенность в массивах, сохраняют залегание, а также структурно-текстурные признаки, присущие исходной, неизменной породе. По данным оптико-микроскопических исследований породы содержат 10-15% пор. Поры выщелачивания, межформенные, сообщающиеся, образуют извилистые каналы диаметром 0,05-0,1 мм. (Мощность в среднем до 2,0 м.). [1] Те есть, на начальной стадии гипергенного преобразования карбонатные породы подвергаются дезинтеграции, что приводит к увеличению их водо- и газопроницаемости.

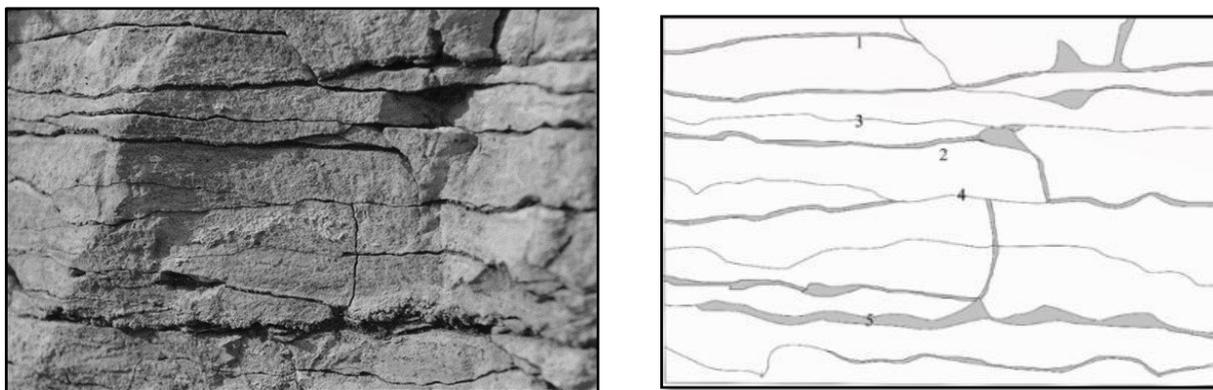


Рис. 2. Оценка трещиноватости зоны В

Зона Г представлена преимущественно плотными, слабо трещиноватыми известняками, доломитами со скрытозернистой структурой сложенные микрозернистым кальцитом. По данным оптико-микроскопических исследований породы имеют преимущественно однородный минеральный состав и структур, что предопределяет высокую устойчивость пород к процессам выветривания. Породы содержат 2-4% пор. Поры межзерновые, субкапиллярной размерностью, участками отмечаются расширения поровых каналов до 0,05 мм. За счет этого они в большей части разрезов стенок карьеров являются ложем для покровных элювиальных отложений. Породы секутся редкими вертикальными трещинами раскрытостью до 1,1 см, обуславливающими хорошие дренирующие свойства карбонатных массивов. За счет проточного режима зоны аэрации здесь практически не формируются водонесные горизонты [1].

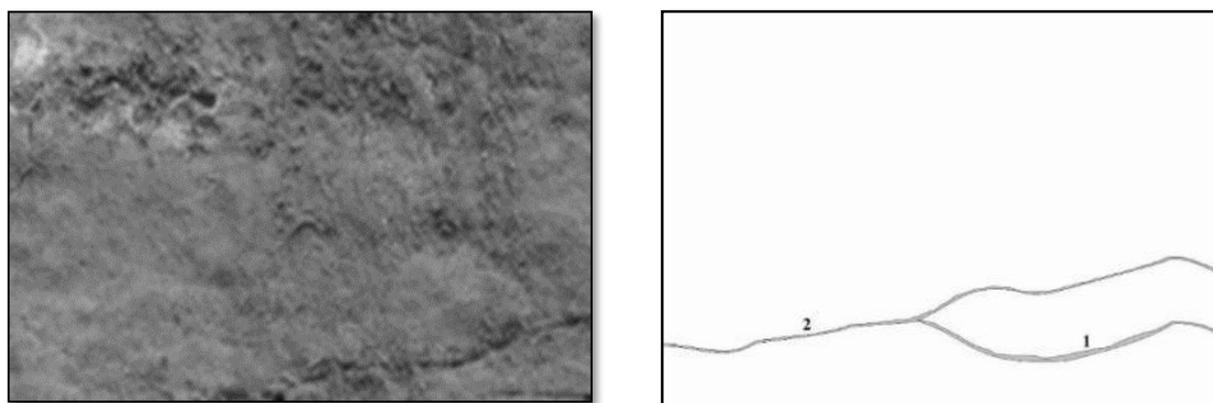


Рис. 3. Оценка трещиноватости зоны Г

Согласно работам [3] устойчивость пород в трещиноватых массивах будет определяться размерами элементарных блоков отдельностей. Поэтому были проведены подсчеты геометрических параметров экзогенных трещин разгрузки и размеров отдельностей в бортах карьеров. Согласно полученным результатам в основании структурного элювия размеры блоков отдельностей в виде параллелепипедов варьируют по длине в пределах 25,0-50,0 см, по ширине – 20,0-30,0 см, по высоте – 15,0-25,0 см. Коэффициент трещиноватости ( $K_{тр}$ ) составляет 5-10%.

По классификации Л.И. Нейштадт [5] слой структурного элювия (Зона В) по степени трещиноватости можно отнести к средне- и сильнотрещиноватым с упорядоченной трещиноватостью за счет преимущественного развития трех систем трещин разгрузки, разбивающих грунтовой массив на блочные и плитчатые отдельности.

С точки зрения классификации Л.И. Нейштадт [5] нижнюю часть профиля коры выветривания (Зона Г) можно отнести к средне-трещиноватым и трещиноватым.

Как видно из таблицы, в разрезах карбонатных массивов снизу вверх, по мере увеличения интенсивности трещиноватости, происходит последовательное ухудшение механических свойств пород. Прочные ( $R_{сж} = 120-50$  МПа) известняки переходят сначала в группу скальных пород средней прочности ( $R_{сж} = 15-50$  МПа), а затем в группу скальных малопрочных грунтов в самой верхней части разреза ( $R_{сж} = 5-15$  МПа) [1].

Сводная таблица физических свойств и прочности карбонатных элювиальных грунтов

Зоны элювия	Прочность ненарушенной породы в водонасыщенном состоянии, $R_c, \text{МПа}$	Плотность в природном состоянии, $\rho, \text{г/см}^3$	Коэффициент выветрелости $K_{\text{вр}}$	Диапазон трещин (максим), см	Коэффициент трещинной пустотности $K_{\text{тр}}, \%$	Классификация трещиноватости по Л.И. Нейштадт (1957 г.)
Зона структурного элювия (Зона В)	$15 < R_c < 50$	$2,2 < \rho < 2,6$	Обломки практически неветрелые ( $0,95 < K_{\text{вр}}$ ).	0,1-2,5	5-15	Породы от сильно-трещиноватых ( $K_{\text{тр}}$ – от 5 до 10 %) до средне трещиноватых ( $K_{\text{тр}}$ – от 2 до 5 %).
Зона слабого изменения (Зона Г)	$50 < R_c < 120$	$2,6 < \rho < 2,9$	Обломки практически неветрелые ( $0,95 < K_{\text{вр}}$ ).	0,1-1,1	1-5	Породы от средне-трещиноватых ( $K_{\text{тр}}$ – от 2 до 5 %) до трещиноватых ( $K_{\text{тр}} < 2 \%$ ).

Подобная закономерность обусловлена снижением сил межзерновых структурных связей в породах по мере возрастания расклинивающего воздействия капиллярно-поровых вод [4] с увеличением трещинной водопроницаемости карбонатных массивов, что в дальнейшем может способствовать развитию неблагоприятных экзогенных процессов таких как, карст, суффозия, разуплотнение грунтов. Трещиноватость является одной из характеристик структуры массива горной породы, которая напрямую взаимосвязана с важнейшими показателями грунтов-оснований инженерных сооружений, такими как прочность и устойчивость горных пород, деформируемость, глубина проникновения агентов выветривания (морозного растрескивания и усадки), оказывает влияние на интенсивность развития процессов выветривания, развитие и течение коррозионных и карстово-образовательных процессов, температурный режим в толще горных пород, трудность разработки и строительную категорию горных пород, определение мощности съема горных пород при проектировании сооружений.

#### Литература

1. Гараева А.Н., Латыпов А.И., Зарипова Д.Р. Особенности гипергенного преобразования карбонатно-терригенных пород Бугульминско-Белебеевской возвышенности // Геологические науки – 2021: Материалы Всерос. научно-практ. конф. (Саратов, 2 – 3 декабря 2021 г.) – Саратов: Издательство «Техно-Декор», 2021. – С.49-53 с.
2. ГОСТ 25100 2011. Грунты. Классификация.
3. Мочалов А.М., Кагермазова С.В., Гребенцекова Г.А. Учет влияния трещиноватости скальных и полускальных пород на прочность массива при оценке устойчивости бортов карьеров по данным разведки // Записки горного института. 2011. Т. 190, с. 304-309.
4. Осипов В.И. Физико-химическая теория эффективных напряжений в грунтах // Грунтоведение. 2013. №2, с.3-34.
5. Newstadt L.I. Methods of geological researching fracturing rock at engineering-geological research. Moscow – Leningrad, 1957.

## АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ДЗЕРЖИНСКОГО РАЙОНА Г. ПЕРМИ С ЦЕЛЬЮ ОЦЕНКИ РАЗВИТИЯ КАРСТОВЫХ ПРОЦЕССОВ

**Гильманов Марат Ибрагимович**

ФГАОУ ВО «Пермский государственный национальный исследовательский университет»,  
студент 4 курса, г. Пермь  
e-mail: m.gilmanov2000@yandex.ru

**Бажутин Павел Игоревич**

ФГАОУ ВО «Пермский государственный национальный исследовательский университет»,  
аспирант 1 года обучения, г. Пермь  
e-mail: bazhutin@antikarst.ru

**Научный руководитель:** к.г.-м.н., заведующий лабораторией прогнозного моделирования в геосистемах ПГНИУ, Щербаков Сергей Владимирович

**Аннотация:** В ряде районов Пермского края обнажаются или залегают вблизи земной поверхности сравнительно легкорастворимые подземными и/или поверхностными водами горные породы: известняки и доломиты, гипсы и ангидриты, каменная и калийная соли. Просачивающиеся вглубь по трещинам дождевые и талые снеговые воды, а также движущиеся на глубине подземные воды, растворяют эти горные породы. В результате под землей развивается карстовые процессы, которые, в свою очередь, сопровождаются размывом пород, суффозией, деформациями поверхности земли и оснований зданий и сооружений (провалы, оседания, воронки), изменением свойств грунтов покрывающей толщи, формированием особого характера циркуляции и режима подземных и поверхностных вод и специфического рельефа местности.

**Ключевые слова:** карст, карстовые процессы, Пермский край, горные породы, подземные карстопроявления.

## ANALYSIS OF THE GEOLOGICAL STRUCTURE OF THE DZERZHINSKY DISTRICT OF PERM WITH THE PURPOSE OF ASSESSING THE DEVELOPMENT OF KARST PROCESSES

**Gilmanov Marat**

FSAEI of HE «Perm State National Research University»,  
4<sup>th</sup> year student, Perm  
e-mail: m.gilmanov2000@yandex.ru

**Bazhutin Pavel**

FSAEI of HE «Perm State National Research University»,  
Post-graduate Student, Perm  
e-mail: bazhutin@antikarst.ru

**Research Supervisor:** Candidate of Geology and Mineralogy, Head of the Laboratory of Predictive Modeling in Geosystems PSNRU, **Sherbakov Sergei**

**Abstract:** In a number of regions of the Perm Territory, rocks that are relatively easily soluble by underground and/or surface waters are exposed or lie near the earth's surface: limestones and dolomites, gypsum and anhydrites, rock and potassium salts. Rain and melt snow water seeping deep into the cracks, as well as groundwater moving at a depth, dissolve these rocks. As a result, karst processes develop underground, which, in turn, are accompanied by erosion of rocks, suffusion, deformations of the earth's surface and foundations of buildings and structures (failures, subsidence, funnels), changes in the properties of soils of the overburden, formation of a special nature of circulation and regime of underground and surface waters and specific terrain.

**Keywords:** karst, karst processes, Perm region, rocks, underground karst manifestations.

В ряде районов Пермского края обнажаются или залегают вблизи земной поверхности сравнительно легкорастворимые подземными и/или поверхностными водами горные породы: известняки и доломиты, гипсы и ангидриты, каменная и калийная соли. Просачивающиеся вглубь по трещинам дождевые и талые снеговые воды, а также движущиеся на глубине подземные воды, растворяют эти горные породы. В результате под землей развивается карстовые процессы, которые, в свою очередь, сопровождаются размытием пород, суффозией, деформациями поверхности земли и оснований зданий и сооружений (провалы, оседания, воронки), изменением свойств грунтов покрывающей толщи, формированием особого характера циркуляции и режима подземных и поверхностных вод и специфического рельефа местности.

Пермский край отличается большим разнообразием типовых видов карста, значительным потенциалом добывающей и перерабатывающей промышленности и, соответственно, существенной техногенной нагрузкой на природные объекты. Несомненно, совокупность этих обстоятельств требует тщательной оценки карстовых процессов, с целью избегания или ликвидации неблагоприятных последствий. Аналогичные ситуации имеются и в других регионах России и мира, что делает процесс изучения карста особенно актуальным [1,4].

Инженерно-карстологические изыскания в районе исследования должны обеспечивать определение инженерно-геологических условий развития карста (далее – ИГУ), составление прогноза изменения ИГУ развития карстовых процессов. Инженерно-геологические изыскания регламентируются требованиями нормативных документов и включают в себя (сбор и обработка материалов изысканий прошлых лет, дешифрирование аэро- и космоматериалов, маршрутные наблюдения, проходка горных выработок, полевые исследования грунтов, гидрогеологические, геофизические, сейсмологические исследования, лабораторные исследования грунтов и подземных вод, камеральная обработка материалов, составление прогноза изменений инженерно-геологических условий, оценка опасности и риска от геологических и инженерно-геологических условий, составление технического отчета).

При изысканиях в районах развития карста необходимо устанавливать: распространение, состав, состояние и условия залегания карстующихся и покрывающих пород; тип карста; структурно-тектонические, гидрогеологические и геоморфологические условия развития карста; проявления карста на земной поверхности – наличие провалов, воронок, оседаний поверхности земли и др.; подземные проявления карста – наличие разнообразных полостей, разрушенных и разуплотненных зон в карстующихся и покрывающих породах, наличие и состав заполнителя и полостей; границы участков различной степени закарстованности.

При гидрогеологических исследованиях следует устанавливать:

- распространение и условия залегания водоносных горизонтов в покрывающих, карстующихся и подстилающих отложениях;
- взаимосвязь между водоносными горизонтами и поверхностными водами;
- влияние техногенных факторов на изменение гидрогеологических условий;
- режим подземных вод;
- химический состав и растворяющую способность поверхностных и подземных вод по отношению к карстующимся породам;
- фильтрационные свойства карстующихся и покрывающих пород, а также направления и скорости движения подземных вод.

Материалы инженерно-геологических изысканий должны включать рекомендации по освоению территории (в том числе по исключению из использования особо опасных участков), выбору площадок и размещению сооружений с учетом необходимости выполнения против карстовых мероприятий, а также по проведению дальнейших исследований. По результатам инженерно-карстологических изысканий должна быть дана предварительная оценка условий и интенсивности развития карста, а также степени опасности карстового процесса для проектируемого строительства, с учетом возможных техногенных воздействий [5,6].

В соответствии с СП 11-105-97, ч II (п.5.1.5) по составу закарстованных пород выделяют типы карста: карбонатный (труднорастворимые породы – известняк, доломит, мел, мрамор); сульфатный (среднерастворимые породы – гипс, ангидрит) и хлоридный, или соляной (легкорастворимые породы – галит, сильвин, карналли). Существуют следующие подземные карстовые формы: расширенные растворением трещины; поры растворения; каверны; разнообразные полости (в том числе, пещеры); разрушенные и разуплотненные зоны; поверхности растворения слоев карстующихся пород и др. По условиям залегания различают два вида карста: открытый – карстующиеся породы залегают с по-

верхности и покрытый (имеющий преимущественное распространение на территории России) – карстующиеся породы покрыты сверху нерастворимыми породами [5].

Особенности инженерно-геологических условий участка распространения карстовых процесс рассмотрены на примере исследуемого участка в пределах Дзержинского района города Перми. Оценка геологических условий территории исследования дана по результатам выполненных инженерно-геологических изысканий в 2021 году.

Исследуемый участок расположен в северо-восточной части г. Перми (рисунок 1). Территория работ относится к хорошо освоенным регионам и подвержена большому техногенному воздействию. Территория. В геоморфологическом отношении рассматриваемая территория приурочена к левобережному склону р. Кама, осложненному водотоками разного порядка (р. Светлушка, р. Данилиха), выделяются II, III и IV надпойменные террасы, аллювиально-делювиальный и делювиальный склоны, долины малых рек. Рельеф территории как элемент городской среды спланирован в результате хозяйственной деятельности по строительству автомобильных дорог, зданий различного назначения, прокладки инженерных коммуникаций. Участок исследования расположен на территории старой городской застройки, частично захватывает пустыри, покрытые растительностью (береза, тополь, клен, трава). Крупных отдельностей, таких, как холмы, овраги, балки, участки проработанной территории не выявлены. Абсолютные отметки рельефа изменяются от 101 м до 111 м.



Рис. 1. – Расположение исследуемого участка и архивных скважин

Согласно Государственной геологической карте РФ масштаба 1:1000000 лист О-40 участок исследования сложен отложениями пермской системы, с перекрывающими четвертичными отложениями.

Пермская система представлена шешминской свитой ( $P_{1ss}$ ). Наряду с преобладающими песчано-глинистыми образованиями в ней присутствуют серые известковистые аргиллиты и песчаники. Четвертичная система сложена аллювиальными отложениями. Аллювий пойменных террас и русла ( $a_H$ ) – галечники и пески, иловатые глины и алевритовые пески. Аллювий второй надпойменной террасы ( $a_2III$ ) – гравийно-галечные пески алевритовые пески с прослоями супесей, глин, линзами гравийников. Аллювий первой надпойменной террасы ( $a_1III$ ) – полимиктовые гравийные пески с линзами гравийных галечников и иловатых синевато-серых глин; песками с линзами гравийников, супесей и глин; разнозернистые пески, содержащие тонкие линзы синевато-серых старичных глин, волнисто-слоистые алевриты и супеси (рисунок 2).

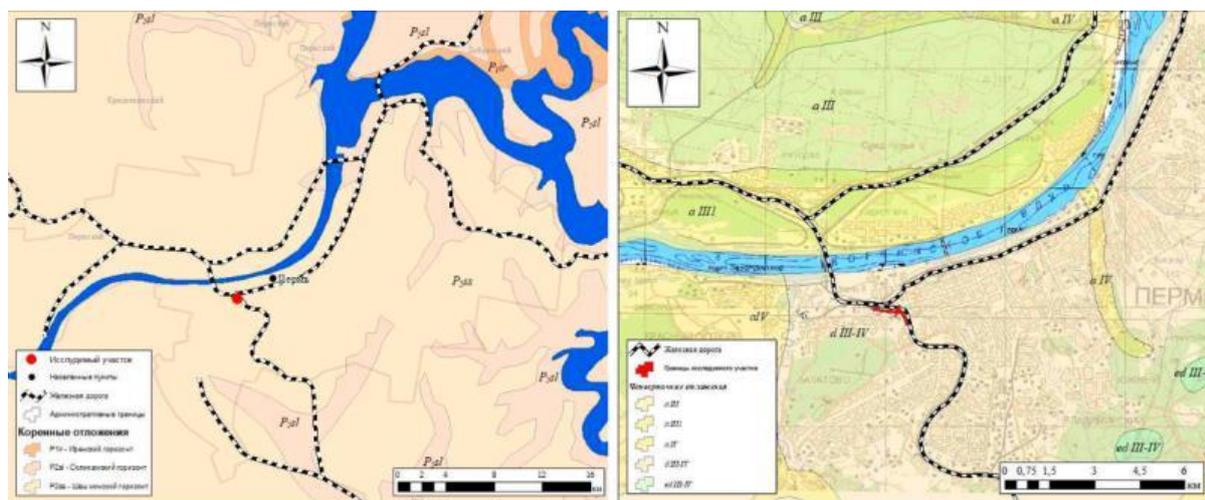


Рис. 2. – Фрагменты карты дочетвертичных отложений (слева) и четвертичных отложений (справа) в пределах участка исследования

Геологический разрез исследуемого участка по данным инженерно-геологического бурения скважин глубиной до 30 м (абс. отм. 73,4 м), представлен четвертичными отложениями, представленными техногенными грунтами, песками, суглинками, супесями, гравийно-галечниковыми грунтами, песчаниками, алевритами. Достижимая мощность до 2,3-10,0 м.

По данным архивных скважин с-669, с-628, с-289, с-534 расположенных на расстоянии 1,0-1,4 км от участка исследования (рисунок 1), пробуренных до глубины 90 м (абс. отм. минус 5,0 м) геологический разрез исследуемого участка, ниже четвертичных отложений, представлен аргиллитами плотными и песчаниками крепкими вскрытая мощность 30 м и 38 м соответственно.

Исходя из вышесказанного по материалам бурения инженерно-геологических скважин до глубины 30 м, а также по данным бурения архивных скважин глубиной до 90 м, карстующиеся породы встречены не были. Карст на данной территории покрытый, карбонатный, карстующимися породами являются труднорастворимые известняки, залегающие на глубине более 90 м и перекрытые мощной толщей водоупорных отложений.

Гидрогеологические условия территории исследования характеризуются развитием двух основных водоносных горизонтов: грунтового, приуроченного к техногенным и аллювиальным отложениям, и межпластового, приуроченного к песчанику и аргиллиту среднепермских отложений.

Грунтовые воды вскрыты инженерно-геологическими скважинами в кровле аллювиальных песков, уровень грунтовых вод варьируется на глубине от 0,8 м до 4,0 м, воды безнапорные. Межпластовые воды вскрыты в песчаниках и аргиллитах среднего отдела пермской системы, глубина залегания межпластовых вод варьируется в пределах 23,0-54,0 м, воды обладают напором величиной до 38,0 м.

По химическому составу воды гидрокарбонатные кальциево-магниево-кальциевые, хлоридно-гидрокарбонатно-сульфатные магниево-кальциевые, сульфатно-гидрокарбонатные натриево-калиево-кальциевые, хлоридно-сульфатные кальциевые.

Оценка развития карстовых процессов произведена с учетом существующих тематических карт и схем районирования карста на территории РФ и Пермского края:

Согласно карте карстовой опасности, на территории России (Институт геоэкологии РАН, ГНТП «Безопасность», 1993), исследуемый участок располагается в пределах территории возможного проявления карста при техногенном воздействии. Согласно карте карстовой опасности, на территории Пермского края (Минерально-сырьевые ресурсы Пермского края, 2006), изыскиваемый участок относится к территории, характеризующейся как неопасная (рисунок 3) [2,3]



Рис. 3. – Расположение исследуемого участка на фрагментах карт карстовой опасности на территории России (слева) и Пермского края (справа).

Принимая во внимание проведенный анализ геологического строения, гидрогеологических условий и др. имеющихся данных изысканий на исследуемой территории, в пределах участка карстующиеся породы залегают на глубине более 90 м и перекрыты мощной толщей водоупорных отложений, также отсутствуют данные о когда-либо возникавших карстовых деформациях в окрестностях территорий изысканий. Согласно СП11-105-97 ч. II исследуемая площадка характеризуется как неопасная, соответственно возникновение карстовых провалов земной поверхности невозможно и мероприятия по противокарстовой защите не требуются.

#### Литература

1. Горбунова К. А., Андрейчук В. Н., Костарев В. П., Максимович Н. Г. Карст и пещеры Пермской области. – Пермь: Изд-во Перм. ун-та, 1992.–200 с. [1]
2. Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1:1000000. Третье поколение. Уральская серия. Карта плиоцен-четвертичных образований. Лист О-40 (Пермь). ВСЕГЕИ, СПб, 2015. [2]
3. Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1:1000000. Третье поколение. Уральская серия. Геологическая карта доплиоценовых образований. Лист О-40 (Пермь). ВСЕГЕИ, СПб, 2015. [3]
4. Катаев В.Н., Максимович Н.Г., Мецержакова О.Ю., 2013. Журнал: Вестник Балтийского федерального университета им. И. Канта. 2013. Вып. 1. С. 56–66. [4]
5. СП 11-105-97. Инженерно-геологические изыскания для строительства. Ч. II. Правила производства работ в районах развития опасных геологических и инженерно-геологических процессов. М.: Госстрой России, 2000. [5]
6. СП 116.13330.2012 Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от опасных геологических процессов. Основные положения Актуализированная редакция СНиП 22-02-2003. Ростандарт, 2013. [6]

## ВОЗМОЖНОСТЬ СОЗДАНИЯ ЦИФРОВОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ БАЗЫ ДАННЫХ ДЛЯ ВЕДЕНИЯ BIM С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫХ ПРОГРАММНЫХ КОМПЛЕКСОВ

*Дмитриченко Надежда Валерьевна*

*Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
"Кубанский государственный университет" (ФГБОУ ВО «КубГУ»),  
студент (магистрант) 2 курса, г. Краснодар  
e-mail: nadmitrichenko13@gmail.com*

*Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент, Ивануш Ирина Валерьевна*

**Аннотация:** Создание трехмерных цифровых геологических моделей – это давно назревшая необходимость, которая, с всеобщим внедрением BIM-технологий, обрела уже острую значимость. Построение и использование цифровых геологических моделей возможно при помощи специализированных программных комплексов.

**Ключевые слова:** BIM, цифровая геологическая модель, инженерно-геологические изыскания, GEO5, Credo, Civil.

## ВОЗМОЖНОСТЬ СОЗДАНИЯ ЦИФРОВОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ БАЗЫ ДАННЫХ ДЛЯ ВЕДЕНИЯ BIM С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫХ ПРОГРАММНЫХ КОМПЛЕКСОВ

*Dmitrichenko Nadezhda Valeryevna*

*Kuban State University,  
2st year Master's Degree Student, Krasnodar  
e-mail: nadmitrichenko13@gmail.com*

*Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader, Ivanus Irina Valeryevna*

**Abstract:** Creating three-dimensional digital geological models is a necessity. With the universal introduction of BIM technologies, it is of great importance. The construction and use of digital geological models is possible with the help of specialized software systems.

**Keywords:** BIM, digital geological model, engineering and geological surveys, GEO5, Credo, Civil.

С недавнего времени в Российской Федерации в практику проектирования и строительства интенсивно вводятся технологии информационного моделирования зданий и сооружений (BIM – Building Information Modelling). BIM – это комплексный подход, основанный на использовании переносимого программного обеспечения и, соответственно, каких-либо решений в области проектирования, управления информацией, коммуникации и взаимодействия [1]. Главный принцип использования BIM – формирование возможности тесного взаимодействия между различными компонентами на протяжении всего жизненного цикла объекта (рис. 1). В данной работе рассмотрена возможность создания цифровой инженерно-геологической базы данных для ведения BIM с использованием специализированных программных комплексов.



Рис. 1. Взаимодействие между компонентами объекта на протяжении всего жизненного цикла

Совсем недавно вступил в силу СП 333.1325800 [9], касающийся информационного моделирования в строительстве, согласно которому, модель-это совокупность взаимосвязанных инженерно-геодезических, геологических, гидрометеорологических, экологических, а также геотехнических данных, и данных о территории объекта, представленных в цифровом виде. А цифровая информационная 3D-модель-это электронный документ в составе информационной модели объекта строительства, представленный в цифровом объектно-пространственном виде. Однако, цифровой вид – это не только изображения, но и наличие атрибутивных данных-характеристик объектов, позволяющих передать потребителю полную характеристику объектов системы в виде фото, видеоматериалов, результатов полевых и лабораторных описаний. Свод правил как бы предусматривает, что требования к информационным моделям могут быть расширены в отношении конкретного объекта в техническом задании заказчика.

В данный момент, ситуация с цифровой геологической 3D-моделью следующая: цифровая модель есть, но она не используется по назначению. Да, мы строим разрезы, но по факту, происходит просто передача цифр, т.е. специалисты в области проектирования не рассматривают эту модель, как часть геологического пространства, с изменяющимися во времени и на протяжении характеристиками. Таким образом, на данный момент, вопрос создания качественной геологической 3D модели стоит остро, ведь она может быть использована как при геотехнических, так и при проектных решениях, а также при строительстве, и, соответственно, эксплуатации сооружения.

Явными преимуществами создания и использования цифровой геологической модели является возможность подборки оптимального местоположения объекта на этапе проектирования без дополнительных мероприятий и затрат на основании имеющихся данных изыскательских работ (при условии достаточного объёма и высокого качества полученных характеристик). Таким образом, появляется некая мобильность проекта, и, как следствие, быстрота принятия решений в независимости от площади и протяжённости объекта, что является немаловажным преимуществом для линейных сооружений (железнодорожных и автодорог, трубопроводов, линейно-кабельных сооружений и т. д.). Кроме того, возникает возможность рассмотрения взаимосвязи между нагрузками и конструктивными особенностями не только сооружений, входящих в проект, но и сооружений, территориально не попадающих в зону изучения, но оказывающих значительное влияние на грунтовый массив, и/или сооружений, которые оказывают негативное влияние на устойчивость геологической среды и могут спроецировать возникновение опасных геологических процессов. Благодаря качественной геологической модели представляется возможным смоделировать поведение массива грунта при изменчивости внешних факторов (статические и динамические нагрузки, изменение уровня грунтовых вод, особенности специфических грунтов и т.д.).

Таким образом, создание трехмерных цифровых геологических моделей – это давно назревшая необходимость, которая, с всеобщим внедрением BIM технологий, обрела уже острую значимость.

Пример трёхмерно геотехнической модели приведён на рисунке 2, геологической-на рисунке 3.

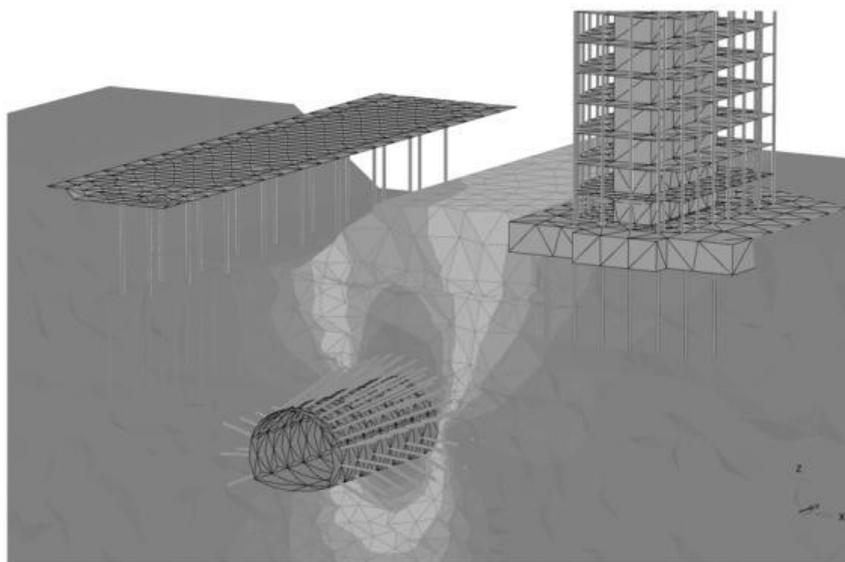


Рис. 2. Пример геотехнической трёхмерной модели

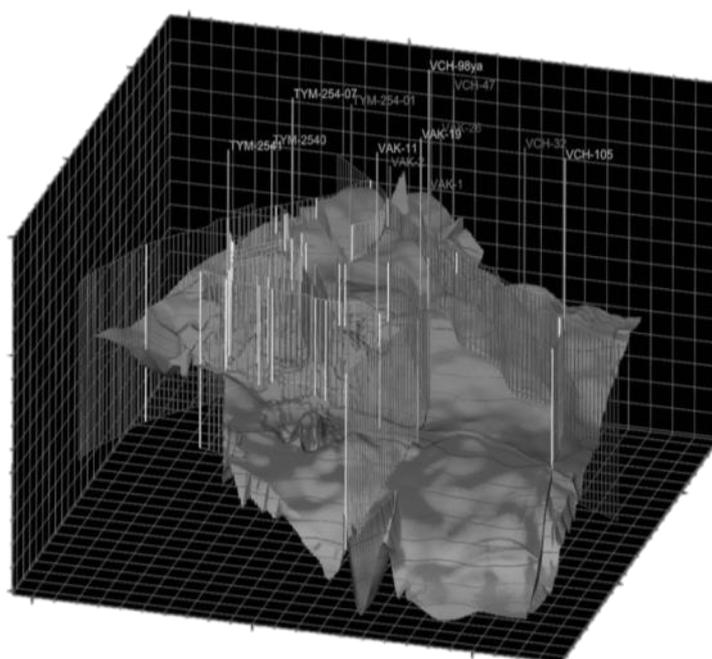


Рис. 3. Пример геологической трёхмерной модели

Создание и ведение единой базы данных на всей цепочке изыскания проектирование – строительство – эксплуатация (мониторинг) для некоторого объёма геологической среды возможно при помощи специализированных программных комплексов. На мировом рынке их достаточное количество, некоторые прошли локализацию и в России.

В настоящее время имеется возможность выбора специализированных комплексов по предпочтениям. Критериями оценки программ будут выступать: функционал, интерфейс и удобство использования, доступность (в ценовом и технологическом отношении), совместимость форматов входных и выходных данных для дальнейшей работы специалиста на последующих этапах.

К наиболее известным и распространённым программным комплексам, позволяющим вести BIM, относятся CREDO, Allplan, Civil, Revit, GEO5, Renga, Aveva и другие.

В качестве примера рассмотрим программный комплекс GEO5 [5]. Функционал программного комплекса позволяет по данным буровых скважин и результатов полевых испытаний грунтов создавать геологические сечения, и, самое важное, цифровую инженерно-геологическую 3D-модель территории. Важно отметить, что все интерпретированные данные будут доступны для взаимодействия и управления для всех участников процесса проектирования и строительства на всех этапах жизненного цикла сооружения. Напомним, что такой подход является основой для BIM-моделирования.

Внедрение именно такой модели геологии (базы данных) позволит создать непрерывную модель, а не только плоскую – разрезную. Кроме того, учет геофизических данных позволяет уточнять и корректировать имеющуюся модель по мере выполнения дополнительных работ.

К входным данным, необходимым для создания геологической базы данных, будет относиться информация о высотных отметках рельефа исследуемой территории, расположении и глубине технических и разведочных скважин, залегании, литологическом составе и физико-механических свойствах горных пород, уровне грунтовых вод и т.д.

Созданная модель может быть передана проектировщикам для работы с ней на этапе создания цифровой модели проекта будущего сооружения в своих программных продуктах, либо позволит выполнить расчет фундамента. При необходимости, уже готовая цифровая модель может вернуться обратно в GEO5 для осуществления расчета устойчивости откоса или подпорных стен, укрепляющих и удерживающих конструкций, если появляется такая надобность в процессе проектирования.

Все программы внутри комплекса GEO5 взаимосвязаны. Передача данных из одного модуля в другой осуществляется с помощью специальной буферной памяти – ГеоБуфера. Он позволяет переносить всю конструкцию из одной программы в другую для дальнейшего анализа, а также даёт возможность не только перемещать данные между модулями, но и переносить их между этапами и режимами одной программы, что полностью отвечает требованиям BIM.

Таким образом, имея представительные данные, с помощью специализированного программного комплекса GEO5, появляется возможность построения качественной инженерно-геологической модели местности для дальнейшего взаимодействия со специалистами в области проектирования и строительства.

В работе были рассмотрены основные положения для создания геологической базы данных и последующего ведения BIM при помощи программного комплекса GEO5, однако, как было сказано ранее, в настоящее время имеется возможность выбора программ по собственным критериям и предпочтениям.

Например, отечественные технологии Кредо (Credo), кроме BIM, используются для обработки материалов инженерных изысканий, проектирования, разведки, добычи и транспортировки нефти и газа, создания и ведения крупномасштабных цифровых планов городов и промышленных предприятий, подготовки данных для землеустройства и геоинформационных систем, а также решения многих других инженерных задач [8].

Allplan – это комплексное программное обеспечение с применением BIM-технологий, которое пользуется большой популярностью во всем мире. Использование этого программного обеспечения позволяет разработать проект полного жизненного цикла объекта, что, в свою очередь, делает возможным сотрудничество специалистов из разных областей строительства и проектирования [2].

Renga – российская BIM-система для комплексного проектирования с необходимой функциональностью, понятным интерфейсом и доступной стоимостью. Вся документация, создаваемая в программе, соответствует используемой в России нормативно-технической документации. Созданная информационная модель объекта строительства используется на протяжении всего жизненного цикла [6].

Autodesk Civil 3D предназначен для проектирования объектов инфраструктуры и выпуска документации по ним. Моделирование объектов осуществляется по принципам технологии информационного моделирования зданий BIM [3].

Revit является прекрасным программным комплексом для автоматизированного проектирования, который реализует принцип информационного моделирования зданий. Комплекс предоставляет возможность 3D моделирования элементов здания, создания пользовательских объектов, организации совместной работы над проектом, начиная от концепции и заканчивая выпуском рабочих чертежей и спецификаций [7].

Отличительной особенностью комплекса Aveva являются каталоги и спецификации, включающие в себя все необходимые сведения о составных элементах различных компонентов проекта, в том числе их физических свойств, материалов, конструктивных особенностей. Данные сведения в спецификациях и каталогах AVEVA необходимы для разработки и внедрения, а также дальнейшей эксплуатации под конкретные цели и задачи трехмерной информационной модели здания, сооружения, инженерной сети или промышленного оборудования [4].

Итак, в заключение: BIM – новое, остро необходимое направление в инженерной геологии, позволяющее упростить взаимодействие между изыскателями, геологами, проектировщиками и геотехниками, но для этого необходима тщательная проработка форматов взаимодействия и определение взаимных требований к моделям.

Внедрение и использование BIM-технологий при строительстве, проектировании и эксплуатации сооружений позволит решить ряд проблем.

При помощи специализированных комплексов представляется возможным взаимодействие между различными компонентами на протяжении всего жизненного цикла объекта.

### **Литература**

1. Болдырев Г.Г. Технология информационного моделирования в геологии и геотехнике [Электронный ресурс] / Режим доступа: <https://www.geoinfo.ru/product/boldyrev-gennadij-grigorevich/tekhnologiya-informacionnogo-modelirovaniya-v-geologii-i-geotekhnike-44711.shtml>
2. Официальный сайт Allplan [Электронный ресурс] / Режим доступа: <https://allbim.pl/ru/>
3. Официальный сайт Autodesk Civil 3D [Электронный ресурс] / Режим доступа: <https://www.autodesk.ru/>
4. Официальный сайт Aveva [Электронный ресурс] / Режим доступа: <https://www.aveva.com/ru-ru/industries/infrastructure/>
5. Официальный сайт GEO5 [Электронный ресурс] / Режим доступа: <https://geo5.ru/>
6. Официальный сайт Renga [Электронный ресурс] / Режим доступа: [https://rengabim.com/?etext=2202.nSWSWyzWmQH9IG\\_Ts0eHHXZham1jb2pmdGdsaG5wZHA.d7a179b2f33e7c72eb7dc5f1b943bcb44b6fa3f5&yclid=1575274358333823588](https://rengabim.com/?etext=2202.nSWSWyzWmQH9IG_Ts0eHHXZham1jb2pmdGdsaG5wZHA.d7a179b2f33e7c72eb7dc5f1b943bcb44b6fa3f5&yclid=1575274358333823588)
7. Официальный сайт Revit [Электронный ресурс] / Режим доступа: <https://www.autodesk.com/>
8. Официальный сайт Кредо [Электронный ресурс] / Режим доступа: <https://credo-dialogue.ru/>
9. СП 333.1325800.2020 Информационное моделирование в строительстве. Правила формирования информационной модели объектов на различных стадиях жизненного цикла. М.: Стандартинформ, 2021, 195 с.

## ЗАВИСИМОСТЬ МОДУЛЯ ДЕФОРМАЦИИ ОТ ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО СОСТАВА ПЕСЧАНОГО ГРУНТА

**Женихова Анна Владимировна**

Федеральное государственное автономное образовательное  
учреждение высшего образования «Пермский  
государственный национальный университет»,  
магистрант 1 курса, г. Пермь,  
e-mail: anyagenihova@gmail.com

**Лесников Никита Олегович**

Федеральное государственное автономное образовательное  
учреждение высшего образования «Пермский  
государственный национальный университет»,  
магистрант 1 курса, г. Пермь,  
e-mail: nikitalesnikov\_pochta@mail.ru

**Научный руководитель:** кандидат геолого-минералогических наук,  
доцент, Ковалева Татьяна Геннадьевна

**Аннотация:** определены физические характеристики песчаного грунта, проведены лабораторные исследования влияния гранулометрического состава песчаного грунта на его модуль деформации. Проведен анализ полученных лабораторным способом результатов, и выявлена зависимость.

**Ключевые слова:** модуль деформации, песчаный грунт, гранулометрический состав.

## DEPENDENCE OF THE DEFORMATION MODULUS ON THE GRANULOMETRIC COMPOSITION OF SANDY SOIL

**Zhenikhova Anna**

Federal State Autonomous Educational Institution of Higher  
Education «Perm State National University»,  
1st year Master's Degree Student, Perm  
e-mail: anyagenihova@gmail.com

**Lesnikov Nikita**

Federal State Autonomous Educational Institution of Higher  
Education «Perm State National University»,  
1st year Master's Degree Student, Perm  
e-mail: nikitalesnikov\_pochta@mail.ru

**Research supervisor:** candidate of geological and mineralogical sciences,  
Reader, Kovalyova Tat'yana

**Abstract:** the physical characteristics of sandy soil are determined, laboratory studies of the influence of the granulometric composition of sandy soil on its deformation modulus are carried out. The analysis of the results obtained by the laboratory method was carried out, and the dependence was revealed.

**Key words:** modulus of deformation, sandy soil, granulometric composition.

**Введение:** Работа написана на основании лабораторных исследований, выполненных авторами. Выбранная тема актуальна для строительства зданий и сооружений на песчаных грунтах, так как большое значение на деформационные свойства оказывает гранулометрический состав, поэтому выявление зависимости важно для определения несущей способности фундаментов зданий и сооружений.

**Объект исследования:** песок средней крупности.

**Предмет исследования:** зависимость изменения деформационных характеристик песчаного грунта от процентного содержания мелкой фракции.

**Цель исследования:** определение зависимости изменения модуля деформации песчаного грунта от содержания частиц мелкой фракции.

**Задачи:**

- Определить гранулометрический состав исходного грунта;
- Классифицировать грунт по гранулометрическому составу;
- Провести деформационные испытания грунта с различным содержанием мелких частиц;
- Установить зависимость между деформационными характеристиками грунта и содержанием мелких частиц.

**Физические свойства.** По результатам испытаний, был выявлен гранулометрический состав исследуемого грунта и коэффициент неоднородности  $C_u=4$ . Согласно ГОСТ 12536 – 2014, исследуемый грунт является песком средней крупности, так как преобладающий размер частиц составил 0,5-0,25мм., так как коэффициент неоднородности  $C_u=4$ , грунт будет являться неоднородным.

Значение плотности твердых частиц было получено в ходе испытания пикнометрическим методом и составило 2,6 г/см<sup>3</sup>.

**Деформационные свойства.** Для определения деформационных характеристик песчаного грунта был использован метод компрессионного сжатия согласно ГОСТ 12248 – 2010. Компрессионные испытания проводились на образцах грунта с фиксированными показателями влажности и плотности равными 5% и 1,5 г/см<sup>3</sup>, соответственно; и процентным содержанием мелкой фракции 0%, 5%, 20%, 35%, 50%, 65%, 80%, 100%.

Ниже представлены журналы компрессионных испытаний и графики зависимости для каждого процентного содержания мелкой фракции.

Таблица 1

Содержание мелкой фракции 0%

Давление p, МПа	Показания индикаторов		Среднее значение	Тарир. поправка на прибор	Абсолютная деформация	Относительная деформация	Коэффициент пористости	Коэффициент сжимаемости	Коэффициент относительной деформации	Компрессионный модуль деформации
	h1	h2								
0,1	0,98	1,54	1,26	0,07	1,19	0,05	0,81	0,99	0,52	1,55
0,2	1,73	1,50	1,62	0,09	1,53	0,07	0,78	0,28	0,15	5,49
0,3	1,90	1,93	1,92	0,20	1,72	0,07	0,77	0,16	0,08	9,68

Таблица 2

Содержание мелкой фракции 5%

Давление p, МПа	Показания индикаторов		Среднее значение	Тарир. поправка на прибор	Абсолютная деформация	Относительная деформация	Коэффициент пористости	Коэффициент сжимаемости	Коэффициент относительной деформации	Компрессионный модуль деформации
	h1	h2								
0,1	1,04	0,93	0,99	0,15	0,84	0,04	0,84	0,69	0,36	2,20
0,2	1,36	1,18	1,27	0,16	1,11	0,05	0,82	0,23	0,12	6,69
0,3	1,53	1,33	1,43	0,18	1,25	0,05	0,81	0,12	0,06	13,14

Таблица 3

## Содержание мелкой фракции 20%

Давление p, МПа	Показания индикаторов		Среднее значение	Тарир. поправка на прибор Т, мм	Абсолютная деформация $\Delta h = h_{cp} - T$	Относительная деформация $\Delta h/h$	Коэффициент пористости $e_i$	Коэффициент сжимаемости $m_0$	Коэффициент относительной деформации	Компрессионный модуль деформации Е
	$h_1$	$h_2$								
0,1	0,64	0,67	0,66	0,07	0,59	0,03	0,86	0,49	0,25	3,15
0,2	0,84	0,99	0,92	0,09	0,83	0,04	0,84	0,20	0,10	7,67
0,3	1,15	1,13	1,14	0,20	0,94	0,04	0,83	0,10	0,05	16,00

Таблица 4

## Содержание мелкой фракции 35%

Давление p, МПа	Показания индикаторов		Среднее значение	Тарир. поправка на прибор Т, мм	Абсолютная деформация $\Delta h = h_{cp} - T$	Относительная деформация $\Delta h/h$	Коэффициент пористости $e_i$	Коэффициент сжимаемости $m_0$	Коэффициент относительной деформации	Компрессионный модуль деформации Е
	$h_1$	$h_2$								
0,1	0,69	0,85	0,77	0,15	0,62	0,03	0,86	0,51	0,27	2,97
0,2	0,90	1,02	0,96	0,16	0,80	0,03	0,84	0,15	0,08	10,22
0,3	1,06	1,11	1,09	0,18	0,91	0,04	0,83	0,09	0,05	17,52

Таблица 5

## Содержание мелкой фракции 50%

Давление p, МПа	Показания индикаторов		Среднее значение	Тарир. поправка на прибор Т, мм	Абсолютная деформация $\Delta h = h_{cp} - T$	Относительная деформация $\Delta h/h$	Коэффициент пористости $e_i$	Коэффициент сжимаемости $m_0$	Коэффициент относительной деформации	Компрессионный модуль деформации Е
	$h_1$	$h_2$								
0,1	0,62	0,65	0,64	0,15	0,49	0,02	0,87	0,40	0,21	3,79
0,2	0,85	0,86	0,86	0,16	0,70	0,03	0,85	0,17	0,09	8,76
0,3	0,99	0,99	0,99	0,18	0,81	0,04	0,84	0,10	0,05	16,00

Таблица 6

## Содержание мелкой фракции 65%

Давление p, МПа	Показания индикаторов		Среднее значение	Тарир. поправка на прибор Т, мм	Абсолютная деформация $\Delta h = h_{cp} - T$	Относительная деформация $\Delta h/h$	Коэффициент пористости $e_i$	Коэффициент сжимаемости $m_0$	Коэффициент относительной деформации	Компрессионный модуль деформации Е
	$h_1$	$h_2$								
0,1	0,64	0,68	0,66	0,07	0,59	0,03	0,86	0,49	0,26	3,12
0,2	0,83	0,90	0,87	0,09	0,78	0,03	0,85	0,15	0,08	9,95
0,3	1,15	1,05	1,10	0,20	0,90	0,04	0,84	0,10	0,05	14,72

Таблица 7

## Содержание мелкой фракции 80%

Давление p, МПа	Показания индикаторов		Среднее значение	Тарир. поправка на прибор Т, мм	Абсолютная деформация $\Delta h = h_{cp} - T$	Относительная деформация $\Delta h/h$	Коэффициент пористости $e_i$	Коэффициент сжимаемости $m_0$	Коэффициент относительной деформации	Компрессионный модуль деформации Е
	$h_1$	$h_2$								
0,1	0,77	0,62	0,70	0,07	0,63	0,03	0,86	0,52	0,27	2,94
0,2	1,01	0,87	0,94	0,09	0,85	0,04	0,84	0,19	0,10	8,18
0,3	1,41	0,99	1,20	0,20	1,00	0,04	0,83	0,12	0,07	12,27

Таблица 8

## Содержание мелкой фракции 100%

Давление p, МПа	Показания индикаторов		Среднее значение	Тарир. поправка на прибор Т, мм	Абсолютная деформация $\Delta h = h_{cp} - T$	Относительная деформация $\Delta h/h$	Коэффициент пористости $e_i$	Коэффициент сжимаемости $m_0$	Коэффициент относительной деформации	Компрессионный модуль деформации Е
	$h_1$	$h_2$								
0,1	0,77	0,62	0,70	0,07	0,63	0,03	0,86	0,52	0,27	2,94
0,2	0,89	1,43	1,16	0,16	1,00	0,04	0,83	0,31	0,16	4,91
0,3	1,25	1,50	1,38	0,17	1,21	0,05	0,81	0,17	0,09	8,98

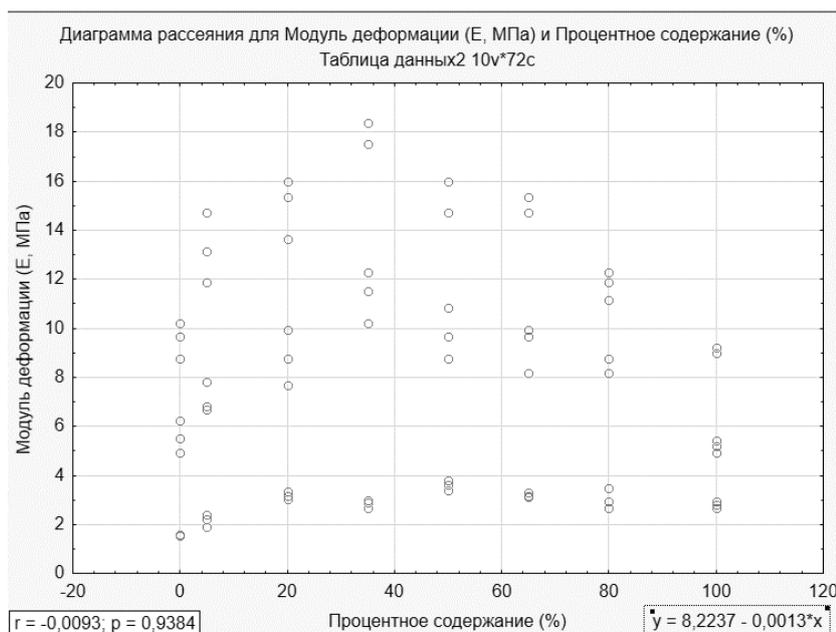


Рис. 1. Диаграмма рассеяния для E и %

Данная диаграмма рассеяния (Рис.1.) наглядно иллюстрирует, как при повышении процентного содержания мелкой фракции от 0 до 35% модуль деформации возрастает, а при дальнейшем повышении процентного содержания мелкой фракции песчаного грунта от 35 до 100% модуль деформации уменьшается. Это обуславливается тем, что до 35% крупные поры в песке средней крупности заполняются мелким песком, соответственно пористость уменьшается, а при дальнейшем добавлении песка мелкой фракции, пористость увеличивается, за счет увеличения количества мелких пор, соответственно модуль деформации при этом уменьшается.

**Заключение.** Таким образом, на основе классификации по гранулометрическому составу, было установлено, что исследуемый грунт – песок средней крупности. А также, по итогам проведения исследований удалось установить зависимость изменения модуля деформации песчаного грунта от содержания частиц мелкой фракции. Исходя из установленной зависимости, можно сказать, что наиболее устойчивым к деформациям будет грунт с 35% содержания мелкой фракции. Причиной этому служит наименьшая пористость за счет заполнения более крупных пор частицами мелкой фракции. На фоне этого можно сделать вывод, что при 35% содержания грунта показывает наилучшие деформационные характеристики.

### Литература

1. Гура Т. А. Деформации зданий и сооружений и порядок их выявления//Молодой ученый. – 2016 – №30 с.59 – 62.
2. ГОСТ 12248 – 2010 Грунты. Методы лабораторного определения характеристик прочности и деформируемости.
3. ГОСТ 12536 – 2014 Грунты. Методы лабораторного определения гранулометрического (зернового) состава.
4. ГОСТ 5180 – Грунты. Методы лабораторного определения физических характеристик.
5. Каченов В. И. Портареску Е. Л. Грунтоведение. Лабораторные работы. – 2008 Пермь.
6. Трофимов В. Т. Грунтоведение. Москва. – 2005. с.282, 472 – 474, 628 – 631.
7. Филатов М.М. Основы дорожного грунтоведения: учеб. пособие. – М.; Л.: Гострансиздат, 1936. с.239 – 241.
8. Шутенко Л.Н. Механика грунтов, основания и фундаменты. – 2015. с.52 – 54.

## ЗАВИСИМОСТЬ МОДУЛЯ ДЕФОРМАЦИИ ГЛИНИСТОГО ГРУНТА ОТ МИНЕРАЛЬНОГО СОСТАВА

**Лесников Никита Олегович**

Федеральное государственное автономное образовательное  
учреждение высшего образования «Пермский  
государственный национальный университет»,  
магистрант I курса, г. Пермь,  
e-mail: nikitalesnikov\_pochta@mail.ru

**Женихова Анна Владимировна**

Федеральное государственное автономное образовательное  
учреждение высшего образования «Пермский  
государственный национальный университет»,  
магистрант I курса, г. Пермь,  
e-mail: anyagenihova@gmail.com

**Научный руководитель:** кандидат геолого-минералогических наук,  
доцент, Ковалева Татьяна Геннадьевна

**Аннотация:** определены физические характеристики глинистого грунта, проведены лабораторные исследования влияния минерального состава глинистого грунта на его модуль деформации. Проведен анализ полученных лабораторным способом результатов, и выявлена зависимость.

**Ключевые слова:** модуль деформации, глинистый грунт, минеральный состав.

## DEPENDENCE OF DEFORMATION MODULUS OF CLAY SOIL ON MINERAL COMPOSITION

**Lesnikov Nikita**

Federal State Autonomous Educational Institution of Higher  
Education «Perm State National University»,  
1st year Master's Degree Student, Perm  
e-mail: nikitalesnikov\_pochta@mail.ru

**Zhenikhova Anna**

Federal State Autonomous Educational Institution of Higher  
Education «Perm State National University»,  
1st year Master's Degree Student, Perm  
e-mail: anyagenihova@gmail.com

**Research supervisor:** candidate of geological and mineralogical sciences,  
Reader, Kovalyova Tat'yana

**Abstract:** the physical characteristics of clay soil are determined, laboratory studies of the influence of the mineral composition of clay soil on its deformation modulus are carried out. The analysis of the results obtained by the laboratory method was carried out, and the dependence was revealed.

**Key words:** modulus of deformation, clay soil, mineral composition.

**Введение:** Работа написана на основании лабораторных исследований, выполненных авторами. Выбранная тема актуальна для строительства зданий и сооружений на глинистых грунтах, так как большое значение на деформационные свойства оказывает минеральный состав, поэтому выявление зависимости важно для определения несущей способности фундаментов зданий и сооружений.

**Объект исследования:** глины монтмориллонитового состава.

**Предмет исследования:** зависимость изменения деформационных характеристик грунта от минерального состава, а именно изменения модуля деформации от процентного содержания монтмориллонита.

**Цель исследования:** определение зависимости модуля деформации от процентного содержания монтмориллонита.

**Задачи:**

- Изучить основные понятия и характеристики глинистых грунтов;
- Изучить характеристики объекта исследования и его физико-механические свойства;
- Разработать план проведения эксперимента;
- Определить минеральный состав грунта;
- Провести деформационные испытания глинистого грунта с разным содержанием монтмориллонита;
- Интерпретировать результаты испытаний, получить значения основных показателей деформационных свойств;
- Установить зависимость между модулем деформации глинистого грунта монтмориллонитового состава и процентным содержанием монтмориллонита.

**Минеральный состав.** Минеральный состав грунта был определен на основе рентгеноструктурного анализа, который основан на явлении дифракции рентгеновских лучей от кристаллической решетки минералов (либо других твердых фаз).

Анализ осуществлялся в соответствии с методиками: МП-03/РФ-2015 "Рентгенографический количественный фазовый анализ осадочных горных пород" и МП-04/РФ-2015 "Рентгенографический полуколичественный фазовый анализ глинистых горных пород"

Для достижения нужных процентных содержаний монтмориллонита, использовались две глины монтмориллонитового состава с разным содержанием монтмориллонита, минеральный состав данных грунтов приведен ниже в таблице 1 и в таблице 2.

Таблица 1

Минеральный состав грунта №1

Минерал	Содержание, %
Кварц	39,2
КПШ	10,4
Плагиоклазы	18,3
Иллит(гидролюда)	3,21
Каолинит	2,57
Монтмориллонит	26,32
Сумма	100

Таблица 2

Минеральный состав грунта №2

Минерал	Содержание, %
Кварц	14,1
КПШ	0,4
Плагиоклазы	1,9
Кальцит	0,9
Иллит(гидролюда)	0,8
Каолинит	0,8
Монтмориллонит	81,1
Сумма	100

**Физические свойства.** Грунт №1. По результатам двух испытаний, влажность на границе раскатывания составила 25%. Влажность на границе текучести – 43,7%. Число пластичности – 18,7. Согласно ГОСТ 25100-2011 «Грунты. Классификация» исследуемый грунт является глиной, так как значение его числа пластичности находится в выше 17.

Значение плотности твердых частиц было получено в ходе испытания пикнометрическим методом и составило 2,71.

Суммарное содержание глинистых частиц составляет 33,99% от общей массы грунта. Общее содержание пылевой фракции – 63,15%. Суммарное содержание песчаной фракции – 2,86%. Следовательно, в исследуемом грунте пылевых частиц больше, чем песчаных.

Согласно классификации, В. В. Охотина, глинистый грунт, содержащий от 30 до 60% глинистых частиц и содержащий больше пылевых частиц, чем песчаных, можно определить, как глину легкую пылеватую.

Грунт №2. По результатам двух испытаний, влажность на границе раскатывания составила 31,2%. Влажность на границе текучести – 89,5%. Число пластичности – 58,3. Согласно ГОСТ 25100-2011 «Грунты. Классификация» исследуемый грунт является глиной, так как значение его числа пластичности находится выше 17.

Значение плотности твердых частиц было получено в ходе испытания пикнометрическим методом и составило 2,73.

Суммарное содержание глинистых частиц составляет 31,16% от общей массы грунта. Общее содержание пылевой фракции – 67,94%. Суммарное содержание песчаной фракции – 0,9%. Следовательно, в исследуемом грунте пылевых частиц больше, чем песчаных.

Согласно классификации, В. В. Охотина, глинистый грунт, содержащий от 30 до 60% глинистых частиц и содержащий больше пылевых частиц, чем песчаных, можно определить, как глину легкую пылеватую.

**Деформационные свойства.** Для определения деформационных характеристик был использован метод компрессионного сжатия согласно ГОСТ 12248 – 2010.

Компрессионные испытания проводились на образцах грунта с заданным и неизменным значениями влажности и плотности, равными 35% и 1,85 г/см<sup>3</sup>, соответственно.

В испытаниях принимали участие образцы с следующим заданным содержанием монтмориллонита- 26,32%, 30%, 40%, 50%, 60%, 70%, 80%.

Ниже представлены журналы компрессионных испытаний и общая диаграмма рассеяния, построенная по результатам компрессионных испытаний с разным содержанием монтмориллонита, отображающая зависимость модуля деформации от процентного содержания монтмориллонита при заданных параметрах плотности и влажности.

Таблица 3

Содержание монтмориллонита 26,32%

Давление p, МПа	Показания индикаторов		Среднее значение, h <sub>ср</sub> , мм	Тариров. поправка на прибор, T, мм	Абсолют. деформ. Δh = h <sub>ср</sub> - T	Относит. деформ.-я Δh/h	Коэф. Пористости	Коэф. Сжимаемости МПа-1	Коэф. Относительной сжимаемости	Компрессионный модуль деформации
	h1	h2								
0,1	1,54	1,04	1,29	0,15	1,14	0,050	0,882	0,981	0,496	0,807
0,2	2,42	2,18	2,3	0,16	2,14	0,093	0,796	0,861	0,435	0,920
0,3	2,9	2,95	2,93	0,18	2,75	0,120	0,743	0,525	0,265	1,508

Таблица 4

## Содержание монтмориллонита 30%

Давление p, МПа	Показания индикаторов		Среднее значение, $h_{cp}$ , мм	Тариров. поправка на прибор, Т, мм	Абсолют. деформ. $\Delta h = h_{cp} - T$	Относит. деформ. $\Delta h/h$	Коэф. Пористости	Коэф. Сжимаемости МПа-1	Коэф. Относительной сжимаемости	Компрессионный модуль деформации
	$h_1$	$h_2$								
0,1	1,29	1,27	1,28	0,07	1,21	0,053	0,876	1,042	0,526	0,760
0,2	2,08	1,77	1,93	0,09	1,84	0,080	0,822	0,542	0,274	1,460
0,3	2,67	2,73	2,7	0,2	2,5	0,109	0,765	0,568	0,287	1,394

Таблица 5

## Содержание монтмориллонита 40%

Давление p, МПа	Показания индикаторов		Среднее значение, $h_{cp}$ , мм	Тариров. поправка на прибор, Т, мм	Абсолют. деформ. $\Delta h = h_{cp} - T$	Относит. деформ. $\Delta h/h$	Коэф. Пористости	Коэф. Сжимаемости МПа-1	Коэф. Относительной сжимаемости	Компрессионный модуль деформации
	$h_1$	$h_2$								
0,1	0,79	0,82	0,81	0,15	0,66	0,029	0,923	0,568	0,287	1,394
0,2	1,66	1,55	1,61	0,16	1,45	0,063	0,855	0,680	0,343	1,165
0,3	2,09	1,99	2,04	0,18	1,86	0,081	0,820	0,353	0,178	2,244

Таблица 6

## Содержание монтмориллонита 50%

Давление p, МПа	Показания индикаторов		Среднее значение, $h_{cp}$ , мм	Тариров. поправка на прибор, Т, мм	Абсолют. деформ. $\Delta h = h_{cp} - T$	Относит. деформ. $\Delta h/h$	Коэф. Пористости	Коэф. Сжимаемости МПа-1	Коэф. Относительной сжимаемости	Компрессионный модуль деформации
	$h_1$	$h_2$								
0,1	0,75	0,7	0,73	0,07	0,66	0,029	0,923	0,568	0,287	1,394
0,2	1,27	1,24	1,26	0,09	1,17	0,051	0,879	0,439	0,222	1,804
0,3	1,81	1,83	1,82	0,2	1,62	0,070	0,841	0,387	0,196	2,044

Таблица 7

## Содержание монтмориллонита 60%

Давление p, МПа	Показания индикаторов		Среднее значение, $h_{cp}$ , мм	Тариров. поправка на прибор, Г. мм	Абсолют. деформ. $\Delta h = h_{cp} \cdot T$	Относит. деформ. $\Delta h/h$	Коеф. Пористости	Коеф. Сжимаемости МПа-1	Коеф. Относительной сжимаемости	Компрессионный модуль деформации
	$h_1$	$h_2$								
0,1	0,66	0,54	0,6	0,15	0,45	0,020	0,941	0,387	0,196	2,044
0,2	1,21	1,23	1,22	0,16	1,06	0,046	0,889	0,525	0,265	1,508
0,3	1,65	1,67	1,66	0,18	1,48	0,064	0,853	0,362	0,183	2,190

Таблица 8

## Содержание монтмориллонита 70%

Давление p, МПа	Показания индикаторов		Среднее значение, $h_{cp}$ , мм	Тариров. поправка на прибор, Г. мм	Абсолют. деформ. $\Delta h = h_{cp} \cdot T$	Относит. деформ. $\Delta h/h$	Коеф. Пористости	Коеф. Сжимаемости МПа-1	Коеф. Относительной сжимаемости	Компрессионный модуль деформации
	$h_1$	$h_2$								
0,1	0,62	0,52	0,57	0,07	0,5	0,022	0,937	0,430	0,217	1,840
0,2	1,18	1,13	1,16	0,09	1,07	0,047	0,888	0,491	0,248	1,614
0,3	1,62	1,53	1,58	0,2	1,38	0,060	0,861	0,267	0,135	2,968

Таблица 9

## Содержание монтмориллонита 80%

Давление p, МПа	Показания индикаторов		Среднее значение, $h_{cp}$ , мм	Тариров. поправка на прибор, Г. мм	Абсолют. деформ. $\Delta h = h_{cp} \cdot T$	Относит. деформ. $\Delta h/h$	Коеф. Пористости	Коеф. Сжимаемости МПа-1	Коеф. Относительной сжимаемости	Компрессионный модуль деформации
	$h_1$	$h_2$								
0,1	0,54	0,42	0,48	0,15	0,33	0,014	0,952	0,284	0,143	2,788
0,2	1	0,71	0,86	0,16	0,7	0,030	0,920	0,319	0,161	2,486
0,3	1,5	1,24	1,37	0,18	1,19	0,052	0,878	0,422	0,213	1,878

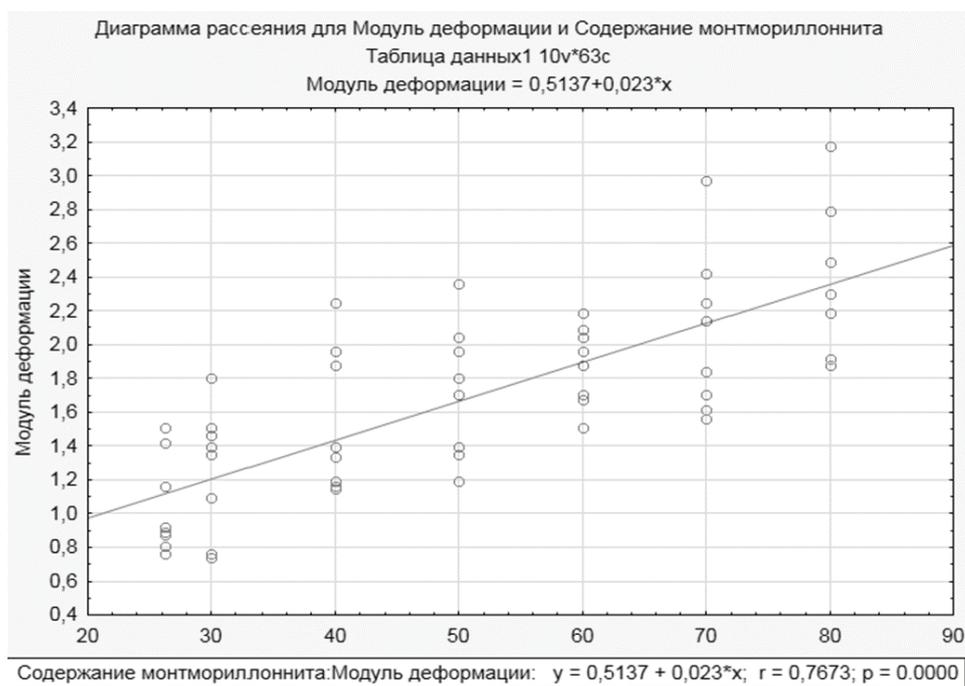


Рис. 1. Диаграмма рассеяния для модуля деформации и содержания монтмориллонита.

Анализируя деформационные характеристики, полученные методом компрессионного сжатия, можно заметить, что при заданных параметрах плотности 1,85 г/см<sup>3</sup> и влажности 35%, значение модуля деформации увеличивается с увеличением содержания монтмориллонита.

Возрастание модуля деформации с увеличением количественного содержания монтмориллонита, имеет следующее обоснование. К примеру, при содержании монтмориллонита в 26,32 %, содержание кварца, с практически нейтральной величиной заряда, составляло 39,2%. Это говорит о том, что вода практически не задерживалась на частицах кварца, а под нагрузкой фильтровалась между ними, тем самым способствуя сжатию.

Остальная вода в основном распределилась между частицами монтмориллонита, образуя тем самым толстый слой рыхлосвязанной воды вокруг них, за счет того, что частиц монтмориллонита достаточно мало и по причине того, что слой рыхлосвязанной воды вокруг частиц достаточно значительный, под нагрузкой произошло частичное отжатие воды из этого слоя, из-за того, что величины заряда не хватило удержать такое количество воды. При последующих испытаниях, происходило увеличение содержания монтмориллонита и, соответственно, уменьшение содержания кварца и других минералов. Это говорит о том, что вода распределялась между большим количеством частиц монтмориллонита, соответственно толщина пленок рыхлосвязанной воды становилась все тоньше и с каждым последующим увеличением содержания монтмориллонита, все меньше отжималась и фильтровалась, а больше задействовалась на частицах монтмориллонита.

За счет сильного некомпенсированного отрицательного заряда, при высоких содержаниях монтмориллонита вода практически не отжимается и при близком расположении частиц друг к другу пленочная вода, стремясь к равновесному состоянию, расклинивает (раздвигает) частицы, что в свою очередь оказывает противодействующее давление приложенному, соответственно, модуль деформации повышается.

**Заключение.** Таким образом, по итогам проведения исследований удалось получить закономерность, при которой модуль деформации глинистого грунта увеличивается с увеличением содержания монтмориллонита, но следует обратить внимание, что в данном случае это не означает улучшение деформационных характеристик.

Если смотреть на цифры, то это укажет на улучшение деформационных характеристик, но, если обратить внимание на причину такой закономерности и брать в учет, тот факт, что, если бы испытания проводились с одинаковой консистенцией, результат скорее всего был бы противоположным. Необходимо также отметить, что полученные результаты справедливы только для определенной влажности и плотности.

**Литература**

1. Трофимов В. Т. Грунтоведение, Москва 2005: 470-472; 474-478.
2. Середин В.В. Состав, строение и свойства грунтов Часть 1 2012: 24-42; 81; 85-88.
3. Лысенко М. П. Состав и физико-механические свойства грунтов. Недра, 1980. 272.
4. Каченов В.И. Портареску Е.Л. Грунтоведение, лабораторные работы, Пермь 2008.
5. Соколов В.Н. Глинистые породы и их свойства // Науки о Земле – 2000.
6. Караменко В.В. Грунтоведение, учебное пособие, 2011, 16-18.
7. Габиров Ф.Г. Экспериментальные и теоретические исследования двухфазных глинистых систем на много цикловое набухание и сжатие // Науки о Земле – 2008.
8. Охотин В.В. 4,6 Классификация по гранулометрическому 4.6 По гранулометрическому составу и числу пластичности.
9. МП-03/РФ-2015 “Рентгенографический количественный фазовый анализ осадочных горных пород”
10. МП-04/РФ-2015 “Рентгенографический полуколичественный фазовый анализ глинистых горных пород”
11. ГОСТ 5180-2015 “Грунты. Методы лабораторного определения физических характеристик”.
12. ГОСТ 12536-2014 “Грунты. Методы лабораторного определения гранулометрического (зернового) и микроагрегатного состава”.
13. ГОСТ 12248-2010 “Грунты. Методы лабораторного определения характеристик прочности и деформируемости”.
14. ГОСТ 25100-2011 «Грунты. Классификация».

## ОЦЕНКА ОПАСНОСТИ ОБРАЗОВАНИЯ КАРСТОВЫХ ПРОВАЛОВ НА ТЕРРИТОРИИ Г. БАЛАХНА

**Балахнин Дмитрий Андреевич**

*Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования  
Пермский государственный национальный исследовательский университет»,  
студент 4 курса, г. Пермь  
e-mail: dbalaxnin@mail.ru*

**Юркина Анастасия Родионовна**

*Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования  
«Пермский государственный национальный исследовательский университет»,  
магистр 1 года обучения, г. Пермь  
e-mail: yurkina2016@mail.ru*

**Волков Станислав Андреевич**

*Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования  
«Пермский государственный национальный исследовательский университет», студент 4 курса, г.  
Пермь  
e-mail: deni.volk00@gmail.com*

**Научный руководитель:** кандидат геолого-минералогических наук, доцент,  
Ковалёва Татьяна Геннадьевна

**Аннотация:** Закарстованность территории является характерной особенностью и одним из осложняющих и неблагоприятных факторов при проектировании и строительстве в районе работ. С целью снижения активности карстообразования и регулирования течения карстового процесса на исследуемой территории рекомендуется проводить оценку карстоопасности участка работ, а также противокарстовые мероприятия, ввиду предотвращения или сведения до минимума возникновения катастрофических разрушений и обеспечения сохранности хозяйственных объектов и жизней людей.

**Ключевые слова:** карст; Нижегородская область; провалы; карстующиеся породы; агрессивность вод.

## ASSESSMENT OF THE DANGER OF FORMATION OF KARST SINKHOLES ON THE TERRITORY OF BALAKHNA

**Balakhnin Dmitriy**

*Federal State Autonomous Educational Institution of Higher Education "Perm State National  
Research University»,  
4th year student, Perm  
e-mail: dbalaxnin@mail.ru*

**Yurkina Anastasia**

*Federal State Autonomous Educational Institution of Higher Education "Perm State National  
Research University»,  
1st year Master's Degree Student, Perm  
e-mail: yurkina2016@mail.ru*

**Research Supervisor:** Candidate of Geology and Mineralogy, Reader, Kovalyova Tat'yana

**Annotation:** The sparseness of the territory is a characteristic feature and one of the complicating and unfavorable factors in the design and construction in the area of work. In order to reduce the activity of karst formation and regulate the flow of the karst process in the study area, it is recommended to assess the karst hazard of the work site, as well as anti-karst measures, in order to prevent or minimize the occurrence of catastrophic destruction and ensure the safety of economic facilities and people's lives.

**Keywords:** karst; Nizhny Novgorod region; sinkholes; karst rocks; aggressiveness of waters.

## ВВЕДЕНИЕ

Большая часть территории Нижегородской области подвластно карстово-суффозионному процессу, а именно, центральная, западная и юго-западная части. На территории Нижегородской области карстовый процесс проявляется в виде различных поверхностных и подземных проявлений. К наиболее характерным поверхностным проявлениям карста относятся провалы, оседания и просадки [4].

В г. Балахна (рис. 1) 21.07.2021 года, на пересечении ул. Пушкина и ул. Быковского ориентировочно в 4 часа утра по местному времени образовался провал. Затронут гараж, часть жилого дома, приусадебный участок и часть проезжей дороги (рис. 2).

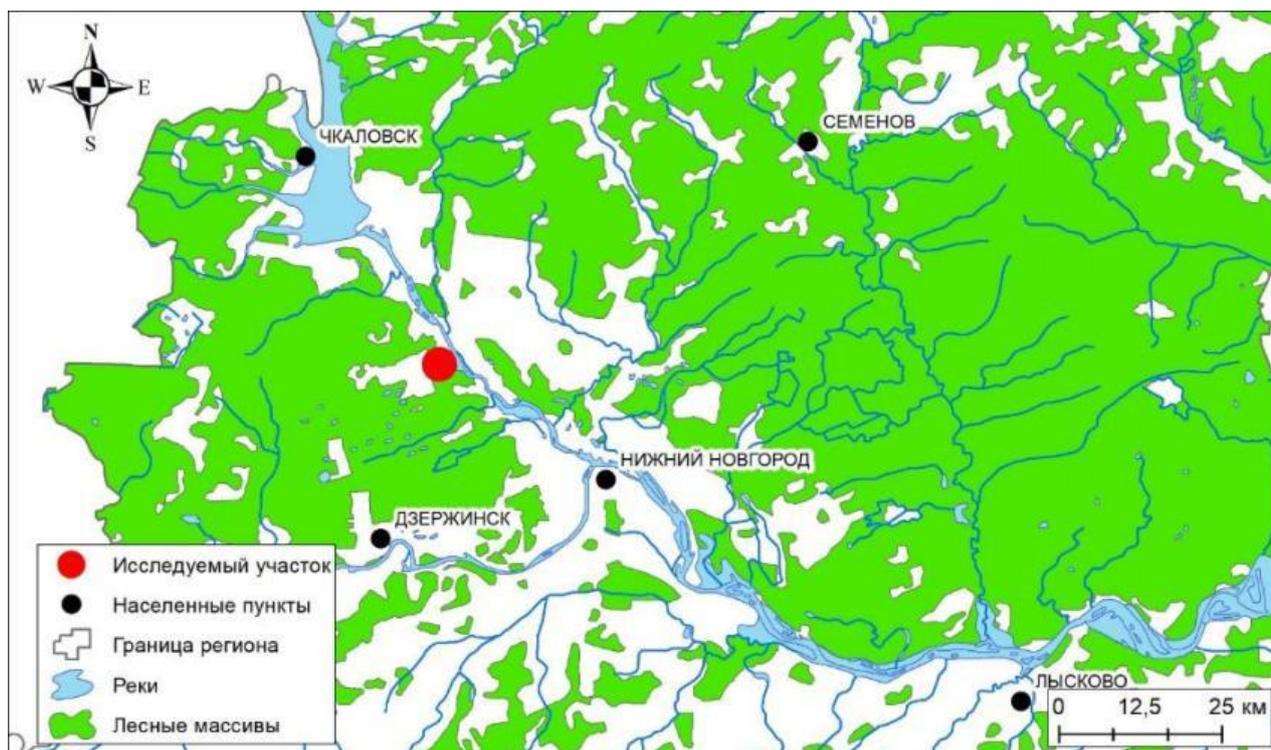


Рис. 1. – Расположение участка исследований на территории Нижегородской области (региональный масштабный уровень)



Рис. 2 – Провал в г. Балахна, на пересечении ул. Пушкина и ул. Быковского

Западный борт провала обрывистый, практически вертикальный, уступчатый. Северный и южный более пологие  $\sim 60^\circ$ , так же уступчатые. Восточный борт смыкается с существующей древней воронкой. На расстоянии 20 м. и 50 м. небольшие локальные проседания диаметром 1-2 м. В результате провала были повреждены гараж, часть жилого дома, приусадебный участок и часть проезжей асфальтированной дороги. В близлежащих домах деформаций не выявлено.

Однако это не первый провал, произошедший в г. Балахна. В архивных данных присутствуют сведения о ближайших провальных деформациях, произошедших за последние 25 лет.

В радиусе 1-3 км от участка исследования зафиксировано 6 провалов, образовавшихся в 1970-1980-е годы, в начале 2000-х и в 2021 г. (рис. 3). Диаметр провалов составляет от 8 до 30 м, глубина от 1,5 до 8 м.

По данным архивных материалов вблизи исследуемого карстового провала пробурена карстологическая скважина с-175 глубиной 180,8 м. В геологическом строении принимают участие четвертичные аллювиальные суглинки, глины и пески (аQ), пермские глины, алевролиты ( $P_{3s}$ ,  $P_{2ur}$ ), доломиты, известняки ( $P_{2kz}$ ,  $P_1$ ) и гипсы ( $P_1$ ), каменноугольные доломиты и известняки ( $C_3$ ).

Основными карстующимися породами являются карбонатные отложения – известняки, доломиты и сульфатные – гипсы пермского возраста.

Подземная закарстованность по данным архивных отчетов выражается в наличии в толще известняков, доломитов и гипсов зон дробления участков повышенной трещиноватости и разрушенности карстующихся пород, представленных доломитовой мукой, щебенистыми и дресвяными грунтами, мощностью до 3,6 м, с глубиной залегания от 31,0 м.

Согласно карте распространения карста, на территории Российской Федерации [2] участок исследования попадает на территорию развития сульфатного и карбонатно-сульфатного карста.

Согласно карте карстовой опасности на территории России (Институт геоэкологии РАН) участок располагается на территории, которая относится к весьма опасной категории карстоопасности (рис. 3) [1].

В гидрогеологическом плане исследуемый участок принадлежит к Восточно-Европейской артезианской области, Ветлужскому артезианскому бассейну.

По данным архивного бурения вскрыто два водоносных горизонта – грунтовый, приуроченный к аллювиальным пескам, и трещинно-карстовый, приурочен к трещиноватым известнякам и доломитам казанского и ассельского ярусов пермской системы.

Грунтовые воды вскрыты на глубине 1,1-2,3 м и являются безнапорными. Водоупором выступают пермские отложения. По химическому составу вода хлоридно-гидрокарбонатно-сульфатная

натриево-кальциевая, хлоридно-гидрокарбонатно-сульфатная магниевое-натриево-кальциевая, хлоридно-гидрокарбонатно-сульфатная натриево-кальциевая с минерализацией от 0,986 до 0,996 г/дм<sup>3</sup>, неагрессивная по отношению к известнякам и агрессивная к доломитам и гипсам.

Трещинно-карстовый водоносный горизонт зафиксирован на глубине от 23 м до 91 м. Воды напорные, величина напора составляет 17-68 м, пьезометрические уровни устанавливаются на глубинах от 6 до 23 м, близко к уровню грунтовых вод. По химическому составу воды пресные с минерализацией до 0,3 г/дм<sup>3</sup>, сульфатно-гидрокарбонатные натриево-кальциево-магниевые, агрессивные к карстующимся породам.

Таблица 1  
Результаты вычислений расчетных диаметров карстовых провалов по детерминистическим формулам (методика Г.М. Троицкого) [3]

Скважина	Критический радиус карстовой полости r, м	Начальный диаметр карстового провала d0 max, м	Предельный диаметр провальной воронки dlim max, м	Глубина карстового провала z, м
с-175	4,8	6,0	14,4	1,9

Таблица 2  
Результаты вычислений расчетных диаметров карстовых провалов по детерминистическим формулам (методика В.П.Хоменко) [3]

Скважина	Максимальный диаметр карстово-суффозионного провала, dmax, м	Диаметр карстового провала, d1, м
с-175	7,2	1,0

В соответствии с нормативными документами при оценке карстоопасности территории необходимо устанавливать средний диаметр карстового провала. В связи с этим в практике широко используются расчетные методы определения диаметра карстового провала. Результаты вычисления прогнозных размеров провалов с применением детерминистических формул и расчетных моделей с учетом наиболее вероятного механизма провалообразования выполнены по методикам Г.М. Троицкого, В.П. Хоменко[3] и приведены в таблицах 1,2.

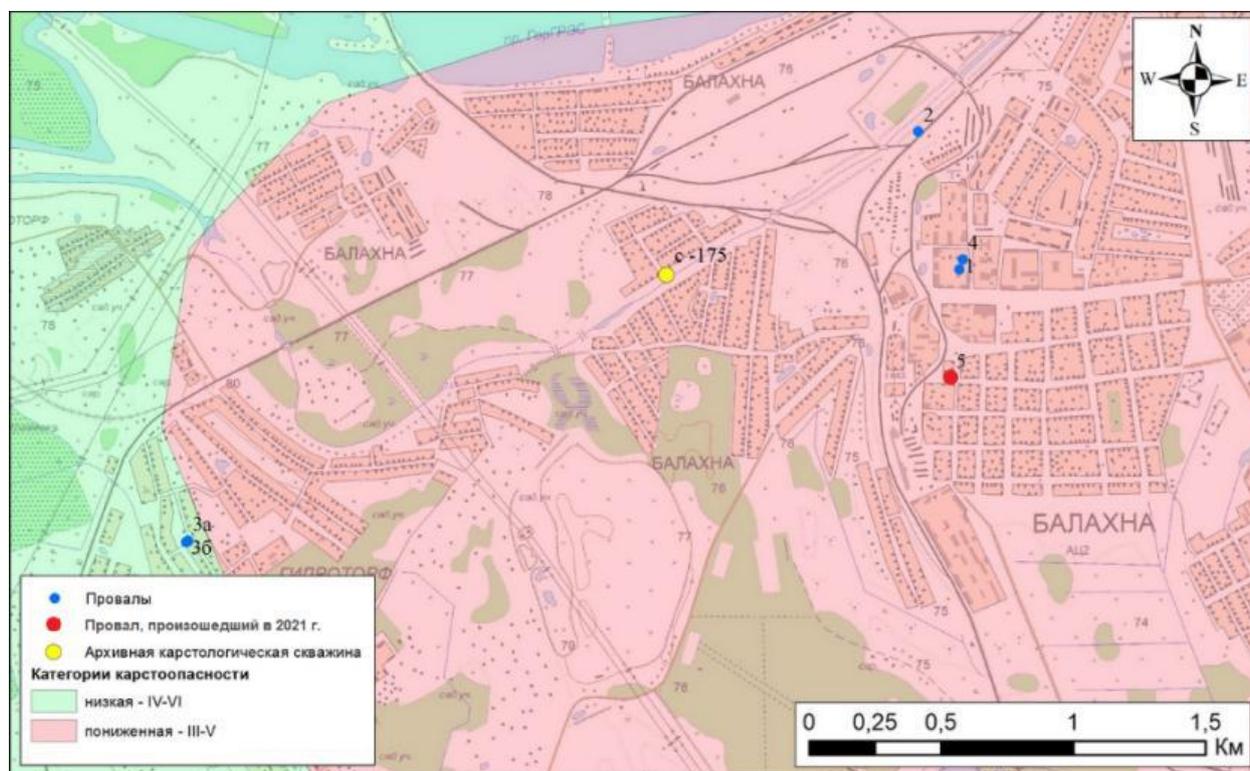


Рис. 3 – Фрагмент карты развития карстовых процессов на территории Нижегородской области

Для обеспечения допустимого уровня надежности необходимо предусмотреть комплекс противокарстовых мероприятий.

## ПРОФИЛАКТИКА

Во избежание провалов, оседаний и просадок поверхности вследствие протекания карстовых процессов, которые могут нанести ущерб инженерным сооружениям, здания и, следовательно, могут угрожать жизнедеятельности человека, а также с целью снижения активности карстовых процессов и регулирования течения карстового процесса на данной территории рекомендуется проводить следующие профилактические работы:

1. Регулярный визуальный, инструментальный контроль за состоянием строительных конструкций с целью выявления симптомов карстовых деформаций, таких как проявления процессов суффозии, появление открытых полостей без растительности;

2. Мониторинг состояния и изменения карстологической обстановки в результате рекогносцировочного обследования местности и фиксации вновь образующихся карстопроявлений;

3. Организация и обеспечение контроля над выполнением мероприятий по запрету сброса в грунт химически агрессивных промышленных и бытовых вод, и борьбе с инфильтрацией поверхностных, промышленных и хозяйственно-бытовых вод в грунт;

4. При появлении карстовых воронок или провалов, образовавшихся вследствие свежих локальных оседаний поверхности под сооружением или в зоне его влияния, в срочном порядке начать их ликвидацию.

## ВЫВОД

Исследуемая территория характеризуется развитием карбонатного и сульфатного карста.

Факторы, влияющие на активизацию карстовых процессов в пределах исследуемого участка: наличие карстующихся пород, ослабленные зоны дробления в толще карстующихся пород, агрессивность вод по отношению к карстующимся породам.

Совокупность этих факторов обуславливают дополнительные проблемы при хозяйственном освоении территорий, а также в значительной степени усложняет условия строительства и эксплуатации хозяйственных объектов. Именно поэтому важно проводить ряд профилактических работ.

## Литература

1. Карта карстовой опасности на территории России (Институт геоэкологии РАН). [1]
2. СП 115.13330.2016 (Карта «Распространения карста на территории Российской Федерации» (рис. Б.5 СП 115.13330.2016)) [2]
3. Толмачев В.В., Троицкий Г.М., Хоменко В.П. Инженерно-строительное освоение закарстованных территорий. М.: Стройиздат, 1986. 176 с. [3]
4. Т.Г. Ковалева, З.В. Кивилева, Д.А. Балахнин, А.Р. Юркина. Оценка устойчивости территории вблизи карстовых провалов в населенном пункте Березники Гагинского района / Вестник Пермского университета. Геология, 2021. Том 20 №3, 229-238 с. [4]

## АНАЛИЗ КОРРЕЛЯЦИОННОЙ ЗАВИСИМОСТИ МЕЖДУ ДАННЫМИ СТАТИЧЕСКОГО ЗОНДИРОВАНИЯ И ДЕФОРМАЦИОННО-ПРОЧНОСТНЫМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ ГРУНТОВ, ПОЛУЧЕННЫМИ В ЛАБОРАТОРНЫХ УСЛОВИЯХ НА ПРИМЕРЕ Г. ДОМОДЕДОВО МОСКОВСКОЙ ОБЛАСТИ

*Зиганшин Ильмир Ильшатович*

*Казанский (Приволжский) Федеральный Университет,  
студент 2 курса магистратуры (2022), г. Казань  
e-mail: zigail1535@mail.ru*

*Научный руководитель: к.н.доцент Латыпов А.И.*

**Аннотация:** Исследование деформационно-прочностных характеристик грунтов является основной составляющей при выборе типа фундамента и в дальнейших проектных решениях [1]. Актуальность связано с различиями между данными статического зондирования и деформационно-прочностными характеристиками грунтов, полученными в лабораторных условиях. Получение корреляционной зависимости между данными статического зондирования и деформационно-прочностными характеристиками грунтов для повышения точности инженерно-геологических изысканий и уменьшение стоимости инженерных изысканий. Объектами исследования являлись грунтовые основания зданий второго уровня ответственности г. Домодедово. Статическое зондирование грунтов, метод одноплоскостного среза [2], компрессионное испытания грунтов [3], статическая обработка результатов испытаний.

**Ключевые слова:** Статическое зондирование, Домодедово, корреляционный анализ, инженерно-геологический элемент, деформационно-прочностные характеристики.

## ANALYSIS OF THE CORRELATION DEPENDENCE BETWEEN STATIC PROBING DATA AND DEFORMATION AND STRENGTH CHARACTERISTICS OF SOILS OBTAINED UNDER LABORATORY CONDITIONS ON THE EXAMPLE OF DOMODEDOVO, MOSCOW REGION

*Ziganshin Ilmir Ilshatovich*

*Kazan (Volga Region) Federal University,  
2nd year Master's Degree Student (2022), Kazan  
e-mail: zigail1535@mail.ru*

*Research Supervisor: Candidate of Sciences Latipov A.I.*

**Abstract:** The study of the deformation and strength characteristics of soils is the main component in choosing the type of foundation and in further design decisions [1]. The relevance is associated with the differences between the static sounding data and the deformation-strength characteristics of soils obtained in the laboratory. Obtaining a correlation between static sounding data and deformation-strength characteristics of soils to improve the accuracy of engineering-geological surveys and reduce the cost of engineering surveys. The objects of the study were the soil foundations of buildings of the second level of responsibility in the city of Domodedovo. Static sounding of soils, single-plane cut method [2], compression testing of soils [3], static processing of test results.

**Key words:** CPT, Domodedovo, correlation analysis, engineering-geological element, deformation-strength characteristics.

**Результаты.** Статическое зондирование – популярный метод полевых исследований грунтов при инженерно-геологических изысканиях, который широко используется в Московской области, ввиду широкого распространения довольно мощной толщи дисперсных четвертичных отложений.

Метод потенциально пригоден для высокоточной оценки физико-механических свойств грунтов в массиве и надежного комплексного инженерно-геологического анализа.

Для определения данной зависимости использовали критерий корреляции Пирсона, которая позволяет определить, какова теснота корреляционной связи между двумя показателями, измеренными в количественной шкале [4]. Расчет коэффициента корреляции Пирсона производится по следующей формуле (1):

$$r_{xy} = \frac{\sum(d_x \times d_y)}{\sqrt{(\sum d_x^2 \times \sum d_y^2)}} \quad (1)$$

где  $d_x$  и  $d_y$ —значение переменной.

Значения коэффициента корреляции Пирсона интерпретируются исходя из его абсолютных значений. Возможные значения коэффициента корреляции варьируют от 0 до  $\pm 1$ . Чем больше абсолютное значение  $r_{xy}$ —тем выше теснота связи между двумя величинами.  $r_{xy}=0$  говорит о полном отсутствии связи.  $r_{xy}=1$ —свидетельствует о наличии абсолютной (функциональной) связи. Если значение критерия корреляции Пирсона оказалось больше 1 или меньше -1—в расчетах допущена ошибка.

Для оценки тесноты, или силы, корреляционной связи обычно используют общепринятые критерии, согласно которым абсолютные значения  $r_{xy} < 0.3$  свидетельствуют о слабой связи, значения  $r_{xy}$  от 0,3 до 0,7—о связи средней тесноты, значения  $r_{xy} > 0,7$ —о сильной связи.

Более точную оценку силы корреляционной связи можно получить, если воспользоваться таблицей Чеддока (Табл. 1).

Таблица 1

Таблица Чеддока

Абсолютное значение $r_{xy}$	Теснота (сила) корреляционной связи
менее 0.3	слабая
от 0.3 до 0.5	умеренная
от 0.5 до 0.7	заметная
от 0.7 до 0.9	высокая
более 0.9	весьма высокая

**Область исследования.** Для исследования было выбрано 14 объектов г. Домодедово. В 2017-2021 гг. на участке было пробурено 144 скважины глубиной до 23 м, и пройдено 70 точек статического зондирования. Выполнены компрессионные испытания и испытания методом одноплоскостного среза.

В геоморфологическом отношении район работ приурочен к фрагменту москворецко-окской моренно-эрозионной равнины. Рельеф, которого характерен волнисто-увалистый, увалистый, ложбинно-грядовый, реже плоский рельеф. Из экзогенных процессов на данной территории развиты эрозия, заболачивание.

На исследуемой территории инженерно-геологические изыскания производились для строительства многоквартирных домов, складских комплексов, гостиниц.

В геолого-литологическом строении в исследуемых участках до глубины 23,0 м, принимают участие среднечетвертичные аллювиально-флювиогляциальные отложения третьей надпойменной террасы в области московского оледенения ( $a, f_3 Q_{IIms}$ ) представленные: суглинком, твердым; суглинком полутвердым, суглинком тугопластичным, суглинком мягкопластичным, песком мелким, водонасыщенным, средней плотности, песком мелким, средней плотности, средней степени водонасыщения; песком средним, малой степени водонасыщения; песком пылеватым, средней степени водонасыщения; супесью твердой, супесью, пластичной.

По данным статического зондирования были определены такие физико-механические свойства грунтов, как удельное сцепление ( $C$ , кПа), угол внутреннего трения ( $\phi$ , град), модуль деформации ( $E$ ,

Мпа) [5]. Также были определены физико-механические свойства грунтов методом одноплоскостного среза и компрессионным испытанием. Результаты приведены в таблицах (Табл. 2-Табл. 5).

Таблица 2

Физико-механические свойства грунтов ИГЭ №1-ИГЭ №3

№	ИГЭ №1-Суглинок твердый						ИГЭ №2-Суглинок полутвердый						ИГЭ №3-Суглинок тугопластичный					
	По данным статического зондирования			По данным лаборатории			По данным статического зондирования			По данным лаборатории			По данным статического зондирования			По данным лаборатории		
	С	φ	Е	С	φ	Е	С	φ	Е	С	φ	Е	С	φ	Е	С	φ	Е
1	26	20	22	26	22	18	26	27	24	27	22	18	20	19	16	22	20	12
2	21	20	20	32	18	16							20	19	16	22	20	12
3													22	20	16	20	18	13
4							26	20	16	28	23	14	22	18	15	23	18	16
5																		
6													25	23	16	23	23	18
7	24	18	16	25	16	13							23	17	13	19	18	16
8							24	23	18	23	17	16						
9	26	22	14	28	23	16												
10																		
11							22	23	18	21	15	17						
12													20	16	12	18	17	14
13	24	21	19	23	18	15												
14							26	24	19	23	20	15						

Таблица 3

Физико-механические свойства грунтов ИГЭ №4-ИГЭ №6

№	ИГЭ №4-Суглинок мягкопластичный						ИГЭ №5-Песок мелкий, водонасыщенный						ИГЭ №6-Песок мелкий, средней степени водонасыщения					
	По данным статического зондирования			По данным лаборатории			По данным статического зондирования			По данным лаборатории			По данным статического зондирования			По данным лаборатории		
	С	φ	Е	С	φ	Е	С	φ	Е	С	φ	Е	С	φ	Е	С	φ	Е
1	20	20	12	17	18	10												
2																		
3	20	20	11	17	18	9		28	20	1	26							
4								30	18	2	23			28	20	1	24	
5								28	26	2	28							
6	19	16	16	21	14	14												
7														26	18	2	32	
8	22	16	13	19	16	10												
9	18	17	12	19	19	16								27	16	3	28	
10																		
11																		
12	17	12	10	18	13	8								27	26	2	26	
13								34	28	3	33			26	24	1	23	
14																		

Физико-механические свойства грунтов ИГЭ №7-ИГЭ №9

№	ИГЭ №7-Песок средний, малой степени водонасыщения						ИГЭ №8-Песок пылеватый, средней степени водонасыщения						ИГЭ №9-Супесь твердая					
	По данным статического зондирования			По данным лаборатории			По данным статического зондирования			По данным лаборатории			По данным статического зондирования			По данным лаборатории		
	С	φ	Е	С	φ	Е	С	φ	Е	С	φ	Е	С	φ	Е	С	φ	Е
1								34	22	3	31							
2																		
3																		
4																		
5													22	24	16	12	17	18
6		26	17	2	24													
7		32	27	1	31													
8		26	24	3	28			30	19	2	28							
9																		
10		30	24	2	26								18	22	13	12	18	15
11								28	26	1	26		19	18	18	15	14	8
12								26	11	2	28							
13																		
14								30	18	4	29		17	28	21	13	14	13

Таблица 5

Физико-механические свойства грунтов ИГЭ №10

№	ИГЭ №10-Супесь пластичная					
	По данным статического зондирования			По данным лаборатории		
	С	φ	Е	С	φ	Е
1						
2	22	22	16	21	20	11
3						
4						
5	23	21	15	12	16	16
6						
7						
8						
9						
10	19	21	19	11	21	14
11						
12						
13						
14						

Корреляционный анализ приведен в таблице 6.

Таблица 6

Корреляционный анализ

ИГЭ №1			ИГЭ №2			ИГЭ №3			ИГЭ №4			ИГЭ №5			ИГЭ №6			ИГЭ №7			ИГЭ №8			ИГЭ №9			ИГЭ №10			
С	φ	Е	С	φ	Е	С	φ	Е	С	φ	Е	С	φ	Е	С	φ	Е	С	φ	Е	С	φ	Е	С	φ	Е	С	φ	Е	
-0,528	0,716	0,577	0,773	0,006	0,791	0,265	0,872	-0,198	-0,075	0,809	0,578		0,673			-0,367			0,651			0,779			-0,218	-0,039	-0,424	0,091	0,327	-0,127



## СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ВНЕДРЕНИЯ ИНФОРМАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ В ИНЖЕНЕРНУЮ ГЕОЛОГИЮ

*Илаева Айгуль Анисовна*

*Казанский (Приволжский) федеральный университет,  
магистрант 2 года обучения, г.Казань  
e-mail: ilaeva.aigul@mail.ru*

*Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент, Королёв Эдуард Анатольевич*

**Аннотация:** Строительная отрасль переживает технологическую революцию, вызванную бурным ростом цифровизации. Достижения в области информационного моделирования (BIM) привлекают все большее внимание. Поэтому цель данной статьи – представить современное состояние и будущие тенденции BIM для содействия цифровому переходу в области инженерной геологии.

**Ключевые слова:** инженерная геология, цифровизация, BIM технологии, GEO5, информационное моделирование.

## CURRENT STATE AND PROSPECTS OF INFORMATION MODELING IMPLEMENTATION IN ENGINEERING GEOLOGY

*Ilaeva Aigul Anisovna*

*Kazan (Volga Region) Federal University,  
2st year Master's Degree Student, Kazan  
e-mail: ilaeva.aigul@mail.ru*

*Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader, Korolev Eduard Anatolyevich*

**Abstract:** The construction industry is experiencing a technological revolution caused by the rapid growth of digitalization. Advances in information modeling (BIM) are attracting increasing attention. Therefore, the purpose of this article is to present the current state and future trends of BIM to facilitate the digital transition in the field of engineering geology.

**Keywords:** engineering geology, digitalization, BIM technologies, GEO5, information modeling.

Сфера строительства в РФ перешла на новый уровень. С 1 января 2022 года стало обязательным применением BIM технологий (Building Information Model) в строительстве для всех объектов госзаказа. Минстрой планирует, что после 1 января 2022 года информационные модели будут использоваться на этапе проектирования и капитального строительства, а на следующих этапах BIM технологии будут применяться во всем жизненном цикле строительства. Конечным результатом цифровизации в области строительства станет создание комплексной информационной модели, являющейся результатом BIM технологий, которая бы включала весь процесс строительства.

Комплексная информационная модель имеет ряд преимуществ. Она объединяет всю накопленную информацию в базу данных, что позволяет в любой момент времени получать актуальные материалы, визуализировать, редактировать, а также анализировать их в реальном времени.

Между тем, на сегодняшний день главная концепция BIM – объединение специалистов смежных разделов для управления всеми этапами строительства не выдержана из-за отсутствия в информационной модели инженерно-геологических исследований, с которых необходимо начинать построение модели. По этой причине проектировщики вынуждены заносить результаты инженерно-геологических изысканий вручную, так как материалы исследований передаются преимущественно в виде отчетов в форматах docx, pdf и двумерных разрезов в формате dwg [1].

Для интеграции этапа инженерных изысканий в информационную модель необходимо применение программного обеспечения с комплексом ГИС, трехмерного геологического и численного моделирования.

На предполевом этапе инженерных изысканий при составлении программы работ нанесение скважин и точек статического зондирования осуществляется на топографическую съемку, а не цифровую модель рельефа поверхности земли, которая в дальнейшем могла бы использоваться при проектировании. Как утверждает Болдырев Г.Г. и его коллега (2020), обработав материалы топографических работ, возможна их конвертация в цифровую модель рельефа с помощью следующих программ: Topocad, ArcGIS, AutoCAD Civil 3D, ZWCAD, Credo Топограф и др.

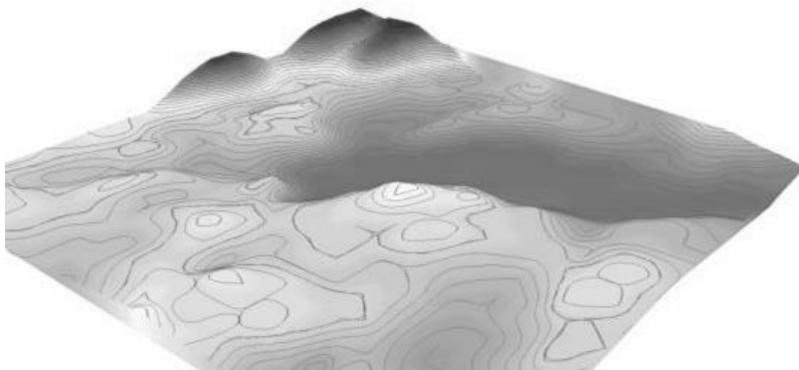


Рис. Пример цифровой трехмерной модели рельефа (ArcGIS)

По мнению Прохачева М.В. на этапе обработки лабораторных испытаний и построения инженерно-геологических разрезов наиболее часто применяются CREDO геология, EngGeo, GEOSimple и GEO5 [2].

Стоит отметить, возможности программного обеспечения GEO5. Данный комплекс активно внедряет принципы BIM технологий. Благодаря большому количеству программных модулей в GEO5 можно проводить разнообразные расчеты геотехнических сооружений и фундаментов, а также экспортировать и импортировать файлы разных типов, что является огромным преимуществом для объединения специалистов смежных областей.

Кроме того, другим преимуществом программного комплекса GEO5 является возможность создания 3D и 4D моделей по инженерно-геологическим разрезам. В данных моделях есть возможность замены части скважин точками статического зондирования, что значительно сокращает затраты на бурение скважин. Также есть возможность получения геологической информации в любой точке в пределах площадки изысканий, так как модель позволяет выбирать линии разрезов в произвольных местах без привязки к скважинам.

Следующим шагом информационного моделирования должно стать создание и поддержание единой актуальной базы, которая может найти применение в реконструкции зданий/сооружений и геоманиторинге. Повсеместное внедрение информационного моделирования должно изменить существующий подход и значительно удешевить и ускорить этап инженерных изысканий.

Одна из проблем, с которой могут столкнуться предприятия при реализации BIM – недостаток квалифицированных кадров с опытом в информационном моделировании. Поэтому ВУЗам необходимо уделять должное внимание ускоряющимся темпам цифровизации в подготовке инженер-геологов. Дальнейшее внедрение цифровизации во все направления инженерной геологии позволит эффективнее решать как производственные, так и научно-исследовательские задачи.

### Литература

1. Болдырев Г.Г., Дивеев А.А. К вопросу использования информационных систем при изысканиях и проектировании оснований фундаментов зданий и сооружений // Независимый электронный журнал «ГеоИнфо». – 2020. [Электронный ресурс]. URL <https://www.geoinfo.ru/product/boldyrev-gennadij-grigorevich/k-voprosu-ispolzovaniya-informacionnyh-sistem-pri-izyskaniyah-i-proektirovanii-osnovanij-fundamentov-zdanij-i-sooruzhenij-42530.shtml> (дата обращения 7 февраля 2022)

2. Прохачев М.В. Обзор программного обеспечения для инженерной геологии // Независимый электронный журнал «ГеоИнфо». – 2017. [Электронный ресурс]. URL <https://www.geoinfo.ru/product/prohachev-maksim-vladimirovich/obzor-programmnogo-obespecheniya-dlya-inzhenernoj-geologii-35100.shtml> (дата обращения 7 февраля 2022)

## КАРСТОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ТЕРРИТОРИИ СКОРОСТНОЙ АВТОМОБИЛЬНОЙ ДОРОГИ МУРОМ – АРЗАМАС

*Козлов Даниил Витальевич*

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,  
магистр 2 года обучения г. Пермь  
e-mail: kozloff.danil2011@mail.ru*

*Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Копылов И.С.*

**Аннотация:** Рассмотрены факторы формирования карстологических условий территории автодороги «Муром-Арзамас». Изучены карстологические условия, влияющие на строительство и эксплуатацию автомобильной дороги.

**Ключевые слова:** карстологические условия, карст, автомобильная дорога «Муром-Арзамас».

## KARSTOLOGICAL CONDITIONS OF THE TERRITORY OF THE MOUROM-ARZAMAS ROAD

*D.V. Kozlov*

*Perm State University,  
2st year Master's Degree Student, Perm,  
e-mail: kozloff.danil2011@mail.ru*

*Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor Kopylov I.S.*

**Abstract:** Factors of formation of karstological conditions of the territory of the mourom-arzamas road considered. Engineering and geological surveys at the Verhnekazymское oil field were carried out. The karstological conditions that affect the construction and operation of the road are studied.

**Keywords:** karstological karst, "Murom-Arzamas" road.

Для обоснования проектной подготовки строительства автодорог на территориях развития процессов карста, для предотвращения на них разрушений и аварий при дальнейшей эксплуатации, необходимо проведение карстологических и инженерно-геологических изысканий, а также общий анализ, оценка территории по степени сложности карстологических и инженерно-геологических условий.

Исследуемый объект находится на территории Навашинского, Ардатовского и Арзамасского районов Нижегородской области РФ (рис. 1).

Исследуемая территория представляет собой среднечетвертичную флювиогляциальную равнину, слаборасчлененную речной и овражно-балочной сетью. Наиболее крупной речной артерией с широкой долиной и комплексом террас является река Ока, расположенная в 1,6 км северо-западнее исследуемого участка.

Трасса на рассматриваемом участке пересекает две структурно-тектонические структуры третьего порядка – Вячскую седловину, которая на 290 км сменяется Арзамасской депрессией (рисунок 10). Данные структурные особенности предопределили развитие карстующихся пород в геологическом разрезе приповерхностной части района прохождения трассы практически на всем ее протяжении.

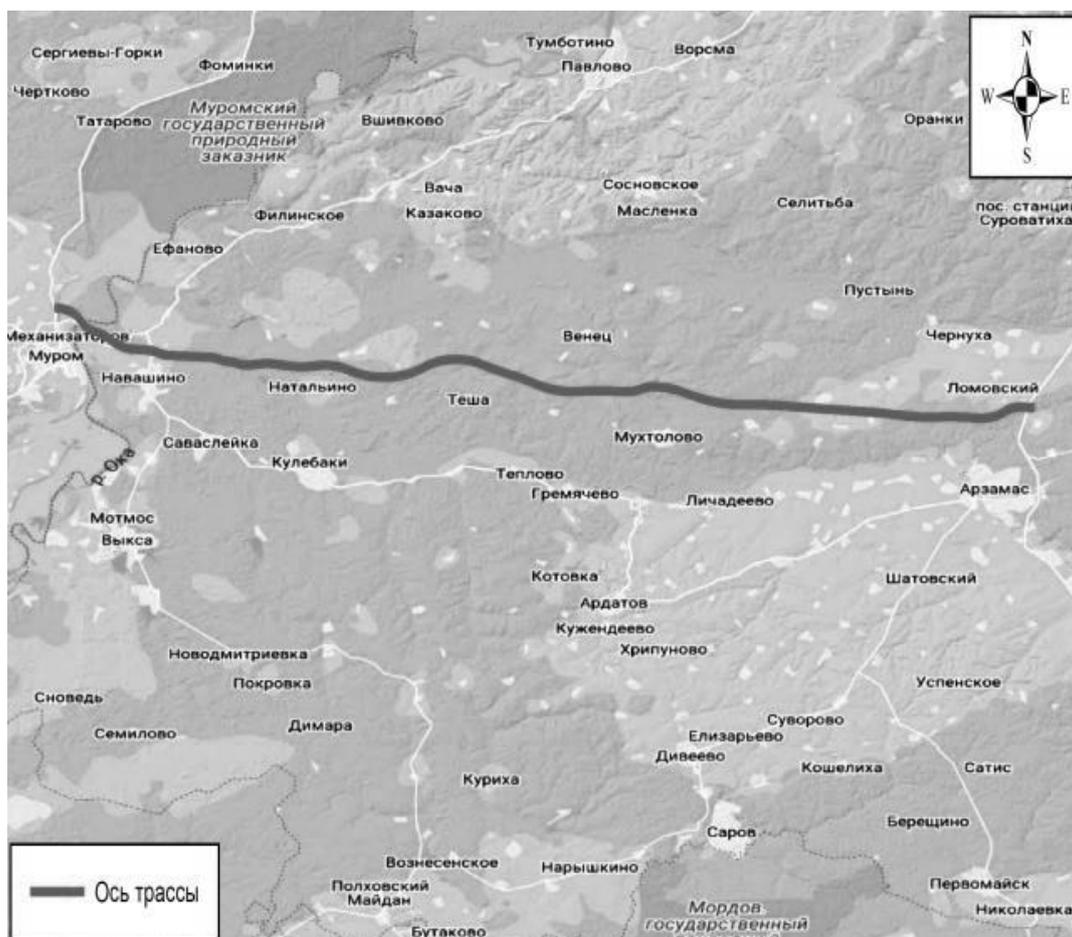


Рис. 1 – Обзорная карта района исследования

На участках проектирования трассы широко развиты 3 водоносных горизонта – четвертичный грунтовый, уржумский трещинно-пластовый и казанско-сакмарский трещинно-карстовый. На участках с малой мощностью уржумско-северодвинских преимущественно глинистых отложений при полном отсутствии юрско-мелового водоупора между выше отмеченными водоносными горизонтами нередко наблюдается прямая связь и единство уровней [11].

Геологическое строение территории проектируемой трассы представлено преимущественно отложениями пермской системы (Р) и в незначительной степени отложениями юрской системы (J), перекрытыми четвертичными (Q) образованиями. Пермская система сложена карстующимися и терригенными отложениями [1-6].

Карстующаяся толща представлена в основном карбонатно-сульфатными отложениями – известняками и доломитами казанского яруса средней перми  $P_2kz$ , а также гипсами и ангидритами сакмарского яруса нижней перми  $P_1s$ . Глубина залегания карстующихся пород различная и может варьировать в интервале 20-70 м. Нередко карстующиеся породы перекрыты толщей уржумских среднепермских  $P_2ug$  глин, аргиллитов, песчаников, общей мощностью до 15-20 м и более. Следует иметь в виду, что такая мощность уржумских отложений ввиду их структурно неоднородности и широкому наличию трещиноватости не является абсолютным гарантом отсутствия развития карста в отношении образования деформаций на поверхности земли [11].

Согласно карте карстоопасности Нижегородской области (рис. 2), составленной в ООО «Противокарстовая и береговая защита» в 2011 г., а также результатам предварительной оценки устойчивости территории к карстообразованию согласно СП 11-105-97, ч. II, на протяжении трассы выделяются следующие категории устойчивости (карстоопасности) (Табл.):

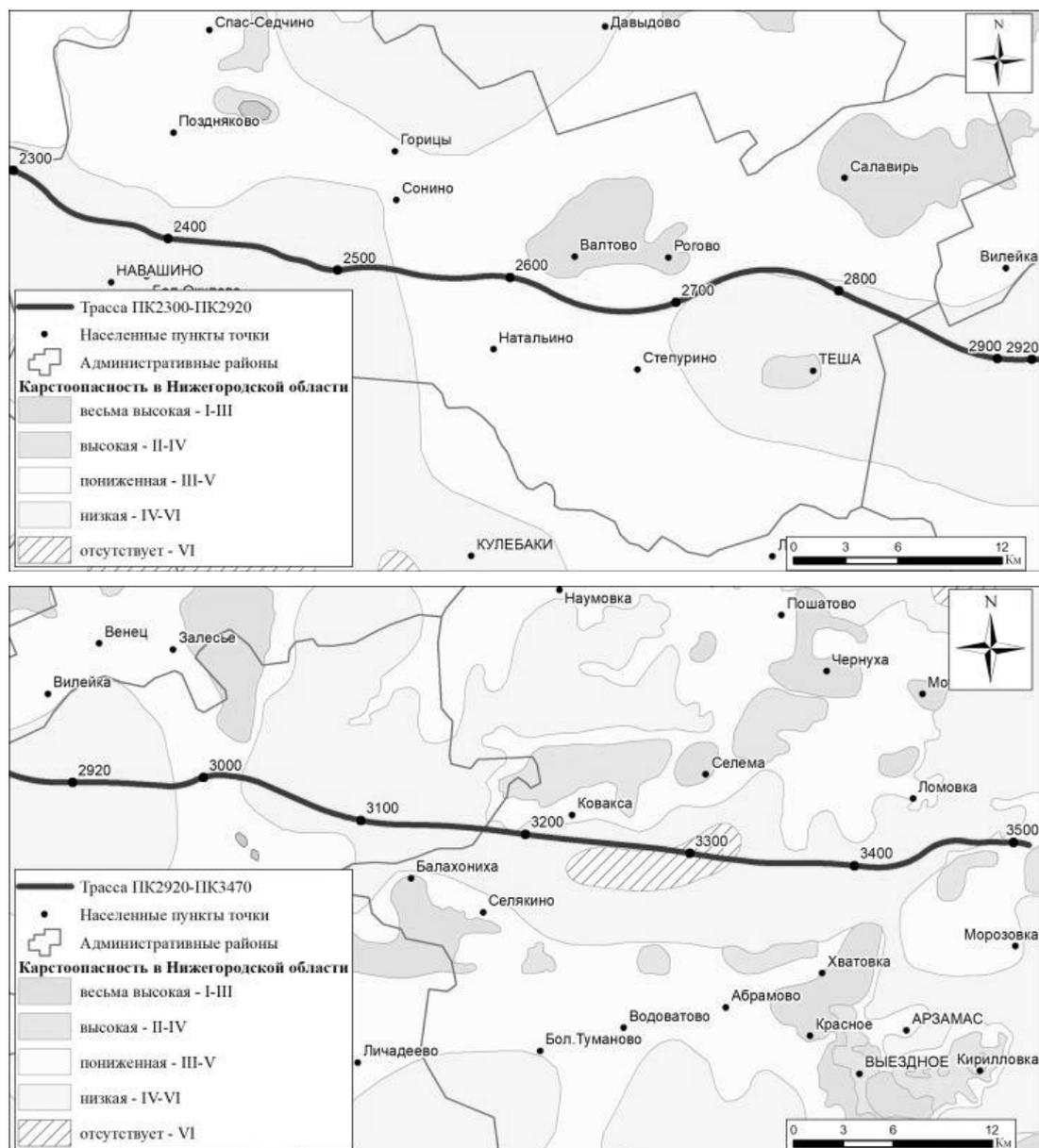


Рис. 2 – Карстоопасность территории прохождения проектируемой трассы скоростной автомобильной дороги «Муром – Арзамас»

Таблица

Категории устойчивости (карстоопасности) исследуемой территории

Категория	Интенсивность образования провалов, шт./год·км <sup>2</sup>	Доля на исследуемом участке, %
VI – неопасная, вероятность образования провалов отсутствует	-	5,3
IV-VI – низкая опасность	< 0,05	60,6
III-V – пониженная опасность	0,01-0,1	34,1

Интенсивное развитие современного карста на данной территории объясняется тектонической приподнятостью артинских гипсов и залеганием на них сильно трещиноватых органогенных известняков, имеющих небольшую мощность, извесковистых доломитов и доломитов нижнеказанского возраста. Карст на исследуемой территории покрытый, карбонатный, карбонатно-сульфатный, карстующимися породами являются труднорастворимые согласно известняки и доломиты, и среднерастворимые – гипсы и ангидриты. Активнее процесс карста происходит в гипсах и ангидритах. Механизм развития деформаций на земной поверхности преимущественно карстово-суффозионный. По времени образования карст современный, так как проявляет себя на поверхности в виде новых провальных форм [11].

С целью оптимизации противокарстовых мероприятий, снижения активности процессов карстообразования, а также регулирования их течения на исследуемой территории с учетом проведенного районирования и выделенных категорий устойчивости рекомендуется:

1. Эксплуатационные мероприятия, применяемые с целью контроля возможной активизации карстово-суффозионных процессов
2. Водозащитные и противодиффузионные мероприятия, применяемые с целью предотвращения активизации карстово-суффозионных процессов за счет изменения гидрогеологических условий
3. Геотехнические мероприятия, применяемые с целью изменения физико-механических характеристик основания сооружения, исключающих образования карстовых деформаций или обеспечивающих прочность устойчивость сооружения с учетом расчетных параметров карстовых деформаций
4. Конструктивные мероприятия, применяемые отдельно или в комплексе с геотехническими мероприятиями. Конструктивные мероприятия обеспечивают прочность и устойчивость сооружения с учетом расчетных параметров карстовых деформаций [8-10].

#### **Литература**

1. Государственная геологическая карта СССР масштаба 1:200 000. Карта четверичных образований. Серия средневожская. Лист N-38-I;
2. Государственная геологическая карта СССР масштаба 1:200 000. Карта дочетверичных образований. Серия средневожская. Лист N-38-I;
3. Государственная геологическая карта СССР масштаба 1:200 000. Карта четверичных образований. Лист N-38-II;
4. Государственная геологическая карта СССР масштаба 1:200 000. Карта дочетверичных образований. Лист N-38-II;
5. Государственная геологическая карта СССР масштаба 1:200 000. Лист N-38-II. Объяснительная записка;
6. Государственная геологическая карта СССР масштаба 1:200 000. Серия средневожская. Лист N-38-I. Объяснительная записка. Москва, 1983.
7. Карта развития карстовых (карстово-суффозионных) процессов территории Нижегородской области масштаба 1:1000000, ОАО «Противокарстовая и береговая защита», 2011
8. СП 11-105-97. Инженерно-геологические изыскания для строительства. Ч. II. Правила производства работ в районах развития опасных геологических и инженерно-геологических процессов. М.: Госстрой России, 2001
9. СП 116.13330.2012 Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от опасных геологических процессов. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 22-02-2003 (с Изменением N 1) М.: Минрегион России, 2012
10. СП 22.13330.2016 Основания зданий и сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.01-83\* (с Изменениями N 1, 2, 3, 4) Официальное издание. М.: Стандартинформ, 2017
11. Техническая документация по результатам инженерных изысканий для подготовки проектной документации на объекте: «М-12 «Строящаяся скоростная автомобильная дорога Москва – Нижний Новгород – Казань», 4 этап км 224 – км 347, Владимирская, Нижегородская области (от пересечения с автомобильной дорогой регионального значения Р-158 «Муром – М-7 «Волга» до пересечения с автомобильной дорогой федерального значения Р-158 «Нижний Новгород – Арзамас – Саранск – Исса – Пенза – Саратов»)). Этап 3. Участок строительства км 230 – км 347». Пермь: ООО «Противокарстовая и береговая защита», 2021.

## ОЦЕНКА ЗАКАРСТОВАННОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИЗВЕСТНЯКОВ «ОБМАНКА» В ЛЫСЬВЕНСКОМ МУНИЦИПАЛЬНОМ РАЙОНЕ ПЕРМСКОГО КРАЯ

*Мурзыева Алина Марселевна*

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,  
студентка 1 курса магистратуры 2021 года обучения, г. Пермь  
e-mail: murzyeva.ru@yandex.ru*

*Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент, Алванян Антон Карпетович*

**Аннотация:** в статье приведен комплекс математических методов, направленных на оценку закарстованности месторождения известняков «Обманка» в Лысьвенском муниципальном районе. Определена подземная закарстованность, выделены таксоны для районирования территории месторождения. Построены схемы на основе полученных данных.

**Ключевые слова:** карст, карстоопасность, математические методы в геологии, оценка подземной закарстованности, районирование месторождения.

## EVALUATION OF THE LIMESTONE DEPOSIT “OBMANKA” LIMESTONE DEPOSIT IN THE LYSVENSII MUNICIPAL DISTRICT OF THE PERM KRAI

*Murzyeva Alina Marsellevna*

*Perm State National Research University,  
1<sup>st</sup> year Master's Degree Student 2021 year of study, Perm  
e-mail: murzyeva.ru@yandex.ru*

*Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader,  
Alvanyan Anton Karapetovich*

**Abstract:** the article presents a set of mathematical methods aimed at assessing the karst content of the Obmanka limestone deposit in the Lysvensky municipal district. Underground karsting has been determined, taxa have been identified for zoning the territory of the deposit. Schemes are constructed based on the obtained data.

**Key words:** karst, karst hazard, mathematical methods in geology, assessment of underground karst content, zoning of a deposit.

Характерная особенность Пермского края наличие на значительной части ее территории выхода на поверхность или неглубокое залегание от нее карстующихся пород: известняков, доломитизированных известняков, доломитов, гипсов, ангидритов и солей. В которых широко распространен современный и древний карст. Выход на поверхность или близкое к ней залегание растворимых горных пород, образующиеся в них трещины и полости осложняют освоение закарстованных территорий. Поверхностные карстопроявления отмечаются в 20 из 41 административных районах Пермской области, в том числе и в Лысьвенском муниципальном районе, причем более половины закарстованных территорий приходится на районы наиболее опасного – сульфатного и соляного – карста. На территории Лысьвенского района развит карбонатный и сульфатный тип карста, степень развития карста от слабой до сильной [1].

Исследуемое месторождение расположено на территории Лысьвенского городского округа Пермского края, в 12 км северо-восточнее г. Лысьва, в 1,0 км севернее н. п. Обманка-I, на водоразделе рек Обманка и Мал. Вашкор (Рис. 1) [2]. Месторождение протягивается с севера на юг на 3,9 км в виде полосы средней шириной 372 м. Общий уклон рельефа – западный.

На территории месторождения наблюдаются незначительные карьерные разработки [2].

В орографическом отношении район работ расположен в пределах Западно-Уральской внешней зоны складчатости, на Вашкурской антиклинали.

В геоморфологическом отношении изучаемый район представляет собой невысокое, достаточно всхолмленное пространство между реками Сылвой и Чусовой с типичным эрозионным рельефом. Для района характерны широкие междуречья с мягкими очертаниями рельефа [2].

*Актуальность работы:* широкое распространение карстующихся пород на территории Лысьвенского муниципального района требует оценки закарстованности месторождения «Обманка» и его районирование.

*Задачи:* изучить геологические условия территории месторождения; выделить таксоны для разделения территории; использовать существующую методику районирования, основанной на прямой и статистической, а также вероятностной оценке классификационного признака; составить, описать и сравнить схемы районирования; посчитать линейную закарстованность территории.

*Цель:* районирование площади месторождения «Обманка» по закарстованности известняка.

Научная новизна работы заключается в оценке закарстованности месторождения «Обманка» с помощью математических методов.

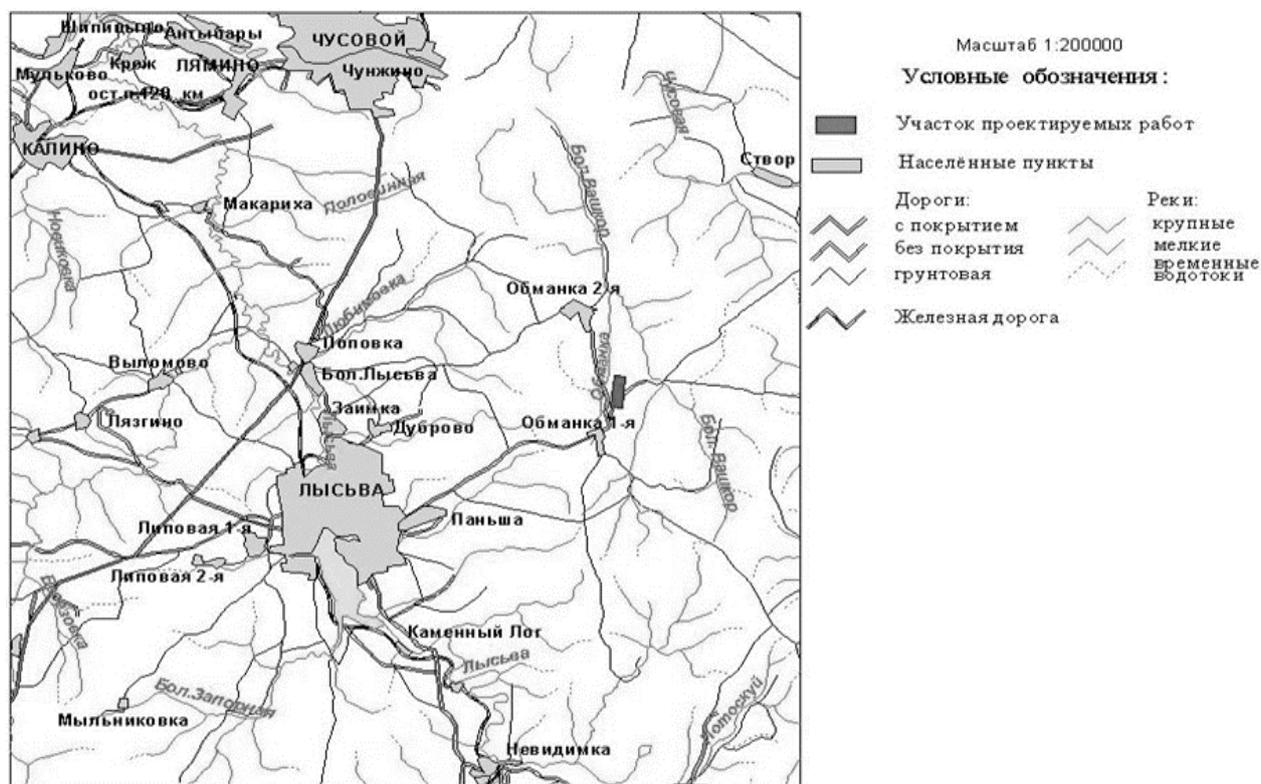


Рис. 1. Местоположение месторождения

### Геологическое строение месторождения

В геологическом строении исследуемого месторождения до глубины 26,2 м по данным бурения принимают участия четвертичные делювиальные (d III-IV) глины, перекрытые с поверхности почвенно-растительным (pQ) слоем. Подстилают их коренные породы девонской системы среднего и верхнего отдела (D2+D3), представленные известняками и мергелями [2].

Поверхность месторождения повышается в центральном направлении с запада и севера отметки изменяются от 300,0 м до 319,01 м, с северо-запада от 282,0 м, с востока от 308,0 м, с южной части от 317,9 м. Мощность почвенно-плодородного слоя составляет от 0,2 – 0,4 м в скважинах № 6, 7, 16, 23. Абсолютные отметки перекрывающих пород изменяются от 285,4 м до 319,0 м. Мощность перекрывающих пород (глины) составляет 0,3 – 10,0 м. Поверхность кровли карстующихся пород залегает согласно земной поверхности с отметками 284,0 – 315,2 м. Мощность карстующихся пород составляет 0,9 – 19,7 м. Карстовые полости встречаются в скважинах № 1, 3, 6, 7, 8, 10, 13, 14, 15, 20, 21, 26. Мощность карстовых полостей изменяется от 0,4 м до 12,5 м. Максимальная мощность карстовой полости в скважине № 13, минимальная в скважинах № 10, 11.

Для проведения карстологического районирования было использовано 2 метода:

**Метод районирования, основанный на прямой и статистической оценке классификационного признака.**

1. В качестве классификационного признака следует принять показатель, характеризующий наличие карстовых полостей на месторождении «Обманка».

2. В нашем случае информация о граничных значениях ( $K_p$ ) отсутствует, поэтому граничное значение будем вычислять с помощью статистического метода.

3. В пределах территории выделяются два таксона, I – где присутствует вероятность развитие карстовых процессов, II – где отсутствует вероятность карстовых процессов.

4. При районировании схема расположения должна быть равномерной, т.е. в каждой подобласти должны быть известны данные, а также иметь граничные значения.

5. Для количественной оценки классификационного признака в каждой точке наблюдения необходимо:

5.1. Рассчитать уравнение регрессии (1), где в качестве результативного признака ( $y$ ) выступает классификационный признак (наличие карстовых полостей), а в качестве факторных признаков  $x_1$  – мощность карстующихся пород (известняк, мергель);  $x_2$  – мощность перекрывающих пород (глина);  $x_3$  – абсолютная отметка кровли перекрывающих пород;  $a, b, c, d$  – коэффициенты, полученные через многомерный разведочный дискриминантный анализ:

$$y = a + bx_1 + cx_2 + dx_3 \quad (1)$$

5.2. Полученные численные значения в каждой скважине и среднее граничное значение  $K_p$  для всей территории требуется сравнить, если граничное значение  $K_p$  меньше численного значения в скважине, то относим ее к I таксону, если  $K_p$  больше численного значения в скважине, то относим ее к II таксону.

6. Составляем схему районирования и описываем таксоны [3].

**Метод районирования, основанная на вероятностной оценке классификационного признака.**

1. Составляются выборки для I и II участков по каждому факторному признаку;

2. Определяется апостериорная вероятность по двум участкам;

3. Составляем модель карстологического районирования на основе апостериорной вероятности приближения;

4. Вычислив численные значения  $K_p$  по всей территории исследования составляем схему районирования и описываем таксоны [3].

**Результаты исследования:**

По первому методу были получены количественные показатели (табл 1) таксонов и составлена схема районирования территории (Рис. 2.). I таксон – где присутствует вероятность развитие карстовых процессов, обозначен оранжевым цветом, и II таксон– где отсутствует вероятность карстовых процессов, обозначен зеленым цветом.

Таблица 1  
Результаты количественных данных

Показатели	I таксон		II таксон	
	От	До	От	До
Абсолютные отметки кровли перекрывающих пород, м	285,4	316,7	295,9	315,2
Мощность перекрывающих пород, м	3,3	10,0	0,3	6,5
Мощность карстующихся пород, м	0,9	12,5	12,0	19,7
Мощность карстовых полостей, м	0,4	12,5	0,4	4,3

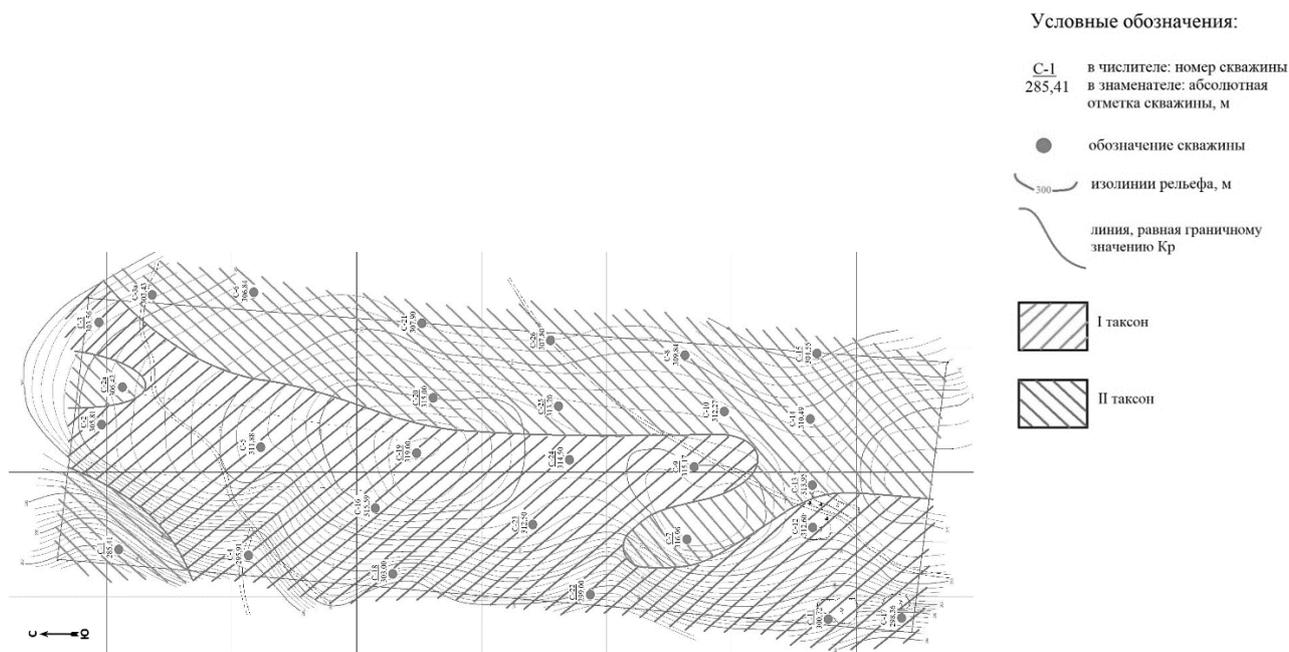


Рис. 2. Схема карстологического районирования по методу, основанному на прямой и статистической оценке классификационного признака

К I таксону относятся скважины – № 1, 2а, 3а, 6, 7, 8, 10, 13, 14, 15, 20, 21, 25, 26, в которых присутствует вероятность развития карста. Абсолютные отметки кровли перекрывающих пород варьируют от 285,4 до 316,7 м, мощности перекрывающих пород от 3,3 до 10,0 м, мощность карстующихся пород от 0,9 до 12,5 м. Мощность карстовых полостей составляет от 0,4 до 12,5 м. I таксон расположен в северо-западной, северной и северо-восточной частях схемы.

Ко II таксону относятся скважины – № 2, 3, 4, 5, 9, 11, 12, 16, 17, 18, 19, 22, 23, 24, в которых вероятность развития карста отсутствует. Абсолютные отметки кровли перекрывающих пород варьируют от 295,9 до 315,2 м, мощности перекрывающих пород от 0,3 до 6,5 м, перекрывающие породы отсутствуют в скважине № 12, 16, мощность карстующихся пород от 12,0 до 19,7 м. Мощность карстовых полостей от 0,4 до 4,3 м. II таксон протягивается с центра северо-востока на юго-запад, проходя через центральную часть схемы.

Сравнив два таксона, можно сказать, что к I относятся скважины с большей мощностью перекрывающих пород, однако в карстующихся породах, которые являются сильно выветрелыми, трещиноватыми, разрушенными до обломков, дресвы и щебня, присутствуют карстовые полости, а ко II – скважины с меньшей мощностью перекрывающих пород, но с большей мощностью карстующихся пород, которые являются массивными и крепкими.

По второму методу были получены количественные показатели (табл. 2) и составлена схема районирования территории (Рис. 3). I таксон – где присутствует вероятность развитие карстовых процессов, обозначен оранжевым цветом, и II таксон– где отсутствует вероятность карстовых процессов, обозначен зеленым цветом.

Таблица 2

## Результаты количественных данных

Показатели	I таксон		II таксон	
	От	До	От	До
Абсолютные отметки кровли перекрывающих пород, м	285,4	314,0	295,9	315,6
Мощность перекрывающих пород, м	1,4	8,0	0,3	10,0
Мощность карстующихся пород, м	0,9	8,0	11,5	19,7
Мощность карстовых полостей, м	2,8	12,5	0,4	5,3

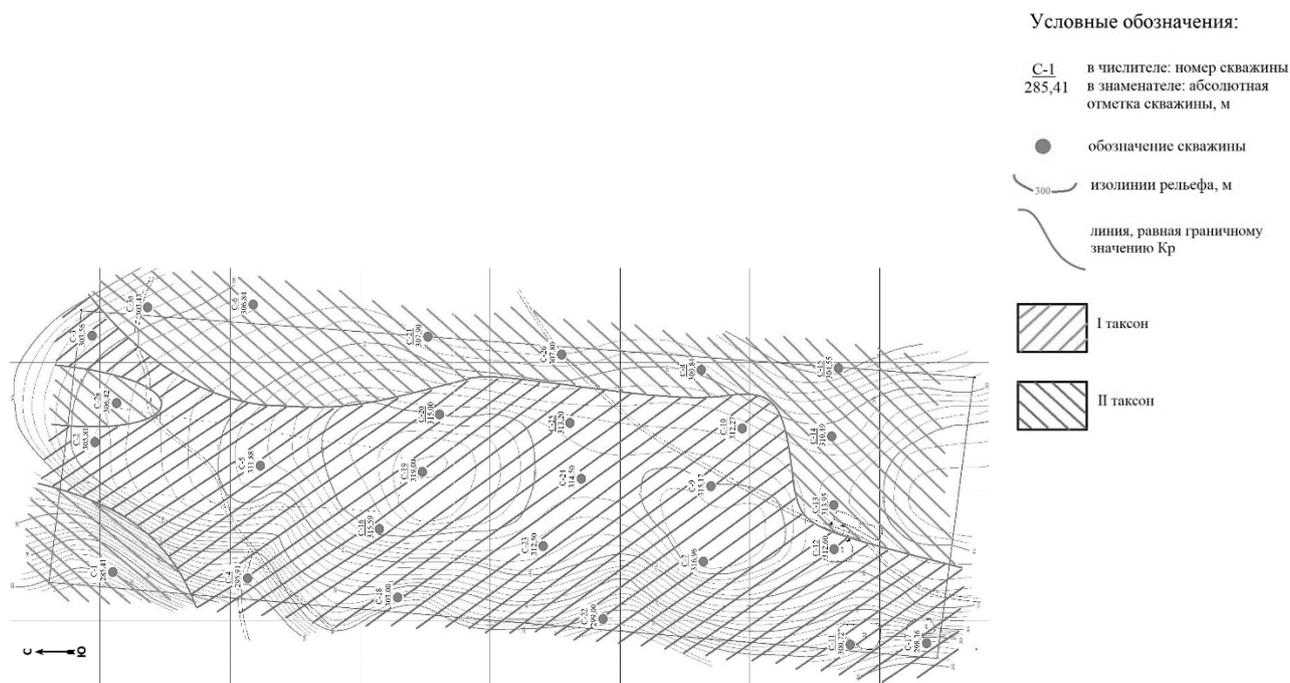


Рис. 3. Схема карстологического районирования по методу, основанному на вероятностной оценке классификационного признака

К I таксону относятся скважины – № 1, 2а, 3а, 6, 8, 13, 14, 15, 21, 26, в которых присутствует вероятность развития карста. Абсолютные отметки кровли перекрывающих пород варьируют от 285,4 до 314,0 м, мощности перекрывающих пород от 1,4 до 8,0 м, мощность карстующихся пород от 0,9 до 8,0 м. Мощность карстовых полостей изменяется от 2,8 до 12,5 м. I таксон расположен в северо-западной, северной и северо-восточной схемы.

Ко II таксону относятся скважины – № 2, 3, 4, 5, 7, 9, 10, 11, 12, 16, 17, 18, 19, 20, 22, 23, 24, 25, в которых вероятность развития карста отсутствует. Абсолютные отметки кровли перекрывающих пород варьируют от 295,9 до 315,6 м, мощности перекрывающих пород от 0,3 до 10,0 м, мощность карстующихся пород от 11,5 до 19,7 м. Мощность карстовых полостей изменяется от 0,4 до 5,3 м. II таксон протягивается с центра северо-восточной части схемы на юго-запад, задевая центральную часть схемы и запад.

Сравнив два таксона, можно сказать, что к I относятся скважины с меньшей мощностью перекрывающих и карстующихся пород, в карстующихся породах, которые являются сильно выветрелыми, трещиноватыми, разрушенными до обломков, дресвы и щебня, присутствуют карстовые полости с большей мощностью, чем во II таксоне, ко II – скважины с большей мощностью перекрывающих и

карстующихся пород, карстующихся породы являются массивными и крепкими, мощности карстовых полостей по сравнению с I таксоном меньше.

Сравним 2 схемы районирования, полученные двумя разными методами, путем наложения друг на друга (Рис. 4).

В методике районирования, основанном на статистической оценке классификационного признака, скважины № 7, 10, 20, 25 относятся к I таксону. В методике районирования, основанный на вероятностной оценке классификационного признака, наоборот скважины № 7, 10, 20, 25 относятся ко II таксону.

В скважинах № 7, 10, 20, 25 апостериорная вероятность отнесения к тому или иному таксону примерно находится на одинаковом значении, что говорит о данных скважинах, которые находятся на границе между I и II таксоном (Рис. 4).

На схеме видно, что границы между I и II таксоном совпадают в районе скважин № 1, 2а, точнее с севера на запад и на севере соответственно скважинам, так же граница между скважинами № 3-3а, 5-6, 12-13, расположенная с севера-востока на юг. Однако граница около скважин № 7, 10, 20, 25 отличается, в первом методе районирования граница проходит с западной стороны скважин, а во втором методе – с восточной стороны. Территория расхождения между двумя методами составляет 11,5 % от всей территории месторождения «Обманка».

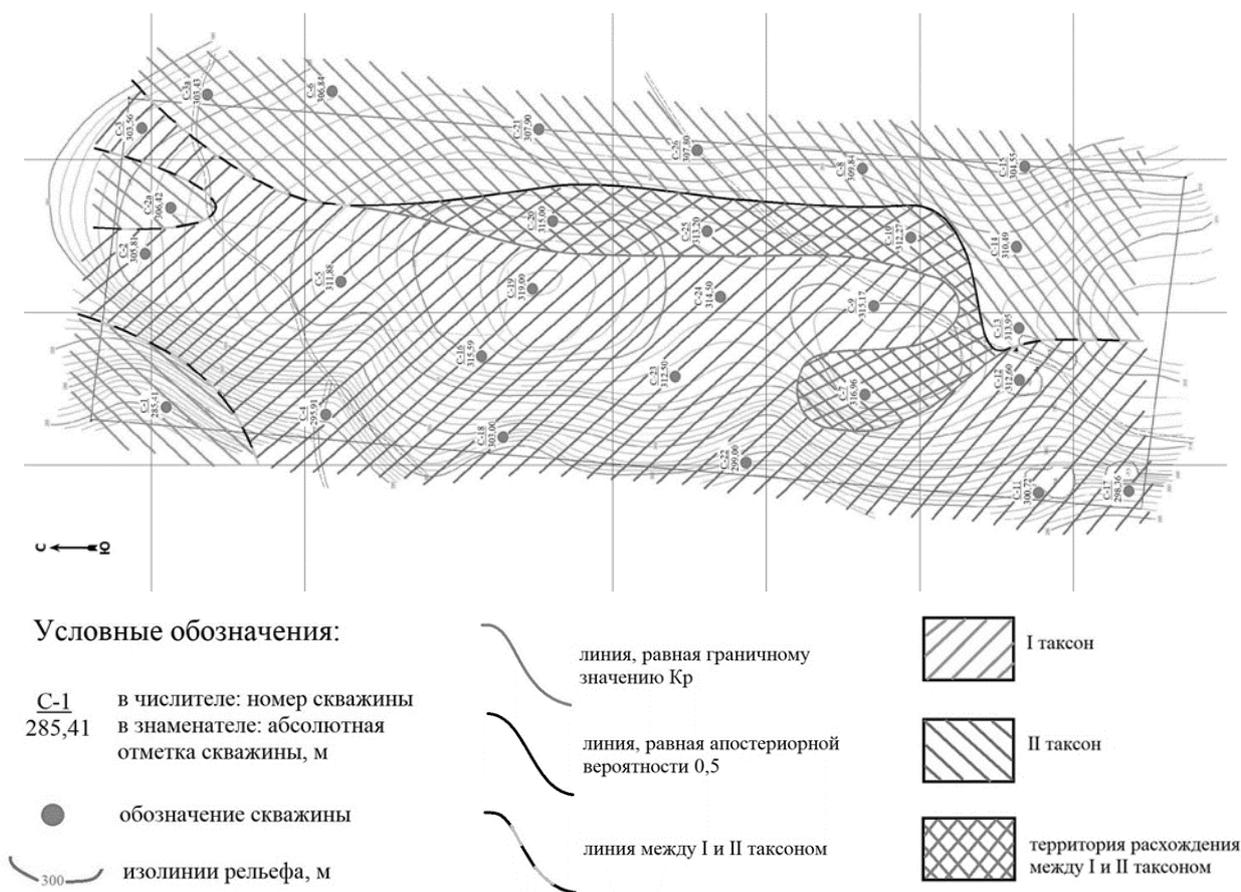


Рис. 4. Сравнительная схема карстологического районирования по двум методом

**По результатам проведенной работы были:**

- 1) изучены геологические условия территории месторождения;
- 2) оценены мощность залегания карстующихся (известняк, мергель) и перекрывающих пород (глина);
- 3) выделены два таксона, I – где присутствует вероятность развитие карстовых процессов, II – где отсутствует вероятность карстовых процессов для разделения участка исследования;
- 4) использованы существующие методики районирования, основанные на прямой и статистической оценке классификационного признака и на вероятностной оценке классификационного признака;
- 5) построены и описаны 2 схемы карстологического районирования;
- 6) проведено сравнение 2 схем для более точной оценки геологических условий территории.

В качестве комплексного показателя принимали все геологические параметры, которые были использованы для первого метода районирования. Вторым методом использовался для перевода параметров в безразмерную величину, то есть переход на комплексный безразмерный показатель – вероятность, для более надежной оценки геологической ситуации территории месторождения «Обманка».

Посчитана линейная закарстованность исследуемого участка, которая составляет 5,32 % от всей территории месторождения.

В соответствии с этим были выделены два таксона, I – где присутствует вероятность развитие карстовых процессов, II – где отсутствует вероятность развития карстовых процессов, по которым разделялся участок исследования.

Построены схемы карстологического районирования с помощью методов, основанным на прямой и статистической оценке классификационного признака и основанным на вероятностной оценке классификационного признака.

Таким образом, в зависимости от цели районирования, наличия исходной информации можно использовать тот или иной метод районирования.

***Литература***

1. Горбунова К. А., Андрейчук В. Н., Костарев В. П., Максимович Н. Г. Карст и пещеры Пермской области. – Пермь: Изд-во Перм. ун-та, 1992 г.– 200 с.
2. Отчет «О проведении геологоразведочных работ на «Обманковском» месторождении карбонатных пород» в Лысьвенском городском округе Пермского края ООО «Пермгеолнеруд», Пермь, 2021 г.
3. Середин В.В., Матметоды в инженерной геологии. Курс лекций, Пермь: Изд-во Перм. ун-та – 133 с.

## ОСОБЕННОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СЕЙСМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГРУНТОВ МЕТОДОМ АМПЛИТУДНЫХ СПЕКТРОВ НА ОПОЛЗНЕВЫХ УЧАСТКАХ КОЛОМЕНСКОЕ И МОСКВОРЕЧЬЕ-САБУРОВО В Г. МОСКВА

*Прасолов Андрей Александрович*

*Национальный исследовательский Московский государственный строительный университет,  
спирант 3 года обучения, г. Москва  
e-mail: ghfcjkjdfyllhtq@yandex.ru*

*Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент, Кропоткин Михаил Петрович*

**Аннотация:** В настоящее время в мегаполисах приходится осваивать территории со сложными инженерно-геологическими условиями, в том числе с развитием оползневых процессов. Проведение инженерных изысканий на подобных территориях осложняется трудностью использования тяжёлой техники на крутых склонах, что приводит к большему использованию косвенных методов. Одним из таких является сейсмометрический метод амплитудных спектров, основанный на определении резонансных частот слоёв и неоднородностей геологического строения. Он используется как для определения литологических контактов в пределах оползневого тела, так и сейсмических свойств грунтов, например, при необходимости оценки динамического воздействия на склон различной природы. На примерах оползневых участков Коломенское и Москворечье-Сабурово в г. Москва показана хорошая сходимость в определении сейсмических свойств грунтов в сравнении с более изученным участком Воробьёвы горы.

**Ключевые слова:** Метод амплитудных спектров, сейсмические свойства грунтов, оползни, участки Коломенское и Москворечье-Сабурово

## FEATURES OF DETERMINING THE SEISMIC GROUND PROPERTIES BY THE AMPLITUDE SPECTRA'S METHOD ON THE LANDSLIDE SITES KOLOMENSKOYE AND MOSKVORECHYE-SABUROVO IN MOSCOW CITY

*Andrey Prasolov*

*National Research Moscow State University of Civil Engineering,  
3<sup>d</sup> year Post-graduate Student, Moscow City,  
e-mail: ghfcjkjdfyllhtq@yandex.ru*

*Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader, Mikhail Kropotkin*

**Abstract:** Nowadays in megacities we have to develop territories with difficult engineering-geological conditions, including the development of landslide processes. Conducting engineering surveys in such areas is complicated by the difficulty of using heavy equipment on steep slopes, which leads to a greater use of indirect methods. One of these is the seismometric amplitude spectra's method, based on the determination of the resonant frequencies of the layers and inhomogeneities of the geological structure. It is used both to determine lithological contacts within a landslide body and the seismic ground properties, for example, if it is necessary to assess the dynamic impact on a slope of various nature. On the examples of landslide sites Kolomenskoye and Moskvorechye-Saburovo in Moscow, good convergence in determining the seismic ground properties is shown in comparison with the more studied site Vorobyovy Gory.

**Keywords:** Amplitude spectra's method, seismic ground properties, landslides, sites Kolomenskoye and Moskvorechye-Saburovo.

Основным методом изучения для данной работы являлся сейсмометрический, основанный на определении амплитудных спектров, при неизменном положении сейсмоприёмника и возбуждении колебаний на двух ортогональных линиях [1]. Для определения положения слоёв в геологическом

разрезе проводится анализ сигнала в переменном временном интервале с определением резонансной частоты для этого грунта. Таким образом, за счёт получения резонансной частоты при преобразовании формул [1] можно получить формулу скорости поперечных (сдвиговых) волн (S-волн) при длине профиля в 50 м:

$v_s = 6hf_p/n$ , где  $h$  – глубина исследований в м,  $f_p$  – резонансная частота данного слоя в Гц и  $n$  – количество перемещений сейсмогенерирующего источника для данного профиля. Полученные показатели позволяют выделить литологические контакты и определить мощности геологических слоёв. Кроме того предполагаемый способ позволяет по безразмерному параметру отношения амплитудных спектров оценить степень неоднородности грунтов, которая, как правило, будет выражаться, в трещиноватости и дополнительной обводнённости, что характерно в верхних слоях для смещаемого оползневого тела, а также вблизи основного деформирующегося горизонта (ОДГ).

Резонансные частоты связаны с особенностями геологического разреза. Отражённый сейсмосигнал усиливается с помощью аппаратуры “Резонанс”, анализируется его амплитудно-частотная характеристика, строится спектр сигнала. Предпосылкой применения сейсмического метода амплитудных спектров с целью выделения литологических границ служит то обстоятельство, что скальные грунты обладают повышенной акустической добротностью по сравнению с дисперсными грунтами. Кроме того на сейсмоакустических спектрах по характерному виду (изменение частоты спектра) фиксируются литологические границы, разрывные нарушения, обводнённость грунтов и другие неоднородности геологического разреза.

При выполнении сейсмического метода амплитудных спектров в модификации профилирования наблюдения производятся в точках, расположенных с выбранным по профилю шагом 10-20 м. Полученные на точках наблюдений сейсмоакустические спектры и построенные по ним сейсмоакустические разрезы по профилям увязываются с данными бурения и инженерно-геологической съёмки.

Участок Коломенское располагается на правом берегу реки Москвы восточнее проспекта Андропова. На этом участке небольшая мощность четвертичных отложений, а также высокое положение кровли дочетвертичных образований, поэтому глубокие оползни захватывают среднеюрские келловейские глины, а не оксфордские (за исключением юго-восточной части третьего оползневого амфитеатра), в результате чего явно преобладающим механизмом для данных оползней является скольжение с образованием инсеквентных (срезающих) оползней (оползней вращения).

Между институтом ВНИИХТ и заводом «Полиметаллы» в районе участка Коломенское расположен третий амфитеатр глубоких оползней. В результате буровых и геофизических работ вскрыто локальное понижение в каменноугольных отложениях юго-восточного направления, глубиной до 6 м. Понижение имеет крутые борта, на дневной поверхности ему соответствует овраг, вершина которого в настоящее время деформирует забор ВНИИХТ, продвигаясь внутрь плато. Многолетний мониторинг с 1961 года за данным участком отмечает, что именно здесь наблюдаются наиболее значимые деформации грунта, в разные годы отмечались суффозионные воронки, стенки срыва и другие.

Кровля скального основания на оползневом участке Москворечье-Сабурово установлена по геофизическим данным, повторяетхождение поверхности – резкий перепад от плато к подошве склона и далее следует плавное снижение к реке. Геологическое строение схоже с оползевым участком Коломенское: скальное основание представлено известняками и перекрыто породами юрской системы, в виде глин, суглинков и песков, меловые отложения – светло-коричневыми песками и супесями, многочисленные обнажения встречены в обрывах склона от железнодорожного моста Курской дороги и далее до Борисовских прудов, моренные отложения вскрыты на плато в результате буровых работ, в теле оползня в обнажениях и геофизическими работами они не обнаружены, и перекрыта толща мощным слоем техногенных грунтов.

В результате проведённых геофизических работ на участке Коломенское по профилям были отмечены дополнительные границы в келловейских отложениях по профилям 3 и 4, что может свидетельствовать о прохождении поверхности скольжения по этим образованиям. Тем самым можно предположить, что в нижней части склона третьего оползневого амфитеатра участка Коломенское переход ОДГ от келловейских глин к оксфордским происходит примерно в 100-150 м к северо-западу от забора, отделяющего завод Полиметаллов от парка Коломенское. Дополнительным доводом данной гипотезы служат значения скоростей сдвиговых волн, полученных при проведении геофизических работ, и их сравнение с аналогичными параметрами для участка Воробьёвы горы (табл. 1). По ним выделенные в рамках профилей 3 и 4 скорости потенциально смещённых келловейских глин показывают пониженные значения, которые могут характеризовать их разуплотнение при формировании поверхности скольжения, в свою очередь по профилям 0, 1 и 2 поверхность скольжения выделяется по оксфордским глинам.

Сейсмические свойства грунтов для участка Коломенское и сравнение с участком Воробьёвы горы

Индекс	Мощность средняя, м	$v_s$ , м/с (Коломенское)	$v_s$ , м/с (Воробьёвы горы)
dIII-IV	4,8	210	180-260
J <sub>3ox</sub> -tt (+смещ.)	8,2	298	310-320
J <sub>2k</sub> (смещ.)	8,8	291	320-330
J <sub>2k</sub>	9,2 и более	313	320-330
C <sub>2</sub>	С глубины 24 м	720	640-700

Также для профиля 2 была выделена единственная чётко выраженная граница между юрскими и каменноугольными отложениями (примерно на 3-4 м выше обычного), под ней были установлены скорости каменноугольных известняков. В целом их скорость такая же низкая, как и для участка Воробьёвы горы. Это подтверждается также и оценкой их физико-механических свойств полученных по таблице Г.4 СП 446.1325800.2019 (по В.И. Бондареву) (табл. 2), что может свидетельствовать о сильном выветривании каменноугольных известняков у их кровли.

Таблица 2

Оценочные физико-механические свойства грунтов, полученные геофизическими методами по формулам из таблицы Г.4 СП 446.1325800.2019 (по В.И. Бондареву) участка Коломенское

Индекс	$v_s$ , м/с	E, МПа	$\varphi$ , ° (для песков)	$R_c$ , МПа
dIII-IV	210	20,3	33,8	-
J <sub>3ox</sub> -tt (+смещ.)	298	24,3-26,3	-	-
J <sub>2k</sub> (смещ.)	291	23,3-25,2	-	-
J <sub>2k</sub>	313	26,4-28,6	-	-
C <sub>2</sub>	720	-	-	4,8

Для участка Москворечье-Сабурово за период с середины семидесятых годов прошлого века, при сравнении контуров береговой линии р. Москва видно, что на данном участке смещение грунтовых масс в русло реки достигло 35-40 м [2]. Повышенная мощность юрских отложений и более низкое положение кровли каменноугольных известняков были подтверждены геофизическими методами. Так же, как и для участка Коломенское, кровля известняков была достигнута только одним профилем 7, при этом отмеченная глубина каменноугольных известняков уже достигла 37 м. В целом значения скоростей поперечных волн для участка Москворечье-Сабурово сопоставимы с аналогичными для участков Коломенское и Воробьёвы горы, при этом выявлены более низкие значения для четвертичных отложений и на границе юры-мела, что может быть вызвано более активным развитием вторичных оползней в этих отложениях, но при этом более высокими значениями скоростей для оксфордских глин и нижележащих отложений, что может быть объяснено увеличенной литостатической нагрузкой (табл. 3).

Таблица 3

Сейсмические свойства грунтов для участка Москворечье-Сабурово и сравнение с участком Воробьёвы горы

Индекс	Мощность средняя, м	$v_s$ , м/с (Москворечье-Сабурово)	$v_s$ , м/с (Воробьёвы горы)
dIII-IV	4,0	199	180-260
J <sub>3tt</sub> -K <sub>1</sub>	5,5	263	260-315
J <sub>3ox</sub> (смещ.)	8,8	311	310-320
J <sub>2k</sub>	9,7 и более	339	320-330
C <sub>2</sub>	С глубины 37 м	830	640-700

Это отражается и в соответствующей оценке физико-механических свойств грунтов, в частности, каменноугольные известняки у кровли на участке Москворечье-Сабурово уже могут быть классифицированы как скальные с  $R_c > 5$  МПа (табл. 4), в то время как аналогичные для участков Коломенское и Воробьёвы горы являются полускальными.

Оценочные физико-механические свойства грунтов, полученные геофизическими методами по формулам из таблицы Г.4 СП 446.1325800.2019 (по В.И. Бондареву) участка Москворечье-Сабурово

Индекс	$v_{s2}$ , м/с	E, МПа	$\varphi$ , ° (для песков)	$R_c$ , МПа
dIII-IV	199	18,6	33,2	-
J <sub>3tt</sub> -K <sub>1</sub>	263	19,8-21,0	33,7	-
J <sub>3ox</sub> (смещ.)	311	26,1-28,3	-	-
J <sub>2k</sub>	339	30,2-32,5	-	-
C <sub>2</sub>	830	-	-	6,3

У опорного участка Воробьёвых гор средний угол направления поперечных волн составил 24°, соответственно, при сравнении с участками Коломенское и Москворечье-Сабурово можно сделать следующие выводы – если для участка Москворечье-Сабурово в целом значения скоростей сейсмических волн чуть выше, чем для Воробьёвых гор, но при этом соотношение сейсмических жёсткостей будет схожим, а значит и величина разрушающего ускорения будет практически равной. В то же время для участка Коломенское при близких значениях скоростей поперечных волн в каменноугольных известняках, в вышележащих отложениях значения скоростей ниже, что приведёт к большему преломлению сейсмических волн, что скажется на уменьшении угла прихода поперечных волн и угла “рассогласования”. В свою очередь малое значение угла “рассогласования” приведёт к меньшему значению разрушающего ускорения ввиду большего вклада в неустойчивость склонов при прочих равных условиях, а значит в случае дополнительного динамического воздействия на оползневой склон, участок Коломенское будет более восприимчив к подобным воздействиям.

Сейсмические свойства грунтов на участках Воробьёвы горы, Коломенское и Москворечье-Сабурово в целом совпадают, соответственно и влияния сейсмического воздействия при расчёте устойчивости склонов будут схожими. Основным фактором, на который могут подействовать скорости поперечных волн грунтов при анализе параметров сейсмического воздействия при расчёте устойчивости оползневых участков, является определение угла направления, который обусловлен преломлением волн на границах слоёв с различными сейсмическими жёсткостями.

Основной границей, влияющей на угол направления сейсмического воздействия, является граница между каменноугольными и юрскими отложениями. Сопоставление данных бурения и сейсмоакустический метод хорошо коррелируют и определяют положение кровли скальных грунтов на участках Коломенское и Москворечье-Сабурово, хотя для последнего объём проведённых буровых работ не очень большой.

При практически аналогичных генеральных углах склонов и расстояний от сейсмического источника для трёх участков основным фактором, отвечающим за величину разрушающего ускорения, является угол между касательной к поверхности смещения и направлением колебаний наиболее опасных сейсмических волн – угол “рассогласования”, который в свою очередь будет зависеть по большей степени от минимального угла направления поперечных волн в юрских отложениях. В частности это подтверждается при сравнении участков Коломенское и Москворечье-Сабурово – несмотря на то, что каменноугольные известняки больше выветрели на первом участке, вследствие большей мощности вышележащих слоёв и более высоких значений скоростей в юрских отложениях для второго угол рассогласования для участка Коломенское будет меньшим.

Таким образом, в ходе данных исследований были:

1) проведены геофизические исследования с использованием метода амплитудных спектров для выделения границ грунтов по амплитудному спектру и определением сейсмических свойств грунтов методом резонансных частот по профилям длиной 50 м;

2) обработаны результаты исследований и проведена сравнительная характеристика геологического строения оползневых участков Коломенское и Москворечье-Сабурово с выделением основных слоёв, входящих в оползневые тела;

3) проведена оценка физико-механических свойств грунтов по полученным методом амплитудных спектров сейсмическим свойствам и корреляций СП 446.1325800.2019, по ней возможно корректировать дальнейшее изучение свойств грунтов на последующих этапах проведения инженерно-геологических и инженерно-геотехнических изысканий – возможно предварительное выделение инженерно-геологических элементов с возможностью дальнейшего их объединения в расчётные грунтовые элементы для последующих инженерно-геологических расчётов;

4) проанализировано влияние сейсмических свойств грунтов и границы между скальными и дисперсными грунтами на параметры сейсмического воздействия при расчёте устойчивости оползне-

вых участков в сравнении с участком Воробьёвы горы – определены взаимоотношения направления сдвиговых волн для участков Коломенское и Москворечье-Сабурово и их возможное влияние на устойчивость склонов в случае возможного дополнительного динамического воздействия.

***Литература***

1. Колчин Г.И., Белоусов В.И., Гликман А.Г., Бунчиков В.Н. Патент SU 18021190 A1 от 25.12.1990. Способ определения положения ослабленных контактов в массиве горных пород. ГМНИИ по безопасности работ в горной промышленности, 1990. – 9 с.

2. Постоев Г.П. Закономерности гравитационного деформирования грунтовых массивов // Геология. Инженерная геология. Гидрогеология. Геокриология. 2009. №6. С. 534-543.

## ГРУНТОВЫЕ УСЛОВИЯ СТРОИТЕЛЬНОЙ ПЛОЩАДКИ ЗАПАДНОЙ ОКРАИНЫ ГОРОДА ИННОПОЛИС

**Салихова Эльвира Наилевна**

*Институт геологии и нефтегазовых технологий,  
аспирант 1 года обучения, г. Казань  
e-mail: Salikhova.en@gmail.com*

**Королёв Альберт Эдуардович**

*Институт геологии и нефтегазовых технологий,  
студент 4 курса, г. Казань  
e-mail: albert-korolev-kpfu@mail.ru*

**Научный руководитель:** к.г.-м.н., доцент, Королёв Эдуард Анатольевич

**Аннотация:** В работе приведены результаты полевых и лабораторных инженерно-геологических исследований грунтового массива западной части г. Иннополис. По данным буровых работ в пределах площадки изыскания выявлено 6 инженерно-геологических элементов. В верхней части разреза залегают техногенные уплотненные пески и аллювиально-делювиальные суглинки полутвердые. Ниже расположены в различной степени выветрелые коренные отложения уржумского яруса пермской системы, представленные глиной твердой, алевритом плотным и песчаником тонко-мелкозернистым, разрушенным. По результатам лабораторных исследований установлено, что глинистые грунты по сложенности плотные, песчаные – средней плотности, характеризуются малой степенью водонасыщения. Механические свойства находятся в пределах нормативных показателей.

**Ключевые слова:** Татарстан, город Иннополис, грунты, физические свойства, механические свойства.

## SOIL CONDITIONS OF THE CONSTRUCTION SITE IN THE WESTERN OUTSIDE OF THE CITY OF INNOPOLIS

**Salikhova Elvira Nailevna**

*Institute of Geology and Oil and Gas Technologies,  
1<sup>st</sup> year postgraduate student, Kazan  
e-mail: Salikhova.en@gmail.com*

**Korolev Albert Eduardovich**

*Institute of Geology and Oil and Gas Technologies,  
4<sup>th</sup> year student, Kazan  
e-mail: albert-korolev-kpfu@mail.ru*

**Research Supervisor:** Candidate of Geology and Mineralogy, reader, Eduard A. Korolev

**Abstract:** The paper presents the results of field and laboratory engineering-geological studies of the soil massif in the western part of the city of Innopolis. According to the drilling data, 6 engineering-geological elements were identified within the survey site. In the upper part of the section, technogenic compacted sands and semi-solid alluvial-deluvial loams occur. Below, there are variously weathered bedrock deposits of the Urzhum Stage of the Permian system, represented by hard clay, dense silt, and fine-grained, destroyed sandstone. According to the results of laboratory studies, it was found that clay soils are dense in composition, sandy soils are of medium density, and are characterized by a low degree of water saturation. Mechanical properties are within the limits of normative indicators.

**Keywords:** Tatarstan, Innopolis city, soils, physical properties, mechanical properties.

В рамках социально-экономического развития Верхнеуслонского района Республики Татарстан в 2012 г. в месте слияния рек Волги и Свияги был заложен новый современный город Иннополис. Изначально планировалось, что это территориальное обособление будет точкой развития информа-

ционных технологий. Общая площадь, отведенная под территорию г. Иннополиса, составляет 1200 Га. Проект реализуется при поддержке федеральных органов власти Российской Федерации и руководства Республики Татарстан.

В геоморфологическом отношении район строительства г. Иннополис приурочен к северо-восточной части Приволжской возвышенности с абсолютными отметками 197,78-205,57 м БС. Территория характеризуется умеренным континентальным климатом. Ее фоновая сейсмичность оценивается в 6 баллов. Согласно СНиП II-7-81 грунты площадки изысканий по сейсмическим свойствам относятся к III категории.

В рамках работы объектом исследования была выбрана западная окраина г. Иннополис на момент изысканий свободная от застройки. Поверхность участка характеризуется относительно ровной, спланированной поверхностью, с перепадом абсолютных отметок в пределах 4-6 м. Гидрогеологические условия территории простые. Бурением грунтовые воды обнаружены на глубинах 5-7 м. Водоносные горизонты приурочены к четвертичным элювиально-делювиальным отложениям, локальными водоупорами являются слабо измененные плотные коренные породы пермского возраста. Эрозионно-денудационная поверхность г. Иннополиса в значительной степени изрезана многочисленными оврагами и балками [2,3]. Часть овражно-балочных понижений заполнена техногенными грунтами обратной засыпки.

В геологическом строении территории принимают участие карбонатные и терригенные породы, казанского ( $P_2kz$ ), уржумского ( $P_{2ur}$ ) и северодвинского ( $P_{3sd}$ ) ярусов пермской системы. Верхняя часть разреза представлена красно-бурыми глинами, песчаниками и доломитовыми мергелями. Породы разуплотненные со следами размыва. В нижней части разреза залегают светло-серые доломиты с прослойками доломитовых мергелей и аргиллитоподобных глин. На пермских отложениях расположен комплекс покровных четвертичных отложений. Преобладают супесчано-суглинистые элювиальные и делювиальные грунты с включениями дресвы и щебня карбонатных пород. Мощность четвертичных отложений варьирует от 2 до 6 м.

Согласно буровым работам в пределах площадки изыскания на глубину до 8,0 м вскрываются покровные четвертичные отложения и коренные породы пермского возраста. По результатам полевых описаний были выделены следующие инженерно-геологические элементы в соответствии с ГОСТ 25100-2011 [1] (табл. 1).

Таблица 1

Инженерно-геологические элементы (ИГЭ) площадки изыскания

ИГЭ	Возраст	Характеристика	Мощность	
			От	До
1	$tQ_{IV}$	Насыпной неоднородный по составу слежавшийся песчаный слой.	0,3	1,0
2	$adQ_{II-III}$	Суглинок опесчаненный, светло-коричневым, полутвердый, ожелезненный, участками слоистый, с включениями алевролита и известняка в виде дресвы и щебня (до 5%).	0,2	3,3
3	$P_{2ur}$	Глина кирпично-красная, твердая, с включениями и прослоями алевролита и известняка.	0,2	7,8
4	$P_{2ur}$	Известняк пелитоморфный, средней прочности, трещиноватый, светло-серый, с включениями глинистого материала.	0,4	0,7
5	$P_{2ur}$	Алеврит опесчаненный, зеленовато-серый, плотный, с прослоями красно-бурой глины и включениями дресвы известняка.	0,5	2,8
6	$P_{2ur}$	Песчаник разрушенный, коричневый, тонкозернистый	0,2	5,2

В ходе буровых работ, проведенных в летний период времени, обводненных грунтов в разрезе не обнаружено. Однако, в неблагоприятные периоды года (при интенсивных ливнях и снеготаяние) можно ожидать образования подземных вод типа «верховодки» в четвертичных отложениях.

Учитывая предстоящую срезку пород верхней части разреза в процессе планировки поверхности площадки изыскание изучение физико-механических свойств грунтов начиналось с ИГЭ 2. Аллювиально-делювиальные суглинки характеризуются естественной влажностью на уровне 10,26-23,15%, плотностью от 1,76 до 2,02 г/см<sup>3</sup>, плотностью в сухом состоянии от 1,52 до 1,80 г/см<sup>3</sup>, плотность частиц грунта составляет 2,71 г/см<sup>3</sup>, коэффициентом пористости – 0,51-0,78 д.е., верхний предел пластичности составляет 26,6-38,4%, нижний – 18,1-26,5%, число пластичности – 7,3-14,1.

ИГЭ 3. Глина характеризуется естественной влажностью на уровне 18,40-29,90%, плотностью от 1,91 до 2,01 г/см<sup>3</sup>, плотностью в сухом состоянии от 1,51 до 1,62 г/см<sup>3</sup>, плотность частиц грунта

составляет 2,74 г/см<sup>3</sup>, коэффициентом пористости – 0,69-0,82 д.е., верхний предел пластичности составляет 42,8-60,7%, нижний – 20,1-33,30%, число пластичности – 17,1-30,2.

ИГЭ 5. Алеврит характеризуется естественной влажностью на уровне 20,20-23,60%, полная влагоемкость – 28,8%, плотностью от 1,76 до 1,89 г/см<sup>3</sup>, плотностью в сухом состоянии от 1,46 до 1,54 г/см<sup>3</sup>, плотность частиц грунта составляет 2,64-2,70 г/см<sup>3</sup>, коэффициентом пористости – 0,76 д.е., коэффициент выветрелости – 0,62.

ИГЭ 6. Песчаник тонкозернистый, выветрелый характеризуется естественной влажностью на уровне 13,50-18,30%, полная влагоемкость – 23,2%, плотностью от 1,91 до 1,96 г/см<sup>3</sup>, плотностью в сухом состоянии от 1,63 до 1,68 г/см<sup>3</sup>, плотность частиц грунта составляет 2,64-2,66 г/см<sup>3</sup>, коэффициентом пористости – 0,61 д.е., коэффициент выветрелости – 0,73.

Основные механические свойства инженерно-геологических элементов приведены в таблице 2.

Таблица 2

Механические свойства и коэффициент фильтрации инженерно-геологических элементов

ИГЭ	Угол внутреннего трения природной влажности, Град.	Удельное сцепление природной влажности, кПа	Модуль деформации природной влажности, МПа	Коэффициент фильтрации, м/сут.
ИГЭ 2	21,0-30,0	17,0-33,0	10,4-15,4	0,001-0,5
ИГЭ 3	27,0-35,0	47,0-67,0	18,6-28,2	0,001-0,5
ИГЭ 5	23,0-29,0	29,0-38,0	15,0-17,5	0,001-0,5
ИГЭ 6	18,0-30,0	10,0-18,0	10,8-16,7	0,1-1,0

Результаты лабораторных исследований показывают, что глинистые грунты относятся к суглинкам полутвердым и глинам твердым. Породы характеризуются плотным сложением, малой степенью природного водонасыщения, не просадочные. Песчаные породы вследствие выветривания характеризуются средней плотностью при слабой естественной влажности. Механические свойства находятся в пределах нормативных показателей. То есть, в пределах всего разреза, вскрытого скважинами, породы массива относятся к прочным малосжимаемым грунтам, которые могут служить основанием сооружений. Выбор глубины заложения фундамента будет определяться сезонным промерзанием и планируемой нагрузкой от инженерных объектов.

Учитывая полученные результаты, можно сделать следующие выводы:

1. В геологическом строении территории принимают участие отложения четвертичного и среднепермского возраста. Четвертичные отложения представлены современными техногенными образованиями и верхнечетвертичными аллювиально-делювиальными суглинками, среднепермские – в различной степени выветрелыми глинами, известняками, алевритами и песчаниками.

2. В пределах участка изыскания в разрезе грунтового массива выделяется шесть инженерно-геологических элемента, отличающихся комплексом физико-механических характеристик.

3. В гидрогеологическом отношении участок работ относится к сезонно подтапливаемой (тип I-A-2) в соответствии с приложением И (СП-11-105-97 (часть 2)) [4].

### Литература

- ГОСТ 25100-2011. Грунты. Классификация.
- Латыпов А.И., Жаркова Н.И. Оценка оползневой опасности на территории строящегося города Иннополис (Татарстан) для организации системы геодинамического мониторинга // Журнал «Инженерные изыскания». 2013. №10-11. С. 56-59.
- Латыпов А.И., Жаркова Н.И., Нуриев И.С., Черныйчук Г.А. Моделирование развития оползневых процессов для прогноза оползневой опасности на территории горнолыжного комплекса «Казань» и г. Иннополис // Ученые записки Казанского университета. Серия «Естественные науки». 2014. Т.156. кн. 1. С. 148-162.
- СП-11-105-97. Инженерно-геологические изыскания для строительства.

## ПРИМЕНЕНИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ДЛЯ ОЦЕНКИ КАРСТОВОЙ ОПАСНОСТИ НА ПРИМЕРЕ УЧАСТКА В Д. БАЛАШИ, СУКСУНСКОГО РАЙОНА

*Жильцова Валерия Юрьевна*

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,  
студент 3 курса 2019, г. Пермь  
e-mail: lera.mics991@gmail.com*

*Селина Зоя Васильевна*

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,  
аспирант 3 курса 2019, г. Пермь  
e-mail: zoya.kivileva@mail.ru*

*Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Ковалева Татьяна Геннадьевна*

**Аннотация:** В статье рассмотрена закарстованность территории д. Балаши, Суксунского района. Проинтерпретированы материалы вертикального электрического зондирования с применением данных карстологического бурения. Оконтурированы ослабленные участки по данным удельных электрических сопротивлений. Выполнено построение карты удаленности от ближайшего карстопроявления.

**Ключевые слова:** карст, карстовый провал, карстовая полость, карстологическое бурение, вертикальное электрическое зондирование, удельное электрическое сопротивление, значения кажущихся сопротивлений.

## APPLICATION OF GEOPHYSICAL METHODS FOR KARST HAZARD ASSESSMENT ON THE EXAMPLE OF A SITE IN THE VILLAGE OF BALASHI, SUKSUNSKY DISTRICT

*Zhiltsova Valeria Yurievna*

*Perm State National Research University,  
3d year student, Perm  
e-mail: lera.mics991@gmail.com*

*Selina Zoya Vasilievna*

*Perm State National Research University,  
3d year post-graduate student, Perm  
e-mail: zoya.kivileva@mail.ru*

*Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Reader  
Kovaleva Tatyana Gennadievna*

**Abstract:** The article considers the karstiness of the territory of the village of Balashi, Suksunsky district. The materials of vertical electrical sounding are interpreted using the data of karstological drilling. The weakened areas are outlined according to the data of electrical resistivity. The construction of a map of distance from the nearest karst manifestation has been completed.

**Key words:** karst, karst failure, karst cavity, karstological drilling, vertical electrical sounding, electrical resistivity, apparent resistivity values.

### ВВЕДЕНИЕ

В рамках инженерно-геологических изысканий на закарстованных территориях необходимо выполнять оценку карстовой опасности, поскольку карстовый процесс представляет огромную опасность для зданий и сооружений, а следовательно, жизни и здоровью людей.

Карстологическое бурение является точечным методом оценки подземной закарстованности, отражающим действительность только в конкретной точке. Для площадного изучения развития кар-

ста применяются геофизические методы исследования [1,2]. Геофизические исследования выполнены для уточнения геологического строения между горными выработками, получение информации о глубине залегания кровли карстующихся пород, строении и физическом состоянии пород, слагающих разрез до глубины активного карстования, обнаружения и выявления участков повышенной подземной закарстованности пород, незаполненных карстовых полостей. Наиболее показательными и действенными методами, применяемыми для оценки карстоопасности, являются методы электроразведки (п. 5.2.5 СП 11-105-97 ч. II, приложения Б, Г, Д СП 11-105-97 ч. VI) [4].

На территории деревни Балаши Суксунского района Пермского края в 2018 г. образовался эллипсоидный провал №1 с диаметрами 19,0 x 26,5 м, глубиной 3,5 м. Ночью летом 2021 г., на придомовой территории одного из жителей, произошел карстовый провал №2, на дно которого ушла баня. Размеры провала в плане – 5,0 x 7,0 м, глубина приблизительно 20,0-25,0 м. В контуры исследуемого участка попадает круглое карстовое озеро №3, размерами – 75,3-89,7 м, глубиной около 8,3 м. Так же на территории участка выявлена воронка №4, диаметром 22,0 м, глубиной 2,1 м. Дата образования воронки не зафиксирована. Летом 2021 года западнее участка исследований образовался провал глубиной около 20,0 м, диаметром приблизительно 10,0-12,0 м. В южной части деревни, по данным рекогносцировочного обследования, осел дом на 15,0 см, и продолжает оседать (рис. 1)

Для оценки устойчивости территории в контурах исследуемого участка выполнен комплекс исследований, включающих дешифрирование космоснимков, рекогносцировочное карстологическое обследование, геофизические исследования методом вертикального электрического зондирования, бурение карстологических скважин, лабораторные исследования проб воды и грунта.



Рис. 1. Исследуемый участок

### КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕРРИТОРИИ ИССЛЕДОВАНИЯ

Территория д. Балаши Суксунского района приурочена к Предуральскому краевому прогибу. В геоморфологическом отношении участок расположен на Лысьвинско-Тулумбасской возвышенной равнине. Рельеф д. Балаши в Суксунском районе равнинный, абсолютные отметки варьируются в пределах от 235,0 м до 243,0 м. Общий уклон поверхности направлен в юго-восточном направлении. Территория с малоэтажной частной застройкой подвержена незначительной техногенной нагрузке. В северной и южной части в 250-600 м деревню окружает лесной массив, юго-восточнее и северо-восточнее в 400-700 м – посевные угодья.

Геологическое строение в пределах д. Балаши по данным бурения карстологических скважин до глубины 90,0 м, принимают участие четвертичные и нижнежелезные отложения (рис. 2).

Четвертичные отложения представлены почвенно-растительным слоем (рQ) и аллювиальными (аQ) суглинками от твердых до тугопластичных, легкими, пылеватыми, с включениями щебня и муки известняка, мощностью от 2,2 до 8,8 м.

Пермская система представлена терригенными, сульфатными и карбонатными породами кунгурского яруса нижнего отдела перми. Известняк от низкой до средней прочности, средневыветрелый, сильнотрещиноватый, разрушенный до состояния щебня, дрксы и муки, с мягкопластичным и твердым глинистым заполнителем, мощностью от 1,3 до 8,3 м. Суглинок твердый, полутвердый и мягкопластичный, легкий, пылеватый, с включениями щебня известняка до 40%, мощностью от 4,4 до 20,0 м. Глина тугопластичная, легкая, пылеватая, с включениями щебня известняка около 10%, мощностью 1,0 м. Супесь твердая и пластичная, от легкой до тяжелой, пылеватая, с включениями щебня известняка и доломита около 20%, мощностью от 4,0 до 4,2 м. Гипс средней прочности, местами малопрочный, средневыветрелый, RQD<25%, с глинистыми прослойками до 10 см, мощностью 4,5 м.

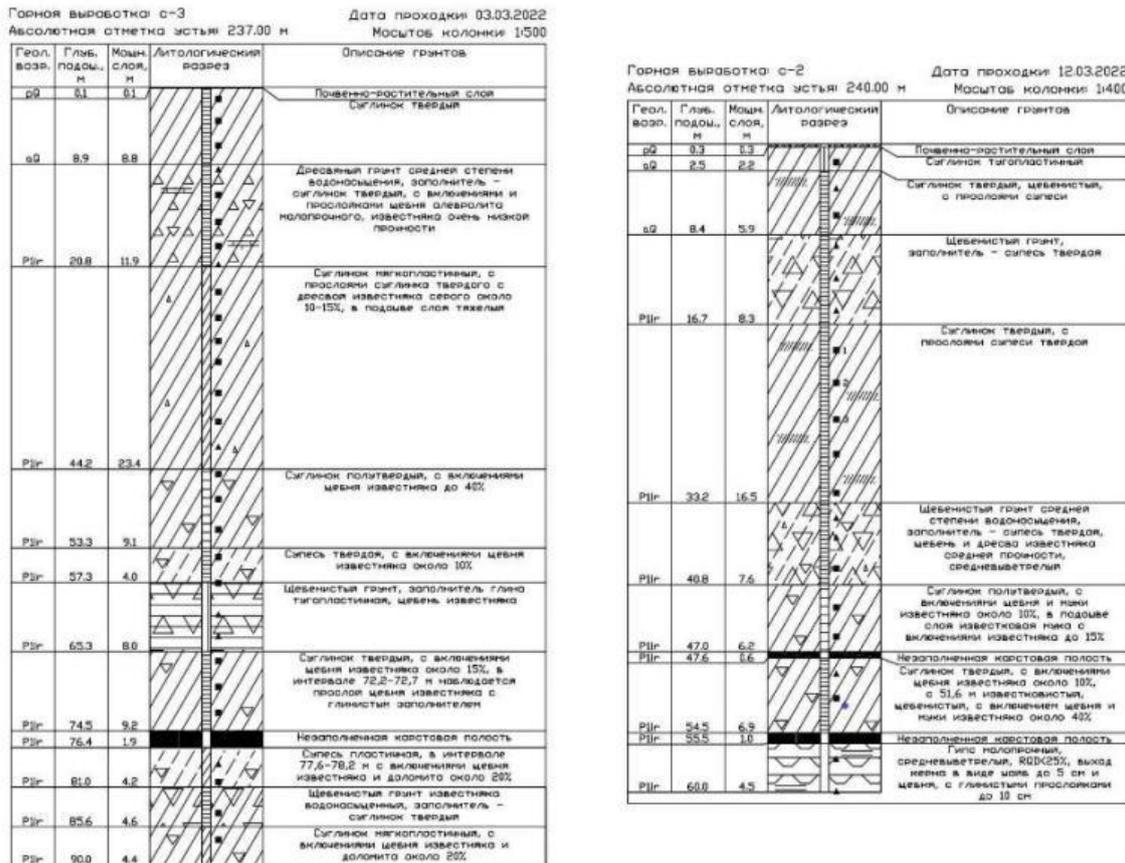


Рис. 2. Карстологические колонки скважин

Гидрогеологические условия участка работ по данным карстологического бурения, до исследуемой глубины 90,0 м, характеризуются наличием одного горизонта подземных вод. Водовмещающими породами служат известняки, разрушенные до состояния щебня и муки, с прослойками глины, с включениями щебня и муки известняка иренского яруса нижнего отдела перми. Воды вскрыты на глубине от 52,0 до 60,1 м, устанавливаются на глубине от 52,0 до 52,5 м, подземные воды являются напорными с высотой столба воды 7,6 м. Питание горизонта осуществляется за счёт инфильтрации атмосферных осадков, поверхностных водотоков. Водоносный горизонт гидравлически связан с поверхностными водотоками. По химическому составу воды гидрокарбонатно-сульфатная магниево-кальциевая, сульфатно-хлоридная гидрокарбонатно-магниево-кальциевая с минерализацией от 0,84 до 0,87 г/дм<sup>3</sup>. По данным карстологического бурения подземные воды являются агрессивными к сульфатам и карбонатам (табл.).

Ионный состав и агрессивность подземных вод к карстующимся породам

Скважина	Наименование воды по ионному составу	Степень агрессивности воды к карстующимся горным породам, определенная через произведение активностей (Руководство по инженерно-геологическим изысканиям в районах развития карста, 1995, пп. 5.44-5.49)		
с-3	SO <sub>4</sub> -Cl-HCO <sub>3</sub> -Mg-Ca	к известнякам	1,64106E-09	агрес.
		к доломитам	1,13385E-19	агрес.
		к ангидритам	5,40197E-06	агрес.
		к гипсам	5,40197E-06	агрес.
		к галоидам	0,874	агрес.
с-2	HCO <sub>3</sub> -SO <sub>4</sub> -Mg-Ca	к известнякам	1,36518E-09	агрес.
		к доломитам	2,48612E-19	агрес.
		к ангидритам	6,33706E-06	агрес.
		к гипсам	6,33706E-06	агрес.
		к галоидам	0,838	агрес.

### ЗАКАРСТОВАННОСТЬ ТЕРРИТОРИИ ИССЛЕДОВАНИЯ

Согласно карте карстовой опасности на территории России (масштаб 1:10 000 000, 1993 г.), исследуемая территория расположена в пределах участка с весьма опасной категорией карстоопасности. Согласно карте (схеме) карстующихся пород и карста Пермской области по К.А. Горбуновой, 1993 г. исследуемый участок приурочен к кишертскому карстовому району.

Поверхностная закарстованность. По результатам дешифрирования космоснимков, анализа топографических карт масштаба 1:25000, фондовых материалов, статических космоснимков земли Google, Yandex, Bing Maps и Bird's Eye, а также космоснимков портала Kosmosnimki.net масштаба 1:5000-1:20000, полученных в реальном времени, а также за разные года, что снижает вероятность ошибки при дешифрировании, с учетом результатов полевого карстологического рекогносцировочного обследования в радиусе 5-и км было зафиксировано 576 шт. поверхностных карстопоявлений, представленных воронками, понижениями и карстовыми озерами. Из выделенных карстовых форм 427 шт. классифицированы как воронки, 112 шт. – понижения, 3 шт. – провалы и 34 шт. – карстовые озера.

Подземная закарстованность. По данным карстологического бурения вскрыты 3 незаполненные карстовые полости, характеризующиеся высотой от 0,6 до 1,9 м, со средней величиной 1,2 м. В разрезе приурочены к толще нижнепермских глинистых отложений с включениями дресвы и щебня карбонатов, залегают на глубине от 47,0 до 47,6 м и от 54,5 до 55,5 м в с-2, и на глубине от 74,5 до 76,4 м в с-3.

Помимо собственно карстовых полостей, широкое развитие в массиве пород получили зоны дробления – участки карстового массива, в пределах которых материнские карстующиеся образования находятся в нарушенном состоянии. Это участки рухлякового сложения пород, сильнотрещиноватые и сильновыветрелые зоны в разрезе скважин.

По данным бурения вскрыто 9 зон дробления. Все зоны дробления на площадке изысканий представлены малопрочным гипсом, известняком очень низкой прочности, сильнотрещиноватым, разрушенным до состояния щебня и известковистой муки. Мощность зон дробления варьируется от 0,3 до 8,3 м при среднем значении 3,9 м. Зоны дробления развиты в интервале глубин 8,4-65,3 м.

### МЕТОДИКА ВЫПОЛНЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ

Комплексный подход к оценке устойчивости территории относительно провалообразования включает в себя анализ материалов дешифрирования космоснимков, карстологического бурения, данных вертикального электрического зондирования, результатов лабораторных исследований. Анализ и оформление карт выполнялось с применением программного комплекса ESRI ArcGIS, ArcScene 10.7.

На первом этапе по результатам карстологического бурения и геофизических исследований, выполнено сопоставление значений кажущихся и удельных сопротивлений с геологическим разрезом, выделены участки с аномальными значениями кажущихся сопротивлений. На геоэлектрических

срезах при разносе  $AB/2=16$ ,  $AB/2=25$ ,  $AB/2=40$ ,  $AB/2=63$ ,  $AB/2=100$ ,  $AB/2=160$  были оконтурены участки с аномальными кажущихся сопротивлений.

На втором этапе выполнялось послойное наложение геоэлектрических срезов и выделенных на них ослабленных участков. В результате получен контур геофизических аномалий, в пределах которого возможно формирование на поверхности карстовых провалов.

Геофизические исследования выполнены методом вертикального электрического зондирования (ВЭЗ) на всей площади исследуемого участка с шагом 45 м (приложение Е СП 11-105-97 ч. I) [4]. Всего на территории выполнено 45 ф.т.

По результатам качественной интерпретации данных построены карты и разрезы кажущихся сопротивления, отображающий общий характер распределения электрического сопротивления с глубиной. На исследуемом участке отмечаются аномалии с низкими значениями кажущихся сопротивлений в центрально-восточной части участка на ПК 34-36, 24-26, 15-17. Данная аномальная область может относиться к обводненной карстовой полости. Дополнительно отмечается аномальная область в центрально-западной части, где низкие значения кажущихся сопротивлений сменяются высокими (ПК 12-13, 21-22). Данная область, вероятно, относится к линейному нарушению в карбонатных породах.

По результатам количественной интерпретации результатов ВЭЗ на участке выделено 5 геоэлектрических горизонтов, Первый геоэлектрический слой (УЭС в среднем 20-40 Ом\*м) фиксируется на глубине от 5 м до 10 м, отождествляется с песчаными и техногенными грунтами. Отмечаются зоны повышенных удельных электрических сопротивлений (УЭС до 175 Ом\*м), данные области относятся к локальным неоднородностям в приповерхностном слое. Второй геоэлектрический слой фиксируется с глубин 10 м до глубин 13-15 м, УЭС в среднем составило 25-50. Отмечаются аномальные понижения значений сопротивлений (УЭС 9,2-20 Ом\*м) и повышенные значения (УЭС 60-120 Ом\*м). Пониженные значения свидетельствуют о наличии более глинистых пород, повышенные значения относятся к карбонатным отложениям. Данный слой отождествляется с глинисто-известняковыми отложениями. Третий геоэлектрический горизонт (глубины залегания 30-40 м) обладает УЭС в среднем 20-40 Ом\*м. Отождествляется с песчано-карбонатными отложениями. Отмечаются аномальные понижения значений сопротивлений (УЭС менее 20 Ом\*м) и повышенные значения (УЭС 60-200 Ом\*м). Пониженные значения свидетельствуют о наличии более глинистых пород, повышенные значения относятся к карбонатным отложениям. Четвертый геоэлектрический горизонт (мощность залегания 40-45 м), в среднем УЭС составило 65-100 Ом\*м. Данными характеристиками обладают карбонатные породы с песчано-глинистым заполнением. Отмечаются аномальные понижения значений сопротивлений (УЭС 34-60 Ом\*м) в районе ПК 15-16, 20-21, 24-26, 30-32, 34-36, 41, 43, и повышенные значения (УЭС 150-260 Ом\*м) в районе ПК 7-9. Пониженные значения свидетельствуют о наличии более глинистых пород, повышенные значения относятся к карбонатным отложениям. Опорный геоэлектрический горизонт представлен гипсами и ангидритами. Среднее значение удельных электрических сопротивлений 100-160 Ом\*м. Отмечаются аномальные понижения значений сопротивлений (УЭС 43-80 Ом\*м) в районе ПК 12-15, 22-23, 28-30, 34-36, 45, и повышенные значения (УЭС 200-380 Ом\*м) в районе ПК 2-3, 6-11, 16-20, 24, 27, 31-33, 39-43. Пониженные значения свидетельствуют о наличии менее плотных пород, повышенные значения относятся к более плотным карбонатным отложениям.

По результатам качественной и количественной интерпретации данных ВЭЗ выявлено опускание опорного слоя, представленного сульфатами, в восточном направлении. Также выделяется восточная часть исследуемого участка, характеризующегося низкими значениями удельных сопротивлений, приуроченного к глинистому обводненному разрезу с включениями карбонатных пород, что подтверждается данными бурения. Западная часть характеризуется наличием слоев с высокими значениями удельных сопротивлений, приуроченного гипсам. На геоэлектрических разрезах выявлены в пониженные сопротивления в толще высоких сопротивлений, что свидетельствует о трещиноватости и об ослабленных зонах карстового массива.

По результатам послойного наложения геоэлектрических срезов и выделенных на них ослабленных участков, в контурах исследуемой территории выделено 2 карстовых участка (рис. 3). Карстовый участок 1 характеризуется меньшей глубиной (55,5 м) залегания карстующихся пород и их монолитным состоянием. Карстовый участок 2 характеризуется большей глубиной залегания гипсов (более 90 м). Граница карстового участка 2, выделенная по данным геофизических исследований, соответствует границе удаленности 100 м от карстопроявлений. В буфере удаленности 100 м от карстопроявлений, происходит дальнейшее оседание поверхности земли, и, возможно, образование повторных карстовых провалов [3].

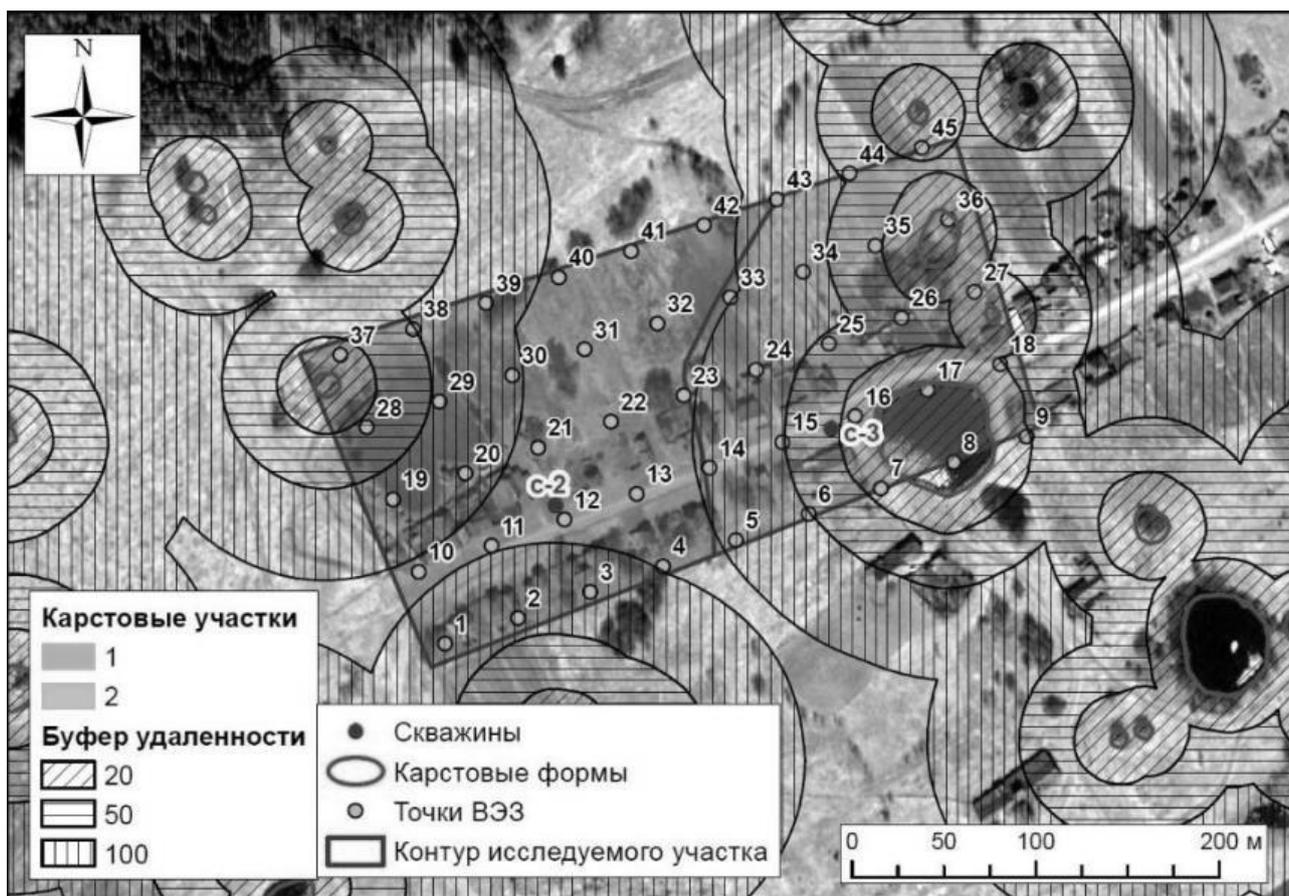


Рис. 3. Исследуемый участок с местоположение горных выработок и опорных точек ВЭЗ

### ВЫВОДЫ

Исследуемый участок характеризуется развитием сульфатно-карбонатного карста. Карстовый процесс развивается в гипсах нижней перми и проявляется на поверхности в виде многочисленных провалов.

В пределах исследуемого участка зафиксировано 2 карстовых провала с диаметрами до 26,5 м, карстовая воронка с диаметрами 22,0 м и карстовое озеро с диаметрами 89,7 м.

В контурах исследуемого участка пробурено 2 карстологические скважины, вскрывшие 3 незаполненные полости высотой до 1,9 м. Выполнено вертикальное электрическое зондирование (ВЭЗ) в 45 точках. Оконтурированы аномальные участки по данным удельных электрических сопротивлений.

Граница карстового участка 2, выделенная по данным геофизических исследований, соответствует границе удаленности 100 м от карстопроявлений, в пределах которой возможно образование повторных карстовых провалов. Данный факт подтверждает применимость геофизических исследований для целей оценки карстовой опасности территории.

### Литература

1. Ковалева Т.Г., Кивилева З.В., Балахнин Д.А., Юркина А.Р. Оценка устойчивости территории вблизи карстовых провалов в населенном пункте Березники Гагинского района // Вестник Пермского университета. Геология. ПГНИУ, 2021 г.13 с.

2. Леоненко М.В. Методика оценки карстоопасности территории по результатам геофизических исследований (на примере Нижегородской области). // ПНИИИС. М., 1996.

3. Руководство по инженерно-геологическим изысканиям в районах развития карста / ПНИИИС. М., 1995. 167 с.

4. СП 11-105-97 Инженерно-геологические изыскания для строительства: часть 1. Общие правила производства работ, часть 2. Правила производства работ в районах развития опасных геологических и инженерно-геологических процессов, часть 6. Правила производства геофизических исследований. // ПНИИИС. М., 2001.

*Сборник научных трудов «Геология в развивающемся мире»*

**XV СБОРНИК НАУЧНЫХ ТРУДОВ  
«ГЕОЛОГИЯ В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ»**

**РАЗДЕЛ 7:  
ПРОБЛЕМЫ РЕСУРСОВ, ДИНАМИКИ И ОХРАНЫ  
ПОДЗЕМНЫХ ВОД**

*XV COLLECTION OF SCIENTIFIC PAPERS  
«GEOLOGY IN THE DEVELOPING WORLD»*

***Section 7:  
Problems of resources, dynamics and  
protection of groundwater***

## ЗАВИСИМОСТЬ ПРОЧНОСТНЫХ И ДЕФОРМАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ГЛИНИСТЫХ ГРУНТОВ ОТ ПРИРОДНОЙ ВЛАЖНОСТИ

*Китаева Марина Алексеевна*

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,  
студент 3 курс (2019-2023), г. Пермь  
e-mail: kitaeva0822@yandex.ru*

*Научный руководитель: кандидат геолого-минералогических наук,  
Дробинина Елена Викторовна*

**Аннотация:** В статье поднимается вопрос изучения изменения прочностных и деформационных свойств глинистых грунтов в зависимости от природной влажности. При проектировании и строительстве зданий, согласно СП 22.13330.2016, обязательным является проведения лабораторных испытаний для определения модуля деформации, удельного сцепления и угла внутреннего трения (показателей прочностных и деформационных свойств), значения которых уменьшаются при повышении влажности грунтов, что, в свою очередь, приводит к снижению их несущей способности как оснований. К настоящему времени многими авторами отмечается существование обратной зависимости физико-механических свойств грунтов от влажности. Автором с помощью методов статистической обработки: корреляционного и регрессионного анализов данных лабораторного опробования, эта зависимость подтверждается. В качестве исходных данных использованы результаты инженерно-геологических изысканий, проведенных на территории вблизи с. Шушмабаш (Республика Татарстан). В заключении сделан вывод о наличии заметной обратно-пропорциональной зависимости между влажностью, выраженной через показатель текучести (консистенцию), и деформационными и прочностными свойствами для глинистых грунтов, а также исключено влияние фактора глубины на характер изменения значений физико-механических свойств грунтов.

**Ключевые слова:** природная влажность, показатель текучести, удельное сцепление, угол внутреннего трения, модуль деформации, регрессионный анализ, корреляционный анализ.

## GEOTECHNICAL PROPERTIES OF CLAY SOILS DEPENDENCE ON NATURAL HUMIDITY

*Kitaeva Marina Alexeyevna*

*Perm state university,  
3<sup>d</sup> year student, Perm  
e-mail: Kitaeva0822@yandex.ru*

*Research Supervisor: PhD in Geology and Mineralogy,  
Drobinina Elena Viktorovna*

**Abstract:** The article raises the question of the nature of changes in the geotechnical properties of clay soils depending on the natural humidity. In the design and construction of buildings, according to SP 22.13330.2016, it is mandatory to conduct laboratory tests to determine the modulus of deformation, cohesion and angle of internal friction (geotechnical properties), the values of which decrease as soil moisture increases. With increase in percentage of water content in soils, their bearing capacity decreases, as well. To date, many authors have noted the existence of a geotechnical properties inverse dependence on soils humidity. The author confirms this dependence via statistical processing methods: correlation and regression analysis of laboratory tested data. The results of engineering and geological surveys conducted in the area near the village of Shushmabash (Republic of Tatarstan) were used as initial data. It is concluded that there is a noticeable inversely proportional relationship between humidity, expressed through soil consistency, and geotechnical properties for clay soils. The depth factor influence on the nature of changes in the values of soils geotechnical properties is excluded.

**Keywords:** natural humidity, cohesion, angle of internal friction, modulus of deformation, regression analysis, correlation analysis.

Доктор геолого-минералогических наук, Виктор Титович Трофимов под **грунтами** понимал любые горные породы, почвы, осадки и антропогенные геологические образования, рассматриваемые как многокомпонентные динамичные системы, изменяющийся во времени в связи с инженерно-хозяйственной деятельностью человека. Содержание жидкой компоненты, количественно выраженное показателем *естественной влажности грунта*, прямо или совместно с другими факторами определяет свойства грунтов, в том числе физико-механические [12].

**Целью** работы является определение характера изменения прочностных и деформационных свойств глинистых грунтов в зависимости от пригородной влажности. Для достижения поставленной цели было необходимо решить следующие задачи:

- 1) сбор, анализ и систематизация опубликованной литературы по исследованиям, посвященной изучению природной влажности на прочностные и деформационные свойства грунтов;
- 2) сбор, систематизация и анализ отчетных материалов инженерно-геологических изысканий, проводимых на исследуемом участке;
- 3) статистическая обработка данных лабораторного определения физических и физико-механических свойств грунтов;
- 4) построение картографических моделей глубины залегания водоносных горизонтов (карты гидроизобаты), оценка подтопленности и анализ площадного распространения подземных вод в пределах рассматриваемой территории;
- 5) корреляционный анализ и построение графиков изменчивости значений прочностных и деформационных свойств в зависимости от показателя текучести, характеризующего природную влажность;

б) анализ полученных результатов.

**Объектами исследования** явились водовмещающие глинистые грунтовые толщи, представленные различными генетическими типами отложений четвертичного и пермского возрастов в пределах села Шушмабаш Арского района Республики Татарстан. Преобладающая часть исследуемого участка относится к естественно подтопленной, то есть породы, слагающие геологический разрез, подвержены воздействию подземных вод: повышению влажности, уменьшению сопротивляемости разрушению под нагрузками, снижению модуля деформации.

**Предмет исследования.** Определение характера зависимости прочностных и деформационных свойств глинистых грунтов от природной влажности на территории исследуемого участка.

**Исходные материалы, использованные в работе.** В работе использованы данные, предоставленные ООО «Технология» (г. Ижевск): отчет по инженерно-геологическим изысканиям «Животноводческий комплекс на 5960 голов КРС фуражного стада» (г. Казань, 2021 г.). Общее количество проб, для которых определены физических и физико-механических свойств водовмещающих глинистых грунтов – 74, определений природной влажности – 64, показателя текучести – 64, модуля общей деформации – 18, угла внутреннего трения – 20, удельного сцепления – 20.

**Методы исследования и инструментарий, использованные в работе.** Исследования зависимости прочностных и деформационных свойств глинистых грунтов от природной влажности посредством методов геоинформационного картографирования, математической статистики с использованием ПО Microsoft Office Excel, ArcGIS. Для проведения статистического анализа и геоинформационного картографирования осуществлялся перевод исходных данных в цифровой формат с помощью табличного редактора Microsoft Excel.

В работе выполнена формализация основных понятий: удельного сцепления, угла внутреннего трения, модуля деформации, а также детально изучены ранее исследованные другими авторами особенности зависимости физико-механических свойств глинистых грунтов от влажности.

В рамках работы содержание водной компоненты в грунтах выражено через показатель текучести, напрямую определяемый естественной влажностью грунтов. Показатель применяется для количественного выражения консистенции, которая отражает состояние грунта, характеризующее способность породы сохранять свою форму без и при наличии внешнего механического воздействия (по В.Т. Трофимову [12]). Показатель текучести рассчитывается, согласно ГОСТу 25100, по формуле (1):

$$I_L = \frac{W - W_p}{I_p} \quad (1)$$

где  $W$  – естественная влажность грунта, %,  $W_p$  – влажность на границе раскатывания, %,  $I_p$  – число пластичности, % (число пластичности определяется как разность влажностей на границе текучести (грунт переходит из пластичного в текучее состояние) и на границе раскатывания (грунт переходит из пластичного в твердое)).

Для оценки деформационных свойств глинистых грунтов в работе используется **модуль деформации**, который выводится из закона Гука, как отношение напряжения к обратимой деформации. [6,7].

Главными показателями прочностных параметров являются силы внутреннего трения и сцепление. На практике для характеристик сил внутреннего трения, действующих при нормальных напряжениях между частицами и проявляющихся при их взаимном смещении, используют значения **угла внутреннего трения**. **Сцепление** указывает на наличие между частицами жестких связей, придает грунту определенную твердость. Для глинистых грунтов менее выражен, чем для скальных, в связи с особенностями природы структурных связей (глинистые грунты имеют водно-коллоидные структурные связи) [7,9]. Тем не менее, является определяющим прочностным свойством связных грунтов (глины, суглинки, супеси), в то время как для песчаных прочность в основном зависит от трения между частицами.

При строительстве зданий и сооружений на глинистых грунтах необходимо учитывать влажность, поскольку повышение или снижение содержания влаги в грунте влияет на его деформационные и прочностные свойства. Поэтому важно понимать какие факторы могут поспособствовать повышению влажности, и, как следствие, необходимо иметь представление об инженерно-геологических условиях изучаемой территории, в особенности насколько развиты процессы подтопления.

Исследуемая территория находится вблизи с. Шушмабаш Арского района Республики Татарстан. Ближайший крупный населенный пункт – пгт. Балтаси, расположенный в 21 км юго-восточнее от участка.

**В геоморфологическом отношении** Арский район представляет восточную часть сильно расчлененной, возвышенной Восточно-Европейской равнины и меридионально вытянутого южного окончания Вятского Увала (альтитуда которого равняется 235 м), занимающего западную часть территории и выступающего естественным водоразделом р. Шошмы [2].

**Структурно-тектоническое строение.** Исследуемый участок находится в западной части крупной региональной структуры II порядка – Волго-Уральской антеклизы, в пределах Восточно-Европейской платформы. Территория располагается в северной части Северо-Татарского свода, приурочена к Цыпчинской валлообразной зоне. Формирование пород протекало в процессе осадконакопления, сжатия, пластических (без нарушения сплошности) и разрывных деформации, которые вызваны идущим из недр эндогенным тепловым потоком. На протяжении геологической истории наблюдалась цикличность нарушения соотношения седиментации (осадконакопления) и денудации (разрушение и перенос горных пород) под влиянием горообразования. Основной областью сноса являются Уральские горы, поэтому западные районы республики, где находится изучаемая территория, сложены преимущественно мелкообломочными отложениями [2].

**В инженерно-геологическом строение** исследуемой территории до глубин 12 м по данным изысканиям участвуют четвертичные элювиально-делювиальные (edQ) суглинки и глины, элювиальные суглинки, супеси и глины среднепермских отложений (eP<sub>2</sub>). Ниже представлен инженерно-геологический разрез территории (описание дано сверху вниз):

Глина (edQ) от коричневой до серо-коричневой, от полутвердой до тугопластичной, легкая пылеватая. Мощность слоя изменяется от 0,4 до 6,9 м; средняя – 2,4 м.

Глина (edQ) от коричневой до серо-коричневой, мягкопластичная легкая песчанистая. Подошва слоя залегает на глубине от 3,1 до 7,4 м, мощность колеблется в пределах от 0,6 до 6,0 м; средняя – 3,4 м.

Суглинок (edQ) от коричневого до серо-коричневого, текучепластичный тяжелый песчанистый. Вскрыт скважинами в северо-западной части участка. Развита на глубине от 3,0 до 5,1 м, мощность составляет 0,7–3,9 м; средняя – 2,6 м.

Глина (eP<sub>2</sub>) серая полутвердая пылеватая легкая известковистая (мергелеподобная), с включением дресвы до 10%. Подошва слоя залегает на глубине от 5,1 до 13,0 м, мощностью от 0,5 до 6,8 м; средняя – 3,5 м.

Глина (eP<sub>2</sub>) от красновато-коричневой до красной, от полутвердой до твердой, легкая песчанистая. Залегает на глубине от 3,3 до 12,0 м, мощность слоя изменяется от 0,6 до 5,9 м; средняя – 2,6 м.

Супесь (eP<sub>2</sub>) коричневая пластичная песчанистая, с прослоями суглинка. Подошва слоя залегает на глубине от 6,0 до 11,0 м, мощность слоя колеблется от 0,4 до 3,2 м; средняя – 1,2 м.

Суглинок (eP<sub>2</sub>) коричневый, от полутвердого до твердого, легкий песчанистый, с прослоями песка мелкого. Распространен на глубине от 5,0 до 13,0 м, мощность слоя изменяется от 0,4 до 10,7 м; средняя – 4,2 м.

**Процесс подтопления** выражается в повышении уровня грунтовых вод, которое может сопровождаться формированием техногенного горизонта и (или) верховодки. При подъеме уровня грунтовых вод наблюдается поглощение растворов глинистыми грунтами, развитыми в геологическом разрезе территории. В ряде случаев возможно проявление свойств набухания, выраженного в увеличении объема оболочек рыхлосвязанной воды. В результате подтопления и увеличения влажности пылеватоглинистых грунтов наблюдается ослабление межагрегатных связей, что обуславливает изменение консистенции до текучей и текучепластичной, снижение угла внутреннего трения, сцепления и модуля деформации [5].

Согласно пп. 5.4.8 и 5.4.9 СП 22.13330.2016 исследуемый участок относится к естественно подтопленной территории при залегании уровня грунтовых вод на глубине до 3,0 м, что отмечается в северо-восточной, южной частях площадки, небольшими участками на востоке, западе и юго-востоке, северо-западе, и неподтопленной, потенциально подтопляемой территории – на остальной части территории (рис. 1) [11].



Рис. 1. Карта глубин распространения первого от поверхности водоносного горизонта (приурочен к мягкопластичным глинам)

### Методика проведения анализа и основные результаты

Проведение анализа подразделено на два блока, каждый из которых выполнен в несколько этапов. Цель выполнения *первого блока* получение общего представления о глубинном и площадном распространении грунтовых вод с целью выявления участков подтопления. Этапы: подготовительный, графическое моделирование, описательный.

На подготовительном этапе на основе результатов полевых работ и лабораторных испытаний, проведенных для исследуемой территории, составлены базы данных в цифровой форме в табличном редакторе Microsoft Excel. Выделены три горизонта, водовмещающими первого являются глины мягкопластичные элювиально-делювиального генезиса четвертичного возраста, второго – суглинки текучепластичные элювиально-делювиального генезиса четвертичного возраста, третьего – супеси пластичные элювиального генезиса пермского возраста. Первые два горизонта разделены условно по геоморфологическому признаку: находятся на разных берегах ручья, долина которого является областью их разгрузки. Третий водоносный горизонт выделен отдельно по генетическому признаку – приурочен к коренным пермским отложениям.

В дальнейшем, на этапе графического моделирования, в программном продукте ArcGIS с применением космоснимков (Yandex) таблица исходных данных использована для создания карт распространения грунтовых вод.

В описательном разделе проанализированы водоносные горизонты по полученным картам на предмет распространения грунтовых вод в разрезе и по латерали. Первый водоносный горизонт вскрыт на глубинах от 0,8 до 5,1 м и распространен преимущественно в южной, юго-западной части участка, а также в пределах небольших областей на западе, северо-востоке и юго-востоке, неподвержены подтоплению только территории, на которых пробурены скважины №8-14, 30, 43-45, 155, 157, 159, 161-164, 172, 174, 176, 181, 187, 191, 194 (рис.1). Второй однородный по фациально-литологическому составу водоносный пласт развит в северо-западной части территорий. Глубина подземных вод варьируется от 1,0 до 2,3 м, то есть весь участок развития водоносного горизонта относится к естественно подтопляемому. Третий водоносный горизонт развит в северо-западной и центральной части, за исключением небольших участков, на которых размещены горные выработки №175-178, 206, 209, 223, 224, а также распространен на небольших участках на востоке, юго-западе, юге. Подземные воды вскрыты на глубинах 4,7-10,6 м. Территории являются неподтопленными, за исключением участков распространения первого и второго водоносного горизонта.

*Второй блок* исследования ориентирован на доказательства исследуемой зависимости, включает подготовительный, расчётный, графический и аналитический этапы.

Подготовительный этап. По исходным значениям составлены три базы данных, в которых представлены номер инженерно-геологического элемента (ИГЭ), отражающий генезис и возраст, номер скважины, в которой установлен данный ИГЭ, глубина залегания подземных вод, и в соответствии с поставленной целью показатели физических (показатель текучести  $I_L$ ) и физико-механических свойств (удельно сцепление  $C$ , угол внутреннего трения  $\phi$ , модуль деформаций  $E$ ).

На расчетном этапе проведен корреляционный анализ. В соответствии с теоретическими основами корреляционного анализа в следующей последовательности посчитаны: выборочное среднее для каждого показателя, выборочное среднее произведения параметров, выборочная дисперсия и среднеквадратичное отклонение для каждого параметра, определен коэффициент корреляции.

На следующем этапе проведен анализ выполненных расчетов, согласно которому сделаны выводы, что между показателем текучести и характеристиками прочностных и деформационных свойств отмечается наличие заметной обратной связи (по шкале Чеддока [1]), дополнительно отмечено, что между показателем текучести и модулем деформации связь близка к высокой (по шкале Чеддока [1]).

Графический этап. Кроме корреляционного анализа для установления взаимосвязи применен регрессионный анализ, по результатам которого методом наименьшего квадрата получены регрессионные уравнения, относящиеся к линейному виду, и являющиеся графическим представлением зависимости. Выбор уравнений, максимально точно аппроксимирующих полученные зависимости, произведен автоматически с помощью графического редактора Microsoft Excel. Для каждого графика выведены теоретические уравнения линейных зависимостей (рис.2-3).

Обработывая результаты построения графиков регрессионного уравнения, можно подтвердить выводы корреляционного исследования о наличии и характере связи (прямом или обратном). На графиках это выражается близким расположением точек к усредняющей прямой, проводимой методом наименьшего квадрата, и практическим отсутствием отклоняющихся от тренда точек.

**Выводы**

Таким образом, в результате проведенного исследования отмечается наличие заметной обратно-пропорциональной линейной зависимости между показателем текучести и деформационными и прочностными свойствами для глинистых грунтов. Влияние содержания водной компоненты на физико-механические свойства глинистых грунтов здесь является определяющим, так как подобная тенденция характерна для нескольких глубинных срезов, следовательно влияние фактора глубины на характер изменения значений физико-механических свойств грунтов исключается.

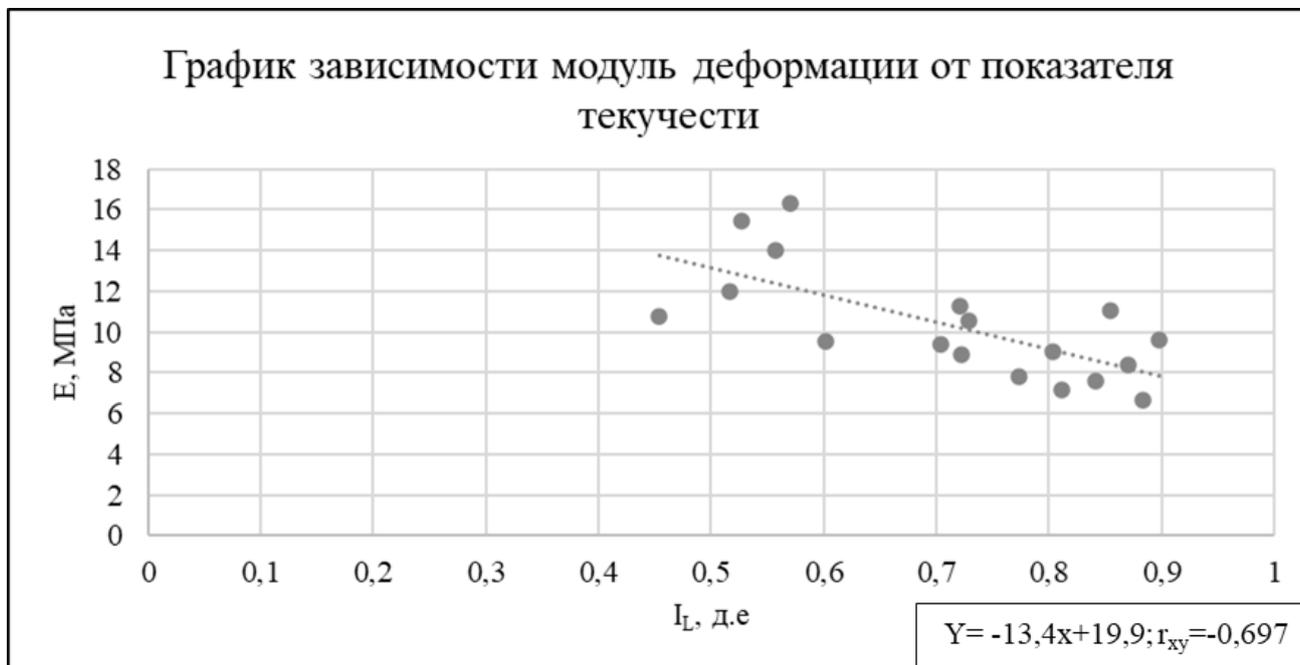


Рис. 2. График зависимости модуля деформации от показателя текучести

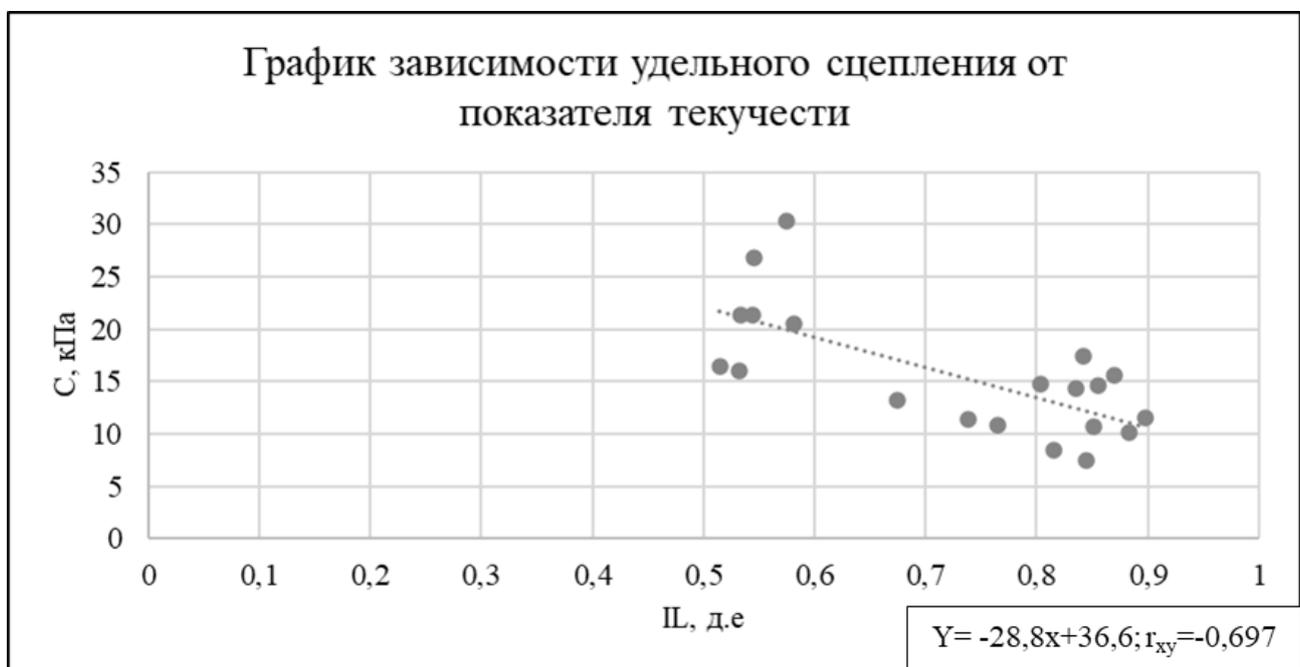


Рис. 3. График зависимости удельного сцепления от показателя текучести

**Литература**

1. Андерсон Т. Введение в многомерный статистический анализ. М.: государственное издательство физико-математической литературы, 1963. 498 с.
2. Буров Б.В. Геология Татарстана. М.:ГЕОС, 2003. 402 с.

3. ГОСТ 20522–2012. Грунты. методы статистической обработки результатов испытания. 2012
4. ГОСТ 25100–2020. Грунты. Классификация. 2020
5. Кутепова В.М., Шеко А.И., природные опасности России, экзогенные геологические опасности, 2002
6. Ломтадзе В.Д. Физико-механические свойства горных пород. Методы лабораторных исследований. Ленинград.: Недра, 1990. 328 с.
7. Маслов В.Н. Основы механики грунтов и инженерной геологии. М.: Высшая школа, 1968. 630 с.
8. Никифоров И.А. Статистический анализ геологических данных. Оренбург: ИПК ГОУ ОГУ, 2010. 170 с.
9. Панюков П.Н. Инженерная геология. М.: Недра, 1978. 296 с.
10. СП 11-105-97. Инженерно-геологические изыскания для строительства. 2019
11. СП 22.13330.2016. Основания зданий и сооружений. 2016.
12. Трофимов В.Т. Грунтоведение. М.: МГУ, 2005, 1024 с

## ОСОБЕННОСТИ РЕЖИМА ПОДЗЕМНЫХ ВОД В РАЙОНЕ ВОДРАЗДЕЛА ОЗЕР КУЛУНДИНСКОЕ И КУЧУКСКОЕ (АЛТАЙСКИЙ КРАЙ)

**Евенкова Татьяна Дмитриевна**

Санкт-Петербургский государственный университет,  
магистрант 1 курса (2021-2023), г. Санкт-Петербург  
e-mail: tatyana.evenkova@yandex.ru

**Геттих Нелли Павловна**

Санкт-Петербургский государственный университет,  
магистрант 1 курса (2021-2023), г. Санкт-Петербург  
e-mail: nelly.gettih1@gmail.com

**Научный руководитель:** к.г.-м.н., доцент, Зеленковский Павел Сергеевич

**Аннотация:** Объектом исследования является соляное месторождение озера Кучукское, ставшее сырьевой базой для производства сульфата натрия завода ОАО «Кучуксульфат». Около 40% водно-солевого баланса озера Кучукское приходится на подземные воды, поэтому возникает необходимость в мониторинге режима подземных вод и оценке подземного стока. Целью работы является оценка подземного стока в озеро Кучукское и определение его роли в водно-солевом балансе.

**Ключевые слова:** Мониторинг, подземные воды, соляное месторождение, водно-солевой баланс.

## FEATURES OF THE GROUNDWATER REGIME IN THE AREA OF THE KULUNDINSKOYE AND KUCHUKSKOYE LAKES WATERSHED (ALTAI KRAI)

**Tatiana Evenkova**

Saint-Petersburg University,  
1st year Master's Degree Student, Saint Petersburg  
e-mail: tatyana.evenkova@yandex.ru

**Nelly Gettih**

Saint-Petersburg University,  
1st year Master's Degree Student, Saint Petersburg  
e-mail: nelly.gettih1@gmail.com

**Research Supervisor:** Candidate of Geology and Mineralogy, Reader, Pavel Zelenkovskiy

**Abstract:** The object of the study is the salt deposit of Lake Kuchukskoye, which has become the raw material base for the production of sodium sulfate at the Kuchuksulfate plant. About 40% of the water-salt balance of Lake Kuchuk is accounted for by groundwater, so there is a need to monitor the groundwater regime and assess underground runoff. The aim of the work is to assess the underground flow into Lake Kuchuk and determine its role in the water-salt balance.

**Keywords:** Monitoring, groundwater, salt deposit, water-salt balance.

Континентальные соляные озера являются специфическими природными объектами, появление и существование которых определяется взаимодействием многих природных факторов: наличие легкорастворимых солей в горных породах района, активная соляная тектоника, результатом которой является поднятие в зону гипергенеза колоссальных толщ соляных куполов, гидрологический и гидрогеологический режим территории и т.д. [1] Соли в таких озерах могут быть сконцентрированы в корневой залежи, линзах и прослоях в донных отложениях, находиться в межкристалльной и озерной рапе. Кроме того, за счет деятельности поверхностных и подземных вод, дренирующих окружающие горные породы, количество солей в озере может увеличиваться. Поэтому эксплуатация ресурсов по-

добных объектов не является ординарным процессом, и, зачастую, разрабатывается специально для конкретного объекта, с учетом всех природных особенностей [3]. Учет режима подземных вод в данном случае является одним из главных типов производственных мониторинговых работ, определяющих эксплуатацию предприятия, степень воздействия на прилегающие территории и т.д. [2].

Объектом исследования стало соляное месторождение озера Кучукское, ставшее сырьевой базой для производства сульфата натрия завода ОАО «Кучуксульфат». Это единственное в России предприятие, вырабатывающее природный сульфат натрия высокого качества. Предприятие расположено в рабочем посёлке Степное Озеро, в Благовещенском районе Алтайского края, является градообразующим. Основная продукция – природный сульфат натрия – мирабилит. Данное производство было запущено в 1963 году.

Сырье для производства добывается из естественной рапы озера Кучук, воды которого содержат огромные запасы минеральных солей. Добыча мирабилита построена по следующей схеме: раз в несколько лет производится закачка рапы из оз. Кучук в садовый бассейн Селитренное по питательному каналу. Далее, в зимний период происходит садка мирабилита и отгонка рапы (обедненной по сульфатам, но сгущенной по хлоридам) обратно в оз. Кучук. Возвращенная в Кучукское озеро рапа насыщается мирабилитом за счет растворения корневой залежи до естественных природных значений. Далее цикл повторяется. Мониторинговые наблюдения предприятия за 30-летний период показали, что гидрохимический режим озера зависит только от климатических показателей (водность и инсоляция) и не связан с деятельностью человека. По сути, рапа озера Кучукское, перегоняемая в садовый бассейн является своего рода транзитным «рабочим телом», которое перемещает мирабилит корневой залежи из озера Кучукское в садовый бассейн и делает его более доступным для добычи. Более того, прямая добыча сырья из озера Кучукское привела бы к полному изменению гидрологического режима озера и существенным экологически неблагоприятным последствиям.

По фондовым данным в водном балансе озера Кучукское около 40% приходится на долю атмосферных осадков, выпадающих на зеркало озера. До 30% в балансе принадлежит притоку грунтовых вод. Около 10% от суммы прихода питания озера приходится на грунтовый сток из озера Кулундинское. Остальная часть приходится на речной приток [4,5,6].

Система по добыче мирабилита основана на использовании природных вод. Около 40% водно-солевого баланса озера Кучукское приходится на подземные воды, поэтому возникает необходимость в мониторинге режима подземных вод и оценке подземного стока.

На первом этапе работы была поставлена цель по оценке режима подземных вод на участке между озерами Кулундинское и Кучукское и описании характера их гидрогеологической связи.

### ***Краткая гидрогеологическая характеристика района работ***

Определяющее значение в питании озер занимают грунтовые воды. Влияние нижележащих водоносных горизонтов на рассматриваемом участке незначительно. Грунтовые воды, приуроченны к нижне-средне четвертичным отложениям карасукской свиты и современным аллювиальным отложениям. Мощность водовмещающих пород составляет 5-10 метров, водоупором служат плотные, карбонатные глины павлодарской свиты мощностью 10-30 м; с поверхности грунтовые воды имеют слабую защищенность. По химическому составу грунтовые воды сульфатно-хлоридно натриево-магниевого, реже гидрокарбонатно-хлоридные натриевого. Минерализация вод весьма изменчива и колеблется от 1 г/л до 140 г/л. Согласно данным режимных наблюдений режим грунтовых вод тесно связан с сезонными изменениями климата – максимальные уровни наблюдаются в летнюю (август-сентябрь) и в зимнюю (февраль-март) межень, при этом годовая амплитуда составляет 0,37 – 1,35 м. Гидрохимический режим грунтовых вод определяется условиями питания и составом растворимых солей в зоне аэрации, причем каких-либо закономерностей изменения химического состава вод не устанавливается. В питании грунтовых вод основную роль играют атмосферные осадки, и, в меньшей степени, процесс перетекания подземных вод из нижележащих напорных горизонтов. Разгрузка грунтовых вод осуществляется в озерных котловинах [5,6,7].

### ***Материалы и методы.***

Для оценки водного и водно-солевого баланса озера Кучукское была составлена оценочная модель для северо-восточной части озера, так как наибольшее количество действующих скважин расположено именно на этой территории. Модель создавалась при помощи программы «Processing Modelflow». Информация о действующих и заброшенных скважинах вокруг озера Кучукское была получена из фондового материала производства, а также по результатам рекогносцировочного маршрута, проведенного нами в мае 2021 года

На рисунке 1 представлена карта скважин северной части исследуемой территории. Скважины выводились на карту с учетом их информативности по гидрогеологическим характеристикам.

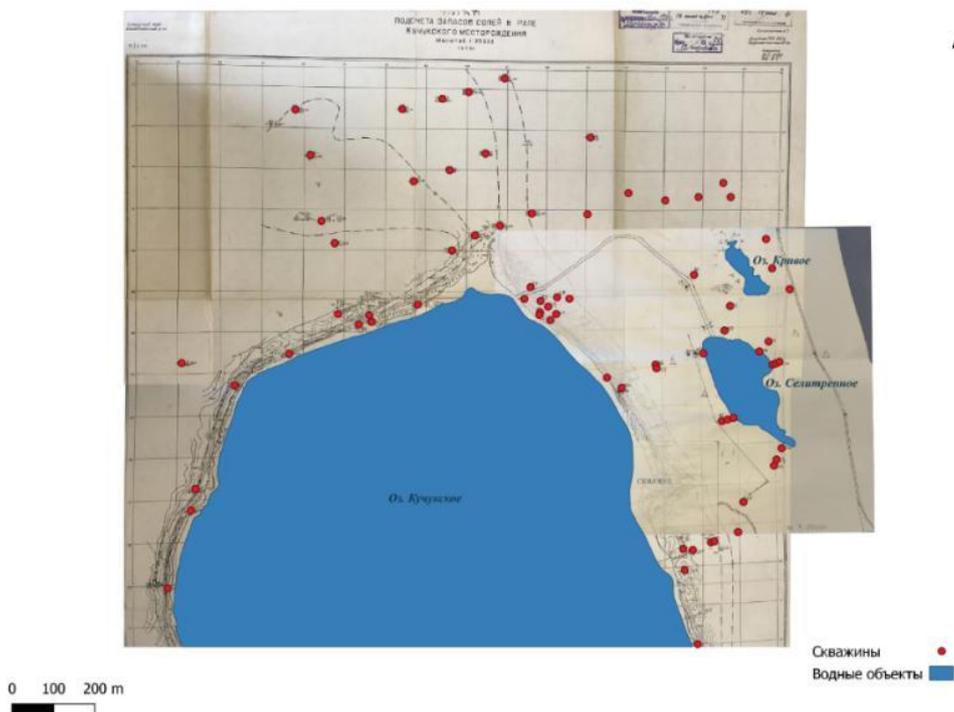


Рис. 1. Карта скважин в районе северной части озера Кучукское. Озеро Кулундинское расположено чуть выше северной кромки карты (500-1000м).

Полученные данные были использованы для создания гидродинамической модели. Моделировался режим грунтовых вод в стационарной постановке для грунтовых вод (однослойная модель). В ходе интерполяции данных различных отчетов была создана карта зеркала грунтовых вод. В процессе моделирования было получено расчетное положение напоров грунтовых вод, которое соответствует реальным наблюдениям (рис. 1, 2).

Коэффициенты фильтрации получены по 15 скважинам. Отметим, что не все расчетное пространство было обеспечено информацией о коэффициентах фильтрации. В целом, имеющиеся данные имели хаотичное распределение и изменялись от 3-20 м/сут. Поэтому была проведена интерполяция в соответствии с данными геологических разрезов.

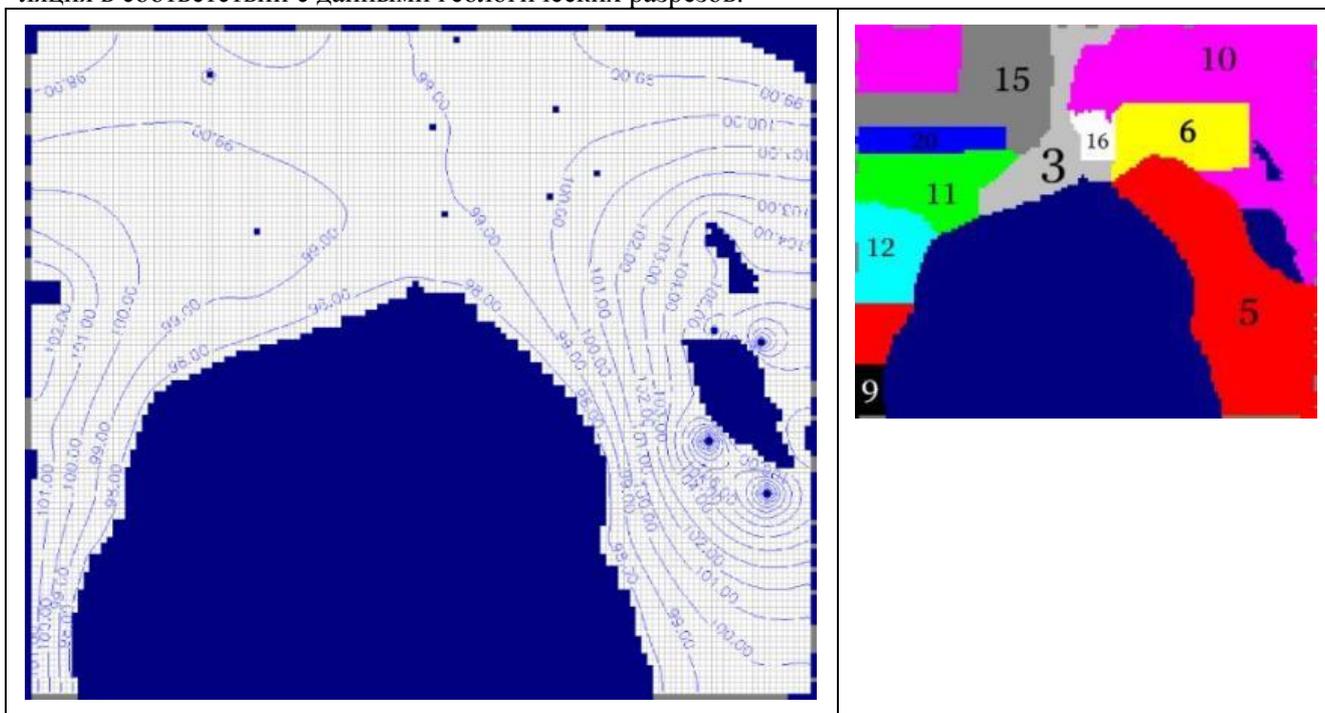


Рис. 2. Слева – Карта-схема расчетного положения зеркала грунтовых вод.  
Справа – Карта значений коэффициентов фильтрации (м/сут).

При анализе результатов моделирования было определено, что грунтовые воды разгружаются в озеро Кучукское с запада и востока (со стороны озера Селитренное). В Северной части участка ситуация неоднозначная. По данным исследований прошлых лет имеется гидрогеологическая связь озера Кулундинского и Кучукского, а сток составляет до 10 % от общего водного баланса. Однако исходя из данных расчетов и натуральных наблюдений об этом нельзя говорить с уверенностью. В северо-восточной части участка поток грунтовых вод параллелен озеру, в северной и северо-западной части грунтовые воды растекаются и к Кулундинскому, и к Кучукскому озеру, образуя водораздел.

В результате оценочного моделирования нами был рассчитан водный баланс северной части озера Кучукского. Расчет производился для 26 км береговой линии (45% всей береговой линии). В нашем случае, значения расхода воды равны 3700 м<sup>3</sup>/сут и 1.4 млн м<sup>3</sup>/год. В отчетах предыдущих лет, основанных на интерполяции данных пяти створов скважин, расход воды равен около 4.3 млн м<sup>3</sup>/год всего озера, что, несмотря на трудности в недостатке данных, примерно соответствует расчетным значениям нашей модели.

### **Выводы**

По результатам изучения фондовых материалов была создана гидродинамическая модель и оценён водный баланс для северной части озера. По нашим оценкам грунтовый сток составил 1.4 млн м<sup>3</sup>/год.

Анализ фондовых материалов показал недостаток данных для точной оценки водного баланса (для составления полноценной модели).

По информации отчетов прошлых лет озера Кулундинское и Кучукское имеют связь, однако необходимых данных для подтверждения этого вывода не были нами выявлены. Распределение напоров на участке между этими озерами указывает на наличие водораздела.

### **Литература**

1. Зеленковский П.С., Куриленко В.В. Природно-техногенная система соляного озера Баскунчак и особенности эксплуатации её ресурсов // Вестник Санкт-Петербургского университета. Серия 7. Геология. География. 2013. № 4. С. 33-52.

2. Зеленковский П.С., Подлипский И.И., Хохряков В.Р. Проблемы регулирования деятельности хозяйствующих субъектов при разработке месторождений полезных ископаемых в границах особо охраняемых природных территорий // Вестник Санкт-Петербургского университета. Серия 7. Геология. География. 2016. № 3. С. 60-74.

3. Куриленко В.В., Зеленковский П.С. Месторождение минеральных солей оз. Баскунчак: геология, особенности современного соленакопления, механизмы природо- и недропользования // Вестник Санкт-Петербургского университета. Серия 7. Геология. География. 2008. № 3. С. 17-32.

4. Отчет по теме «Проведение экологической экспертизы производственной деятельности АО «Кучуксульфат» // В.В. Куриленко, М.В. Чарыкова, СПб, 1996.

5. Отчет о геологоразведочных работах по обследованию котловин и побережий озер с выявлением возможности использования их в качестве садовых и подготовительных бассейнов // В. М. Ильиных, А. Н. Ванифатьев, Новокузнецк, 1970.

6. Отчет по Кучукскому месторождению минеральных солей с подсчетом запасов на 18-26 августа 1968 года. (По результатам работ кучукской партии за 1963-1970 г.г.) // Е. Я. Менделя, Н. М. Макейнин, Новокузнецк, 1970.

7. Отчет по научно-исследовательской работе «Выполнить ежедекадный мониторинг озер Кучук и Селитренное в круглогодичном цикле для оперативного контроля параметров их водоносного баланса» // М. А. Березин, Санкт-Петербург – Степное озеро, 2008.

## ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ ВЕРХНЕКАМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ СОЛЕЙ НА СОЛИКАМСКОМ УЧАСТКЕ

*Жуланов Глеб Станиславович*

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,  
магистрант 1 курса (2021-2023), г. Пермь  
e-mail: Zhulanov.gleb@mail.ru*

*Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент, Минькевич Ирина Игоревна*

**Аннотация:** рассмотрены все типы подземных вод района, характерных для соляных месторождений пластового типа, а также техногенные рассолы (конденсационные и закладочные). Рудничные рассолы, образующиеся в результате проведения горных работ, агрессивно воздействуют на различные соляные породы и понижают несущую способность целиков. Для предотвращения возникновения опасных ситуаций на рудниках ведутся режимные наблюдения за изменениями химического состава подземных вод и рассолов. Поданным химического опробования за 2020 г. построены схемы-диаграммы и графики ионного состава подземных вод Соликамского участка.

**Ключевые слова:** Верхнекамское месторождение солей, надсолевые, межсолевые, подсолевые воды, рудничные рассолы, химический состав подземных вод.

## UNDERGROUND WATERS OF THE VERKHNKAMSK SALT DEPOSIT AT THE SOLIKAMSK SITE

Gleb Zhulanov

*Perm State National Research University,  
1st year Master's Degree Student, Perm  
e-mail: Zhulanov.gleb@mail.ru*

*Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader, Irina Minkevich*

**Abstract:** all types of groundwater in the area characteristic of salt deposits of the formation type, as well as man-made brines (condensation and laying are considered. Mine brines formed as a result of mining operations aggressively affect various salt rocks and reduce the bearing capacity of the pillars. To prevent the occurrence of dangerous situations at the mines, routine monitoring of changes in the chemical composition of groundwater and brines is carried out. According to the chemical testing data for 2020, diagrams and graphs of the ionic composition of the underground waters of the Solikamsk site were constructed.

**Keywords:** Verkhnekamsk salt deposit, above-salt, inter-salt, subsalt waters, mine brines, chemical composition of groundwater.

В данной статье были рассмотрены основные типы подземных вод на территории СКРУ-1, СКРУ-2 и СКРУ-3 Соликамского участка Верхнекамского месторождения солей (рис.1). Среди них выделяют воды естественного происхождения – надсолевые, внутрисолевые и подсолевые, а также техногенные рассолы. На формирование, распространение и залегание подземных вод данной территории, как и на всей площади ВКМС, большое влияние оказывают тектонические и геологические условия.

Особое внимание уделяется рудничным водам, образующимся в результате проведения горных работ. Они представлены конденсационными и закладочными рассолами, которые в той или иной степени агрессивно воздействуют на различные соляные породы и понижают несущую способность целиков.

Для предотвращения возникновения нежелательных и опасных ситуаций на рудниках ведутся режимные наблюдения за изменениями химического состава подземных вод и рассолов.

На руднике СКРУ-3 ведётся постоянный мониторинг за водопроявлением (гидрогеологические и гидрологические исследования). Мониторинг осуществляется в северной части шахтного поля СКРУ-3, где на междуречье р. Усолка и р. Селянка расположены объекты калийного производства:

промплощадка, шламохранилище, солеотвал с рассолосборником. Режимная сеть включает 30 наблюдательных скважин, 6 гидропостов и четыре водопункта.

В западной части участка СКРУ-2, где находятся промышленные объекты калийного производства (промплощадка, шламохранилище, солеотвал с рассолосборниками) проводятся наблюдения (замеры уровня и гидрохимическое опробование в скважинах; измерения уровня, расхода воды, гидрохимическое опробование поверхностных водотоков) за состоянием природных вод. Режимная сеть состоит из девяти скважин, трех гидропостов и пяти водопунктов, расположенных в бассейнах рек Поповка и Суходойки.

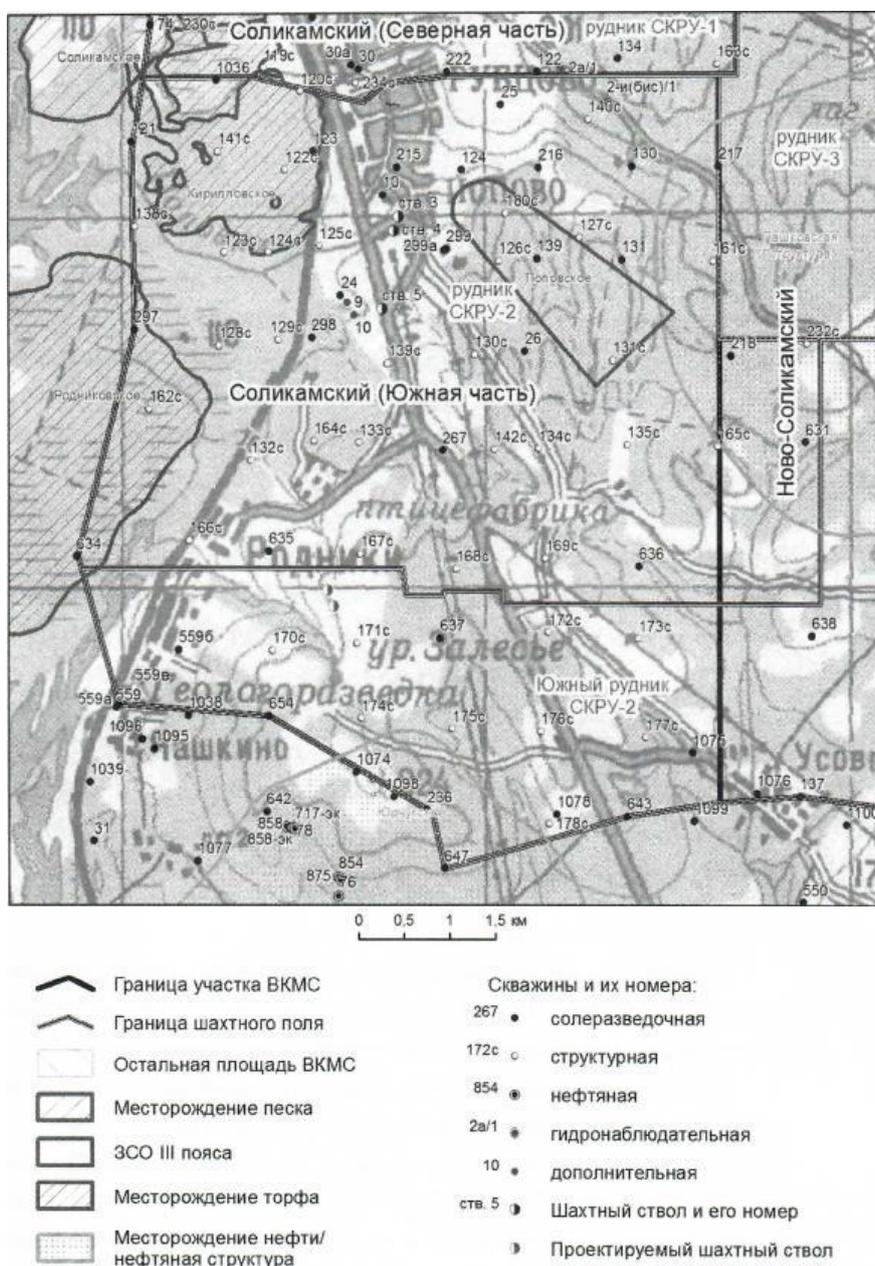


Рис. 1. Обзорная карта Соликамского участка

Надсолевой комплекс пород ВКМС занимает верхний гидродинамический этаж, нижней границей которого является кровля соленосной толщи, играющей роль регионального водоупора, а верхней – поверхность земли [2].

Гидрогеологические условия шахтного поля СКРУ-2 определяются приуроченностью его к антиклинальной структуре (Поповскому куполу), в пределах которой отложения обводнены больше, чем в синклинальных прогибах [1].

Надсолевые породы отличаются разнообразным литологическим составом и разной степенью трещиноватости, поэтому водоносность их изменчива как в вертикальном, так и в горизонтальном направлениях.

По принадлежности к водовмещающим стратиграфическим элементам в надсоляном водоносном комплексе выделяется четыре гидравлически связанных между собой водоносных горизонта:

- четвертичных отложений,
- шешминский,
- верхнесоликамский,
- нижнесоликамский.

Водоносность четвертичных отложений определяется их литологическим составом. Водосодержащими являются разнородные пески, галька и гравий, развитые в западной и южной частях шахтного поля. В центральной и северо-восточной частях шахтного поля четвертичные отложения представлены практически безводными глинами. Воды этих отложений характеризуются, в основном, гидрокарбонатно-кальциевым составом.

Воды шешминского водоносного горизонта, приуроченного к отложениям пестроцветной толщи, характеризуются слабой минерализацией и по химическому составу относятся к гидрокарбонатно-кальциевому ( $\text{HCO}_3\text{-Ca}$ ) типу.

Верхнесоликамский водоносный горизонт приурочен к отложениям ТКТ, имеет повсеместное распространение и является основным горизонтом. Воды горизонта в верхней и средней частях отличаются непостоянством фильтрационных свойств из-за разнообразия литологического состава и разной степени трещиноватости пород. Преобладают гидрокарбонатно-кальциево-магниевые ( $\text{HCO}_3\text{-Ca-Mg}$ ) и гидрокарбонатно-кальциево-сульфатные ( $\text{HCO}_3\text{-Ca-SO}_4$ ) воды. В нижней части ТКТ выделяют так называемый «плитняковый» водоносный горизонт, воды которого используются для водоснабжения.

В пределах соляно-мергельной толщи (СМТ) наиболее водообильными являются мергели верхних горизонтов. По химическому составу воды относятся к сульфатно-кальциевому ( $\text{SO}_4\text{-Ca}$ ) типу. В остальной части толщи эти воды сульфатно-натриевые ( $\text{SO}_4\text{-Na}$ ) с минерализацией, возрастающей вниз по разрезу. В нижней части толщи местами прослеживается карстовый «рассольный» горизонт, формирование которого связано с выщелачиванием солей в присводовых частях антиклинальных поднятий.

Мощность водонасыщенной толщи пород в пределах южной части Соликамского участка изменяется от 58,6 до 256,5 м. Глубина залегания уровня подземных вод изменяется от 0,0 до 98,0 м, а абсолютные отметки – от 104,2 до 181,1 м [1].

Глубина залегания грунтовых вод в пределах участка шахтного поля СКРУ-3 изменяется от 0,0 до 86,9 м [3].

Химический состав внутрисолевых вод напрямую зависит от водовмещающих их соляных пород [2].

Подсолевые воды не оказывают влияния на калийную залежь [2].

Схемы-диаграммы ионного состава подземных вод Соликамского участка за 2020 г.

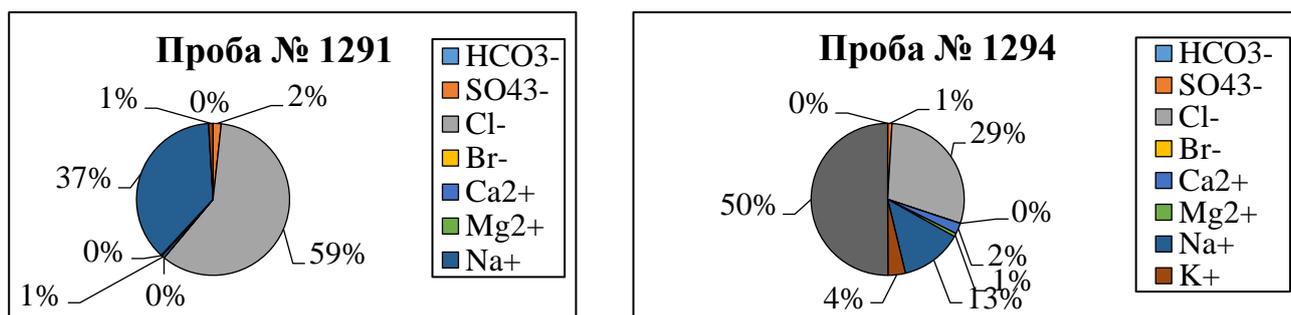


Рис. 2. Надсолевые воды соляно-мергельной толщи.

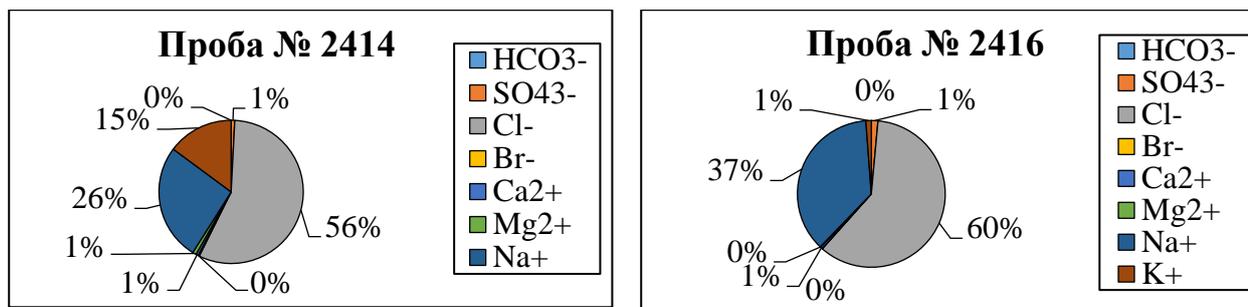


Рис. 3. Седиментационные рассолы

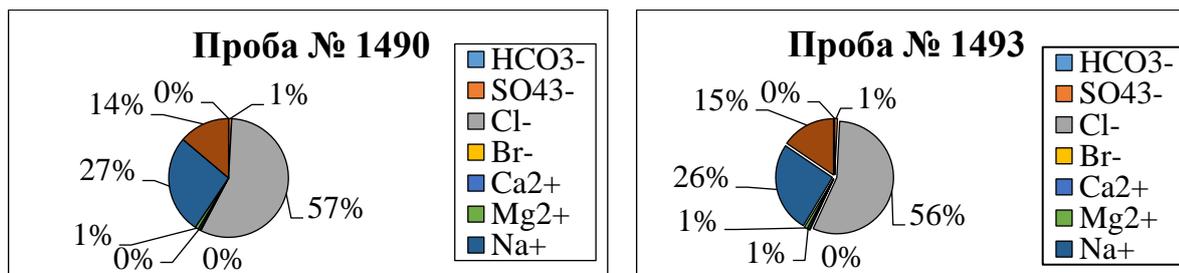


Рис. 4. Закладочные рассолы

Графики солевого состава подземных вод за 2020 г.

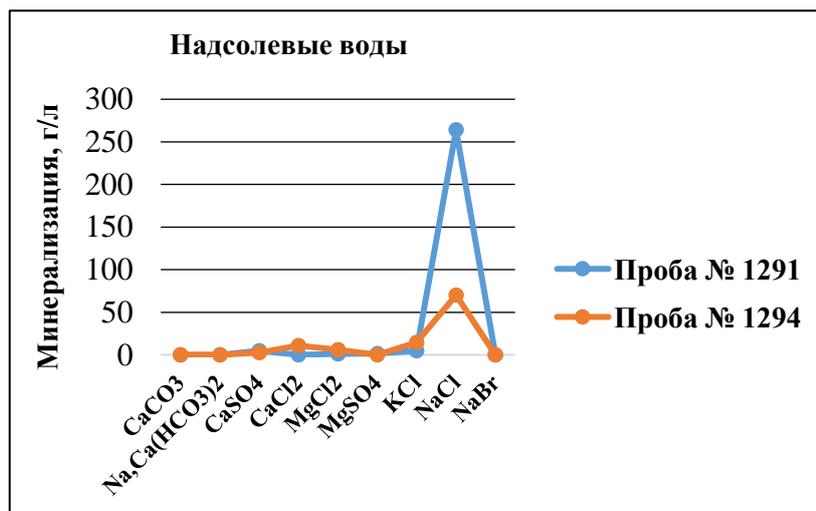


Рис. 5. Надсолевые воды

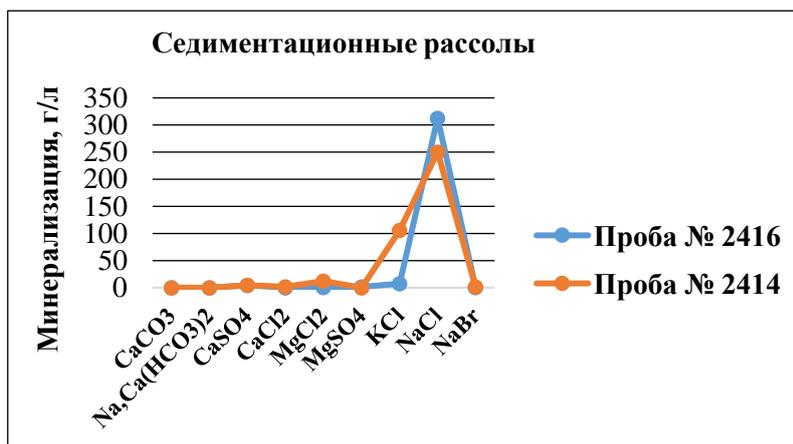


Рис. 6. Седиментационные рассолы

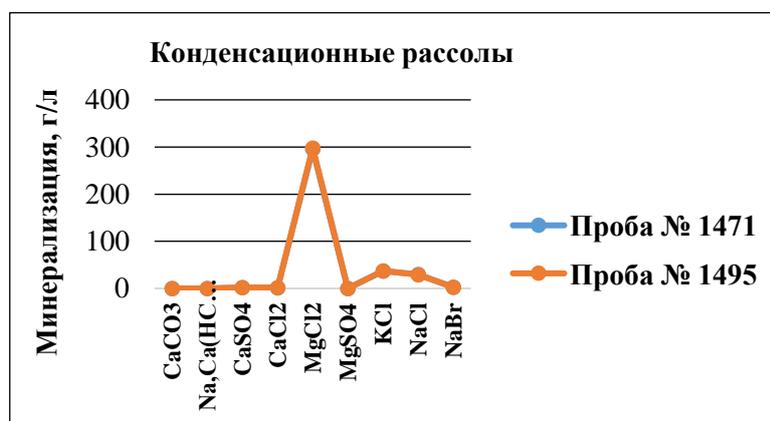


Рис. 7. Конденсационные рассолы

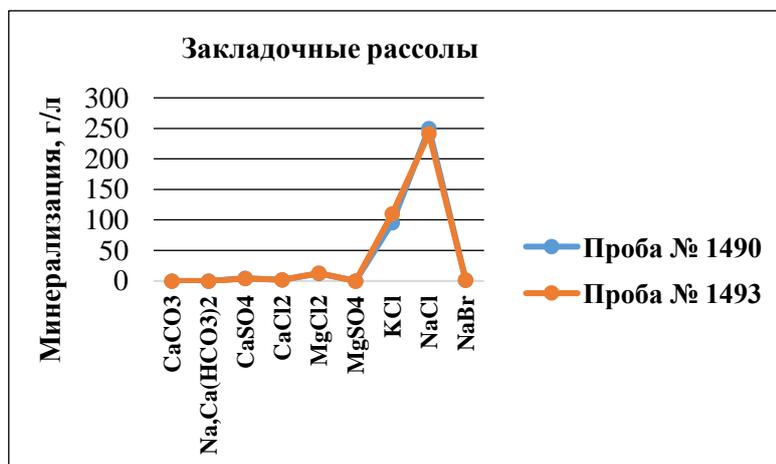


Рис. 8. Закладочные рассолы

### Литература

1. Глухих А.В., Грибков Д.С. Оперативное изменение состояния запасов солей на южной части Соликамского участка Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей. ОАО «Галургия», Пермь, 2015.
2. Кудряшов А.И. Верхнекамское месторождение солей. Москва, Эpsilon плюс, 2013. 367 с.
3. Мясоедов Н. В., Онопин Е. В. Проектная документация «Технический проект на отработку запасов центральной части Ново-Соликамского участка и первой очереди освоения Половодовского участка Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей. Увеличение мощности до 14,8 млн. тонн». АО «ВНИИ Галургии», Пермь, 2018.

## ОЦЕНКА ПОСЛЕДСТВИЙ РАДИОАКТИВНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ВОД В СЛУЧАЕ ЗАПРОЕКТНОЙ АВАРИИ НА ПРИМЕРЕ ЛАЭС-2

**Нагорнова Мария Максимовна**

Санкт-Петербургский государственный университет,  
магистрант 1 курса, г. Санкт-Петербург  
e-mail: masha.nagornova2018@yandex.ru

**Вилькина Мария Владимировна**

Санкт-Петербургский государственный университет,  
аспирант 1 курса, г. Санкт-Петербург  
e-mail: wilkina.mari@hgepro.ru

**Научный руководитель:** д.г.-м.н., профессор, Румынин Вячеслав Геневич

**Аннотация:** В современном мире вопрос энергопотребления стоит очень остро. Различного типа аварии несут негативное влияние на экологию, в том числе на подземные воды. В данной статье проанализированы масштабы последствий аварий на АЭС Фукусима-1 и Чернобыльской АЭС. Представлен прогноз миграции радионуклидов в подземные воды для гипотетического сценария запроектной аварии на ЛАЭС-2.

**Ключевые слова:** радионуклиды, АЭС, подземные воды, миграция радионуклидов, сорбция.

## ASSESSMENT OF THE CONSEQUENCES OF RADIOACTIVE POLLUTION OF GROUNDWATER IN CASE OF ACCIDENT BEYOND BY THE EXAMPLE OF LNPP-2

**Nagornova Mariia Maksimovna**

Saint Petersburg State University,  
1st year Master's Degree Student, Saint Petersburg  
e-mail: masha.nagornova2018@yandex.ru

**Wilkina Mariia Vladimirovna**

Saint Petersburg State University,  
1st year Student Post-graduate Student, Saint Petersburg  
e-mail: wilkina.mari@hgepro.ru

**Research Supervisor:** Doctor of Geology and Mineralogy, Professor Rumynin Vyacheslav Genievich

**Abstract:** The issue of energy consumption is very acute in the modern world. Various types of accidents have a negative impact on the environment, including groundwater. This article assesses the scale of accidents at the Fukushima-1 nuclear power plant (NPP) and the Chernobyl NPP. A forecast of radionuclide migration into groundwater for the beyond accident scenario at LNPP-2 is presented.

**Keywords:** radionuclides, nuclear power plant, groundwater, migration of radionuclides, sorption.

Трудно представить современную комфортную жизнь без электроэнергии. В настоящее время доля атомной генерации составляет около 20% от всего объема выработки электроэнергии в стране, в промышленной эксплуатации России находятся 37 энергоблоков на 11 атомных электростанциях. [2]

Как и на любом технологическом объекте, на атомной станции бывают нештатные ситуации. Масштабы загрязнений, сопутствующие авариям, часто влияют на экологию и приобретают глобальный характер. Потенциальная опасность АЭС в случае аварии характеризуется выбросами в окружающую среду радионуклидов, накопленных в реакторе и первом контуре за время работы энергоблока. Снижение вероятности возникновения аварийных ситуаций и минимизация последствий – один из

самых актуальных вопросов эксплуатации АЭС. В связи с этим особо важно определить и обосновать оптимальное место расположения АЭС, а также понимать конкретные меры устранения последствий. Катастрофы, произошедшие на Чернобыльской атомной электростанции (ЧАЭС) в 1986 году и на АЭС в Фукусиме – в 2011-м, показали не только трагические последствия крупной ядерной аварии, но и позволили оценить их масштаб. Сравнительный анализ приведен в таблице ниже (табл. 1).

Обе Аварии по международной относительной шкале ядерных событий ИНЭС относятся к 7 уровню (тяжелая авария). Авария этого уровня связана с выбросом во внешнюю среду большей части радиоактивного материала из активной зоны реактора. Такой выброс представляет смесь короткоживущих и долгоживущих радиоактивных продуктов. Со временем взвешенные в воздухе частицы оседают и сорбируются на приповерхностном слое. Для оценки степени загрязнения почв используются значения минимально значимой удельной активности (МЗУА) Cs-137, превышение которой позволяет относить почвы к радиоактивным отходам. Анализ данных показал, что удельная активность в верхнем слое почвы вблизи аварийного реактора превышает МЗУА в 3,5 и 1,8 раза для Фукусимы и Чернобыля, соответственно. Скорость радиоактивного заражения достигает 2,5-5 см/год (5-10 см через 2 года) на Фукусиме, а на Чернобыльской АЭС – 2,5-3,5 см/год (50-70 см через 20 лет).

Таблица 1.  
Сравнительная таблица радиоактивного воздействия на различные природные среды при авариях на Чернобыльской АЭС и АЭС Фукусима-1

		Фукусима	Чернобыль
INES уровень		7	7
<b>Атмосфера</b>			
Высвобожденная активность	Cs-137	6.6E15	8.5E16
	I-131	1.0E17	1.76E18
Плотность выпадения в радиусе 5 км, Бк/м <sup>2</sup>	Cs-137	3.0E6	5E6
<b>Почвы</b>			
Удельная активность в верхнем слое почвы, Бк/кг	Cs-137	3.5E4	1,1E5
Глубина радиоактивного заражения, см		5-10 см через 2 года	50-70 см через 20 лет
<b>Поверхностные воды</b>			
Объемная активность после аварии, Бк/л	Cs-137	1.2	18.1
	I-131	1000	4400
<b>Подземные воды</b>			
Объемная активность после аварии, Бк/л	0,58-1.3 (09/2013)		3.0-5.0 (1987)
Минимально значимая удельная активность Cs-137, Бк/кг	1E4		
Уровень вмешательства Cs-137 / I-131 для питьевых вод, Бк/л	11 / 6.2		
Геологические условия	Верхний слой представлен покровными глинистыми отложениями, а вниз по разрезу простираются песчаники, аргиллиты неогенового возраста. Водоносный горизонт приурочен к среднезернистыми песчаникам, защищен глинистыми отложениями.		Верхняя часть геологического разреза сложена четвертичными отложениями, ниже которых залегают мергели и алевроиты, чередующиеся с глинисто-песчаными отложениями
Среднегодовое количество осадков, мм	1166		600

После осаждения на почвенный слой радионуклиды становятся источником загрязнения поверхностного стока, мигрируя с твердым стоком при подтоплении поверхности в момент выпадения дождевых осадков и весенних паводков. Способность речных вод к самоочищению объясняется постоянной сменой масс воды и оседанием взвешенных радиоактивных частиц на дно водоемов. Согласно данным таблицы 1, объемная активность Cs-137 после аварии превышает уровень вмешательства для питьевых вод только в районе Чернобыля в 1,6 раза. Активность, приходящаяся на единицу объема, для I-131 на начальные моменты времени после аварии превосходит уровень вмешательства для питьевых вод в сотни раз в обоих регионах.

Подземные воды хорошо защищены с поверхности, поэтому менее всего подвержены загрязнению радионуклидами при запроектных авариях. Так, при обеих авариях не было зафиксировано превышения уровня вмешательства для питьевых вод по изотопу Cs-137. Основная причина заключается в том, что скорость движения радионуклидов через зону аэрации крайне мала из-за физико-химических взаимодействий (сорбции) на границе раздела фаз минерал-вода [3].

Однако, миграция радионуклидов в подземные воды всё же существует, её скорость зависит от ряда факторов. Основные естественные факторы миграции нуклидов делятся на четыре группы: погодноклиматические (частота выпадения и испарения осадков, интенсивность и распределение); геологические (проницаемость отложений, трещиноватость и содержание органических веществ); почвенные (физические, химические и физико-механические); и литологические (структуры рельефа и типы горных пород). [4] Помимо естественных факторов, стоит учитывать и антропогенные, а именно системы дренажа, способы мелиорации, водорегулирования и орошения.

Оценив масштабы последствий радиационных аварий и изучив основные механизмы миграции радионуклидов, можно попытаться спрогнозировать характер загрязнения Cs-137 и I-131 на действующих и планируемых АЭС в случае запроектной аварии. Так, на этапе проектирования строительства энергоблоков № 3 и № 4 Ленинградской АЭС-2 была создана прогнозная модель миграции радионуклидов в подземных водах для сценария тяжелой аварии.

Площадка строительства работ 3 и 4 энергоблоков ЛАЭС-2 расположена на южном побережье Финского залива, в пределах примыкающей к Копорской губе Предглинтовой низменности. На юго-востоке низменность ограничена Балтийско-Ладожским уступом (глинтом), рассеченным долинами ряда водотоков. За уступом глинта простирается Ижорское плато, которое попадает в зону возможного влияния от запроектной аварии.

Территория Ижорской возвышенности включает крупнейшее в Ленинградской области Ижорское месторождение подземных вод, приуроченное к ордовикскому водоносному горизонту, водовмещающими породами являются карстующиеся органогенные, пелитоморфные известняки, местами неравномерно доломитизированные. [1]

Ижорская возвышенность – важнейший агропромышленный район Ленинградской области. Здесь расположены крупные животноводческие комплексы и птицефабрики, широко развито мелиоративное строительство, имеются карьеры по добыче известняка. Подземные воды горизонта имеют большое практическое значение. На территории Ижорского плато ордовикский горизонт является основным горизонтом для организации хозяйственно-питьевого водоснабжения в большинстве населенных пунктов, сельскохозяйственных объектов, птицефабрик и тд. В связи с этим, необходимо проследить изменение качества воды в случае запроектной аварии и степень её загрязнения.

Региональная гидродинамическая модель была создана для оценки последствий радиоактивного загрязнения при аварийных сценариях работы ЛАЭС-2 с газоаэрозольным выбросом и последующим его осаждением на поверхность грунтовых вод.

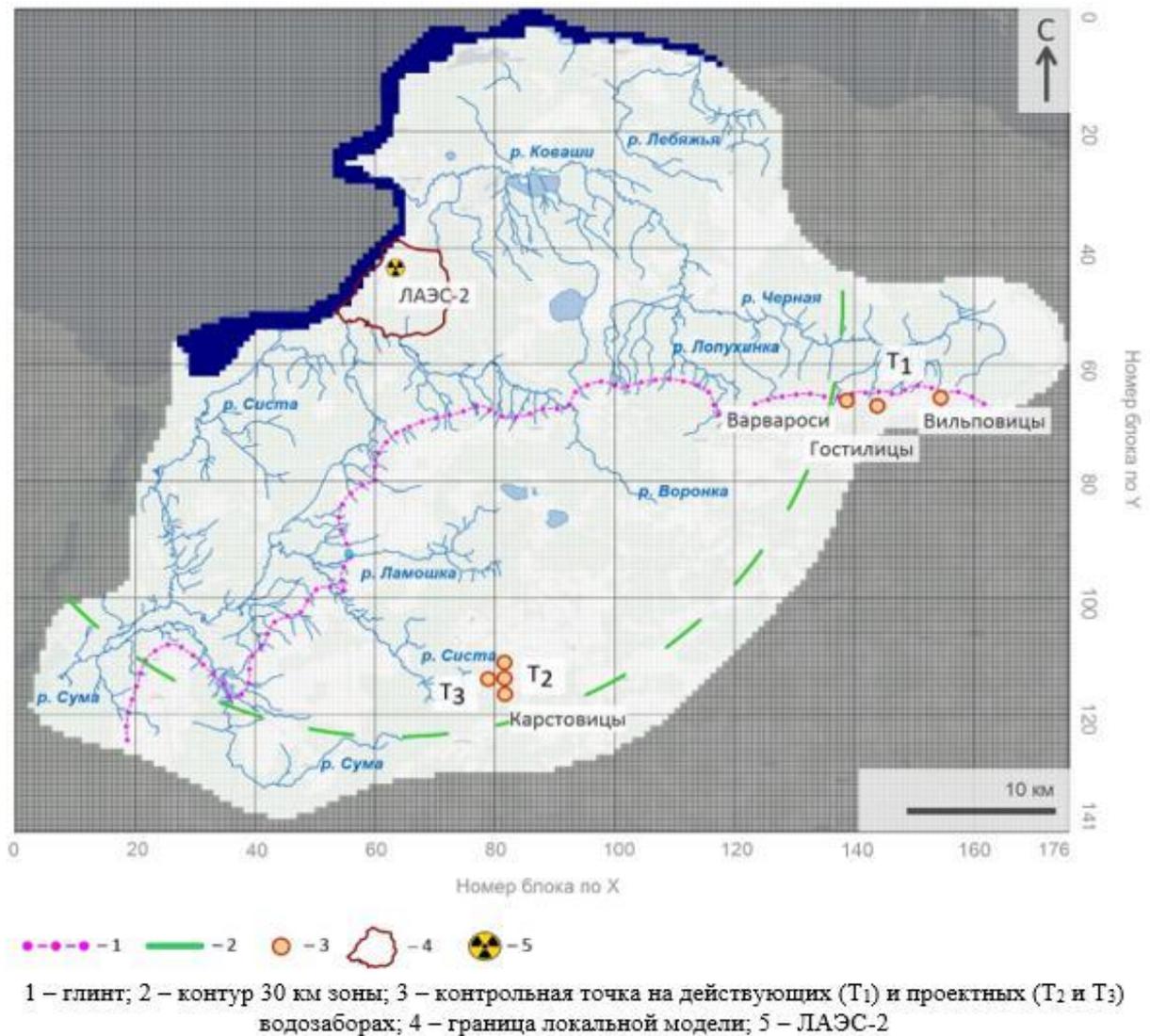


Рис. 1. Карта региональной гидрогеологической модели

На модели рассматривался сценарий воздушного выброса и последующего газоаэрозольного осаждения радионуклидов на земную поверхность в радиусе 30 км от ЛАЭС-2. В расчетах делалась предпосылка, что радионуклиды, осаждаясь на земную поверхность с дождем, напрямую поступают на уровень грунтовых вод. В условиях закарстованных известняков Ижорского плато вполне вероятен такой исход событий.

В миграционных расчетах учитывался распад радионуклидов и их физико-химическое взаимодействие с вмещающей средой. Распад приводит к уменьшению общей активности радионуклидов в водоносном горизонте с течением времени. Сорбция радионуклидов на породе способствует значительному снижению скоростей миграции радионуклидов и их локализации в месте поступления.

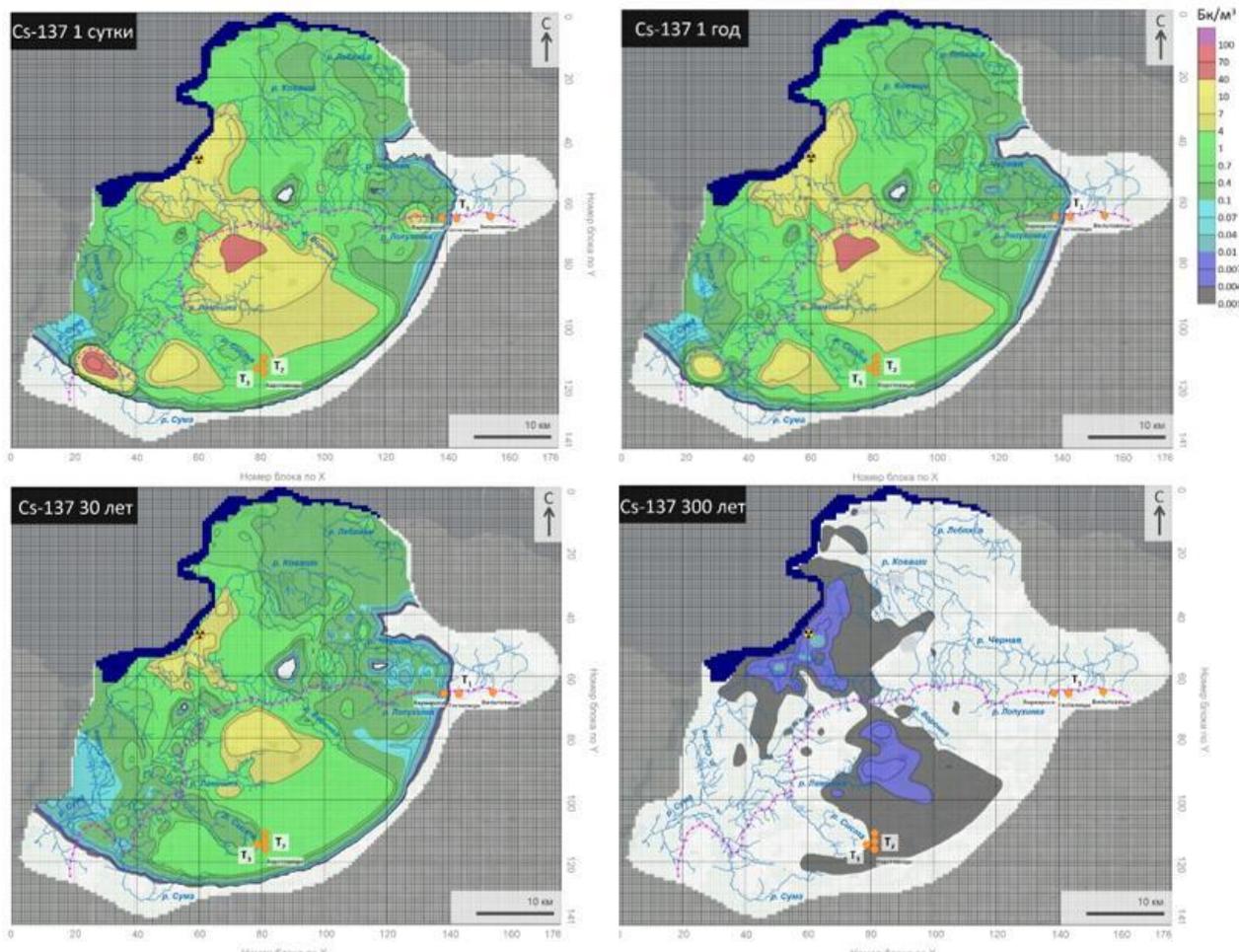


Рис. 2. Концентрация Cs-137 (Бк/м<sup>3</sup>) в подземных водах при выпадении газоаerosольного облака в пределах 30 км зоны вокруг ЛАЭС-2 расчеты приведены на 1 сутки, 1, 30 и 300 лет после аварии

Результаты расчета показали, что:

1. Максимальные значения плотности выпадения радионуклидов приурочены к пятикилометровой зоне вокруг аварийной АЭС;

2. Периоды полураспада дозообразующих радионуклидов при запроектной аварии значительно отличаются друг от друга. Так, например, у I-131 период полураспада составляет 8 суток, а у Cs-137 он приближается к 30 годам.

Принято считать, что за 10 периодов полураспада происходит потеря всей накопленной активности радионуклида. Таким образом, время жизни в окружающей среде радиоактивного следа от I-131 составит около 80 сут., Cs-134 порядка 20 лет, а Sr-90 и Cs-137 около 300 лет;

3. Сорбционная способность радионуклидов отличается друг от друга. В целом, можно сказать, что наиболее мобильным в подземной гидросфере является изотоп йода, т.к. он не сорбируется породой. Напротив, покровные четвертичные отложения и ордовикские известняки обладают достаточно высокими сорбционными свойствами для изотопа Cs-137, т.е. скорость миграции в подземных водах не должна быть значительная.

4. Сочетание периода полураспада радионуклида и его сорбционной способности предопределяет степень опасности для населения того или иного изотопа в подземных водах запроектной аварии на АЭС. Изотоп I-131 является инертным. Йод может мигрировать в подземных водах с большими скоростями. Однако, высокая мобильность йода ограничена коротким периодом полураспада, что не позволяет ему мигрировать на значительные расстояния. Изотоп Cs-137, наоборот, хорошо сорбируется вмещающими породами, т.е. их скорости миграции в подземных водах не высоки. Несмотря на это, данные изотопы могут представлять опасность, поскольку время их жизни в окружающей среде достигает 300 лет.

Начальная максимальная концентрация изотопа в воде зависит не только от поступившей после аварии активности, но и от сорбционных свойств породы, а также от мощности водоносного горизонта. Так, при поступлении активности с атмосферными осадками, ее значи-

тельная доля сразу же сорбируется на вмещающей породе, и только часть от начальной активности остается в поровой воде и способна к миграции. Также очевидно, что поступление активности в мощный водоносный горизонт приведет к значительно большему разбавлению, нежели в случае с мало обводненным горизонтом. Таким образом, комбинация плотности выпадения, сорбционных свойств пород и мощности водоносного горизонта контролируют максимальную объемную активность изотопов в подземных водах на 1 день после ТЗПА.

Максимальные объемные активности радионуклидов в грунтовом водоносном горизонте на различные моменты времени приводятся в таблице 2.

Таблица 2.

Максимальные объемные активности радионуклидов в грунтовом водоносном горизонте на разные моменты времени

Радионуклид	Максимальная объемная активность, Бк/кг			УВ, Бк/кг [4]
	1 сутки	1 год	30 лет	
Cs-137	1.01	0.25	0.07	11
	1 сутки	8 суток	80 суток	
I-131	29357	5011	6.3	6.2

Из таблицы 2 видно, что на начальные моменты времени после аварии удельная активность в воде изотопа Cs-137 в муниципальных водозаборах подземных вод не превышает установленные уровни вмешательства по НРБ 99/2009. Напротив, удельная активность изотопа I-131 может превышать в отдельных точках уровень вмешательства, однако ввиду малого периода полураспада, повышенные активности радиоактивного йода будут фиксироваться в подземных водах только в течение нескольких недель.

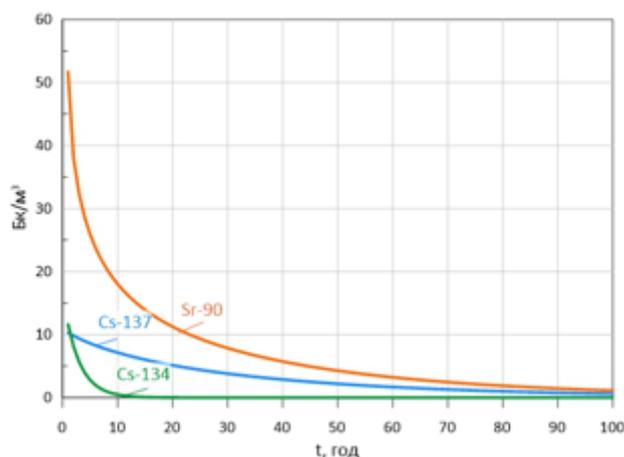


Рис. 3. Объемная активность Sr-90, Cs-137, Cs-134 в подземном стоке

Дополнительно на модели была оценена объемная активность подземного стока для Sr-90 и Cs-134, 137 после запроектной аварии (см. рис.3). Из рисунка видно, что удельная активность радионуклидов не превышает первых десятков Бк/м<sup>3</sup> даже в первые дни после аварии. Несмотря на низкие удельные активности радионуклидов в речной воде, “след” от аварии будет растянут на 30-50 лет.

### Литература

1. *Гидрогеологические особенности развития карбонатного карста Ижорской возвышенности* : диссертация кандидата геолого-минералогических наук : 25.00.07 / Жданов Сергей Витальевич; [Место защиты: Нац. минерально-сырьевой ун-т "Горный"]. – Санкт-Петербург, 2013. – 179 с.
2. *Росэнергоатом [Электронный ресурс] // Журналистам/Главное URL <https://www.rosenergoatom.ru/zhurnalistam/main-news/40156/> (дата обращения: 16.03.2022)*
3. *Чернобыль: радиоактивное загрязнение природных сред / Ю. А. Израэль [и др.]; Л. : Гидрометеоиздат, 1990. – 295 с.*
4. *Shestopalov V.M. Chernobyl Disaster and Groundwater. 2002*

## КОМПЛЕКСНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ГЕЛЕНДЖИКСКОЙ БУХТЫ ДЛЯ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ НОВЫХ ИСТОЧНИКОВ ВОДОСНАБЖЕНИЯ

*Тимошина Валерия Алексеевна*

*Кубанский государственный университет,  
студентка 3 курса (2019-2023), г. Краснодар  
e-mail: valeriatimosina708@gmail.com*

*Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент, заведующий кафедрой «Нефтяной геологии,  
гидрогеологии и геотехники» Любимова Татьяна Владимировна*

**Аннотация:** Гидрогеологическое изучение шельфа для определения масштабов и форм субмаринной разгрузки подземных вод является актуальным как с теоретической, так и с практической точки зрения. Для определения мест локализации субаквальной разгрузки в Геленджикской бухте выполнены аналитические и полевые исследования. Полученные результаты показали, что наиболее перспективным является северо-запад бухты, поскольку к нему приурочены изменения солёности морской воды, донные отложения песчаной размерности, вероятно принадлежащие палеоруслу р. Су-Аран.

**Ключевые слова:** Геленджикская бухта, гидрогеологические условия, субаквальная разгрузка, малые реки, водоснабжение

## COMPREHENSIVE STUDIES OF GELENDZHİK BAY TO ASSESS THE PROSPECTS FOR THE DEVELOPMENT OF NEW WATER SUPPLY SOURCES

*Timoshina Valeria Alekseevna*

*Kuban State University,  
3d year student (2019-2023), Krasnodar  
e-mail: valeriatimosina708@gmail.com*

*Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, reader, head of the department of  
Petroleum geology, hydrogeology and geotechnics Lyubimova Tatiana Vladimirovna*

**Abstract:** Hydrogeological study of the shelf to determine the extent and forms of submarine discharge of groundwater is relevant both from a theoretical and practical point of view. Analytical and field studies were carried out to determine the locations of subaquatic unloading for Gelendzhik Bay. The obtained results showed that the north-west of the bay is the most promising, since changes in salinity, sea water, bottom sediments of sandy dimension, probably belonging to the paleoruss of the Su-Aran river, are confined to it.

**Keywords:** Gelendzhik bay, hydrogeological conditions, subaquatic unloading, small rivers, water supply

Проблемы водоснабжения курортных территорий Черноморского побережья с каждым годом усиливаются, что вызывает необходимость поиска дополнительных источников водоснабжения. Решить данную проблему можно в т.ч. за счет привлечения подземных вод, разгружающихся в прилегающие акватории. Гидрогеологическое изучение шельфа с целью изучения масштабов и форм субмаринной разгрузки подземных вод является актуальным как с теоретической, так и практической точки зрения [6, 16]. Как в нашей стране, так и за рубежом имеется опыт использования вод крупных субмаринных источников, разгружающихся в прибрежной литорали, а также опыт эксплуатации гидрогеологических скважин, расположенных на шельфе.

В данной работе в качестве объекта исследования выступила Геленджикская бухта и зона активного водообмена прилегающей к г. Геленджик территории. Предметная область – факторы формирования водообильности пород, а также возможные зоны разгрузки подземных вод. Цель работы сводилась к определению участков субмаринной разгрузки пресных подземных вод в шельфовой зоне

для дальнейшего определения возможности организации дополнительного водоснабжения г. Геленджика.

Первые проблемы с водоснабжением в г. Геленджике возникли еще в советское время. Для их разрешения было проведено изучение гидрогеологического строения территории [5]. Так в 1966-67 гг. в долинах рек Мезыб и Адерба проводились поиски на пресные подземные воды для целей водоснабжения с оценкой эксплуатационных запасов. В 1979-81 гг. проводилась детальная разведка Мезыбского месторождения подземных вод с подсчетом эксплуатационных запасов на неограниченный срок водопотребления. Суммарное количество запасов по действующему водозабору и по новым участкам на 1982 г. составило 20 тыс. м<sup>3</sup>/сут. [11].

На сегодняшний день на Черноморском побережье в административных границах г. Геленджика малые курортные поселки и многочисленные санатории, удаленные от магистрального водовода, удовлетворяют свою водопотребность за счет частных, как правило, децентрализованных водозаборов, размещенных, главным образом, в приустьевых частях долин малых рек Черноморского побережья (р.р. Яшамба, Хотейдай, Джанхот, Прасковейка, Бетта и др.). При «скупенном» нерациональном размещении одиночных скважин частной и коттеджной застройки, за счет активного взаимовлияния увеличивается глубина динамического уровня, уменьшается дебит скважин. В межень, когда итак отмечаются малые расходы на водозаборах, обустроенных на речном аллювии, основные водозаборы не достигают требуемой производительности, т.к. создаются гидрогеологические «колодцы». Кроме этого за счет роста городской территории с твердым покрытием происходит уменьшение инфильтрационного питания подземных вод [14].

Для оценки перспективы развития новых источников водоснабжения были выполнены комплексные исследования, включающие в себя аналитические исследования (оценка рельефа и поверхностного стока прилегающей суши, анализ геологического и неотектонического строения территории, ее гидрогеологии) и полевые геофизические исследования.

Геленджикская бухта расположена на северо-восточном берегу Чёрного моря, состоит из двух мысов: левый «Толстый», высокий скалистый и правый «Тонкий», пологий и низкий. Расстояние между ними одна морская миля (1852 м). Сама бухта занимает площадь 20 км<sup>2</sup>.

Климат изучаемой территории субтропический, средиземноморского типа. Гидрографическая сеть принадлежит бассейну Черного моря и представлена многочисленными реками и балками (щелями), располагающимися неравномерно по территории побережья, реки относятся к третьему типу, их отличает паводочный режим стока в течение всего года [1]. Все реки и щели имеют субмеридиональное простираие, а наиболее крупные из них в своем среднем течении меняют направление на субширотное, образуя коленообразные изгибы, что указывает на субширотное простираие основных геологических структур и зон тектонических нарушений субмеридионального направления.

Территория г. Геленджика, обрамляющая бухту, представляет собой пологохолмистый абразионно-денудационный рельеф слаборасчлененный с прямым отражением в рельефе отрицательных структур и преобладанием процессов плоскостного смыва [4]. В геологическом строении территории принимают участие породы флишевой формации мелового возраста. Осадочные толщи сильно дислоцированы, обладают выдержанной специфической ритмичностью строения. В районе Геленджикской бухты развит преимущественно известняковый флиш, который представлен среднеритмичным переслаиванием светло-серых известняков, мергелей, алевролитов, реже песчаников [3]. Геленджикская бухта располагается на одной из крупнейших поперечных структур – Геленджикской поперечной флексуры. На юге она представлена Кабардинским сбросом, а на севере – Абинской флексурой [10].

Согласно схеме гидрогеологического районирования Северного Кавказа, исследуемая территория относится к Кавказскому гидрогеологическому району, к провинции Кавказского сложного бассейна пластово-трещинных вод, к подпровинции Восточно-Черноморского бассейна пластовых напорных вод, в пределах Новороссийско-Лазаревского гидрогеологического подрайона. В целом территория характеризуется низкой степенью гидрогеологической изученности [12]. В силу своего литологического состава и строения вся исследуемая площадь является зоной свободного водообмена. Развиты воды трещинного типа, которые приурочены к верхней части массивов пород флиша. Водоносность отложений контролируется степенью их трещиноватости. Питание вод осуществляется за счет атмосферных осадков. Мощность верхней зоны интенсивной трещиноватости составляет 25–50 м. Верхняя часть 10–15 м характеризуется самой высокой проницаемостью трещиноватых пород. Нередко в этой же части разреза проницаемость пород снижается за счет кольматации трещинного пространства суглинистым материалом. Средняя и нижняя часть разреза относительно уровня моря в связи с «затуханием» экзогенной трещиноватости имеет низкую проницаемость пород. В таких усло-

виях слабопроницаемой подошвой водоносного горизонта служат породы того же состава и возраста, но не нарушенные экзогенной трещиноватостью.

Таким образом, природная обстановка (климатические, геологические, тектонические, геоморфологические факторы) способствует формированию многообразия режимов грунтовых вод, которое выражается в изменениях уровня, расходов, гидравлического уклона, скорости, температуры, химического состава подземных вод во времени и пространстве.

*Аналитические исследования.* Как известно, рельеф оказывает прямое влияние на водообмен и движение грунтовых вод. Для характеристики геолого-гидрогеологических морфоструктур в программе QGIS по методике [13] была составлена изолинейная карта вертикального и горизонтального расчленения рельефа. Нижней границей морфоструктур принята подошва коры выветривания, которую можно считать региональным водоупором, ограничивающим зону активного водообмена. Оценка величины углов наклонов земной поверхности, влияющих на интенсивность и скорость перемещения поверхностных и подземных вод, выполнена с учетом классификации [2]. Анализ водосборных площадей постоянных и временных водотоков был осложнен частичной техногенной переработкой рельефа в пределах городской застройки.

Гидрогеологическая роль разломов достаточно велика, как правило, это область разгрузки, по которой происходит вертикальное и горизонтальное движение подземных вод, а сами разломы, имеют гидравлическую связь с областью питания трещинных вод и, таким образом, являются естественными дренами, осуществляющими в т.ч. субмаринную разгрузку подземных вод прибрежно-шельфовых гидрогеологических структур в конечные водоемы стока. В основу изучения тектонических нарушений была взята карта неоструктурного районирования территории С.А. Несмеянова [10] и карта разновысотных блоков Т.Н. Куропаткиной [8]. Выполнена оценка локальных разрывных нарушений, их трассировка в Геленджикскую бухту.

*Полевые исследования.* Проведено исследование околоберегового пространства Геленджикской бухты методом резистивиметрии [9]. В задачу работ входило по профилю определить и оконтурить опресненные объемы морской придонной воды. Для поиска мест разгрузки субаквальных вод использовалась аппаратура, позволяющая определить места разгрузки из коренных пород и по возможности диффузионных пресных вод из осадочной толщи.

Был применен метод «волочения» по дну бухты электродной части бронированного геофизического кабеля с выступающими электродами, что позволило, для скорости судна не более 5 узлов и волнения не более 2-х баллов выдерживать измерительные электроды на расстоянии 50–70 мм от дна на глубинах от 0 до 5 м. Для обеспечения свойств незацепляемости, в этой части была выполнена специальная насадка в виде «распушки» тросовой оплетки конусным веером под углом примерно 30°. В качестве измерительной части на борту судна размещался измерительный мост переменного тока Е7-13, который через адаптер был подключен к аккумуляторной судовой батарее 12 вольт. Таким образом, данная схема измерений позволяла замерять ее соленость, предварительно откалибровав аппаратуру. Измерения в пресной воде (из-под крана) показали осредненное значение 380 Ом, а морской воды 18 Ом, что соответствовало 18 промиле. Калибровка выполнялась методом пропорционального смешивания объемов воды. Так соотношение объемов 50/50 показало значение примерно 120 Ом, что соответствует примерно 9 промиле. Таким образом, в обработку должны приниматься значения, которые будут на 5% ниже 18 промиле. Опресненным объемом воды необходимо считать 5 % величину снижения солености морской воды в бухте от средней величины (17-18 промиле).

Дискретность измерений определялась периодом обновления измерений и задавалась таймером измерительного моста переменного тока, что соответствовало примерно 1 м между точками измерения по профилю. Траектория профиля регулировалась и подтверждена с помощью стандартной GPS программы «Геотрекер».

*Результаты.* В ходе аналитических работ было установлено, что из всех водотоков, самая большая водосборная площадь принадлежит долине р. Су-Айран – 7,8 км<sup>2</sup>, впадающей в бухту на северо-северо-западе. При этом анализ экспозиции склонов показывает, что при их равенстве по высоте, западные склоны пересекаются эрозионными формами глубже и гуще, чем восточные и северо-западные. Анализ батиметрии бухты выявил, что она представляет собой сочетание разноглубинных поверхностей, с развитием морфоструктур кавказского и антикавказского простирания, наличием линейных и изометричных форм, которые являются отражением геологического строения, наличия речных палеорезов и особенностей осадконакопления (рис. 1).

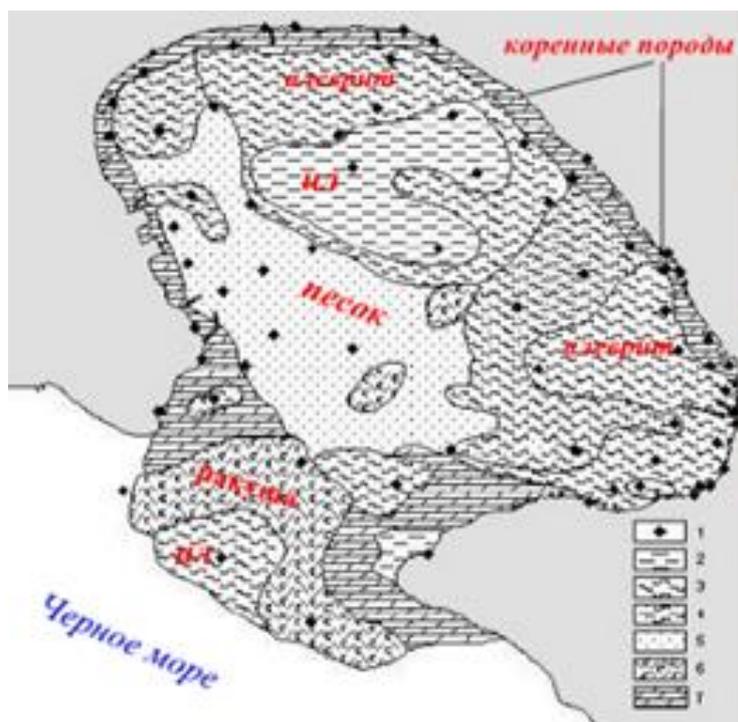


Рис. Состав донных отложений Геленджикской бухты [15]

Таким образом, особенности рельефа способствуют с одной стороны быстрому дренированию поверхностного и подземного стока с приводораздельных склонов, а с другой стороны частичному “высачиванию” подземных вод уже в пределах приморской равнины. Разгрузка грунтовых вод формируется, как открыто (в виде зафиксированных в ходе полевой заверке источников вдоль склонов), так и “скрыто” в гидрографическую сеть. Также установлено, что выделенные при изучении локальные разрывные структуры в определенных случаях являются зонами разгрузки подземных вод. Наиболее крупный продольный разлом у подножья Маркотхского хребта служит перехватом поверхностного и подземного стока, изменяя тем самым направление движения подземных вод в этой части к Геленджикской бухте, как конечному водоему стока. Данный факт подтверждается наличием в пределах него скважин с пресной водой.

Выполненные геофизические работы, показали по профилю, что для глубин 2,5 м характерны близкие показатели солености, что может быть связано с перемешиванием морской воды под воздействием волнового процесса и вдольберегового течения и/или с сезоном проведения замеров (10.08.2021 г.). В юго-западной части бухты наблюдалось увеличение солености на глубине до 5 м, а в северо-западной отмечались кратковременные колебания в сторону понижения солености.

**Выводы.** Выполненная работа показала, что территория Геленджикской бухты изучена крайне плохо и неоднородно. Несмотря на это, по проведенному первичному комплексному анализу можно выделить перспективные направления поиска новых источников водоснабжения: наиболее крупные тектонические разломы и зоны субаквальной разгрузки. Изучение каждого типа потребует применения своих специальных методов их обнаружения и картирования. Применительно к субаквальной разгрузке именно северо-западная часть Геленджикской бухты выбрана как наиболее перспективная для ее дальнейшей детальной съемки с пересекающимися профилями, поскольку к ней приурочены донные отложения песчаной размерности, вероятно принадлежащие палеоруслу р. Су-Аран. По полученным предварительным данным необходимо сосредоточить исследования на глубинах 5 м. А также более тщательно провести исследования на восточном окончании бухты (Толстый мыс) который, вероятно, обладает субмаринными источниками тектонического генезиса.

### Литература

1. Атлас Краснодарского края и республики Адыгея / Картографический материал. – Минск: РунКо, 1996. – 26 с.
2. Воскресенский С.С. Динамическая геоморфология. Формирование склонов М., 1971
3. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Издание второе. Эколого-геологические и гидрогеологические схемы. Серия Кавказская. М 1: 200000. L-37-XXXIII (Геленджик) под ред. К.О. Ростовцева. ГНЦ ФГУГП Южморгеология, ФГУГП Кавказгеолсъемка, 2000 г.

4. Думитрашко, Н.В. Региональная геоморфология Кавказа / АН СССР АН Азербайджанской ССР. Ин-т географии: [отв. ред. Н.В. Думитрашко]. – Москва: Наука, 1979. – 196 с.
5. Задарожный А.Ф., Островский А.Б. Отчет о поиске пресных подземных вод для целей водоснабжения г. Геленджика и с. Дивноморское с оценкой эксплуатационных запасов. Фонды ГУП “Кубаньгеология”. Краснодар, 1967
6. Каримова О.А. Субмаринная разгрузка пресных подземных вод в шельфовой зоне: методы изучения и перспективы использования // Известия ВУЗов. Геология и разведка. 2014. №1. С.42 – 46
7. Картограммы изученности геолого-съёмочными работами масштаба 1:200000 (второе поколение листов Госгеолкарты-200): официальный сайт / ВСЕГЕИ. – DOI 10.16515/monitoring.2020.06.02. – Текст: электронный // ГИС-пакет Южного федерального округа РФ – 2020. Недра России – URL: [www.vsegei.ru](http://www.vsegei.ru) (дата обращения 17.01.2022).
8. Куропаткина, Т.Н. Структурно-геоморфологический анализ Черноморского побережья Северо-Западного Кавказа / Т.Н. Куропаткина // Региональные географические исследования. Сборник научных трудов. Под общ. ред. А.В. Погорелова. – Краснодар, 2019. – С. 15–17.
9. Методические рекомендации по гидрогеологическому изучению акватории морей и крупных озер / Сост.: А.В. Месхетели и др. Всесоюз. НИИ гидрогеологии и инженерной геологии. М., 1987
10. Несмеянов, С.А. Неоструктурное районирование Северо-Западного Кавказа: Опережающие исследования для инженерных изысканий / С.А. Несмеянов. – Москва: Недра, 1992. – 253 с.
11. Подгорный Н.С., Федоров А.В., Проворов И.С. Отчет о детальной разведке Мезыбского МППВ для целей водоснабжения г. Геленджика. Фонды ГУП “Кубаньгеология”. Краснодар, 1981
12. Отчет о региональной оценке современного состояния ресурсного потенциала питьевых подземных вод Черноморского побережья России и обоснование перспектив их использования / ОАО «Кавказгидрогеология», автор Р.Н. Лизогубова, Северо-Кавказский Территориальный уровень, №28986. – п. Иноземцево: 2006. – 836 л.
13. Спиридонов А.И. Основы общей методики полевых геоморфологических исследований и геоморфологического картографирования / А.И. Спиридонов. М.: «Высшая школа». – 1969. – 448 с.
14. Тимошина В.А. Ресурсный потенциал питьевых подземных вод в долинах малых рек Черноморского побережья окрестностей г. Геленджика // Предложения, исследования и проекты в области рекреационной географии прибрежно-шельфовых зон Юга России: сб. докладов «Первой Черноморской школы-семинара филиала Краснодарского отделения РГО в г. Геленджике» 17-18 ноября 2021 г., филиал ЮФУ, г. Геленджик, 2021
15. Щеглов А.П. История морского и континентального осадконакопления в Геленджикской бухте за последние 20 тыс. лет. // Бюллетень Комиссии по изучению четвертичного периода. №61. 1994
16. Юровский Ю.Г. Подземные воды шельфа. Задачи и методы изучения. Симферополь: ДИАЙ-ПИ, 2013

## ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА ПОДЗЕМНЫХ ВОД МЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В РЕСПУБЛИКЕ ТАТАРСТАН

*Хамитов Айрат Джаудатович*  
Казанский федеральный университет,  
магистрант 2 курса, г. Казань  
e-mail: khamitov07.03@gmail.com

*Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент, Мусин Рустам Хадиевич*

**Аннотация:** В статье рассматривается геохимический состав подземных вод в поле развития мезозойских отложений в Предволжском регионе республики Татарстан. Приведен химический состав преобладающих подземных вод и характерные компоненты. Основные особенности состава пресных подземных вод определяются взаимодействием атмосферных осадков с почвами и породами верхней части разреза. Комплексы мезозойских отложений характеризуются максимальной минерализующей подземные воды ролью.

**Ключевые слова:** предволжье, мезозой, глины, минерализация, фильтрация, гидрогеохимия.

## FEATURES OF THE COMPOSITION OF GROUNDWATER IN MESOZOIC DEPOSITS IN THE REPUBLIC OF TATARSTAN

*Khamitov Ayrat Djaudatovich*  
Kazan (Volga Region) Federal University,  
2st year Master's Degree Student, Kazan  
e-mail: khamitov07.03@gmail.com

*Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader, Musin Rustam Khadievich*

**Abstract:** The article considers the geochemical composition of groundwater in the field of development of Mesozoic deposits in the Pre-Volga region of the Republic of Tatarstan. The chemical composition of the prevailing underground waters and characteristic components are given. The main features of the composition of fresh groundwater are determined by the interaction of atmospheric precipitation with soils and rocks in the upper part of the section. Complexes of Mesozoic deposits are characterized by the maximum mineralizing groundwater role.

**Keywords:** Cis-Volga, Mesozoic, clays, mineralization, filtration, hydrogeochemistry

Одной из важнейших глобальных геоэкологических проблем является проблема “чистой воды”. Уже к началу XXI в. недостаток пресных вод отмечался на 60% площади континентов [3]. Многие специалисты считают, что эта проблема может явиться причиной крупных вооружённых конфликтов в ближайшем будущем. Россия обладает значительным, но неравномерно распределённым ресурсным потенциалом пресных подземных вод (1096 млн. м<sup>3</sup>/сут) [8]. К сожалению, эти ресурсы распределены крайне неравномерно. Кроме этого, их прямое использование часто лимитируется проявленным загрязнением. В нашей стране загрязнены около 70% объёма поверхностных вод и около 30% объёма пресных подземных вод [3].

Республика Татарстан (РТ), располагающаяся в восточной части Русской равнины и одноименной платформы, при площади ~68000 км<sup>2</sup> и численности населения ~3,8 млн. человек характеризуется величиной прогнозных эксплуатационных ресурсов питьевых подземных вод – 5,52 млн. м<sup>3</sup>/сут. Величина оценённых и утверждённых запасов пресных подземных вод (питьевых, технических) – 2,45 млн. м<sup>3</sup>/сут [1]. Обилие ресурсов пресных вод не означает отсутствие проблем с организацией хозяйственно-питьевого водоснабжения. В Татарстане такие проблемы наиболее остро стоят в его нефтяном регионе и в поле развития мезозойских отложений. Интенсивная разработка нефтяных месторождений в восточной части Татарстана привела к масштабному загрязнению зоны пресных подземных вод попутными нефтяными водами [1, 4].

Комплекс мезозойских отложений развит в крайней юго-западной части РТ, в её Предволжском регионе (правобережье р. Волги), в северной части Приволжской возвышенности. Этот комплекс сформирован юрскими и меловыми образованиями, общей мощностью до 350–400 м. Площади их распространения составляют, соответственно, ~2870 и 1500 км<sup>2</sup>. Стратиграфический объём юрских образований – от батского яруса средней юры до волжского (титонского) яруса верхней юры, при общей мощности 100–120 м. Они представлены преимущественно морскими сероцветными глинами, содержащими маломощные, прослои тонко- мелкозернистых песков и мергелей. Глины в основании разреза безыизвестковые, в средней и верхней части известковистые. Они часто содержат мелкую вкрапленность пирита, железистые конкреции. Практически по всему разрезу участками отмечаются выделения гипса в виде зёрён и корочек по трещинам, а также лимонит-гипсовых конкреций. Пески обычно глауконит-кварцевые, серые и зеленовато-серые. Мощности их прослоев составляет 0,5 – 1,0 м, редко до 8 м. Максимальная обогащённость псаммитовым материалом отмечается в основании и прикровельной части юрских отложений – на уровне батского и волжского (титонского) ярусов. В пределах последнего также встречаются глины мощностью 2–5 м с маломощными прослоями горючих сланцев. В песчаной части волжского яруса, отмечаются глауконит-кварцевые пески с многочисленной галькой темно-зелёных фосфоритов. Фосфориты могут образовывать маломощные (до 0,1 м) прослои конгломератов с песчано-глинистым цементом [9].

Стратиграфический объём меловых отложений, также имеющих морской генезис, – от готеривского яруса до кампанского (до 270 м мощности). В основании мелового разреза (~40 – 50 м) залегают темно-серые и черные безыизвестковистые глины, которые содержат конкреции мергелей и линзовидные прослои (до 2–4 м) мелкозернистых песков и алевролитов. Выше залегает толща серых глин с мелкими конкрециями мергеля, тонкой вкрапленностью пирита, а также гнездами и линзовидными прослоями зеленовато-серых алевролитов и мелкозернистых песков. Венчает разрез верхнемеловая толща сложного переслаивания серых глин (преобладающая разность), мергелей, песчаников, мела и опок. Мергели и опоки участками являются цеолитоносными. Мощность верхнего мела не превышает 50 м.

Преобладающим развитием в разрезе мезозойских отложений пользуются серо- и темноокрашенные глины. Водопроницаемые породы, преимущественно в виде песчаников, наибольшей выдержанностью и мощностью характеризуются в основании и кровле юрских отложений (батский и волжский ярусы), а также в верхней части меловых отложений (альбский ярус и верхнемеловой отдел). В последних водонасыщенными также часто являются прослои мергелей, мела и опок. Повышенной водообильностью обладает лишь верхнемеловая толща. Дебиты родников здесь могут достигать 4 л/с, при преобладающих значениях – до 2 л/с. Родники, дренирующие более нижние части разреза, имеют преобладающие расходы менее 1 л/с.

Крайне ограниченная площадь распространения верхнемеловых отложений, залегающих в верхней части наиболее высоких водораздельных склонов в крайней юго-западной части Предволжского региона РТ, невысокая мощность и пространственная невыдержанность песчаных прослоев в остальной части мезозойского разреза предопределяют объективные трудности в организации качественного хозяйственно-питьевого водоснабжения местного населения. При отсутствии родников и относительно глубоком (более 10 м) залегании первого от поверхности водоносного горизонта каптаж подземных вод осуществляется скважинами. При этом очень часто их фильтры устанавливаются на уровне пермских отложений, которые подстилают рассматриваемую мезозойскую толщу, на глубинах более 200 м и даже 300 м. Это связано с трудностями в каптаже маломощных водонасыщенных прослоев юры и мела, и с недостаточной их водообильностью. Перехватываемые водозаборными скважинами воды пермских отложений обычно имеют сульфатный (гидрокарбонатно-сульфатный) разнообразный по катионам состав, минерализацию в диапазоне 1,5–3,0 г/л (иногда и более), жёсткость до 40 – 50 ммоль/л и сверхпредельные концентрации бора, железа, марганца, кремния, а также менее часто встречающихся в повышенных концентрациях стронция и брома.

Условия залегания и минералого-геохимические особенности мезозойских отложений Предволжского региона РТ определяют не только состав локализованных в них подземных вод, но и геохимию вод подстилающих пермских образований. Масштабное эколого-гидрогеологическое изучение этого региона в масштабе 1:200000 было проведено в конце 1990-х начале 2000-х гг. (ФГУПП «Волгагеология» – Кочуров Е.Ю. и др.; ТГРУ ПАО «Татнефть» – Солнцев А.В. и др.). В 2019–2020 гг. ГУП «НПО «Геоцентр РТ» проведен мониторинг качественного и количественного состояния пресных подземных вод. Обработка разновременных аналитических данных показала, что в регионе за последние 20–25 лет каких-либо существенных изменений качественных показателей подземных вод не произошло [5]. В связи с более масштабным характером гидрогеохимического опробования пери-

ода 1990–2000-х гг. нижеприводимая таблица базируется на аналитических данных этого интервала времени. Комплексы мезозойских отложений характеризуются максимальной минерализующей подземные воды ролью. В водораздельных областях, где преобладает нисходящая фильтрация, градиенты нарастания минерализации в мезозойских отложениях на глубинах до 30–50 м составляют 7,9 – 15 мг/л\*м, а в пермских незагипсованных образованиях – 6,8 – 8,5 мг/л\*м. Эти же параметры на глубинах более 30 – 50 м составляют, соответственно, 3,5 и 0,9 – 2,0 мг/л\*м [6]. С увеличением глубины залегания подземные воды мезозойских отложений характеризуются увеличением минерализации (в основном за счет хлоридов, ионов натрия и, в меньшей степени, сульфатов), снижением жесткости, возрастанием концентраций бора, реже брома, стронция и органики.

Таблица  
Некоторые интегральные показатели качества подземных вод мезозойских отложений

Индекс г/г подр.	Тип водо-пункта	Кол-во проб	Минерализация, мг/л	Жесткость, ммоль/л	Преобладающий тип воды	Количество некондиционных проб по макрокомпонентам	Наиболее характерные компоненты и параметры, превышающие соответствующие ПДК
К	Родник	45	341 – 2109 650±288 596	3,1–24,0 7,05±3,5 6,5	НСО <sub>3</sub> /, SO <sub>4</sub> -НСО <sub>3</sub> /Са и Mg-Са	42 (93,3%)	SiO <sub>2</sub> , Ж, реже М, SO <sub>4</sub> , NO <sub>3</sub> ; В (К <sub>прев.</sub> до 6-7)
	Скв.	7	418 – 850 624±174 590	3,54 – 6,76 5,21±1,05 5,35	НСО <sub>3</sub> /Mg-Са и Са-Na	1 (14,3%)	NO <sub>3</sub> , SiO <sub>2</sub> , В, реже Fe, Al, Н/п (К <sub>прев.</sub> до 5-6)
J	Родник	114	267 – 1506 683±182 672,8	2,96 – 15,14 7,52±2,05 7,17	НСО <sub>3</sub> /, SO <sub>4</sub> -НСО <sub>3</sub> /смешанные по катионам с преобладанием Са	66 (57,9%)	Ж, реже SiO <sub>2</sub> , NO <sub>3</sub> , В (К <sub>прев.</sub> до 6)
	Скв.	30	634 – 2160 1109±324 1048	1,78–18,0 6,8±3,35 6,80	НСО <sub>3</sub> /, SO <sub>4</sub> -НСО <sub>3</sub> /смешанные по катионам с преобладанием Na	26 (86,7%)	Ж, М, Na, реже SiO <sub>2</sub> (К <sub>прев.</sub> до 2-3); Fe, Н/п, В, реже Al, Pb (К <sub>прев.</sub> до 3-4)

*Примечание. Первая строка цифр в графах 4 и 5 – предельные значения (минимум-максимум), вторая – среднее ± стандартное отклонение, третья – медиана; тип воды – согласно [8]; в последней графе: Ж – общая жесткость, М – минерализация, Н/п. – нефтепродукты, К<sub>прев.</sub> – коэффициенты превышения ПДК.*

Это может быть связано с сохранением первичного морского ионно-солевого комплекса, в первую очередь в юрских отложениях при их залегании под меловыми. Рост окисляемости с глубиной может свидетельствовать о том, что источником органического вещества в широко известной минеральной воде «Волжанка» (пос. Ундоры, Ульяновская обл.) и её аналоге воде «Тархановская» (пос. Большие Тарханы, Татарстан) могут быть рассматриваемые мезозойские отложения. Основными гидрогеохимическими процессами, определяющими облик вод мезозойских отложений, являются: процессы выщелачивания и высаливания, ионного обмена по схемам Гедройца и Щукарева, процессы смешения.

### Литература

1. Гидрогеоэкологические исследования в нефтедобывающих районах Республики Татарстан / Под ред. А. И. Короткова и В. К. Учаева. – Казань: Изд-во НПО «Репер», 2007. – 300 с.
2. Интернет-ресурс: Государственный доклад о состоянии природных ресурсов и об охране окружающей среды Республики Татарстан в 2020 г. – Казань, 2021. URL: [https://eco.tatarstan.ru/rus/file/pub/pub\\_2856746.pdf](https://eco.tatarstan.ru/rus/file/pub/pub_2856746.pdf) (дата обращения 12.01.2022).
3. Зекцер И. С. Подземные воды как компонент окружающей среды / И. С. Зекцер. – М.: Научный мир, 2001. – 328 с.
4. Мусин Р. Х. О гидрогеоэкологических особенностях и проблемах нефтяного региона Татарстана / Р. Х. Мусин // Изв. вузов. Геология и разведка. – 2012. – № 2. – С. 48–53.
5. Мусин Р. Х. Характер и динамика изменения во времени химического состава пресных подземных вод в Республике Татарстан / Р. Х. Мусин, А. Р. Галиева, А. А. Ахметова, А. Д. Хамитов

//Сборник научных трудов III научно-практической конференции по вопросам гидрогеологии и водообеспечения. – Ижевск: Изд-во типография «МарШак», 2021. – С. 45–52.

6. Нуриев И. С. Ресурсы и условия формирования состава пресных подземных вод в Предволжском регионе Татарстана / И.С. Нуриев, Р.Х. Мусин // Водохозяйственные проблемы и рациональное природопользование: материалы всерос. научн.-практ. конф. в 2 ч. /Орен. ун-т, Перм.ун-т. – Оренбург-Пермь, 2008. – Ч.1, С. 239–244.

7. Отраслевой стандарт. Воды подземные. Классификация по химическому составу и температуре. – М.: ВСЕГИНГЕО, 1986. – 12 с.

8. Подземные воды Мира: ресурсы, использование, прогнозы / Под ред. И. С. Зекцера. – М.: Недра, 2007. – 438 с.

9. Сводная геологическая карта доплейстоценовых отложений Республики Татарстан масштаба 1:200 000. Пояснительная записка. – Казань: Изд-во «Арника», 1997. – 118 с.

## ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОЛЕКМИНСКОЙ СВИТЫ В ПРЕДЕЛАХ ШАХТНОГО ПОЛЯ ТРУБКИ «МИР»

**Янникова Светлана Александровна**  
Воронежский государственный университет,  
аспирант 1 года обучения, г. Воронеж  
e-mail: yannikovasa@yandex.ru

**Янников Алексей Михайлович**  
К.г.-м.н., заведующий лабораторией горно-геологических проблем разработки месторождений  
Институт «Якутнiproalmaz» АК АЛРОСА (ПАО),  
Россия, Республика Саха (Якутия), Мирный  
e-mail: yannikov90@mail.ru

**Научный руководитель:** д.г.-м.н., профессор Бочаров Виктор Львович

**Аннотация:** в статье приведены данные по месторождению трубки «Мир», дана гидрогеологическая характеристика пород олекминской свиты, слагающих вмещающие отложения данного месторождения в глубинах от 848 до 1033 м. Рассмотрены основные аспекты газоносности свиты и особенности формирования зон разгрузки природных рассолов олекминского водоносного горизонта в подземных горных выработках рудника.

**Ключевые слова:** Сибирская платформа, Мирнинское кимберлитовое поле, месторождение трубки «Мир», подмерзлотный олекминский водоносный горизонт, малодебитные трещиноватые коллектора, природные рассолы.

## HYDROGEOLOGICAL CHARACTERISTICS OF THE OLEKMINSKAYA FORMATION WITHIN THE MINE FIELD OF THE «MIR» PIPE

**Yannikova Svetlana**  
Voronezh State University,  
post-graduate student of 1 year of education, Voronezh  
e-mail: yannikovasa@yandex.ru

**Yannikov Alexey**  
PhD of Geology and Mineralogy, Head of the laboratory of mining and geological problems of field development of the  
Institute "Yakutniproalmaz" PJSC ALROSA, Mirny, Republic of Sakha (Yakutia), Russian Federation  
E-mail: yannikov90@mail.ru

**Research Supervisor:** Doctor of Geology and Mineralogy, Professor, Bocharov V.L

**Abstract:** in the article presents data on the Mir tube deposit, hydrogeological characteristics of the rocks of the Olekminsky formation composing the host deposits of this deposit at depths from 848 to 1033 meters are given, the main aspects of the gas content of the rocks of these formations are considered. the article describes the features of the formation of zones of discharge of natural brines of the Olekminsky aquifer in underground mine workings.

**Keywords:** Siberian platform, Myrny kimberlite field, Mir tube deposit, permafrost Olekminsky aquifer, low-pressure fractured reservoirs, natural brines.

Коренное месторождение алмазов – кимберлитовая трубка «Мир» приурочена к Мирнинскому кимберлитовому полю, Якутской алмазоносной провинции [1, 2, 3]. Месторождение расположено в зоне сплошного распространения многолетнемерзлых пород. Нулевая изотерма в районе месторождения зафиксирована на глубине 600–650 м [1, 4] от дневной поверхности.

Олекминская свита (Є<sub>1</sub>ol) – выделена в 1942 г. А.А. Арсеньевым и Е.А. Нечаевой, в 1946 г. её объём и строение уточнены А.К. Бобровым [1, 2]. Свита согласно залегает на породах толбачанской свиты и перекрывается чарской [1, 4].

В пределах околотрубочного пространства коренного месторождения трубка «Мир» глубина залегания толбачанской свиты [5, 6] от дневной поверхности составляет 848 м (а.о. кровли -509 м).

По результатам скважинной геофизики в отложениях выделяется 6 коллекторов многокомпонентной насыщенности (природные рассолы, углеводородные газы, мальты). Породы в интервале коллекторов представлены трещиноватыми и кавернозными доломитами, доломитами известковистыми. Горизонт состоит из шести коллекторов, разделённых между собой глинистыми доломитами, доломито-ангидритами. Суммарная мощность составляет от 101,0 до 132,2 м. Общая эффективная мощность горизонта изменяется от 77,3 до 82,5 м. Общая пористость в коллекторах по скважинам 309 и 310 составляет от 5,1 до 18,9%.

Воды комплекса высоконапорные. По химическому составу рассолы комплекса хлоридного кальциевого состава с минерализацией от 400 до 490 г/л, характеризуются кислой реакцией (рН до 5,5), очень высокими концентрациями брома, калия, стронция, лития, цинка, марганца. Рассолы являются агрессивными к бетону и металлам по величине рН и содержанию магния. В составе газов решающую роль играет метан (до 95% по объёму), присутствуют тяжелые углеводороды [6].

В интервале выделенных коллекторов олекминской свиты было выполнено восемь постановок пластовоиспытателей, результаты исследований приведены в таблице.

Таблица

Характеристика коллекторов олекминской свиты в пределах шахтного поля трубки Мир  
(по результатам постановок пластовоиспытателей)

№№ испытания	Интервал от-до, м.	№№ коллектора	Результаты постановок				
			Время открытого периода, мин	Время закрытого периода, мин	Дебит пластовых вод м <sup>3</sup> /сут.	Дебит пластовых газов м <sup>3</sup> /сут.	Замеренное пластовое давление, кгс/см <sup>2</sup>
<b>скважина №309</b>							
11	844,65-901,2 (а.о. -505,95/-562,5)	1-2	150	300	~0,3	~0,2	13,2
12	895,0-953,2 (а.о. -556,3/-614,5)	2	150	300	~1,0	~0,2	48,0
13	951,5-1003,0 (а.о. -612,8/-664,3)	2-5	150	300	~2,0	~0,4	128,4
14	997,0-1036,0 (а.о. -658,3/-697,3)	5-6	150	300	~2,0	~0,4	135,0
<b>скважина №310</b>							
10	880-917,8 (а.о. -524,1/-561,9)	1-2	390	552	0,13	0,1	2,6
11	915,2-969,8 (а.о. -559,3/-613,9)	2	390	542	0,01	0,0	3,8
12	966,3-1015,0 (а.о. -610,4/-659,1)	2-4	390	541	5,42	1,4	102,9
13	1013,4-1059,0 (а.о. -657,5/-703,1)	5-6	390	541	0,02	0,0	3,5

При анализе имеющейся информации, олекминская свита по ряду признаков (гидродинамическому, газодинамическому, литологическому и т.д.) разделена на 3 зоны. По скважине №309:

– **Зона №1** выделяется в интервале 861,2–933,1 м (абс. отм. -522,5/-594,4 м), характеризуется наименьшим пластовым давлением от 13 до 48 кгс/см<sup>2</sup>, включает коллектора №1 и №2. Эффективная мощность этих коллекторов 44,7 м. Средний коэффициент общей пористости изменяется в пределах от 5,1 до 11,3 %.

– **Зона №2** выделяется в интервале 936,0–987,0 м (абс. отм. -597,3/-648,3 м). Измеренное пластовое давление в пределах зоны изменяется от 120 до 130 кгс/см<sup>2</sup>. Зона включает коллектора №3, и №4. Эффективная мощность этих коллекторов 21,8 м. Средний коэффициент общей пористости от 6,6 до 12,9 %.

– **Зона №3** в интервале 988,5–1023,5 м (абс. отм. -649,8/-684,8 м). Пластовое давление в пределах зоны составляет 135 кгс/см<sup>2</sup>. Зона включает коллектора №5 и №6. Эффективная мощность этих коллекторов 16,0 м. Средний коэффициент общей пористости от 15,6 до 16,7%.

В процессе бурения скважины №310 количество выделяемых зон и коллекторов в целом коррелировалось со скважиной №309, однако, влияние структурно-тектонического расположения скважины №310, привело к некоторым существенным отличиям по выделяемым зонам:

– **Зона №1** выделяется в интервале 872,2–966,3 м (абс. отм. -516,3/-610,4 м), включает коллекторы №1 и №2, характеризуется аномально низкими пластовыми давлениями 2,6–3,8 кгс/см<sup>2</sup>, и незначительными притоками пластовых газов, не превышающими 1 м<sup>3</sup>/сут.

– **Зона №2** выделяется в интервале 966,3–1015,0 м (абс. отм. -610,4/-659,1 м), включает коллекторы №3 и №4, характеризуется нормальным пластовым давлением = 102,9 кгс/см<sup>2</sup>, и притоком пластовых газов, составляющим 1,4 м<sup>3</sup>/сут.

– **Зона №3** выделяется в интервале 1015,0–1059,0 м (абс. отм. -659,1/-703,1 м), включает коллекторы №5 и №6, характеризуется аномально низкими пластовым давлением = 3,5 кгс/см<sup>2</sup>, и незначительными притоками пластовых газов, не превышающими 0,1 м<sup>3</sup>/сут.

Проведенные исследования позволили выполнить гидрогеологическую характеристику олекминской свиты в пределах шахтного поля трубки «Мир». Выделяемый межсолевой олекминский водоносный горизонт, в виду невысоких фильтрационных параметров (коэффициент водопроницаемости не превышает 0,1 м<sup>2</sup>/сут) при строительстве подземного рудника не потребует сооружения системы опережающего водопонижения, коптаж природных рассолов будет происходить непосредственно в горные выработки в виде капелей различной интенсивности и струйных притоков, приуроченных к интервалам разрывных нарушений. Суммарный приток к системе подземных горных выработок, из коллекторов олекминской свиты не превысит 300 м<sup>3</sup>/сут.

### **Литература**

1. *Гидрогеология СССР. Том XX. Якутская АССР. М.: Недра, 1970. С.83–100.*
2. *Дроздов А.В., Иост Н.А., Лобанов В.В. Криогидрогеология алмазных месторождений Западной Якутии. Иркутск: Изд-во ИГТУ, 2008. 507 с.*
3. *Колганов В. Ф., Акишев А. Н., Дроздов А. В. Горно-геологические особенности коренных месторождений алмазов Якутии. Мирный, Мирнинская типография, 2013. 568 с.*
4. *Климовский И.В., Готовцев С.П. Криолитозона Якутской алмазонасной провинции. Новосибирск: Наука, 1994. 167 с.*
5. *Янников А.М., Янникова С.А., Зырянов И.В. Глубинные разломы – определяющий фактор формирования гидрогеологических условий коренных месторождений алмазов // Наука и техника в Якутии. 2021. №1. С. 14–17*
6. *Янникова С.А., Янников А.М. Газодинамическая характеристика вмещающих пород глубоких горизонтов шахтного поля трубки Мир // Науки о Земле и недропользование. 2021. №3. С. 293–300.*

*Сборник научных трудов «Геология в развивающемся мире»*

**XV СБОРНИК НАУЧНЫХ ТРУДОВ  
«ГЕОЛОГИЯ В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ»**

**РАЗДЕЛ 8:  
ГЕОЭКОЛОГИЯ И ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ**

*XV COLLECTION OF SCIENTIFIC PAPERS  
«GEOLOGY IN THE DEVELOPING WORLD»*

***Section 8:  
Geocology and environmental protection***

## МЕЖГОДОВЫЕ И СЕЗОННЫЕ ВАРИАЦИИ СОДЕРЖАНИЯ ОКСИДОВ АЗОТА В АТМОСФЕРНОМ ВОЗДУХЕ Г. ВОЛОГДЫ

*Павлов Илья Николаевич*

*ФГБУ «Северное управление по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды»,  
аспирант 1 года обучения, г. Вологда  
e-mail: ilianikpavlov@gmail.com*

*Научный руководитель: к.г.н, доцент, Священников Павел Николаевич*

**Аннотация:** Рассмотрена динамика концентраций оксида азота (NO) и диоксида азота (NO<sub>2</sub>) на постах наблюдения в г. Вологде за период с 1997 по 2021 гг. Выявлены статистически значимые корреляции между концентрациями NO и NO<sub>2</sub> на постах наблюдения. Показано отсутствие значимых трендов среднегодовых концентраций NO и NO<sub>2</sub>. Установлено, что концентрации NO и NO<sub>2</sub> имеют выраженную внутригодовую изменчивость с максимальными значениями в период с марта по май и минимумом в период с июня по август. В последние пять лет уровень загрязнения воздуха оксидом и диоксидом азота не превышает государственных нормативов, однако содержание NO<sub>2</sub> стабильно выше уровня рекомендуемого Всемирной организацией здравоохранения.

**Ключевые слова:** качество воздуха, загрязняющие примеси, приземные концентрации, диоксид азота, оксид азота, сезонные вариации

## LONG-TERM AND SEASONAL VARIATIONS OF NITROGEN OXIDES IN THE ATMOSPHERIC AIR OF VOLOGDA

*Ilya Pavlov*

*Northern Administration on Hydrometeorology and Environmental Monitoring,  
1<sup>st</sup> year, Post-graduate Student, Vologda,  
e-mail: ilianikpavlov@gmail.com*

*Research Supervisor: Candidate of Geography, Reader, Pavel Svyaschennikov*

**Abstract:** The dynamics of nitric oxide (NO) and nitrogen dioxide (NO<sub>2</sub>) concentrations at observation posts in Vologda for the period from 1997 to 2021 is considered. Statistically significant correlations between NO and NO<sub>2</sub> concentrations at observation posts were revealed. The absence of significant trends in the average annual concentrations of NO and NO<sub>2</sub> is shown. It has been established that the concentrations of NO and NO<sub>2</sub> have a pronounced intra-annual variability with maximum values in the period from March to May and a minimum in the period from June to August. In the past five years, the level of air pollution with nitrogen oxide and nitrogen dioxide has not exceeded national standards, but NO<sub>2</sub> concentrations have consistently been above the level recommended by the World Health Organization.

**Keywords:** air quality, pollutants, surface concentrations, nitrogen dioxide, nitrogen oxide, seasonal variations

Оксиды азота (NO<sub>x</sub>) относятся к важнейшим загрязняющим веществам антропогенного происхождения. Оксиды азота образуются во время сгорания органического топлива при высоких температурах. В Вологде основным источником поступления оксидов азота является автомобильный транспорт. Среди химических разновидностей окислов азота, наибольшие концентрации отмечаются для оксида азота (NO) и диоксида азота (NO<sub>2</sub>) [1, 4].

Наиболее интересным с точки зрения здоровья человека является NO<sub>2</sub> [5]. NO<sub>2</sub> является вторичным загрязнителем, который образуется из исходных выбросов окислов азота в процессе фотохимических реакций [1]. NO<sub>2</sub> поглощает видимое солнечное излучение, что способствует ухудшению прозрачности атмосферы и потенциальному ускорению глобального изменения климата. Помимо непосредственного воздействия на здоровье человека, NO<sub>2</sub> занимает важнейшее место в определении концентраций тропосферного озона, поскольку единственным ключевым инициатором фотохимического образования озона является фотолиз NO<sub>2</sub>. NO<sub>2</sub> и NO являются главными регуляторами окислительной

способности свободной тропосферы, контролируя накопление и судьбу химических радикалов. В результате последовательности фотохимических реакций, инициированных активацией диоксида азота под воздействием солнечного излучения, образуются загрязняющие вещества, которые являются важным источником органических, нитратных и сульфатных частиц, которые в настоящее время измеряются как PM10 или PM2,5. Таким образом, диоксид азота является основным предшественником ряда вторичных загрязнителей [5].

На территории РФ с 2021 г. предельные допустимые концентрации (ПДК) для NO и NO<sub>2</sub> установлены в санитарных правилах и нормах СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» [3]. В качестве максимальных разовых ПДК (ПДКм.р.) для NO и NO<sub>2</sub> установлены значения 400 мкг/м<sup>3</sup> и 200 мкг/м<sup>3</sup> соответственно. В СанПиН 1.2.3685-21 для некоторых загрязняющих веществ, включая NO и NO<sub>2</sub>, установлены среднегодовые предельно допустимые концентрации, обеспечивающие допустимые (приемлемые) уровни риска при хроническом (не менее 1 года) воздействии – ПДКс.г., при этом были пересмотрены значения среднесуточных ПДК (ПДКс.с.). Так для NO с 2021 г. ПДКс.с не установлена, а ПДКс.г. установлена на уровне 60 мкг/м<sup>3</sup>, что соответствует предельной среднесуточной концентрации установленной в ранее действующих нормативах. Для NO<sub>2</sub> ПДКс.с. установлена на уровне 100 мкг/м<sup>3</sup>, а ПДКс.г. на уровне 40 мкг/м<sup>3</sup> (соответствует ПДКс.с. из ранее действующих нормативов). Оба вещества относятся к третьему классу опасности.

В соответствии с новейшими рекомендациями по качеству воздуха, опубликованными Всемирной организацией здравоохранения (ВОЗ) [5], рекомендуемый уровень концентраций NO<sub>2</sub> при длительном воздействии не должен превышать 10 мкг/м<sup>3</sup>. При этом указываются промежуточные уровни загрязнения воздуха диоксидом азота с концентрациями 40 мкг/м<sup>3</sup>, 30 мкг/м<sup>3</sup> и 20 мкг/м<sup>3</sup>, которые могут использоваться для разработки политики сокращения загрязнения, достижимой в реалистичные сроки, но которые не должны восприниматься как конечные цели. Рекомендуемый уровень концентраций NO<sub>2</sub> при краткосрочном воздействии (среднесуточная концентрация) не должен превышать 25 мкг/м<sup>3</sup>. Для среднесуточных концентраций также установлены две промежуточные цели – 120 мкг/м<sup>3</sup> и 50 мкг/м<sup>3</sup>.

В качестве материалов для исследования были использованы данные наблюдений за период с 1997 по 2021 гг. на двух постах Государственной сети наблюдения за загрязнением атмосферы Вологодского центра по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды. Наблюдения на обоих постах производятся по неполной программе с целью получения информации о разовых концентрациях ежедневно в 7, 13, 19 часов местного времени. Наблюдения не проводятся в воскресенье и праздничные дни. Наблюдения за концентрациями NO на посту 2 проводились только в период с 2003 по 2013 гг.

Анализ среднесуточных концентраций показал, что между концентрациями NO на разных постах не обнаружено статистически значимой корреляции (при  $\alpha = 0,05$ ). Для концентраций NO<sub>2</sub> на разных постах, а также для концентраций NO<sub>2</sub> и NO обнаружены значимые взаимосвязи. Коэффициент корреляции R для концентраций NO<sub>2</sub> на постах 1 и 2 равен 0,34. R для концентраций NO и NO<sub>2</sub> на одном посту равны 0,27 и 0,51 для постов 1 и 2 соответственно. Концентрации NO<sub>2</sub> на посту 2 также значимо коррелируют с концентрациями NO на посту 1 (R = 0,32).

Среднегодовые концентрации NO на протяжении рассматриваемого периода не превышали ПДКс.г. (рисунок 1) Отмечается тенденция к снижению концентраций за доступные периоды наблюдений – -0,28 мкг/м<sup>3</sup> в год и -0,71 мкг/м<sup>3</sup> в год для постов 1 и 2 соответственно, но указанные тренды не являются статистически значимыми при  $\alpha = 0,05$ .

Среднегодовые концентрации NO<sub>2</sub> на обоих постах наблюдения изменялись в достаточно широких пределах. На посту 1 уровень NO<sub>2</sub> превышал ПДКс.г. в 2013 и 2015 гг., достигая значения 62 мкг/м<sup>3</sup>, на посту 2 ПДКс.г. была превышена 2005, 2011 и 2014 гг. При этом на протяжении всего периода среднегодовые концентрации NO<sub>2</sub> не опускались ниже рекомендованного ВОЗ уровня в 10 мкг/м<sup>3</sup>. Для рассматриваемого 25 летнего периода значимых трендов для концентраций NO<sub>2</sub> не отмечается.

Существенная межгодовая изменчивость концентраций NO и NO<sub>2</sub> на постах наблюдения предположительно определяется преобладанием различных метеорологических условий в отдельные годы и требует более подробного рассмотрения в будущем.

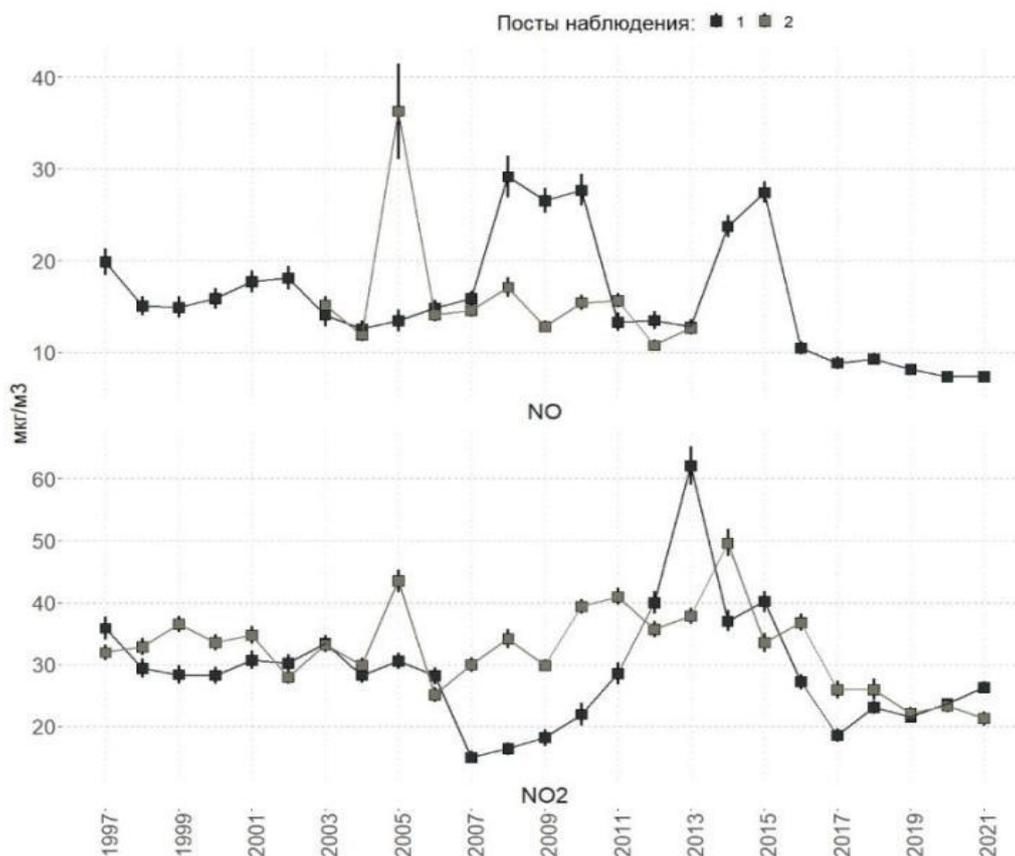


Рис. 1. Среднегодовые значения и их 95 % доверительные интервалы для концентраций NO и NO<sub>2</sub> (мкг/м<sup>3</sup>) на постах наблюдения в г. Вологде в период с 1997 по 2021 гг.

Для анализа сезонных вариаций содержания NO и NO<sub>2</sub> рассмотрен пятилетний период с 2017 по 2021 гг. (рисунок 2). Концентрации NO на протяжении всего года существенно меньше ПДКс.г., при этом наибольшее содержание NO в атмосферном воздухе отмечается в весенние месяцы, наименьшее – в летние месяцы, в осенне-зимний период происходит некоторое повышение концентраций.

Общий годовой ход, сезонные максимумы и минимумы уровня загрязнения диоксидом азота примерно соответствует уровню загрязнения оксидом азота. Различия между годовыми экстремумами концентраций NO<sub>2</sub> более выражены на посту 2, что может быть связано с его расположением в непосредственной близости к автодороге с интенсивным движением транспорта, в то время как пост 1 удален от источников выбросов и находится в окружении жилой застройки и зеленых насаждений. Концентрации NO<sub>2</sub> не превышают ПДКс.г. на протяжении всего года, за исключением средних концентраций на посту 2 в марте, при этом во все месяцы уровень загрязнения NO<sub>2</sub> превышает границу рекомендованную ВОЗ.

Наблюдаемые сезонные вариации содержания загрязняющих веществ в городском воздухе обусловлены различиями в метеорологических условиях и активности источников выбросов в течение года.

В период с середины сентября и до начала мая увеличению концентраций окислов азота способствуют эмиссии, производимые в результате активной деятельности предприятий теплоэнергетики. Также в зимний период года за счет низких температур и затруднения дорожного движения, вызванного выпадением твердых осадков, могут возрастать объемы выбросов производимых автотранспортом. В то же время для периода с устойчиво отрицательной температурой воздуха характерна повышенная повторяемость устойчивой стратификации приземного слоя атмосферы и возникновения температурных инверсий, то есть создаются условия неблагоприятные для рассеивания примесей. Весенний максимум концентраций NO<sub>2</sub> может быть обусловлен сочетанием указанных выше факторов и сезонным максимумом содержания в воздухе приземного озона, который при реакции с NO образует данный загрязнитель [2].

Летний минимум уровня загрязнения окислами азота связан с одной стороны с увеличенной повторяемостью метеорологических условий, способствующих интенсивному рассеиванию примесей

в приземном слое атмосферы (неустойчивая термическая стратификация, ливневые осадки), с другой стороны – с уменьшением экономической и транспортной активностью в сезон отпусков и учебных каникул.

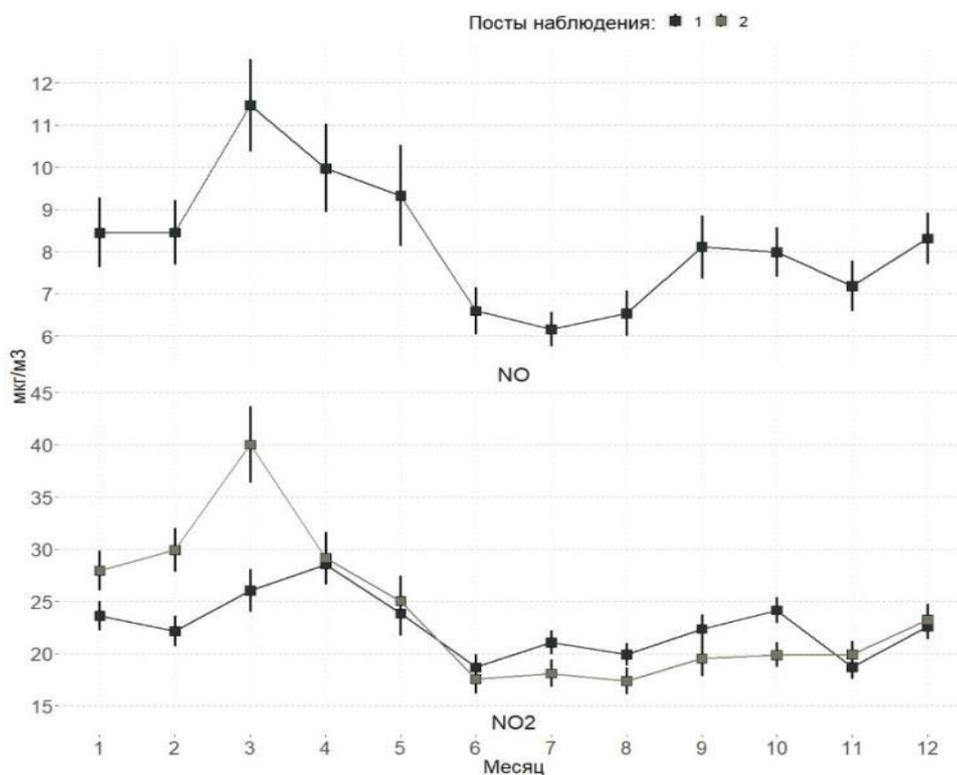


Рис. 2. Среднемесячные концентрации и их 95 % доверительные интервалы для NO и NO<sub>2</sub> (мкг/м<sup>3</sup>) на постах наблюдения в г. Вологде в период с 2017 по 2021 гг.

Таким образом, оксиды азота являются важными антропогенными загрязнителями городского воздуха, которые оказывают непосредственное влияние на здоровье человека, являются важным звеном в образовании вторичных примесей в атмосфере, играют роль в глобальном изменении климата.

Выявлено, что за 25-летие с 1997 по 2021 гг. среднегодовые концентрации NO и NO<sub>2</sub> изменялись в значительных пределах и не имеют устойчивой многолетней тенденции. Концентрации NO находились в пределах установленных нормативов, концентрации NO<sub>2</sub> в отдельные годы превышали установленные ПДК. Содержание NO<sub>2</sub> в воздухе Вологды на протяжении всего периода превышало уровень рекомендуемый Всемирной организацией здравоохранения.

Для концентраций NO и NO<sub>2</sub> характерны выраженные сезонные вариации. Повешенный уровень концентраций отмечается в период с октября по май с максимальными значениями в весенние месяцы, годовой минимум концентраций приходится на летние месяцы с июня по август. Годовой ход концентраций обусловлен различиями в метеорологических условиях, а также активностью источников выбросов загрязняющих веществ.

### Литература

1. Безуглая Э.Ю., Смирнова И.В. *Воздух городов и его изменения*. СПб: Астерион, 2008. –254 с.
2. Еланский Н. Ф. и др. *Пространственно-временные вариации содержания загрязняющих примесей в воздушном бассейне Москвы и их эмиссии // Известия РАН. Физика атмосферы и океана. – 2022. – Т. 58. – №. 1. – С. 92-108.*
3. СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания»: утв. Гл. гос. санитар. врачом РФ 28.01.2021. – Введ. 01.03.2021 г.
4. *Состояние загрязнения атмосферы в городах на территории России в 2020 г.: ежегодник / Федеральная служба по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды, Гл. геофизическая обсерватория им. А. И. Воейкова; подготовлен Ануфриевой А. Ф. [и др.]. –2021. – 257 с.*
5. WHO global air quality guidelines. Particulate matter (PM<sub>2.5</sub> and PM<sub>10</sub>), ozone, nitrogen dioxide, sulfur dioxide and carbon monoxide. Geneva: World Health Organization; 2021.

## ВРЕМЕННЫЕ ВАРИАЦИИ СЕЗОНОВ СО СРЕДНЕСУТОЧНОЙ ТЕМПЕРАТУРОЙ ВОЗДУХА УСТОЙЧИВО ВЫШЕ 5, 10 И 15 °С В Г. ВОЛОГДЕ

**Павлов Илья Николаевич**

ФГБУ «Северное управление по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды»,  
аспирант 1 года обучения, г. Вологда  
e-mail: ilianikpavlov@gmail.com

**Булавина Екатерина Вячеславовна**

ФГБУ «Северное управление по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды»,  
аспирант 3 года обучения, г. Вологда  
e-mail: Ekaterina.v.bulavina@gmail.com

**Научный руководитель:** к.г.н, доцент, Священников Павел Николаевич

**Аннотация:** Рассмотрена изменчивость продолжительности сезонов с температурой воздуха устойчиво выше 5, 10 и 15 °С в г. Вологде за период 1939 по 2020 г. Рассчитаны климатические характеристики дат устойчивого перехода через указанные температуры за тридцатилетний период с 1991 по 2020 г. Дана оценка величины и значимости многолетних трендов сезонов с различными градациями температуры. Выявлено значимое увеличение продолжительности сезонов с температурой выше 5 и 10 °С со скоростью 1,4 и 1,9 суток за 10 лет соответственно.

**Ключевые слова:** изменение климата, температура воздуха, межгодовая изменчивость, сезон, Вологда

## TIME VARIATIONS OF SEASONS WITH AVERAGE DAILY AIR TEMPERATURE ABOVE 5, 10 AND 15 °C IN VOLOGDA

**Ilia Pavlov**

Northern Administration on Hydrometeorology and Environmental Monitoring,  
1<sup>st</sup> year Post-graduate Student, Vologda,  
e-mail: ilianikpavlov@gmail.com

**Ekaterina Bulavina**

Northern Administration on Hydrometeorology and Environmental Monitoring,  
3<sup>rd</sup> year Post-graduate Student, Vologda  
e-mail: Ekaterina.v.bulavina@gmail.com

**Research Supervisor:** Candidate of Geography, Reader, Pavel Svyaschennikov

**Abstract:** The variability of the duration of seasons with air temperatures steadily above 5, 10 and 15 °C in Vologda for the period 1939 to 2020 is considered. The climatic characteristics of the dates of a steady transition through these temperatures for the thirty-year period from 1991 to 2020 are calculated. The estimation of the magnitude and significance of long-term trends of seasons with different temperature gradations is given. A significant increase in the duration of seasons with temperatures above 5 and 10 °C was revealed at a rate of 1.4 and 1.9 days over 10 years, respectively.

**Keywords:** climate change, air temperature, long-term variability, season, Vologda.

Глобальный долгосрочный рост приземной температуры воздуха, особенно заметный в высоких широтах Российской Федерации [3], приводит к изменению различных характеристик температурного режима. Важной климатической характеристикой является продолжительность сезонов со среднесуточной температурой воздуха устойчиво выше определенных значений. Даты устойчивого перехода температуры воздуха формируют климатические особенности конкретного года, характеризуют особенности вегетационного периода [1,5] Исследование особенностей устойчивого перехода среднесуточной температуры через различные градации необходимо для оценки связанных с ними метеороло-

гических и агрометеорологических явлений, разработки хозяйственных и административных решений.

В данном исследовании использовался массив данных суточной температуры воздуха и количества осадков на метеостанции М-2 Вологда за период с 1939 по 2020 г., публикуемый ВНИИГМИ-МЦД [2].

Продолжительность сезонов со среднесуточной температурой выше 5, 10 и 15 °С определялась для каждого года как количество дней между датой устойчивого перехода температуры воздуха через указанные значения весной в сторону повышения и соответствующим переходом в сторону понижения температуры осенью. При подсчете продолжительности день осеннего перехода исключался.

Даты перехода среднесуточной температуры определялись в соответствии с «Методическим указанием по составлению Научно-прикладного справочника по агроклиматическим ресурсам СССР» [4]. За дату устойчивого перехода весной принимался первый день периода, сумма положительных отклонений от нормы которого превышала сумму отрицательных отклонений любого из последующих периодов с отрицательными отклонениями, за дату устойчивого перехода осенью принимался первый день периода, сумма отрицательных отклонений от нормы которого превышала сумму положительных отклонений любого из последующих периодов с положительными отклонениями.

Для определения дат перехода среднесуточной температуры был разработан алгоритм, позволяющий рассчитывать даты перехода через произвольно задаваемый список температур в автоматизированном режиме. Для разработки алгоритма, необходимых расчетов, статистического анализа и построения графиков использовалась среда R [6].

При расчете климатических характеристик дат перехода и продолжительности сезонов использовался тридцатилетний период с 1991 по 2020 год (табл. 1). Даты наиболее ранних и поздних переходов, а также минимальные и максимальные значения продолжительности приводятся по данным с 1939 года.

Таблица 1

Климатические характеристики сезонов со среднесуточной температурой выше 5, 10 и 15 °С

Температура	5 °С	10 °С	15 °С
Дата перехода в сторону повышения			
Средняя	24.04	13.05	13.06
$\sigma$	7,8	12,7	17,1
Ранняя	07.04 (2008)	24.04 (2001)	09.05 (2010)
Поздняя	20.05 (1941)	14.06 (1982)	28.07 (1955)
Дата перехода в сторону понижения			
Средняя	10.10	16.09	16.08
$\sigma$	9,6	9,7	9,9
Ранняя	18.09 (1976)	25.08 (1973)	01.08 (2019)
Поздняя	07.11 (1961)	12.10 (2020)	09.09 (2006)
Продолжительность сезона, сутки			
Средняя	168	125	63
$\sigma$	12,5	16,6	19,7
Минимальная	124 (1941)	82 (1982)	24 (1993)
Максимальная	208 (2008)	153 (2001)	99 (2010)

*Примечание:  $\sigma$  – стандартное отклонение, сутки; для минимальных и максимальных значений указаны годы, в которые они наблюдались*

Наименьшая изменчивость продолжительности характерна для сезона с температурой выше 5 °С и увеличивается с повышением температуры, так стандартное отклонение продолжительности сезона с температурой выше 15 °С превышает 19 суток. При этом дата устойчивого перехода в сторону понижения подвержена меньшей изменчивости, за исключением даты перехода через 5 °С.

Для оценки многолетних вариаций продолжительности сезонов со среднесуточной температурой выше 5, 10 и 15 °С были построены графики (рис. 1) и произведена количественная оценка (табл. 2) линейных трендов за период 1939-2020 гг.

Климатические характеристики сезонов со среднесуточной температурой выше 5, 10 и 15 °С

Температура	5 °С	10 °С	15 °С
Дата перехода в сторону повышения			
b	-0,8622	-1,0748	-1,1828
R <sup>2</sup>	0,05	0,03	0,03
p-value	0,02	0,06	0,1
Дата перехода в сторону понижения			
b	0,5741	0,8604	-0,5094
R <sup>2</sup>	0,003	0,03	0,002
p-value	0,266	0,06	0,29
Продолжительность сезона, сутки			
b	1,4363	1,9351	0,6735
R <sup>2</sup>	0,05	0,07	-0,004
p-value	0,02	0,009	0,4

Примечание: *b* – коэффициент тренда (сутки/10 лет)

Статистически значимые тренды (при  $\alpha = 0,05$ ) были получены только для даты устойчивого перехода температуры выше 5 °С в весенний период, а также для продолжительности сезона с температурой устойчиво выше 5 и 10 °С.

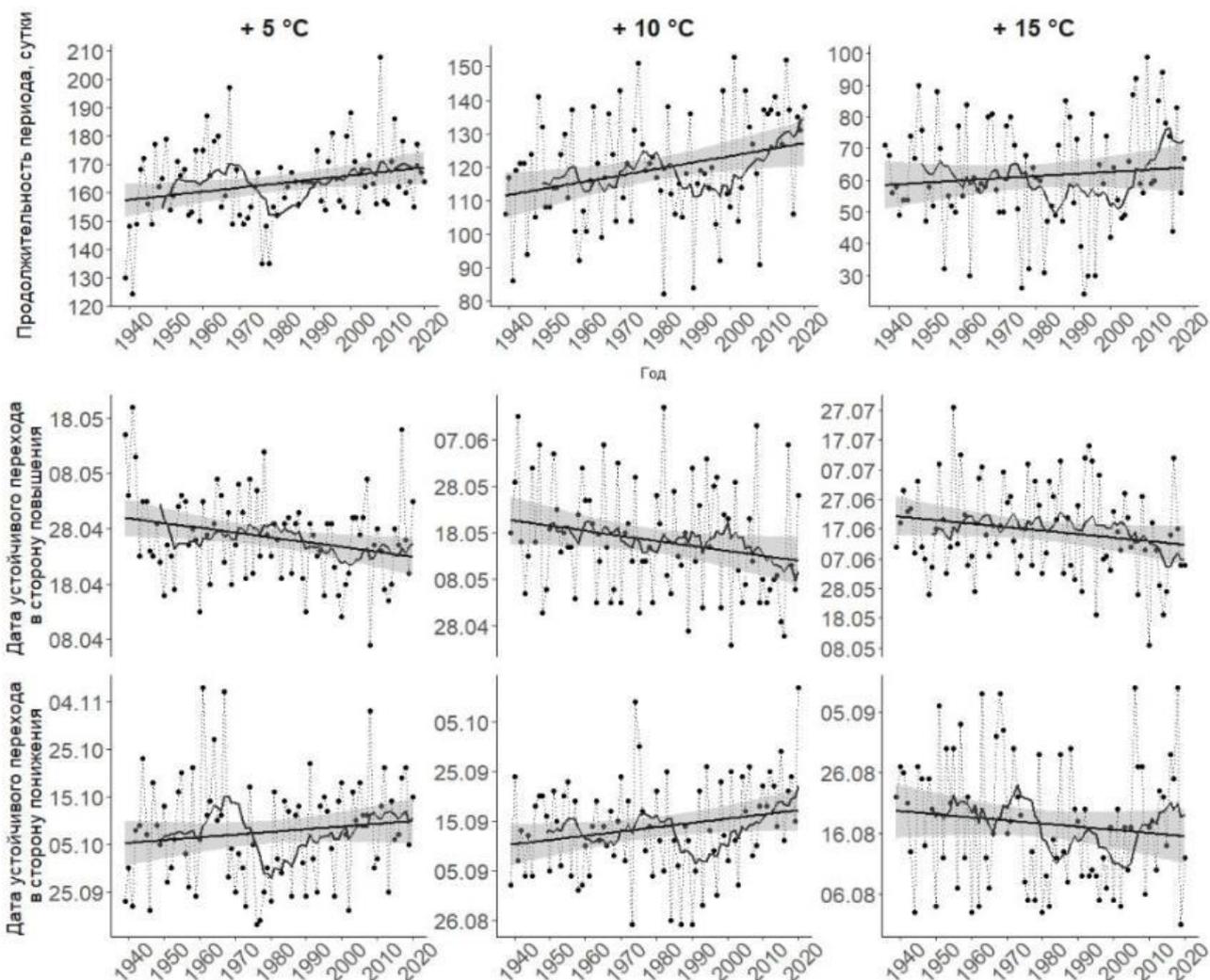


Рис. 1. Продолжительность сезонов со среднесуточной температурой выше 5, 10 и 15 °С и даты устойчивых переходов температуры на метеостанции М-2 Вологда с 1939 по 2020 г. Показаны также 11-летнее скользящее средние (черные жирные кривые) и линейные тренды 95%-й доверительной полосой

Дата весеннего перехода через 5 °С смещается на 0.86 суток за каждые 10 лет (28 апреля в первые 30 лет рассматриваемого периода и 24 апреля в последние 30 лет). Продолжительность сезона с температурой выше 5 °С увеличилась с 162,4 до 167,8 дней, сезона с температурой выше 10 °С – со 115,5 до 124,6 дней. Вклад трендов в суммарную дисперсию указанных показателей невелик во всех случаях и не превышает 7%.

Анализ корреляций между датами начала и окончания сезонов показал отсутствие значимых зависимостей между временем устойчивого перехода температуры в осеннее время в сторону понижения, от времени весеннего перехода.

Таким образом, обнаружено, что даты устойчивого перехода среднесуточной температуры воздуха через 10 и 15 °С осенью имеют большую изменчивость, чем даты перехода в весенний период. Выявлено увеличение продолжительности сезонов с температурами устойчиво выше рассматриваемых значений, со смещением весеннего устойчивого перехода температуры на более поздние сроки, а осеннего на более ранние (за исключением осеннего устойчивого перехода через 15 °С). При этом статистически значимые тенденции были зафиксированы только для даты устойчивого перехода температуры выше 5 °С в весенний период и продолжительности сезона с температурой устойчиво выше 5 и 10 °С.

### Литература

1. Барашикова Н. К., Кужевская И. В., Носырева О. В. Переход температуры воздуха через 0 и 5 °С на юге Западной Сибири: режим, статистические характеристики и сопутствующие циркуляционные условия // Вестник Томского государственного университета. – 2009. – №. 325.
2. Булыгина О.Н., Разуваев В.Н., Александрова Т.М. «Описание массива данных суточной температуры воздуха и количества осадков на метеорологических станциях России и бывшего СССР (ТТТР)» [электронный ресурс] – Режим доступа: <http://meteo.ru/data/162-temperature-precipitation>
3. Доклад об особенностях климата на территории Российской Федерации за 2021 год. – Москва, 2022. – 110 с.
4. Методические указания по составлению "Научно-прикладного справочника по агроклиматическим ресурсам СССР" (Сер. 2, ч. 1 и 2) / ВНИИ с.-х. метеорологии; – Л. : Гидрометеиздат, 1986. – 148 с.
5. Садоков В. П., Козельцева В. Ф., Кузнецова Н. Н. Определение весенних дат устойчивого перехода средней суточной температуры воздуха через 0, + 5 С, их прогноз и оценка // Труды Гидрометеорологического Научно-Исследовательского Центра Российской Федерации. – 2012. – №. 348. – С. 162-172.
6. R Core Team (2021). R: A language and environment for statistical computing. R Foundation for Statistical Computing, Vienna, Austria. URL <https://www.R-project.org>

## ОСОБЕННОСТИ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ПОВЕРХНОСТНЫХ ВОД И ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ РЕК БЕРЕЗНИКОВСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА

*Первощикова Арина Дмитриевна*  
ПГНИУ, магистрант 1 курса, г. Пермь  
e-mail: a.rina.perevoshchikova@yandex.ru

*Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент, Ковалёва Татьяна Геннадьевна, к.г.-м.н., доцент, Меншикова Елена Александровна*

**Аннотация:** Донные отложения выступают депонирующей средой, в которой происходит накопление широкого перечня химических элементов и соединений. В результате они могут быть как первичным, так и вторичным источником загрязнения всей водной экосистемы. Это связано с процессами перераспределения загрязняющих веществ в донных отложениях, обменными процессами в системе «донные отложения – вода». В результате исследования, на основе анализа химического состава поверхностных вод, наиболее «загрязненными» оказались р. Бушкашер, Промышленный канал, р. Лёнва и р. Волим. С учетом значения индекса геоаккумуляции донные отложения в исследуемых водоемах характеризуются степенью загрязнения в диапазоне от «практически незагрязненных до умеренно загрязненных» до «сильно загрязненных до чрезмерно загрязненных».

**Ключевые слова:** донные отложения, индекс геоаккумуляции, система «донные отложения – вода».

## FEATURES OF THE CHEMICAL COMPOSITION OF SURFACE WATERS AND BOTTOM SEDIMENTS OF RIVERS OF THE BEREZNIKI CITY DISTRICT

*Arina Perevoshchikova*  
Perm State University, 1st year Master's Degree Student, Perm  
e-mail: a.rina.perevoshchikova@yandex.ru

*Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader, Tatiana Kovaleva, Candidate of Geology and Mineralogy, Reader, Elena Menshikova*

**Abstract:** Bottom sediments act as a depositing medium in which a wide range of chemical elements and compounds accumulate. As a result, they can be both the primary and secondary source of pollution of the entire aquatic ecosystem. This is due to the processes of redistribution of pollutants in bottom sediments, metabolic processes in the "bottom sediments – water" system. As a result of the study, based on the analysis of the chemical composition of surface waters, the most "polluted" were the Bushkasher River, the Industrial Canal, the Lenva River and the Volim River. Taking into account the value of the geoaccumulation index, bottom sediments in the studied reservoirs are characterized by a degree of pollution ranging from "practically uncontaminated to moderately polluted" to "heavily polluted to excessively polluted".

**Keywords:** bottom sediments, geoaccumulation index, "bottom sediments – water" system.

### Введение

Природная вода представляет собой систему открытого типа, обменивающуюся веществом и энергией с другими средами (водные объекты, атмосфера, донные отложения) и с биологической составляющей [6].

Изучение химического состава поверхностных вод и элементного состава донных отложений – одно из важных направлений геоэкологии, которое позволяет получить информацию о содержании широкого перечня загрязняющих веществ, а также их влияние на качество поверхностных вод [2].

*Актуальность* проблемы изучения качества поверхностных вод и микроэлементного состава донных отложений обусловлена нарастающей экологизацией производственной и хозяйственной деятельности. В настоящее время любой проект, связанный с природопользованием, требует экологического сопровождения, включающего прогнозную оценку ожидаемого воздействия хозяйственных мероприятий на природную среду и контроль за происходящими в ней техногенными преобразованиями.

*Объекты исследования* – химический состав поверхностных вод и донные отложения (ДО) рек, ручьев, промышленного канала, а также озера на территории Березниковского городского округа Пермского края.

*Цель работы* заключалась в исследовании особенностей химического состава поверхностных вод указанных водных объектов, а также характера перераспределения микроэлементов в системе вода – донные отложения.

### **Изученность экологических условий территории**

Согласно схеме оценки эколого-геологической обстановки масштаба 1:5000000 [1], территория исследования по оценке геолого-экологической опасности относится к кризисной и катастрофической (см. рис. 1).

В пределах города Березники расположены предприятия по добыче калийно-магниевых солей, месторождения нефти и газа и строительных материалов.

На территории исследования в водные объекты ежегодно сбрасывается более 50 млн м<sup>3</sup> загрязненных сточных вод, содержащих хлориды, сульфаты, нефтепродукты, кобальт, цинк, ванадий, барий и т.д. Ранее проведенные исследования показывают, что в ДО Промышленного канала были обнаружены такие металлы, как V, Cu, Zn, Cd, As, Ni, Hg, Pb, Cr, Sb и др. [3].

Спецификой калийного производства является накопление галитовых отходов и глинисто-солевых шламов, которые размещаются в солеотвалах шламохранилищах. Указанные отходы характеризуются высоким содержанием хлоридов, сульфатов, Na, K, Ba, Fe, Cd, Co, Mn, Cu, Ni, Rb, Sr, Cr, Zn, Br [12]. Стоки с солеотвалов характеризуются хлоридно-натрий-калиевым-сульфатным составом. Высокие концентрации среди микроэлементов – Sr, Mn, Pb, Ba, Cr, Zn, Li, V и ряд других [10].

Согласно опубликованным данным [7] воды из Нижне-Зырянского водохранилища, впадающих в него рек и ручьев, р. Зырянки в повышенном количестве (в сравнении с ПДК) содержат нефтепродукты и тяжелые металлы, такие как Zn, Co и Ni.

Воздействию калийной промышленности подвержены подземные воды четвертичных и шешминских отложений. Под влиянием калийных предприятий в долине р. Ленвы сформировалась зона засоления подземных вод. Прежде пресные подземные воды HCO<sub>3</sub>-Ca или SO<sub>4</sub>-Ca состава, характерные для четвертичных и шешминских отложений, имеют в настоящее время Cl-Na состав [11].

Малые реки выполняют важную экологическую роль за счет формирования гидрологического и гидрохимического режима более крупных рек. В связи с чем, на территориях с высокой антропогенной нагрузки важной и актуальной задачей является изучение экологического состояния поверхностных вод и микроэлементного состава донных отложений малых рек [9].

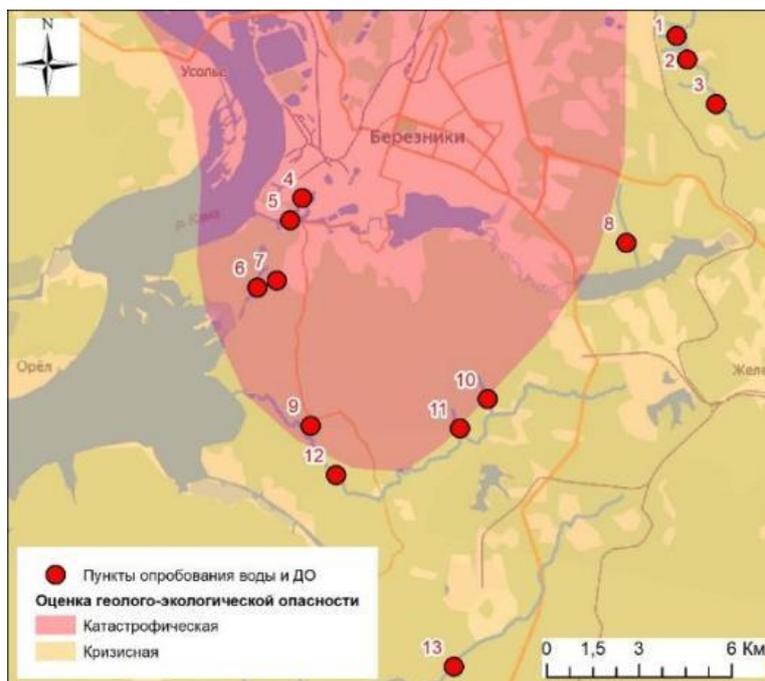


Рис. 1. Обзорная схема территории исследования, совмещенная со схемой оценки эколого-геологической обстановки (масштаб 1:5000000)

### Методика исследований

Работы проведены в рамках инженерно-экологических изысканий и инициативных научных исследований лаборатории экологической геологии ЕНИ ПГНИУ в 2019 году.

Точки отбора донных отложений совпадают с пунктами отбора поверхностных вод (см. рис. 2). Лабораторные исследования проводились на базе сектора наноминералогии «Центра коллективного пользования Пермского государственного национального исследовательского университета». Содержание микроэлементов в пробах донных отложений определяли масс-спектральным методом на приборе BRUKER AURORA M90 ICP-MS.

Статистическая обработка геохимических данных велась в программах MS Excel.



- Место отбора проб, номер точки на схеме:
- 1, 2, 3 - р. Бушкашер;
  - 4 - Промышленный канал;
  - 5 - р. Зырянка;
  - 6 - Озеро без названия (месторождение им. Сухарева);
  - 7 - Ручей без названия (месторождение им. Сухарева);
  - 8 - Ручей без названия (правый приток Верхне-Зырянского вдхр.);
  - 9 - Ручей без названия (дорога на Легино);
  - 10 - Ручей Котельный Лог;
  - 11 - Ручей Балахонский Лог;
  - 12 - р. Лёнва;
  - 13 - р. Волим.

Рис. 2. Обзорная схема территории исследования с пунктами опробования

### Результаты и обсуждение

Результаты определения химического состава поверхностных вод приведены в таблице 1. По химическому составу воды хлоридные натриевые, хлоридные кальциево-натриевые, гидрокарбонатные кальциевые, сульфатно-гидрокарбонатные кальциевые, гидрокарбонатные магниевые-кальциевые, сульфатно-гидрокарбонатные натриево-кальциевые. Согласно руководству по определению показателей качества воды полевыми методами [8], в исследуемых объектах были выявлены катионы и анионы, содержащиеся в повышенном количестве (в сравнении с ПДК). В таблице 1 цветом отображены повышенные значения содержания компонентов.

Результаты определения содержаний микроэлементов в донных отложениях представлены в таблице 2. Наибольшие содержания Ni, Cu, Cd отмечаются в пункте №7 (озеро без названия, месторождение им. Сухарева). Данный факт, вероятно, связан с застойным режимом водоема. В пункте № 8 (ручей без названия, правый приток Верхне-Зырянского вдхр.) отмечаются максимальные концентрации Co, Pb, пункт № 10 (ручей Котельный Лог) характеризуется наибольшими содержаниями Sb, Zn.

Оценка степени воздействия донных отложений на экологическое состояние водных объектов осложняется методологическими трудностями, которые связаны с тем, что с одной стороны ПДК для донных отложений отсутствуют, а с другой стороны, донные отложения, хотя близки по вещественному составу к почвам, но не являются почвой как объектом землепользования. В связи с этим, в области экологического нормирования важной методической задачей является поиск подходов к установлению стандартов качества донных отложений как возможного фактора риска для состояния водной экосистемы.

Донные отложения рек активно аккумулируют тяжелые металлы. В результате они могут быть как первичным, так и вторичным источником загрязнения всей водной экосистемы. Это связано с процессами перераспределения загрязняющих веществ в донных отложениях, обменными процессами в системе «донные отложения – вода».

Согласно опубликованным данным [4,5], зарубежные авторы предпочитают для оценки загрязненности донных отложений (ДО) использовать индекс геоаккумуляции ( $I_{geo}$ ) по Мюллеру (1979 г.), поскольку он учитывает специфику как природных условий территории – через использование для сравнения фоновых значений по конкретной территории, так и качественную оценку возможной техногенной нагрузки – через разработанную систему оценки уровня загрязнения.

Таким образом, в качестве метода оценки загрязнения донных отложений Березниковского городского округа в данной работе автором использован количественный метод с использованием индекса геоаккумуляции  $I_{geo}$ , рассчитываемый по формуле (1):

$$I_{geo} = \log_2 \frac{C}{1.5C_{\phi}}, \quad (1)$$

где  $C$  – концентрация химического элемента в составе донных отложений, полученная в результате измерений;  $C_{\phi}$  – геохимическое фоновое значение концентрации химического элемента, который определяют в результате специальных исследований, учитывая особенностей рассеивания элемента  $n$  в данном регионе; 1,5 – коэффициент, учитывающий различные варианты природных концентраций химического элемента.

По значению индекса выделяют 7 уровней загрязнения донных отложений от «практически незагрязненных» ( $I_{geo} < 0$ ) до «чрезмерно загрязненных» ( $I_{geo} > 5$ ).

На основании расчета индекса геоаккумуляции был произведен расчет классов  $I_{geo}$  загрязнения для донных отложений Березниковского городского округа (табл. 3).

По полученным результатам, на основе анализа химического состава поверхностных вод, наиболее «загрязненными» оказались р. Бушкашер, Промышленный канал, р. Лёнва и р. Волим. С учетом значения индекса геоаккумуляции ДО в исследуемых водоемах характеризуются степенью загрязнения в диапазоне от «практически незагрязненных до умеренно загрязненных» до «сильно загрязненных до чрезмерно загрязненных». Река Бушкашер, Промышленный канал, ручей без названия (месторождение им. Сухарева), ручей без названия (правый приток Верхне-Зырянского вдхр.) оказались в большей степени подвержены загрязнению.

Содержание химических элементов в поверхностных водах

№ п/п	Номер точки Опробования на схема	Место отбора	Содержание, мг/дм <sup>3</sup>										
			HCO <sup>3-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	Cl <sup>-</sup>	NO <sup>3-</sup>	NO <sup>2-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Na <sup>+</sup>	K <sup>+</sup>	NH <sup>4+</sup>	Fe <sub>общ</sub>
1	1, 2, 3	р. Бушкашер	189	33	946	5,27	<0,02	105,8	15,4	206	472	<0,5	0,43
2	4	Промышленный канал	< 6,1	224	31196	69	0,72	441	28	11000	6700	41,4	0,15
3	5	р. Зырянка	92	39,4	191,4	1,4	0,026	66,8	14,2	83	11	0,54	0,35
4	6	Озеро (м/р им. Сухарева)	220	8,6	14,2	0,45	0,006	73	5,5	12,9	2	0,15	0,093
5	7	Ручей без названия (м/р им. Сухарева)	201	71,6	31,9	4,5	0,06	65,9	5,8	7,6	2,6	2,9	0,95
6	8	Ручей без названия (правый приток Верхне-Зырянского вдхр.)	223	21,6	10,5	10,7	0,02	59,1	19,5	8,4	0,6	< 0,5	0,15
7	9	Ручей без названия (дорога на Легино)	110	30,4	< 10	2,4	0,026	42	1,4	3,8	1,2	0,86	0,35
8	10	Ручей Котельный Лог	15,9	4,21	1,67	2,06	< 0,02	6,4	1	1,24	1,51	< 0,5	1,03
9	11	Ручей Балахонский Лог	143	17	2,72	6,24	< 0,02	45,9	5,05	3,35	0,6	< 0,5	0,23
10	12	р. Ленва	171	64,8	4254	4,2	0,17	306	26,6	>1000	517	2,1	0,34
11	13	р. Волим	134	91	5672	15	0,06	375	29,1	1830	845	13,2	0,28

Таблица 2

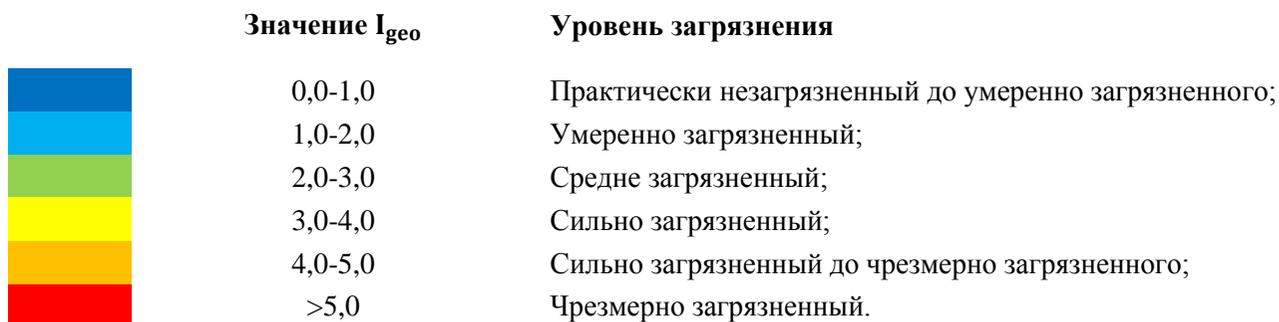
Содержание микроэлементов в донных отложениях Березниковского городского округа

Наименование пункта опробования	№ пункта опробования на схеме	Микроэлементы, мг/кг								
		Co	Sn	Sb	Ni	Cu	Zn	Cd	Hg	Pb
р. Бушкашер	1	13,897	1,482	0,839	34,331	22,204	54,501	1,262	0,217	13,066
р. Бушкашер	2	24,760	1,230	0,833	39,954	25,602	57,427	1,993	0,284	16,403
р. Бушкашер (фоновые значения)	3	1,609	0,632	0,290	38,100	25,300	49,600	1,960	0,060	15,600
Канал, р. Зырянка	4	31,522	0,106	0,177	34,206	32,990	55,533	0,070	0,933	18,135
р. Зырянка	5	2,893	0,239	0,247	6,361	34,474	12,107	1,898	0,110	9,783
руч без названия, м/р Сухарево	6	2,347	0,183	0,163	5,798	33,844	9,988	1,710	0,119	3,346
озеро без названия, м/р Сухарево	7	31,573	0,909	0,430	45,168	221,015	53,658	4,916	0,222	8,965
руч. без назв., правый приток Верхне-Зырянского вдхр.	8	41,436	1,158	0,575	37,300	21,600	41,000	0,780	0,030	19,000
руч. без названия, дорога на Легино	9	3,129	0,136	0,196	6,735	38,460	10,765	1,505	0,072	3,643
руч. Котельный Лог	10	15,469	1,173	1,019	36,700	20,400	72,900	0,050	0,040	12,300
руч. Балахонский Лог	11	9,810	0,689	0,298	18,900	14,200	44,500	0,170	0,030	7,300
р. Ленва	12	10,451	0,385	0,324	16,019	43,823	21,913	3,230	0,434	6,548
р. Волим	13	5,707	0,232	0,210	10,678	39,056	18,687	2,629	0,137	4,801

Таблица 3

Значения индекса геоаккумуляции микроэлементов в донных отложениях Березниковского городского округа

Место отбора пробы по схеме	Значения индекса геоаккумуляции								
	Co	Sn	Sb	Ni	Cu	Zn	Cd	Hg	Pb
1	2,53	0,64	0,95	-0,74	-0,77	-0,45	-1,22	1,27	-0,84
2	3,36	0,38	0,94	-0,52	-0,57	-0,37	-0,56	1,66	-0,51
4	1,10	-3,29	-1,34	0,27	0,63	-0,27	-1,87	4,37	0,73
5	-2,35	-2,11	-0,86	-2,16	0,69	-2,46	2,90	1,29	-0,16
6	-2,65	-2,49	-1,45	-2,29	0,67	-2,74	2,75	1,41	-1,71
7	1,10	-0,19	-0,06	0,67	3,38	-0,31	4,27	2,30	-0,29
8	4,10	0,29	0,40	-0,62	-0,81	-0,86	-1,91	-1,58	-0,30
9	-2,23	-2,93	-1,19	-2,07	0,85	-2,63	2,56	0,67	-1,59
10	0,07	0,18	1,19	0,37	-0,06	0,13	-2,35	-0,17	0,17
11	2,02	-0,46	-0,54	-1,60	-1,42	-0,74	-4,11	-1,58	-1,68
12	-0,49	-1,42	-0,47	-0,82	1,04	-1,61	3,66	3,27	-0,74
13	-1,37	-2,16	-1,09	-1,41	0,87	-1,84	3,37	1,61	-1,19



### Заключение

Донные отложения выступают депонирующей средой, в которой происходит накопление широкого перечня химических элементов и соединений. Наиболее ярко эти процессы проявляются в донных отложениях водотоков урбанизированных территорий.

По Пермскому краю город Березники занимает лидирующие позиции по суммарному уровню антропогенной нагрузки. С учетом расположения исследованных водных объектов в пределах городской и промышленной зон, химический состав поверхностных вод и донных отложений формируется за счет природно-техногенной седиментации. Техногенными источниками поступления в них микроэлементов могут быть сточные воды промышленных предприятий и недостаточно очищенные канализационные воды, воздействие добычи нефти, поверхностный сток с территории города, влияние садоводческих товариществ.

Изучение и мониторинг состояния водных объектов и донных отложений территории Березниковского городского округа с применением других подходов позволит дополнительно обосновать уровень загрязнения.

### Литература

1. Государственная геологическая карта РФ. Масштаб 1:1000000. Карта плиоцен-четвертичных образований. Лист О-40 (Пермь).
2. Зиганин И.И. Донные отложения озер Республики Татарстан, 2005. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.dissercat.com/content/donnye-otlozheniya-ozer-respubliki-tatarstan> (дата обращения 18.02.2020).
3. Калинина Е.В., Рудакова Л.В., Дьяков М.С., Коробова Н.Е. Использование ресурсного потенциала донных отложений сооружений по очистке сточных вод предприятий химической отрасли г. Березники // Вестник ПНИПУ. Урбанистика, 2011. №4. С. 96-106.
4. Косинова И.И., Соколова Т.В. Методологические особенности оценки экологического состояния донных отложений искусственно созданных водных объектов // Вестник ВГУ. Геология. 2015. №3. С. 113-121.
5. Kowalska J. B. Pollution indices as useful tools for the comprehensive evaluation of the degree of soil contamination – A review, 2018 [Электронный ресурс]. URL: <https://link.springer.com/article/10.1007/s10653-018-0106-z> (дата обращения 27.01.2020).
6. Майстренко В.Н., Клюев Н.А. Эколого-аналитический мониторинг стойких органических загрязнителей // Москва, БИНОМ. Лаборатория знаний, 2012. С. 151-155..
7. Максимович Н.Г., Первова М.С. Влияние перетоков минерализованных вод Верхнекамского месторождения калийно-магниевого солей на приповерхностную гидросферу // Инженерные изыскания, январь 2012. С. 22-28.
8. Муравьев А.Г. Руководство по определению показателей качества воды полевыми методами // Санкт-Петербург, Кристалл+, 2004. С. 95-116.
9. Ушакова Е.С., Перевощикова А.Д., Волкова М.А. Оценка содержания микроэлементов в донных отложениях Березниковского городского округа (Пермский край) // Геология и полезные ископаемые Западного Урала, номер 3, 2020. С. 243-251.
10. Хайрулина Е.А., Максимович Н.Г. Влияние стоков солеотвала калийного предприятия на химизм приповерхностной гидросферы // Геохимия ландшафтов и географии почв. Доклады Всероссийской науч. конф. Москва, 2012. С. 340-342.
11. Хайрулина Е.А. Воздействие фильтрационных вод шламохранилища с солесодержащими отходами на поверхностные и подземные воды // Географический вестник, 2018. С. 145-155.
12. Хайрулина Е.А. Формирование окислительных геохимических барьеров в местах выхода на поверхность высокоминерализованных подземных вод // Геология и полезные ископаемые Западного Урала, 2014. С. 93-95.

## **ЭКОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕХНОГЕННОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ – ОТВАЛА ОТХОДОВ ГОРНОРУДНОГО ПРОИЗВОДСТВА В ГОРОДЕ ПИТКЯРАНТА (РЕСПУБЛИКА КАРЕЛИЯ)**

*Подлипский Иван Иванович*

*Российский государственный педагогический университет им. А.И. Герцена,  
г. Санкт-Петербург  
e-mail: primass@mail.ru*

**Бондаренко В.В.**

*Санкт-Петербургский государственный университет,  
магистрант (1 год обучения), г. Санкт-Петербург*

**Научный руководитель:** *к.г.-м.н., доцент Санкт-Петербургского государственного  
университета Зеленковский Павел Сергеевич.*

**Аннотация:** Современные технологии не предоставляют возможности извлечения исключительно полезных компонентов из недр, извлекаемая масса содержит большое количество отхода, не находящего в производстве дальнейшего применения. В данной статье подобный объект – золошлакотвал на территории города Питкяранта республика Карелия рассматривается как техногенное месторождение и проводится эколого-экономическая оценка ресурсов.

**Ключевые слова:** техногенное месторождение, золошлакоотвал, тяжелые металлы, эколого-экономическая оценка, Ладожское озеро.

## **ENVIRONMENTAL AND ECONOMIC ASSESSMENT OF THE POSSIBILITY OF EXPLOITATION OF A TECHNOGENIC DEPOSIT – A MINING WASTE DUMP IN THE CITY OF PITKYARANTA (REPUBLIC OF KARELIA)**

*Podlipskiy Ivan Ivanovich*

*Russian State Pedagogical University. A.I. Herzen, Saint Petersburg  
e-mail: primass@mail.ru*

**Bondarenko V.V.**

*St. Petersburg State University, master student (1 year of study), Saint Petersburg*

**Supervisor:** *Candidate of Geology and Mathematics, Associate Professor of St. Petersburg State  
University Zelenkovskiy Pavel Sergeevich.*

**Abstract:** Modern technologies do not provide the possibility of extracting exclusively useful components from the bowels; the extracted mass contains a large amount of waste that is not further used in production. In this article, a similar object – an ash and slag dump in the territory of the city of Pitkyaranta, the Republic of Karelia, is considered as a technogenic deposit and an environmental and economic assessment of resources is carried out.

**Keywords:** technogenic deposits, ash and slag dump, heavy metals, environmental and economic assessment, Lake Ladoga.

На сегодняшний день одной из первостепенных проблем устойчивого социально-экономического развития, которое сохраняет качество окружающей среды и учитывает способность удовлетворять разумные и фундаментальные потребности населения, представляется проблема рационального использования минеральных ресурсов, включая техногенные источники сырья.

Современные технологии не предоставляют возможности извлечения исключительно полезных компонентов из недр, извлекаемая масса содержит большое количество отхода, не находящего в производстве дальнейшего применения. Такие объекты могут характеризоваться как техногенные месторождения – техногенное образование (отвалы горнодобывающих предприятий, хвостохранилища обогатительных фабрик, шлакозольные отвалы топливно-энергетического комплекса, шлаки и шламы металлургического производства, шламо-, шлако- и др.) по количеству и качеству содержащегося в них минерального сырья пригодные для промышленного использования. Подобным объектом является золошлакотвал на территории города Питкяранта республика Карелия.

Расположение отвалов в центре г. Питкяранта на берегу Ладожского озера обуславливают особую важность его изучения, необходимо принять меры по улучшению санитарно-гигиенической обстановки и снижению отрицательного воздействия на окружающую среду (рис. 1). С учетом расположения близости жилых зданий, Ладожского озера, шлакоотвал является опасным источником загрязнения водной среды и почвы потенциально опасными химическими элементами, которые при попадании в живые организмы могут отрицательно влиять на здоровье и жизнь [5].



Рис 1. Схема расположения участка проведения исследований.

Первый отвал расположен на берегу Питкярантского залива Ладожского озера в 400 м. южнее здания вокзала Питкяранты. Его размеры составляют около 140×250 метров, объем залежей не менее  $3,5 \times 10^5$  м<sup>3</sup>, масса составляет 1 млн. тонн, а мощность от 0,3 до 9 м. Дневная поверхность отвала обнажена, уклон рельефа направлен в сторону береговой линии Ладожского озера, соответственно, все компоненты отвала, в том числе и экологически опасные, с метеорными водами поступают в Ладогу. Шлаки представляют собой рыхлую средне- и мелкозернистую массу бурого, коричневого и светло-коричневого цветов.

Вторая часть отвала, более молодая, расположена между Сортавальским шоссе и путями ж/д. станции г. Питкяранта. Его тело имеет неправильную форму, размеры 55×30 м., а видимая мощность от 0 до 4 м. Расстояние между отвалами составляет 500 м.

Исследуемые шлаки характеризуются сложным химическим составом, зависящего от состава компонентов, их соединений, длительности их нахождения в отвале. Средние значения концентраций Zn равняется 254 г/т, Cu – 2012 г/т, Pb – 88 г/т, As – 327 г/т. Сравнивая результаты анализов с фоновыми значениями, можно отметить, что шлаки характеризуются следующими коэффициентами концентраций: по Zn – 9, As – 32, Pb – 2, Cu – 100 [2-4]. Исходя из полученных данных, можно увидеть, что содержание элементов II (Cu) и I (As, Zn, Pb) классов опасности по СанПиН 2.1.3685-21 превышает фоновые и предельно-допустимые концентрации в несколько раз.

По результатам исследования особенностей радиальной миграции составлен график распределения химических элементов (рис. 2). Из построения видно, что распределение химических элементов по вертикали неравномерное – существует связь с вымыванием в нижележащие горизонты, но, в целом, концентрации элементов уменьшаются с глубиной.

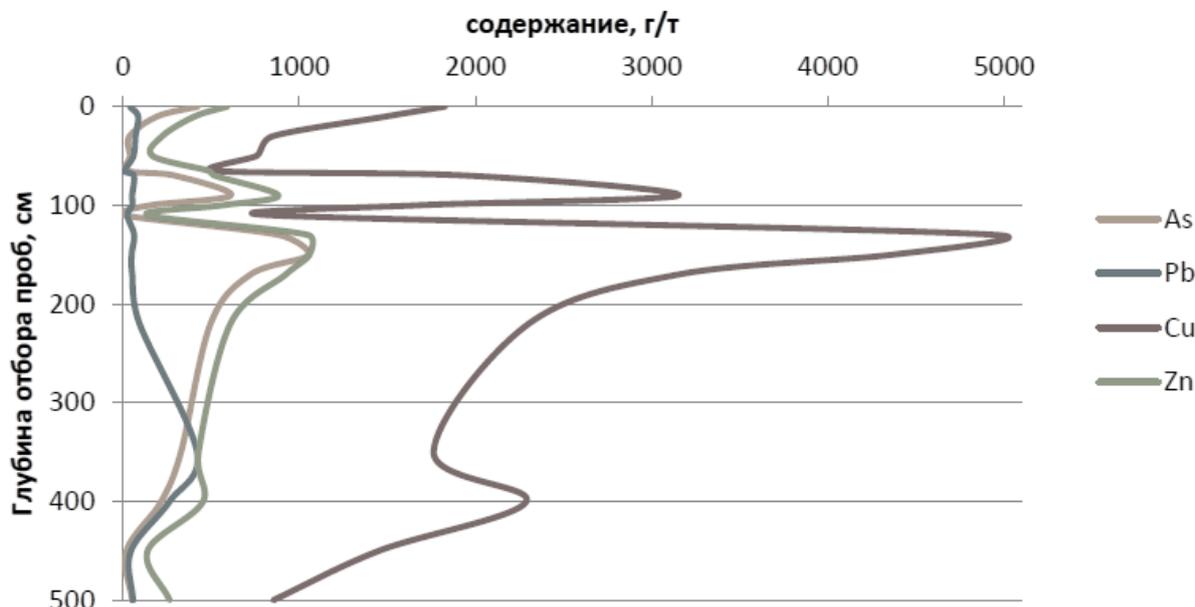


Рис. 2. Содержание элементов в пробах в материалах отвала.

Как следует из работ [2-4, 6], состав грунтов отвала является поликомпонентным, содержание в достаточных количествах некоторых элементов определяет возможность разработки данного отвала в различных отраслях сферы промышленности.

Содержание Cu варьируется в диапазоне от 836 г/т до 4013 г/т и Zn составляет 0,541% (среднее 0,119%), что связано с высоким содержанием элемента в руде, добываемой на Питкярантском месторождении. Содержание свинца составляет 0,330% со средним значением 117 г/т. Сера присутствует в шлаках в количестве от 4582 до 6082 г/т,

В связи со столь высокими содержаниями элементов, состояние территории можно определить, как кризисное («чрезвычайно опасное» в трактовке СанПиН 2.1.3684-21), отвал представляет собой образовавшееся техногенное месторождение, нуждающееся в скорейшей отработке горного шлака, который является источником загрязнения прилегающих территорий.

Эколого-экономическая оценка ресурсов по полученным данным проводится по части отвала, находящегося на берегу Ладожского озера.

1. В общем виде стоимость природного ресурса оценивается по величине дохода (или ренты) от его эксплуатации [1] по формуле (1) (табл. 1):

$$D=N \times Q_i \quad (1)$$

где  $D$  – доход от эксплуатации ресурса, руб.;  $N$  – чистая стоимость единицы ресурса, руб.;  $Q_i$  – объем добычи единицы ресурса (объем запасов полезных компонентов).

Таблица 1

Результаты расчета стоимости природного ресурса

$D(\text{Cu})=176424 \times 2,86 \text{ т/м}^3 \times 0,541\% \times 350000 \text{ м}^3 / 100\% = 176424 \text{ р/т} \times 5415 \text{ т} = 907701480 \text{ р.}$
$D(\text{Zn})=88060 \times 2,86 \text{ т/м}^3 \times 0,199\% \times 350000 \text{ м}^3 / 100\% = 88060 \text{ р/т} \times 1992 \text{ т} = 175415520 \text{ р.}$
$D(\text{Pb})=90450 \times 2,86 \text{ т/м}^3 \times 0,330\% \times 350000 \text{ м}^3 / 100\% = 90450 \text{ р/т} \times 3303 \text{ т} = 298756350 \text{ р.}$
$D(\text{Al})=112480 \times 4,494\% \times 2,86 \text{ т/м}^3 \times 350000 \text{ м}^3 / 100\% = 112480 \text{ р/т} \times 44985 \text{ т} = 5059912800 \text{ р.}$
$D(\text{Fe})=4493 \times 48,060\% \times 2,86 \text{ т/м}^3 \times 350000 \text{ м}^3 / 100\% = 4493 \text{ р/т} \times 481080 \text{ т} = 2161492440 \text{ р.}$
$D(\text{Ag})=24786845 \times 0,002\% \times 2,86 \text{ т/м}^3 \times 350000 \text{ м}^3 / 100\% = 24786845 \text{ р/т} \times 20 \text{ т} = 495736900 \text{ р.}$

Курс цен на май 2021 года, курс доллара = 74 рубля.

2. Экономическая оценка величины ущерба от деградации почв и земель определяется по формуле (6):

$$Y_{\text{зем}} = N_c \times S \times K_3 \times K_{oc} = 187 \text{ тыс.р.} \times 3,5 \text{ га} \times 1,4 \times 1 = 916300 \text{ рублей}$$

то есть, с одного отвала величина ущерба составляет 916 тыс. рублей, что является достаточной суммой для рассмотрения решения об утилизации залежей, находящихся на территории города Питкяранта.

По суммарному показателю  $Z_c$  данный отвал характеризуется следующей обстановкой:

$$Z_c = (3,2 + 14,9 + 94,7 + 10,6) - 3 = 120,4$$

3. Сравнивая полученные при анализе результаты с минимальным промышленным содержанием (МПС) компонентов в промышленной руде, можно сделать вывод, что Pb превышает МПС в 2 раза, Cu по количеству превышает в 4,5 раза, Zn находится на предельном уровне (0,199% по результатам анализа против 0,2% МПС), уровень содержания алюминия находится также на ближайшем уровне к МПС.

Также для оценки эффективности разработки данного отвала есть возможность сравнить полученные содержания элементов с содержанием в похожих по геологическим условиям месторождениях России. Тетюхинское месторождение, Турьинские рудники, месторождение Алтын-топкан относятся к скарновому типу месторождений, как и Питкяранское месторождение. Месторождение Викша находится в непосредственной близости к Питкяранскому, поэтому данное месторождение также принимается в процесс сравнения (табл. 2).

Таблица 2

Среднее содержание элементов в месторождениях

	Среднее содержание элементов в месторождениях			
	Cu	Pb	Zn	Ag
Техногенный отвал	0,541%	0,330%	0,199%	8 г/т
Викша	0,11%=2,37 г/т	Нет данных	Нет данных	0,47 г/т
Тетюхинское месторождение	Нет данных	Нет данных	17%	280 г/т
Турьинские рудники	Нет данных	12%	Нет данных	Нет данных
Алтын-топкан	Нет данных	2,1%	2,41%	Нет данных

Учитывая условия образования отвала в городе Питкяранта, климатические условия района, близость к Ладожскому озеру, а также проведя аналитический анализ состава шлакоотвала, содержащий больше полезных компонентов, чем в некоторых месторождениях, и экономическую оценку отвала можно сделать вывод о целесообразности его разработки в качестве техногенного месторождения с извлечением полезных компонентов и рекультивацией занимаемой территории.

Для совершения всех необходимых технических процессов при выделении полезных компонентов, предлагается использовать горно-обогатительный комбинат, расположенный на территории недавно открытого месторождения Викша, находящегося в 90 км к северу от Петрозаводска. Доставкой извлеченного объема шлаков до перерабатывающего производства представляет 1 стадию переработки.

2 стадия – извлечение концентратов ценных и редких металлов. Дальнейшая переработка шлаков с целью извлечения из них полезных металлов. Основным методом переработки шлако-зольных материалов является вскрытие их кислотными реагентами, в качестве которых могут использоваться минеральные кислоты, методы флотации и гидравлического действия.

На территории месторождения Викша расположено необходимое оборудование для флотации и выщелачивания отобранных залежей с отвала. Целесообразность работ связана с достаточной близостью данного месторождения от Питкяранты, расстояние составляет около 200 км.

Стоимость работ по транспортировке определяются в соответствии с тарифами с пересчетом цен на 2021 год и рассчитывается по формуле (2):

$$P = M \times p \quad (2)$$

где  $M$  – масса груза, т;  $P$  – цена перевозки груза, р/км

Согласно тарифам, стоимость перевозки на 200 км к месторождению на 2021 год составит 1046 р за тонну груза. Учитывая исходные данные по отвалу, его масса составляет 1 млн. тонн отходов, поэтому общая стоимость работ по транспортировке будет составлять 1 046 000 тыс. рублей.

Для гидравлического извлечения поблизости, в г. Петрозаводск, находятся предприятия по производству строительных материалов, в характеристике которых существует аппаратура, необходимая для получения ценных компонентов.

3 стадия – переработка шлаков и дальнейшее использование. Как уже упоминалось, добытое техногенное сырье может быть использовано в трех вариантах: в строительной сфере переработанные

шлаки можно использовать в строительстве дорог, изготовлении строительных материалов, применять в качестве гидравлической добавки в производство бетона. Также широко используются в химической промышленности, металлургии, сельском хозяйстве, медицине, создании электронных гаджетов и аппаратов. Так, например, ванадий в качестве небольшой добавки в сталь вместе с ниобием позволяют снизить вес конструкций при строительстве мостов, многоэтажных зданий, газо- и нефтепроводов, при этом срок службы конструкций увеличивается в несколько раз. Также, современное автомобилестроение также не обходится без ванадия. Также их можно использовать для засыпки карьеров, болот, рекультивации земельных территорий, что однозначно важно для улучшения экологии.

К оставшимся перерабатываемым шлакам, как к отходам металлургического производства, необходимо применять весь спектр требований по хранению и обращению с отходами производства и потребления. Шлаки подлежат захоронению на специализированных полигонах, вдали от населенных пунктов.

Ликвидация отвала необходима для улучшения экологической обстановки в районе города. Также появляется возможность возвращения в земельный оборот около 35 000 м<sup>2</sup> земель, занимаемых отвалом. Рекультивированные земли и прилегающая к ним территория после завершения всего комплекса работ должны представлять собой оптимально организованный, экологически сбалансированный и устойчивый земельный участок, обеспечивающий наиболее благоприятные условия для развития долгодетных и продуктивных экосистем.

В результате проведенной эколого-экономической оценки перспективность разработки данного отвала в качестве источника ценных металлов и продукции производств обуславливается нахождением элементов с содержанием выше промышленного минимума и экологическим эффектом. Прибыль, полученная с учетом переработки, не считается до конца установленной, так как задачей оценки был расчёт доходов от разработки шлакоотвала. При оценке будущей прибыли необходимо учесть все возможные издержки на каждом этапе разработки, среди таких находятся расходы на транспортировку отходов до места переработки, выплата заработной платы сотрудникам, потери объема залежей в процессе удаления из отвалов, налоги на размещение отходов и другие.

Объект исследования давно представляет интерес с точки зрения изучения его состава, свойств и его негативных последствий, но попытки для переработки залежей еще не предпринимались.

На данный момент, учитывая полученные характеристики в ценовой эквиваленте, данный отвал в центре города Питкяранта необходимо изолировать от окружающей среды посредством переработки и утилизации его содержимого, так как его нахождение крайне негативно сказывается на состоянии природных оболочек, чем подтверждается полученная величина  $Zc=120$ .

### Литература

1. Баранчик В.П. Экономика природопользования. / Под ред. В.П. Баранчик, С.А. Касперович. Минск: БГТУ, 2010, 422 с;
2. Подлипский И.И. Методика эколого-геологической оценки воздействия бывшего золотоотвала на компоненты окружающей природной среды. / Материалы XI межвузовской молодежной научной конференции «Школа экологической геологии и рационального недропользования». СПб.: Изд-во СПбГУ, 2011, с. 159-174;
3. Подлипский И.И. Разработка эколого-геологической концепции рекультивации объектов размещения промышленных отходов (на примере золотоотвала, Санкт-Петербург). // Экология урбанизированных территорий: общественно-научный журнал. М., "Камертон", 2013, №2, с. 97-106;
4. Подлипский И.И. Особенности латеральной и радиальной дифференциации Cu, Pb и Zn в грунтах на территории золотошлакоотвала (г. Питкяранта, Республика Карелия). // Актуальные проблемы геологии, геофизики и геоэкологии. // Материалы XXIX молодежной научной школы-конференции, посвященной памяти члена-корреспондента АН СССР К.О. Кратца и академика РАН Ф.П. Митрофанова. Петрозаводск: КарНЦ РАН, 2018, с. 284-288;
5. Подлипский И.И. Аккумулятивная биоиндикация в инженерно-экологических изысканиях. // Инженерные изыскания. 2014, №1. с. 54-62;
6. Podlipskiy I.I., Dubrova S.V., Zelenkovskiy P.S., Lebedev S.V., Izosimova O.S., Chernova E.N., Nesterov E.M. and Egorov P.I. Geocological zoning of modern geological objects composed of technogenic soils. Distribution of Zn, Cu, Pb, Fe, Hg and As in technogenic dispersed soils and bottom sediments. IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science 579 (2020) 012016. DOI:10.1088/1755-1315/579/1/012016.

## ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ CO<sub>2</sub> В РАЗЛИЧНЫХ ОТРАСЛЯХ ПРОИЗВОДСТВА

**Андреева Евгения Евгеньевна**

*старший научный сотрудник лаборатории геологического  
и экологического моделирования ИПЭН АН РТ г. Казань  
e-mail: aee8277@rambler.ru*

**Баранова Анна Геннадьевна**

*старший научный сотрудник лаборатории геологического  
и экологического моделирования ИПЭН АН РТ г. Казань*

**Хазиев Радмир Римович**

*научный сотрудник лаборатории геологического и  
экологического моделирования ИПЭН АН РТ г. Казань*

**Научный руководитель:** д.г.-м.н. заведующий лабораторией геологического  
и экологического моделирования ИПЭН АН РТ Успенский Борис Вадимович

**Аннотация:** В работе рассмотрены перспективы использования CO<sub>2</sub> в таких отраслях производства как пищевая промышленность, нефтехимия, увеличение нефтеотдачи пластов. Ввиду дешевизны и высокого экономического эффекта от использования углекислого газа поставлен вопрос о создании подземных газовых хранилищ (ПХГ); наиболее подходящими вариантами из которых являются истощившиеся нефтяные пласты и водоносные горизонты.

**Ключевые слова:** подземные газовые хранилища, нефтехимия, повышение нефтеотдачи, нефтяной пласт, природный резервуар

## PROSPECTS FOR THE USE OF CO<sub>2</sub> IN VARIOUS INDUSTRIES

**Andreeva Evgeniya Evgenievna**

*senior researcher of laboratory geological  
and ecological modeling IPEM TAS, Kazan  
e-mail: aee8277@rambler.ru*

**Baranova Anna Gennadievna**

*senior researcher of laboratory geological  
and ecological modeling IPEM TAS, Kazan*

**Khaziev Radmir Rimovich**

*researcher, laboratory of geological  
and environmental modelling of IPEM TAS, Kazan*

**Scientific supervisor:** PhD, Head of laboratory geological  
and ecological modeling IPEM TAS, Boris Vadimovich Uspensky

**Abstract:** The paper considers the prospects for the use of CO<sub>2</sub> in such industries as the food industry, petrochemistry, and increased oil recovery. Due to the cheapness and high economic effect of the use of carbon dioxide, the question of creating underground gas storage facilities (UGS) has been raised; the most suitable options of which are depleted oil reservoirs and aquifers.

**Keywords:** underground gas storage, petrochemistry, enhanced oil recovery, oil reservoir, natural reservoir

Ко второй половине 21- го века должны найти способы резко сократить, если не полностью исключить выбросы углекислого и других парниковых газов. Технология искусственного интеллекта может стать инструментом, который поможет энергетической отрасли достичь этой ошеломляюще сложной цели.

CO<sub>2</sub> – это побочный продукт промышленного производства, и, надо использовать его во благо, это дало бы не только значимый экологический эффект, но и принесло прибыль, т.к. его рыночная цена практически равна нулю.

В нефтехимии путем синтеза CO<sub>2</sub> получают бутиловые спирты, диметилвый эфир. Его конвертация в метиловый спирт, или метанол, для синтеза метил-трет-бутилового эфира и многих других целей, например, для выпуска формальдегида, уксусной кислоты. В Южной Корее ДМЭ используют, как заменитель пропан-бутана в бытовых целях. При нефтедобыче CO<sub>2</sub> часто применяют для увеличения отдачи скважин, что делает целесообразной постройку выделяющих его предприятий в непосредственной близости от разработок. Исландская компанияCRI владеет технологией, которая может позволить с хорошими результатами преобразовывать CO<sub>2</sub> в метанол.

В пищевой промышленности использование CO<sub>2</sub> для создания инертной среды, которая увеличивает срока хранения продуктов и соответственно увеличит срок их потребления. Исландская компания CRI владеет технологией, которая может позволить с хорошими результатами преобразовывать CO<sub>2</sub> в метанол.

При нефтедобыче CO<sub>2</sub> часто применяют для увеличения нефти отдачи пласта (рис.1), что делает целесообразной постройку выделяющих его предприятий в непосредственной близости от разработок.

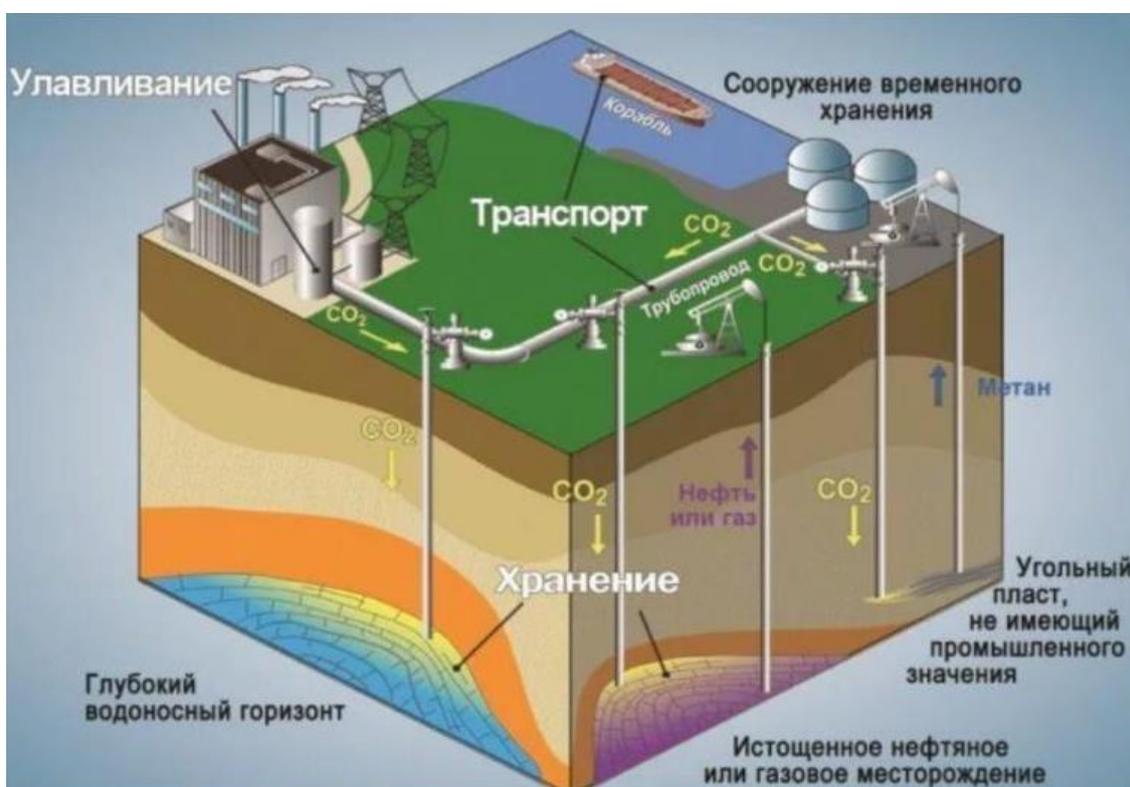


Рис. 1. Схема современных газовых хранилищ

Изучая опыт зарубежных стран, которые внедрили переработку CO<sub>2</sub> в том или ином виде, можно предположить, что для получения экономического эффекта от внедрения этих новаций нужна государственная поддержка. Прежде всего необходим закон, разрешающий закачивать в природный резервуар CO<sub>2</sub> и строить ПГХ [2].

Так же должны быть рассмотрены вопросы землепользования и общественного понимания. Ну, а в дальнейшем предприятия, которые будут использовать CO<sub>2</sub> необходимо субсидировать т.е они должны быть заинтересованы в сокращении выбросов и проведением контроля над экологической обстановкой.

Процесс выбора лучших мест под ПГХ и правовые вопросы займут значительное время, поэтому эту работу нужно начинать уже сегодня. Большинство регионов с выбросами CO<sub>2</sub> имеют возможные подземные хранилища в допустимых пределах. Несмотря на резкие региональные различия в емкости хранилищ их нехватки не будет.

CO<sub>2</sub> – это локальный продукт, который очень плохо перевозится, что создает проблему его транспортировки. Он поддается перевозке только в сжиженном виде, для этого нужны низкие темпе-

ратуры и высокое давление или в виде сухого льда, а транспортировка на большие расстояния предполагает учет испарение.

Должно пройти определенное время пока будет налажен процесс дальнейшего использования  $\text{CO}_2$ . В связи с этим назрела необходимость создания хранилищ  $\text{CO}_2$  и в первую очередь подземных. В сложной схеме поиска резервуара, строительства ПХГ, хранения, контроля и отгрузки каждый процесс – это самостоятельные исследования. И процесс определения характеристик хранения  $\text{CO}_2$  один из основных может быть длительным, что подчеркивает необходимость скорейших действий со стороны правительства и промышленности.

В настоящее время наибольшее распространение получили ПХГ созданные в пористых пластах (истощенные месторождения и водоносные структуры). Кроме пористых пластов пригодны для создания хранилищ и залежи каменных солей (создаваемые путем размыва так называемой каверны), а также в горных выработках залежей каменного угля и др. полезных ископаемых [1]

Наибольший объем резерва газа хранится в ПХГ, созданных на базе истощенных газовых и газоконденсатных месторождений. Менее емкими хранилищами являются соляные каверны, есть также единичные случаи создания ПХГ в кавернах твердых пород.

Наилучшими с точки зрения экономики и аккумулирующей способности являются хранилища, созданные в истощенных газовых и нефтяных месторождениях, так как отпадает необходимость детального изучения этого уже эксплуатируемого ранее месторождения и сооружения большого числа эксплуатационных скважин. Циклической эксплуатацией такого хранилища является промышленное заполнение его газом.

Сооружение подземных хранилищ в водоносных пластах связано с детальным изучением самого пласта и разведывательно-промышленной закачкой газа после строительства большого числа новых скважин.

Первостепенная задача подземных хранилищ  $\text{CO}_2$  – это уменьшение отрицательного воздействия на экологическую обстановку, а при создании дополнительных условий и получение экономического эффекта и прибыли от использования  $\text{CO}_2$  во благо.

#### ***Литература***

- 1. Сохранский В.Б., Черкашенинов В.И. Оценка пригодности горных пород для строительства газонефтехранилищ. – Строительство трубопроводов, 1972, №10.*
- 2. Черкашенинов В.И., Сохранский В.Б., Смирнов А.А. Хранение сжиженных газов и нефтепродуктов в подземных хранилищах. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1975. – 207 с*

## РАЗВИТИЕ РАСЧЕТНЫХ МЕТОДОВ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ КАРСТОВЫХ И КАРСТОВО-СУФФОЗИОННЫХ ПРОВАЛОВ

*Бажутин Павел Игоревич*

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,  
аспирант 1 года обучения, г. Пермь  
e-mail: pavel.bazhutin.96@mail.ru*

*Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор, Катаев Валерий Николаевич*

**Аннотация:** в статье приведены основные методы прогнозирования параметров карстовых провалов. Приведена ретроспектива становления и развития аналитических подходов к оценке карстовых и карстово-суффозионных провалов. Выделен основной фактор осложняющий процесс прогнозирования в целом.

**Ключевые слова:** карст, карстовый провал, прогноз, расчетные методы, аналитические подходы.

## DEVELOPMENT OF CALCULATION METHODS TO FORECAST OF KARST AND KARST-SUFFOSION SINKHOLES

*Bazhutin Pavel Igorevich*

*Perm state national research university, 1<sup>st</sup> year Post-graduate student, Perm  
e-mail: pavel.bazhutin.96@mail.ru*

*Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor, Kataev Valery Nikolaevich*

**Abstract:** the article presents the main methods of forecast the parameters of karst sinkholes. A retrospective of formation and development of analytical approaches to assessment of karst and karst-suffosion sinkholes is presented. The main factor that complicates the forecast as a whole is highlighted.

**Key words:** karst, karst sinkhole, forecast, calculation methods, analytical approaches.

Комфортная жизнедеятельность человека неминуемо связана с окружающей его инфраструктурой. Строительство и развитие инфраструктуры являются капиталоемкими отраслями, в особенности в районах, характеризующихся наличием условий, способствующих развитию карстовых процессов [7]. Очевидно, что наиболее важным критерием при проектировании зданий и сооружений являются не только их безопасное функционирование, но еще и экономическая целесообразность такого строительства. Так, некорректная оценка размера возможного карстового провала в основании сооружения, может повлиять как на устойчивость объекта строительства, так и на итоговую стоимость строительства.

На сегодняшний день, методы прогноза и оценки карстовых и карстово-суффозионных деформаций можно подразделить 4 группы:

- Метод аналогий;
- Вероятностно-статистические методы;
- Детерминистические подходы;
- Методы лабораторного физического моделирования.

Несомненно, что для получения наиболее корректных результатов целесообразно комплексировать изложенные выше подходы, однако, на практике это не всегда удается из-за недостаточности исходных материалов, сжатых сроков, а также требований нормативной документации. Так, согласно п. 6.12.12 СП 22.13330.2016, окончательные расчетные параметры карстовых деформации могут быть определены только с помощью детерминистических подходов.

В общем виде, в детерминистическом подходе к оценке морфометрических параметров карстовых деформации можно выделить два направления: расчетные (аналитические) решения и компьютерное моделирование. Достоинства и недостатки каждого из озвученных выше подходов широко рассмотрены в статье [12].

В рамках данного исследования внимание уделено расчетным (аналитическим) решениям к оценке карстовых деформаций.

В первом масштабном приближении, практически все аналитические подходы реализованы по единой схеме – на теории Кулона-Мора, представляющей собой неравенство, суть которого заключается в отношении сдвигающего напряжения и сопротивления сдвигу. Как только сдвигающее напряжение в грунтовом массиве становится выше сопротивления сдвигу, происходит обрушение грунтового слоя. Вышесказанное соотносится с принципом Ле-Шателье – система всегда стремится к равновесию, что в случае карстового массива соответствует стремлению массива пород занять наиболее устойчивое положение в новых условиях.

Краткая ретроспектива становления и развития наиболее значимых аналитических подходов к оценке параметров прогнозируемых карстовых провалов приведена в таблице 1.

Таблица 1

Краткая ретроспектива становления и развития наиболее значимых аналитических подходов к оценке параметров прогнозируемых карстовых и карстово-суффозионных провалов

Автор и год публикации	Описание	Граничные условия
Альбов С.В., 1948 г. [1]	Впервые применил теории горного давления при оценке устойчивости закарстованных территорий. Характерной особенностью является то, что данный подход доказывает лишь возможность образования карстовых провалов более 30 м. Расчет показал перспективность теории горного давления при оценке устойчивости закарстованных территорий, однако не рекомендуется к использованию на сегодняшний день.	Подход адаптирован только для двухслойных толщ. Где карстовая полость перекрыта слоем глины и песчаной толщей (территория г. Дзержинска).
Шахунянец Г.М., 1953 г. [11]	Впервые применил модель среза по круглоцилиндрической поверхности при расчетах диаметров карстовых провалов. Расчет основан на последовательном формировании эллипсовидных сводов обрушения, по мере поднятия полости вверх по разрезу с ее последующим расширением за счет растворения. Модель не учитывает влияние возможной внешней нагрузки. Также, не учитывается изменение свода обрушения по мере его продвижения вверх по разрезу. Подход может использоваться лишь для приближенных оценок возможности образования провалов и их первоначальных размеров.	Для получения корректного результата, геологические условия должны соответствовать следующим параметрам: карстовая полость должна залегать на небольшой глубине, в разрезе отсутствует водонасыщенная песчаная тоща.
Газизов М.С., 1968 г. [3]	Характерной особенностью подхода является изначальное заложение карстовой полости не на контакте карстующихся пород и перекрывающей толщи, а в самом карстовом массиве. Обрушение кровли полости влечет за собой сдвигание вышележащих пород. Данный подход не учитывает давление горных пород и подземных вод вышележащей толщи. Однако, метод показал необходимость учета влияния напряжений на развитие и форму карстовых полостей.	Применение модели возможно в условиях неглубокого залегания карстовой полости.
Толмачев В.В., Карпов Е.Г., Хоменко В.П., 1972-1982 гг. [8]	В основу подхода заложена модель Бирбаумера. Влияние полости на массив вышележащих пород учитывается путем последовательного формирования сводов равновесия по мере расширения полости, при этом каждый последующий свод круче предыдущего. Также, данный подход учитывает возможность формирования промежуточных полостей в толще покровных отложений. Модель объясняет появление провалов различных диаметров в зависимости от условий формирования карстовой полости.	Для получения корректного результата, геологические условия должны соответствовать следующим параметрам: карстовая полость залегает на относительно большой глубине, перекрыта водонасыщенными песчаными и связными грунтами.

## Продолжение таблицы 1

Автор и год публикации	Описание	Граничные условия
Парфенов С.И., 1981 г. [6]	<p>Особенностью подхода является ориентированность на учет поведения водонасыщенных песчаных отложений залегающих над карстующимся массивом.</p> <p>Результатом такого подхода является не выход самого провала на поверхность земли, а вычисление столба разжижения грунтов над трещинами, который не всегда будет достигать дневную поверхность.</p>	<p>Модель адаптирована для условий когда над карстующимся массивом залегают толща водонасыщенных песчаных отложений.</p>
Кутепов В.М., 1986 г. [5]	<p>В основу подхода заложена модель Бирбаумера.</p> <p>Расчет представляет собой массив вычислений ориентированных на схематизацию геологического разреза по литологическому составу, количеству грунтовых слоев в толще и данных о гидрогеологических условиях.</p> <p>Расчет сводится к вычислению критического радиуса полости при достижении которого произойдет обрушение вышележащих отложений. При том, расчет не учитывает <i>возможность образования</i> полостей таких (критических) размеров, что зачастую приводит к завышению значения диаметра карстового провала на поверхности.</p> <p>Модель позволяет учитывать вертикальную нагрузку от сооружений.</p>	<p>Расчет адаптирован для различных геологических условий, однако, наиболее корректные результаты будут получены при неглубоком залегании карстовой полости.</p>
Толмачев В.В., Троицкий Г.М., Хоменко В.П., 1986 г. [9]	<p>Аналитический расчет производится на основе модели Бирбаумера.</p> <p>Предложенный подход направлен на вычисление начального диаметра провала, его глубины, а также диаметра провала с учетом последующего выполаживания бортов. Однако, данный метод, не учитывает фактический размер полости, возможность ее расширения во времени, а также возможность развития суффозионных процессов в массиве</p> <p>Как правило, полученные результаты имеют завышенные значения, в сравнении с фактически зафиксированными провалами на той же территории где производился расчет.</p> <p>Модель позволяет учитывать вертикальную нагрузку от сооружений.</p>	<p>Расчет адаптирован для различных геологических условий, однако, наиболее корректные результаты будут получены при неглубоком залегании карстовой полости.</p>
Хоменко В.П., 2003 г. [10]	<p>Подход направлен на вычисление параметров преимущественно карстово-суффозионных провалов, на основе модели Бирбаумера.</p> <p>Расчет выполняется путем послойной схематизации разреза. Однако, для получения прогнозных параметров карстового провала необходимо определить соответствующую схему геолого-гидрогеологического разреза. В случае, близкого соответствия расчетной схемы и геологического строения исследуемого участка – результат будет весьма точным.</p> <p>Подход не учитывает емкостные свойства полости и трещинного массива.</p> <p>Модель позволяет учитывать вертикальную нагрузку от сооружений.</p>	<p>Применение модели обосновано для участков в геологическом строении которых присутствуют песчаные отложения. Наиболее корректные результаты будут получены при неглубоком залегании карстовой полости.</p>

Автор и год публикации	Описание	Граничные условия
Аникеев А.В., 2017 г. [2]	<p>В основу данного подхода заложена модель Бирбаумера. Перед непосредственным вычислением поведения поровых отложений над полостью, определяются размер карстовой полости и аккумулятивная емкость трещинного пространства массива, что позволяет учитывать возможность развития, протекания и затухания суффозионного процесса.</p> <p>Модель позволяет учитывать вертикальную нагрузку от сооружений.</p> <p>На сегодняшний день является наиболее прогрессивным методом прогнозирования размеров карстовых и карсто-суффозионных провалов.</p>	<p>Расчет адаптирован для различных геологических условий, однако, наиболее корректные результаты будут получены при неглубоком залегании карстовой полости.</p>

Из таблицы 1 можно заметить, что практически за 70 лет расчетные методы прогноза сделали большой шаг вперед, однако до сих пор, степень их точности оставляет желать лучшего.

В целом, проблема прогнозирования, не только карстовых процессов, отчетливо сформулирована Капица С.П. – прогноз поведения большого количества даже простых систем можно предсказать лишь в течении ограниченного времени. Сколь угодно малая неточность в определении начального состояния системы нарастает со временем, и с некоторого момента мы теряем возможность предсказывать [4].

### Литература

1. Альбов С.В. Объяснение происхождения провалов и просадок поверхности теорией горного давления (по материалам карста низовьев левобережья р. Оки) // Карстоведение. Тр. Молотовской карстовой конференции (26 февраля – 1 января 1947). Вып. 4. Молотов: Изд-во Молотовского гос. ун-та, 1948. С.23–36.
2. Аникеев А.В. Провалы и воронки оседания в карстовых районах: механизмы образования, прогноз и оценка риска // Москва: РУДН, 2017.
3. Газизов М.С. Оценка устойчивости закарстованных пород в основаниях инженерных сооружений // Проектирование, строительство и эксплуатация земляного полотна. Вып. 8: Тр. совещания в г. Горький в октябре 1965 г. М.: Транспорт, 1968. С. 29–44.
4. Капица С.П., Курдюмов С.П., Малинецкий Г.Г. Синергетика и прогнозы будущего. М.: Эдиториал УРСС, 2001 г., 288 с.
5. Кутепов В.М. Оценка устойчивости закарстованных территорий. М.: Совет по карсту и спелеологии, 1986. 68 с.
6. Парфенов С.И. Карсто-суффозионные явления на Ходынском поднятии в г. Москве // Новые методы изучения инженерно-геологических условий. М.: Наука, 1981. С. 34–38.
7. Соколов Д.С. Основные условия развития карста. М.: Госгеолтехиздат, 1962. 322 с.
8. Толмачев В.В., Карпов Е.Г., Хоменко В.П. и др. Механизм деформаций горных пород над подземными карстовыми формами // Инженерная геология. 1982. № 4. С. 46–59.
9. Толмачев В. В., Троицкий Г.М., Хоменко В.П. Инженерно-строительное освоение закарстованных территорий. М., 1986. 176 с.
10. Хоменко В. П. Закономерности и прогноз суффозионных процессов. М.: ГЕОС, 2003. 216 с.
11. Шахуняц Г.М. Земляное полотно железных дорог. Вопросы проектирования и расчета. М.: Трансжелдориздат, 1953. 827 с.
12. Щербаков С.В., Катаев В.Н., Золотарев Д.Р., Ковалева Т.Г. Поверхностные деформации в условиях покрытого карста: комплексирование методов оценки морфометрических параметров в инженерных целях // Инженерная геология Том XIII, №6/2018. С. 38-51.

## ОТНОШЕНИЕ ПЕДО- И БИОРАЗНООБРАЗИЯ ОСОБО ОХРАНЯЕМЫХ ПРИРОДНЫХ ТЕРРИТОРИЙ

*Мудрагелова Юлия Андреевна*

*Факультет географии и геоинформатики  
Белорусского государственного университета,  
студентка 4 курса, г. Минска  
e-mail: Mudragelovaulcik@gmail.com*

*Научный руководитель: преподаватель Киндеев Аркадий Леонидович*

**Аннотация:** изучается зависимость биоразнообразия и педоразнообразия на территории Березинского биосферного заповедника. Для показателей структуры почвенного покрова были рассчитаны индексы разнообразия почвенного покрова и растительности. Для анализа выявления взаимосвязи применялся корреляционный и регрессионный анализ. Проведенные исследования показали, что тесная связь между педоразнообразием и биоразнообразием наблюдается не только на глобальном, но и в более крупных масштабах. Из всего многообразия индексов, лучше всех подходят индексы: доминирования Бриллюэна, латеральной дифференциации и разнообразия Шеннона.

**Ключевые слова:** геосистема, корреляция, регрессия, индексы разнообразия, биоразнообразие, педоразнообразие

## RELATIONSHIP OF PEDO AND BIODIVERSITY OF SPECIALLY PROTECTED NATURAL AREAS

*Mudrahelava Yulia Andreevna*

*Faculty of Geography and Geoinformatics  
Belarusian State University,  
4th year student, Minsk,  
e-mail: Mudragelovaulcik@gmail.com*

*Research Supervisor: teacher Kindeev Arkady Leonidovich*

**Abstract:** the dependence of biodiversity and pedodiversity on the territory of the Berezinsky Biosphere Reserve is being studied. For indicators of the structure of the soil cover, the indices of soil cover and vegetation diversity were calculated. Correlation and regression analysis was used to analyze the identification of the relationship. The conducted studies have shown that a close relationship between pedodiversity and biodiversity is observed not only globally, but also on a larger scale. Of the variety of indices, the best fit indices are: Brillouin dominance, lateral differentiation and Shannon diversity.

**Keywords:** geosystem, correlation, regression, diversity indices, biodiversity, pedodiversity

Распространение растений (биоразнообразие) на поверхности Земли наиболее тесно связано с разнообразием абиотической среды (георазнообразием) и в наибольшей степени обуславливает разнообразие других форм жизни. Отношения между наземными растениями и георазнообразием не однородны, а скорее пространственно дифференцированы в зависимости от климатических изменений, свойств почвы и интенсивности вмешательства человека [5]. Связь между биоразнообразием и педоразнообразием на планетарном уровне была доказана Ибаньесом Х.Х., который декларирует, что территория с высоким педоразнообразием, также имеет высокое биоразнообразие [4].

В то время как климат определяет межрегиональные различия во взаимоотношениях между георазнообразием и растениями, свойства почвы определяют локальные различия во взаимоотношениях экосистем [3]. При этом разнообразие почвы важно для устойчивого управления земельными ре-

сурсами и гибкого реагирования на изменения окружающей среды. Педоразнообразии, инвентаризация множества педологических объектов, а также их пространственные и временные закономерности влияют на биоразнообразие почвы и видовое богатство, обеспечивая неоднородную среду обитания и поддерживая биоразнообразие растений, флоры и фауны [2].

Тем не менее существует определенный пробел в исследованиях, направленных на статистический анализ взаимосвязей между разнообразием растительности и почвенным покровом на территориях отдельно взятых ООПТ. Исходя из вышесказанного целью данного исследования является количественная оценка степени взаимосвязи между педо- и биоразнообразием в границах особо охраняемых природных территорий на примере Березинского биосферного заповедника.

Березинский биосферный заповедник располагается в северной части Республики Беларусь, на границе Витебской и Минской областей. Площадь парка составляет 84,26 тыс. га. Естественные болота заповедника занимают 52,0 тыс. га, что делает его одним из крупнейших болотных массивов в Европе. Геоморфологический облик территории сформирован стадиями Московского и Валдайского оледенения, определившими субмеридиональное расположение заповедника вдоль верховьев реки Березины.

Значительно влияние речной сети: по территории заповедника протекает Березина и ее притоки Сергуч, Липа, Великая, Мрай, а также более 70 мелких водотоков, что способствует формированию азональных аллювиальных почв. На возвышенностях присутствуют автоморфные дерново-подзолистые почвы, формирующиеся на конечно-моренных грядках, ниже по гипсометрическому уровню располагаются дерново-подзолистые заболоченные почвы.

Для оценки разнообразия принято использовать ряд индексов [1] – видового богатства (Маргаллефа, Менхиника) – учитывают количество классификационных выделов и общее число ареалов всех классификационных выделов; индексы доминирования (Бриллуэна, Бургера-Паркера, Макентоша, Симпсона) – учитывают количество классификационных выделов и общее число ареалов всех групп почв; индексы разнообразия и латеральной дифференциации (Шеннона, нормированный Шеннона, Джини-Симпсона и латеральной дифференциации) характеризующие пространственный рисунок почвенного покрова и количество классификационных выделов.

Основными операционными единицами для проведения исследования послужили геосистемы, характеризующие территорию по: 1. общей динамике природных процессов; 2. орографическим; 3. геоморфологическим; 4. гипсометрическим условиям и 5. литологическому строению. Всего было выделено 262 геосистемы, из них 126 относятся к водоразделам, 104 – депрессиям и 32 к пойменным.

В связи с большим разнообразием индексов (10), важным этапом является выбор наиболее репрезентативных из них. Одним из возможных критериев является сила корреляционных связей между одноименными индексами выраженную через коэффициент корреляции (табл. 1).

Таблица 1

Корреляционная матрица индексов разнообразия

		Водоразделы									
		Биоразнообразие									
		<i>D2</i>	<i>SHDI</i>	<i>SHEI</i>	<i>HB</i>	<i>G</i>	<i>DMg</i>	<i>DMn</i>	<i>DI</i>	<i>d</i>	<i>ild</i>
Педоразнообразие	<i>D2</i>	0,19	0,06	-0,01	0,16	0,01	0,05	-0,1	-0,24	0,14	0,03
	<i>SHDI</i>	-0,11	0,66	0,44	0,53	0,55	0,55	0,19	-0,16	-0,37	0,6
	<i>SHEI</i>	-0,14	0,57	0,51	0,26	0,52	0,35	0,22	-0,02	-0,2	0,45
	<i>HB</i>	0,08	0,53	0,12	0,87	0,36	0,66	-0,08	-0,47	-0,37	0,6
	<i>G</i>	-0,07	0,6	0,42	0,47	0,52	0,48	0,17	-0,18	-0,29	0,51
	<i>DMg</i>	-0,03	0,31	0,03	0,58	0,24	0,49	0,03	-0,24	-0,37	0,36
	<i>DMn</i>	-0,07	0,11	0,02	0,18	0,13	0,22	0,16	-0,02	-0,26	0,08
	<i>DI</i>	-0,21	-0,21	-0,05	-0,37	-0,12	-0,21	0,13	0,36	-0,03	-0,2
	<i>d</i>	0,03	-0,26	-0,14	-0,28	-0,24	-0,28	-0,1	0,1	0,3	-0,26
<i>ild</i>	-0,1	0,53	0,22	0,63	0,38	0,6	0,09	-0,2	-0,4	0,6	
		Депрессии									
		Биоразнообразие									
		<i>D2</i>	<i>SHDI</i>	<i>SHEI</i>	<i>HB</i>	<i>G</i>	<i>DMg</i>	<i>DMn</i>	<i>DI</i>	<i>d</i>	<i>ild</i>
Педоразнообразие	<i>D2</i>	-0,01	0,27	0,15	0,32	0,27	0,3	0,18	-0,19	-0,2	0,2
	<i>SHDI</i>	-0,23	0,65	0,5	0,56	0,57	0,52	0,24	-0,04	-0,48	0,58
	<i>SHEI</i>	-0,16	0,6	0,55	0,37	0,56	0,36	0,21	-0,03	-0,36	0,45
	<i>HB</i>	-0,3	0,46	0,07	0,88	0,34	0,78	0,24	-0,1	-0,59	0,6

		<i>G</i>	-0,21	0,62	0,49	0,51	0,56	0,49	0,26	-0,03	-0,45	0,52
		<i>DMg</i>	-0,32	0,27	-0,02	0,58	0,17	0,55	0,23	0,06	-0,49	0,41
		<i>DMn</i>	-0,23	0,01	-0,05	0,03	-0,02	0,12	0,22	0,22	-0,22	0,03
		<i>DI</i>	0,09	-0,39	-0,17	-0,55	-0,35	-0,5	-0,24	0,2	0,35	-0,36
		<i>d</i>	0,24	-0,07	0,04	-0,18	-0,02	-0,19	-0,1	-0,17	0,22	-0,11
		<i>ild</i>	-0,28	0,53	0,25	0,7	0,41	0,63	0,19	-0,03	-0,53	0,64
Поймы												
		Биоразнообразие										
		<i>D2</i>	<i>SHDI</i>	<i>SHEI</i>	<i>HB</i>	<i>G</i>	<i>DMg</i>	<i>DMn</i>	<i>DI</i>	<i>d</i>	<i>ild</i>	
Педоразнообразие	<i>D2</i>	0,42	-0,1	-0,15	0,22	-0,04	-0,17	-0,31	-0,45	0,2	-0,11	
	<i>SHDI</i>	-0,29	0,06	-0,25	0,21	-0,04	0,36	0,34	0,2	-0,39	0,22	
	<i>SHEI</i>	-0,33	-0,22	-0,42	-0,04	-0,33	0,08	0,13	0,3	-0,23	-0,02	
	<i>HB</i>	0,05	0,46	0,02	0,79	0,43	0,64	0,34	-0,27	-0,44	0,53	
	<i>G</i>	-0,29	0,01	-0,28	0,16	-0,09	0,31	0,3	0,22	-0,35	0,18	
	<i>DMg</i>	-0,33	0,68	0,35	0,44	0,6	0,79	0,75	0,18	-0,55	0,72	
	<i>DMn</i>	-0,38	0,53	0,47	0	0,48	0,49	0,63	0,34	-0,33	0,5	
	<i>DI</i>	-0,38	-0,03	0,12	-0,40	-0,09	-0,02	0,18	0,46	-0,05	-0,04	
	<i>d</i>	0,36	-0,42	-0,22	-0,28	-0,38	-0,52	-0,48	-0,24	0,49	-0,43	
<i>ild</i>	-0,28	0,43	-0,01	0,52	0,34	0,71	0,6	0,11	-0,6	0,52		

Корреляция в водоразделах отсутствует в индексах, значения которых находятся в диапазоне от -0,16 до 0,16, в депрессиях – от -0,19 до 0,19. Существенная корреляция водоразделов – от 0,17 депрессий в диапазонах [-0,36; -0,18] и [0,18; 0,38]. Большая часть этих значений сосредоточены в индексах разнообразия Симпсона, Шеннона нормированного, Маргалефа и Бургера-Паркера (*D2*, *SHEI*, *DMn* и *d* соответственно). Значимая корреляция в водоразделах встречается у индексов со значениями от -0,40 до -0,37 и от 0,42 до 0,58; в депрессиях – от -0,40 до -0,37 и от 0,40 до 0,64. Больше всего она встречается у индексов разнообразия и латеральной дифференциации почвенного покрова Шеннона и Джини-Симпсона (*SHDI*, *G*). Значения сильной корреляции как у водоразделов, так и у депрессий варьируют от 0,60 до 0,78 и встречаются редко. Единичные случаи условно прямой корреляции встречаются между индексами Бриллюэна педоразнообразия и биоразнообразия (*HB*), значения которых равно 0,87 у водоразделов и 0,88 у депрессий.

Поймы характеризуются меньшей корреляционной зависимостью – существенная корреляция варьирует от -0,48 до -0,35 и от 0,35 до 0,49; встречается редко. Значимая корреляция присутствует у пойменных геосистем и выражена через индексы доминирования Бриллюэна (*HB*), Маргалефа (*DMg*) и Менхиника (*DMn*) – значения коэффициента корреляции находится в диапазоне [-0,60; -0,52] и [0,50; 0,72].

Исходя из приведенного анализа, а также из расчетов коэффициентов корреляции по всей выборке наиболее коррелирующими индексами можно считать – Бриллюэна (*HB*), Шеннона (*SHDI*) и латеральной дифференциации (*ild*) по которым были построены графики регрессионной зависимости (рис).

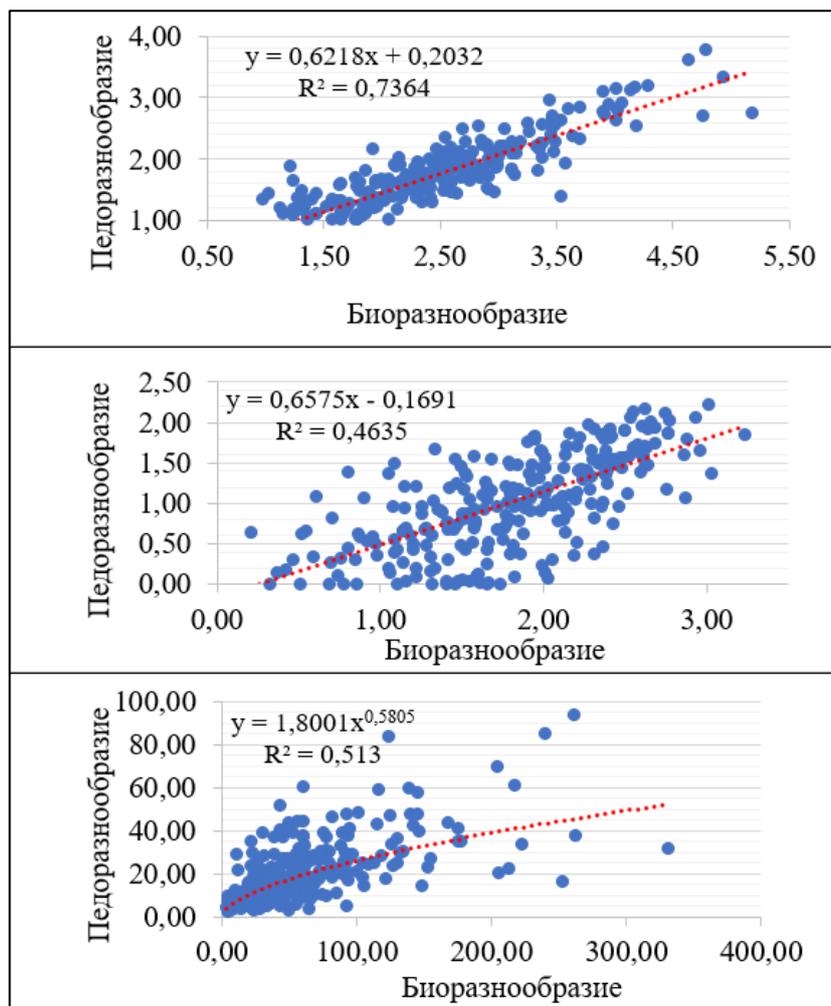


Рис. Графики регрессий индекса: А – Бриллюэна; Б – Шеннона; В – латеральной дифференциации

Результаты построения регрессионных графиков показали, что во всех случаях наибольший коэффициент детерминации наблюдался при использовании линейного тренда. Наличие наибольшего коэффициента детерминации оказалось у индексов доминирования Бриллюэна (НВ) – 0,7364, латеральной дифференциации (ild) – 0,513 и разнообразия Шеннона (SHDI) – 0,4635.

Проведенные исследования показали, что тесная связь между педоразнообразием и биоразнообразием наблюдается не только на глобальном (планетарном уровне), но и в более крупных масштабах. Наличие корреляционной связи послужило обоснованием регрессионного анализа.

Из всего многообразия индексов, лучше всех подходят индексы: доминирования Бриллюэна (учитывает количество классификационных выделов и общее число ареалов всех групп почв), латеральной дифференциации и разнообразия Шеннона (характеризуют пространственный рисунок почвенного покрова и количество классификационных выделов).

### Литература

1. Смирнова М. А. и Геннадьев А.Н. Количественная оценка разнообразия почв Арктики и субарктики России (по картографическим данным) // Почвоведение, 2019, № 1, С. 20–31
2. Alexandre M.J.-C. Wadoux [at all]. Ten challenges for the future of pedometrics // Geoderma, 2021. Vol.401. 11 p.
3. Vávrová, E.; Cudlín, O.; Vavríček, D.; Cudlín, P. Ground vegetation dynamics in mountain spruce (*Picea abies*/L./Karsten) forests recovering after air pollution stress impact // Plant Ecol. 2009, Vol, 205. p. 305–321.
4. Ibáñez J. J., Feoli E. Global Relationships of Pedodiversity and Biodiversity // Soil Science Society of America, 2012. 5 p.
5. Thom, D.; [at all]. The impacts of climate change and disturbance on spatio-temporal trajectories of biodiversity in a temperate forest landscape // J. Appl. Ecol. 2017. Vol. 54. p. 28–38.

## ВЛИЯНИЕ ПЕРЕКРЫВАЮЩЕЙ ТОЛЩИ НА АКТИВНОСТЬ РАЗВИТИЯ КАРСТА

*Новикова Анастасия Александровна*

*Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования  
«Пермский государственный национальный исследовательский университет»,  
магистрант 1 курса, г. Пермь  
e-mail: novikovanastas@gmail.com*

*Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент, Ковалёва Татьяна Геннадьевна*

**Аннотация:** Во избежание активизации карстовых процессов в результате хозяйственного освоения закарстованных территорий, производится оценка карстоопасности, сопряженная с рядом проблем, связанных с отсутствием единых правил и подходов, ввиду различия региональных особенностей. В статье приведена сравнительная характеристика нескольких перекрывающих толщ глинистых грунтов, к которым нужен разный подход для предотвращения активизации карстовых процессов.

**Ключевые слова:** перекрывающие отложения, оценка карстоопасности, физико-механические свойства, провалообразование, региональные особенности развития карста.

## INFLUENCE OF THE COVERING STRATA ON THE ACTIVITY OF KARST DEVELOPMENT

*Anastasia Novikova*

*Perm State University,  
1<sup>st</sup> year Master's Degree Student, Perm City,  
e-mail: novikovanastas@gmail.com*

*Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader, Tatiana Kovaleva*

**Abstract:** In order to avoid the activation of karst processes as a result of the economic development of karst territories, an assessment of karst hazard is carried out, which is associated with a number of problems associated with the lack of uniform rules and approaches due to differences in regional characteristics. The article presents a comparative description of several overlying strata of clayey soils, which require a different approach to prevent the activation of karst processes.

**Keywords:** covering strata, assessment of karst hazard, physical and mechanical properties, sinkhole formation, regional features of karst development.

В пределах многих регионов Российской Федерации ведется активное хозяйственное освоение закарстованных территорий. Во избежание активизации карста в результате техногенного воздействия, на этапе планирования производится оценка карстоопасности, по поводу которой продолжаются споры и по сей день. Проблема оценки карстоопасности заключается в том, что для нее не существует единых правил и подходов. В разных частях страны, как правило, определение опасности карста производится с учетом региональных особенностей. Однако, в связи с глубокой изученностью некоторых хорошо освоенных территорий, существуют нормы, не учитывающие региональные особенности других, менее освоенных земель. Так, например, в нормативной литературе (СП 22.13330.2016 Изм. 3 [3]) признаком неопасной категории было наличие водоупора мощностью более 10 м в кровле водорастворимых горных пород. В измененной редакции (СП 22.13330.2016 Изм. 4), однако, вообще не указывается мощность водоупора, обеспечивающего защиту от активизации карстовых процессов. В измененной редакции предлагается устанавливать категорию опасности в карстово-суффозионном отношении по наличию подземных и поверхностных карстопроявлений и лишь в случае невозможности установления категории опасности по вышеуказанным признакам, предлага-

ется использовать дополнительные признаки (мощность водоупорного слоя, градиент вертикальной фильтрации, мощность рыхлых грунтов и др.), учитывающие региональные особенности развития карста, без количественного уточнения. С одной стороны, это верно, но с другой, такая плавающая формулировка может привести к тому, что при инженерных изысканиях изучение и оценка карста будут недостаточными, следовательно, и противокарстовые мероприятия будут подобраны неправильно.

В другом нормативном документе – СП 11-105-97 ч. II (п. 5.1.7) [2], использование которого не приветствуется при оценке карстоопасности в силу того, что есть более современные нормативы, являющиеся обязательными, говорится, что в качестве толщи, как правило, обеспечивающей защиту от появления карстопоявлений на земной поверхности, может изменяться от 10-30 м при выдержанной мощности плотных глин, с отсутствием линз и прослоев песка, супеси, водоносных суглинков, трещин и других нарушений до 60-100 м при наличии в покрывающей толще слоев песков, песчаников, мергелей, а также тектонических нарушений. Такая формулировка более приближена к реальным условиям развития карста. Руководствуясь этим нормативным документом, в большинстве случаев, оценка карстоопасности будет более грамотной и точной, но все равно необходимо учитывать региональные особенности.

Рассмотрим, в частности, разновозрастные толщи перекрывающих глинистых отложений в разных регионах страны (рис. 1). Ниже представлены колонки скважин, пройденных на территории г. Москва, Владимирской и Нижегородской областей. На территории Москвы и Московской области карстующимися отложениями являются преимущественно известняки и доломиты каменноугольного возраста, перекрывающими отложениями служат каменноугольные и юрские глинистые отложения. Провалы происходят достаточно редко в связи с тем, что растворение карбонатных пород происходит медленно, а глинистый водоупорный слой служит хорошей защитой от активизации карстовых процессов.

На территории Владимирской и Нижегородской областей ситуация совершенно другая – там широко развиты перекрывающие глинистые отложения пермского возраста, нередко встречаются гипсы и ангидриты наряду с известняками и доломитами. Здесь уже наблюдается более активное провалообразование даже при наличии мощной перекрывающей глинистой толщи, ввиду того, что растворение сульфатных пород происходит быстрее, чем у карбонатных, а в перекрывающих отложениях наблюдаются многочисленные прослои и включения.

Таблица

Физико-механические характеристики перекрывающих глинистых грунтов

Наименование грунта	Естественная влажность	Число пластичности	Коэффициент пористости	Плотность грунта	Угол внутреннего трения	Удельное сцепление	Модуль общей деформации
	W	J <sub>p</sub>	e	ρ	φ	C	E
	%	%	д.е.	г/см <sup>3</sup>	град.	МПа	МПа
Глина твердая (J <sub>30</sub> +km)	37,12	36,8	1,069	1,79	17	0,097	30
Глина твердая (C <sub>3</sub> )	18,10	22,6	0,570	2,06	25	0,094	41
Глина (P <sub>2ur</sub> )	23,40	22,9	0,695	2,01	20	0,054	38
Суглинок твердый	18,30	14,4	0,628	1,97	21	0,032	24

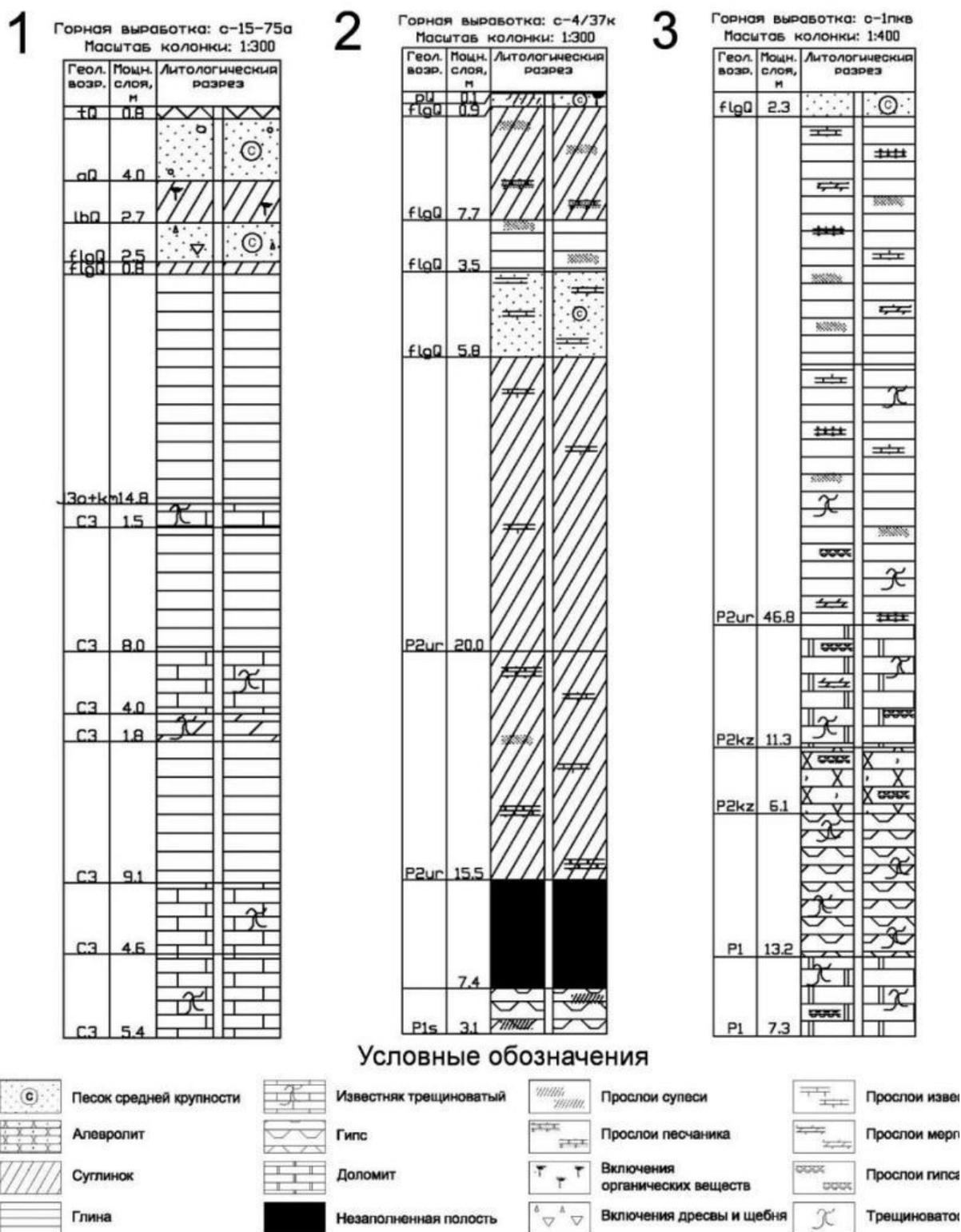


Рис. 1. Схематическое изображение колонок инженерно-геологических скважин, где 1 – колонка скважины, пройденной на территории г. Москва  
2 – колонка скважины, пройденной в районе д. Пивоварово Владимирской области  
3 – колонка скважины, пройденной в Арзамасском районе Нижегородской области

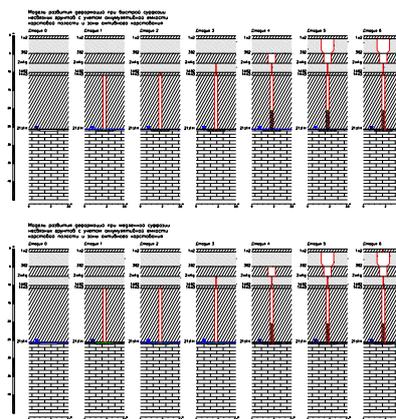
Главное отличие юрских и каменноугольных глинистых перекрывающих отложений от пермских заключается в том, что у них гораздо выше удельное сцепление и меньше угол внутреннего трения (табл.), а также практически отсутствуют прослой и включения водопроявляющих пород. Исходя из этого, можно сделать вывод, что в глинистых отложениях пермского возраста гораздо чаще могут образовываться зоны разуплотнения и повышенной трещиноватости, по которым атмосферные осад-

ки могут проникать в карстующуюся толщу и, как следствие, приводить к образованию карстовых полостей, которые могут со временем выйти на поверхность в виде провалов и понижений.

Разница также отчетливо видна, если произвести аналитико-графическое моделирование по методике А.В. Аникеева [1]. Если использовать в расчете свойства разновозрастных глин при прочих равных условиях, выходят довольно показательные результаты. Расчет был произведен по разрезу скважины в г. Москва сначала со свойствами каменноугольных и юрских глин, потом пермских. При условии, если в разрезе глинистые отложения имеют свои первоначальные свойства, никакого провала на поверхность земли не выходит (рис. 2), что соответствует текущей ситуации – провалов в окрестностях не зафиксировано.

Если же в расчетную модель подставить свойства пермских глин, то на поверхности образуется провал диаметром 5,4 м (рис. 3). Казалось бы, прочие условия одинаковые, те же карстующиеся отложения, те же перекрывающие отложения, помимо глин, те же мощности, однако получаются настолько различные результаты.

Моделируемая горная выработка		c-15-75a
<b>Данные по закарстованности карстующейся толщи</b>		
Карстующийся грунт		
Начальный диаметр полости, м	$D_0$	1,5
Скорость растворения породы, м/год	$v_r$	0,001
Конечный диаметр полости за срок службы объекта, м	$D_1$	1,6
Высота полости, м	$h_p$	0,5
Мощность зоны активного карстования, м	$m_k$	17,3
Коэффициент открытой трещины пустотности, де.	$K_k$	0,05
Глубина установления трещинно-карстовых вод, м	$H_k$	25,6
Аккумулятивная емкость карстовой полости, м <sup>3</sup>	$V_{a0}$	1,0
Аккумулятивная емкость трещинно-карстовой полости, м <sup>3</sup>	$V_{a1}$	1713,1
Аккумулятивная емкость карстующейся толщи, м <sup>3</sup>	$V_a$	1714,1
<b>Результаты моделирования деформации в основании фундамента</b>		
Диаметр при быстром / медленном развитии суффозии, м	$d_F / d_S$	0 / 0
Рекомендуемый тип карстово-суффозийной деформации		провал
Рекомендуемый расчетный диаметр, м	$d$	0,0

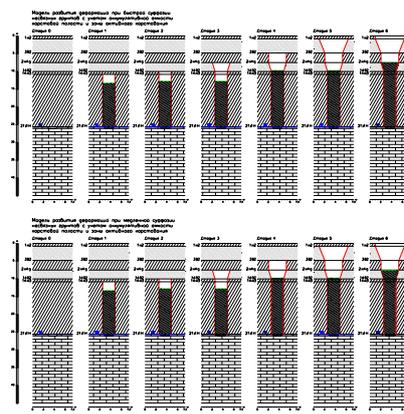


Инженерно-геологическая модель													
№ п/п	№ ИГЭ (слоя)	Тип грунта	Мощность		Коэффициент пористости	Число пластичности	Показатель текучести	Коэффициент водонасыщения	Модуль деформации	Коэффициент Пуассона	Угол внутреннего трения	Удельное сцепление	
			м	ρ									
			м	г/см <sup>3</sup>									
1	1ж2	глина	0,8	1,97	0,649	13,9	0,350	0,850	12,0	0,35	20,0	28,0	0,034
2	3в2	песок	4,0	2,02	0,600			0,900	33,0	0,23	36,0	6,0	
3	2ж4д	глина	2,7	1,93	0,680	8,5	0,520	0,800	8,8	0,35	10,0	20,0	0,154
4	14в2	песок	2,5	1,91	0,625			0,700	20,0	0,23	34,3	4,0	
5	14ж3	глина	0,8	2,10	0,510	11,1	0,370	0,910	20,1	0,00	23,1	50,0	0,040
6	21з1Н	глина	14,8	1,79	1,069	36,8	-0,040	0,930	30,0	0,40	17,0	97,0	0,104

Общие расчеты	Полость в связных грунтах		Полость в несвязных грунтах при суффозийном истечении						
	Диаметр полости в кровле слоя <sup>1</sup>		Форма упаковки зерен несвязного грунта	быстром		медленном			
	при быстрой суффозии несвязных грунтов	при медленной суффозии несвязных грунтов		$D_{кр\_pF}$	$D_{кр\_pS}$	$D_{кр\_pF}$	$D_{кр\_pS}$		
$m_{\text{ф}}$	$\sigma_{z,p}$	$D_{кр\_gF}$	$D_{кр\_gS}$	$D_{кр\_p}$	$D_{под\_pF}$	$D_{кр\_pF}$	$D_{под\_pS}$	$D_{кр\_pS}$	
м	кПа	м	м	м	м	м	м	м	
0,8	15,4	0,0	0,0						
4,0	94,6			плотная	0,00	0,7	1,1	0,7	1,1
2,7	145,7	0,7	0,7						
2,5	192,5			плотная	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0
0,8	209,0	0,0	0,0						
14,8	468,6	0,3	0,3						

Рис. 2. Расчет диаметра карстового провала на поверхности земли методом аналитико-графического моделирования по методике А.В. Аникеева [1] по разрезу скважины, пройденной на территории г. Москва

Моделируемая горная выработка		c-15-75a
<b>Данные по закарстованности карстующейся толщи</b>		
Карстующийся грунт	известняк	
Начальный диаметр полости, м	$D_0$	1,5
Скорость растворения породы, м/год	$v_r$	0,001
Конечный диаметр полости за срок службы объекта, м	$D_1$	1,6
Высота полости, м	$h_p$	0,5
Мощность зоны активного карстования, м	$m_k$	17,3
Коэффициент открытой трещинной пустотности, де.	$K_k$	0,05
Глубина установления трещинно-карстовых вод, м	$H_k$	25,6
Аккумулятивная емкость карстовой полости, м <sup>3</sup>	$V_{a0}$	1,0
Аккумулятивная емкость трещинной пустотности, м <sup>3</sup>	$V_{a1}$	1641,0
Аккумулятивная емкость карстующейся толщи, м <sup>3</sup>	$V_a$	1642,0
<b>Результаты моделирования деформации в основании фундамента</b>		
Диаметр при быстром / медленном развитии суффозии, м	$d_f / d_s$	5,4 / 5,4
Рекомендуемый тип карстово-суффозийной деформации	провал	
Рекомендуемый расчетный диаметр, м	$d$	5,4



Инженерно-геологическая модель															
№ п/п	№ ИГЭ (слоя)	Тип грунта	Мощность		Коэффициент пористости	Число пластичности	Показатель текучести	Коэффициент водонасыщения	Модуль деформации	Коэффициент Пуассона	Угол внутреннего трения	Удельное сцепление	Суммарная ширина раскрытия трещин в связных и полусвязных грунтах		
			m	ρ										e	$I_p$
			г/см <sup>3</sup>	де.	де.	де.	де.	МПа	де.	°	кПа	м			
1	1ж2	глина	0,8	1,97	0,649	13,9	0,350	0,850	12,0	0,35	20,0	28,0	0,034		
2	3в2	песок	4,0	2,02	0,600		0,900	33,0	0,23	36,0	6,0				
3	2ж4д	глина	2,7	1,93	0,680	8,5	0,520	0,800	8,8	0,35	10,0	20,0	0,154		
4	14в2	песок	2,5	1,91	0,625		0,700	20,0	0,23	34,3	4,0				
5	14ж3	глина	0,8	2,10	0,510	11,1	0,370	0,910	20,1	0,00	23,1	50,0	0,040		
6	21з1Н	глина	14,8	2,01	0,695	22,9	0,125	0,890	37,8	0,40	19,8	54,0	0,370		

Общие расчеты	Полость в связных грунтах		Полость в несвязных грунтах при суффозийном истечении					
	Мощность (высота) слоя с учетом глубины заложения фундамента	Диаметр полости в кровле слоя <sup>1</sup>	Диаметр полости при суффозии несвязных грунтов		быстром		медленном	
			при быстрой суффозии несвязных грунтов	при медленной суффозии несвязных грунтов	Диаметр полости в подошве слоя <sup>1,2</sup>	Диаметр канала течения (полости) с учетом смежных слоев несвязных грунтов	Диаметр полости в подошве слоя <sup>1,3</sup>	Диаметр канала течения (полости) с учетом смежных слоев несвязных грунтов
$m_f$	$\sigma_{z,p}$	$D_{kr,gf}$	$D_{kr,gs}$	$D_{cr,p}$	$D_{pod,pf}$	$D_{kr,pf}$	$D_{pod,ps}$	$D_{kr,ps}$
м	кПа	м	м	м	м	м	м	м
0,8	15,4	5,4	5,4					
4,0	94,6			плотная	0,00	3,3	5,4	3,3
2,7	145,7	3,3	3,3					
2,5	192,5			плотная	0,00	2,3	3,3	2,3
0,8	209,0	2,3	2,3					
14,8	500,5	2,3	2,3					

Рис. 3. Расчет диаметра карстового провала на поверхности земли методом аналитико-графического моделирования по методике А.В. Аникеева по разрезу скважины, пройденной на территории г. Москва с применением свойств глин пермского возраста

Таким образом, при анализе условий и факторов развития карста, важно обращать внимание на генезис, возраст, сложение перекрывающей толщи, а не просто мощность водоупорного слоя, как предложено в СП 22.13330.2016. К тому же, исходя из формулировок данного документа, мощность водоупорного слоя является дополнительным признаком, который можно не оценивать в случае, если категорию карстовой опасности можно установить по поверхностным и подземным карстопроявлениям, что может дать ошибочные результаты, ведь в результате техногенного воздействия условия могут поменяться и, в последствии может произойти активизация карстового процесса. Для большей достоверности карстологических изысканий необходимо подтверждать свои прогнозы расчетом или моделированием. Необходимо также отметить, что в активности развития провалообразования немалую роль играет литологический тип карста, о чем в СП 22.13330.2016 не говорится.

Из всего вышеизложенного следует, что оценка карстоопасности при инженерно-геологических изысканиях должна включать в себя не только изучение поверхностных и подземных карстовых форм, но и доскональное исследование строения участка строительства, чтобы исключить недооцененность процесса карстообразования.

### Литература

1. Аникеев А.В. Провалы и воронки оседания в карстовых районах: механизмы образования, прогноз и оценка риска. Москва, РУДН, 2017. 328 с.
2. СП 11-105-97 ч.II. Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть II. Правила производства работ в районах развития опасных геологических и инженерно-геологических процессов. Москва, Госстрой России, 2000.
3. СП 22.13330.2016. Основания зданий и сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.01-83\*. Москва, Минрегион России, 2016.

## ОСОБЕННОСТИ НЕФТЯНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ В КАРСТОВЫХ РАЙОНАХ ПЕРМСКОГО ПРИКАМЬЯ

*Савельева Анна Витальевна*

*Пермский государственный национальный исследовательский университет (ПГНИУ),  
студентка 3 курса 2019, г. Пермь  
e-mail: anka\_partizanka\_17@mail.ru*

*Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Килин Юрий Афанасьевич*

**Аннотация:** Разработка нефтяных месторождений в Пермском Прикамье связана с загрязнением почв, грунтов, подземных и поверхностных вод. Причинами загрязнения являются утечки нефтепродуктов при работе технологического оборудования и в результате недостаточности изоляции флюидоупора над нефтяной залежью. Скорость миграции нефтяного загрязнения зависит от природных условий, особое значение приобретают коллекторские свойства грунтов и горных пород. В карстовых районах миграция загрязнения нефтепродуктами происходит по карстовым коллекторам (закарстованные трещины, каверны, пещеристые полости). При этом от первичного очага нефтяное загрязнение быстро попадает в водоносные горизонты и проявляется в местах их разгрузки в зонах горизонтальной и сифонной циркуляции трещинно-карстовых вод, где формируются вторичные линзы, являющиеся природными ловушками.

**Ключевые слова:** Нефтяное загрязнение, карст, нефтепродукты, природные ловушки.

## FEATURES OF OIL POLLUTION OF UNDERGROUND AND SURFACE WATERS IN THE KARST REGIONS OF THE SOUTH OF THE PERM TERRITORY

*Savelieva Anna*

*Perm State National Research University (PSU), 3d year student, Perm  
e-mail: anka\_partizanka\_17@mail.ru*

*Research Supervisor: PhD, Associate Professor Kilin Yuri Afanasievich*

**Abstract:** The development of oil fields in the Perm Region is associated with the pollution of soils, ground, underground and surface waters. The causes of contamination are leaks of petroleum products during the operation of technological equipment and as a result of insufficient insulation of the fluid barrier over the oil deposit. The rate of migration of oil pollution depends on natural conditions, and the reservoir properties of soils and rocks are of particular importance. In karst areas, the migration of oil pollution occurs through karst reservoirs (karst cracks, caverns, cavernous cavities). At the same time, from the primary source, oil pollution quickly enters the aquifers and manifests itself in the places of their discharge in the horizontal and siphon zones.

**Keywords:** Oil pollution, karst, natural traps

Главными причинами нефтяного загрязнения, которые оказывают значительное воздействие на природу и окружающую среду в целом, являются эксплуатируемые нефтяные месторождения. По данным на сегодняшний день на территории Пермского Прикамья насчитывается более 230 месторождений нефти и газа, эксплуатируются около 155 месторождений, 50% из которых разрабатываются более 30 лет [2].

Основными отрицательными сторонами разработки нефтяных месторождений, значителен загрязнение пресных поверхностных и подземных вод нефтепродуктами и другими вредными загрязняющими веществами. Нефтепродукты - смеси углеводородов, а также индивидуальные химические соединения, получаемые из нефти и нефтяных газов, к ним относятся различные виды топлива, смазочные материалы, электроизоляционные среды, растворители, нефтехимическое сырье. Непосредственно нефтепродукты относятся к числу наиболее распространенных и опасных веществ, загрязняющих поверхностные воды. Нефть препятствует аэрации, покрывая пленкой поверхность воды, тем самым образует в воде устойчивую высокодисперсную эмульсию.

Основными причинами поступления этих веществ в подземные водоносные горизонты и поверхностные водоемы являются следующие причины: фильтрация из буровых котлованов через дно и стенки объекта; инфильтрация с действующих промышленных площадок; подъем минерализованных вод снизу по некачественному зацементированному заколонному пространству скважин в верхнюю гидродинамическую зону.

Ф.И. Тютюнова выделяет 3 типа нефтяного загрязнения подземных вод:

- 1) сырой нефтью;
- 2) минерализованными пластовыми и сточными водами;
- 3) продуктами нефтехимического синтеза.

Ореолы нефтяного загрязнения могут прослеживаться на расстоянии нескольких километров. Они сохраняются весьма долго (десятки лет), оцениваются на большой спектр различных показателей, что говорит о сложности их изучения периферии ореола наблюдаются растворённые формы углеводорода в воде [1].

По нефтяному загрязнению в карстовых районах Пермского края имеются публикации Костарева С.М, Максимовича Н.Г., Килина Ю.А., Минькевич И.И.

Максимовичем Н.Г (2009) рассматривается проблема загрязнения Камского водохранилища, возникшая при разработке Полазненского месторождения нефти[4]. Основным фактором, способствующим загрязнению, является интенсивная закарстованность берегов водохранилища.

Поверхностный сток и, соответственно, загрязнители в таких случаях практически беспрепятственно инфильтруются в массив, загрязняя подземные воды. При значительных утечках нефти трещиноватые зоны и полости могут являться коллекторами нефти и способствовать формированию своеобразных техногенных месторождений. Так на берегу водохранилища сформировалась линза из нефти мощностью 2-3м. Источником нефти явились разливы и сбросы нефти в карстовые полости. В результате в береговых отложениях сформировались битуминозная зона препятствующая разгрузке нефти, формирование своеобразной гидродинамической ловушки вызванной колебаниям уровня водохранилища.

Костаревым С.М. (2015) рассматриваются причины появления нефти и загазованности атмосферы на р.Тураевка в районе с.Павлово Ординского района. Этот район приурочен к узлу пересечения линеаментов меридионального и северо-восточного простирания, к ним приурочена концентрация локальных участков поверхностной разгрузки карстовых вод. Продуктивные горизонты на Кокуйском месторождении залегают на глубинах от 1200 до 1600 м. Разработка месторождения началась в 70-х годах XX века. Залповый выброс нефти впервые произошел 18 апреля 1997 года. Вода в реке Тураевка покрылась пленкой нефти 20-сантиметровой толщины. В воздухе стоял удушающий специфический запах. В 250 метрах выше деревни, в месте выхода реки Тураевки, было обнаружено выделение нефти.

Килин Ю.А, Минькевич И.И. (2021) рассматривают пример приповерхностной миграции углеводородов в карстовом массиве в долине руч. Арапов ключ бассейна р. Ясыл правого притока р.Ирень район Кокуйского нефтяного месторождения. Нефтяное загрязнение в бассейне ручья приуроченное к выходам трех родников с дебитами 2-3 л/сек из гипсового массива иренского горизонта кунгурского яруса нижней перми (P<sub>1</sub> kg). Все родники восходящего типа. Вода родников имеет своеобразный сероводородный запах, в ней наблюдаются многочисленные пленки и сгустки нефти, а также специфический серый цвет (рис.1).



Рис. 1. Родник с нефтяным загрязнением и гидрогеологическая скважина

Содержание нефтепродуктов в пробах воды родников зафиксировано от 5,53 мг/дм<sup>3</sup> до 3200 мг/дм<sup>3</sup> (вода со сгустками нефти); в результате многолетнего загрязнения у выходов родников сформировалась мощная линза загрязненных грунтов ориентировочным объемом 280 тыс.м<sup>3</sup> на площади 4 га. При опробовании донных отложений в местах выхода родников зафиксированы вязкие парафинистые соединения с содержанием нефтепродуктов до 10653 мг/кг[3]. Донные отложения представлены обвальными-карстовыми отложениями неоген-четвертичного возраста. При бурении скважины установлена мощность нефтяной линзы до 7,0м. На границе зоны аэрации и зеркала грунтовых вод вскрыты грунты, пропитанные легкой фракцией нефти (зона пленочного растекания). На глубине 1,5м от уровня подземных вод вскрыты грунты с вязкой плотной фракцией нефти. Ниже 1,5м грунты с каплевидными включениями нефти. На глубине 7,0м вскрываются вязкие парафинистые соединения нефти. Формирование тяжелой фракции нефтепродуктов связано с разгрузкой трещинно-карстовых вод зоны сифонной циркуляции. При бурении скважины и последующей ее обсадкой до глубины 7,0м установлено появление нефтяных пленок. При последующих наблюдениях в течение 6 месяцев зафиксирована сплошная корка из нефтепродуктов толщиной 2,0 см. Сделан вывод, что формирование нефтяного загрязнения происходит не только от разгрузки родников зоны горизонтального стока, но и от подтока загрязненных вод снизу через зону сифонной циркуляции.

Для рек бассейна р.Ирени характерно загрязнение поверхностных и подземных вод нефтепродуктами, что связано с интенсивным развитием нефтедобывающей промышленности. На территории бассейна расположено 20 действующих нефтяных месторождений, 7 магистральных и 3 внутри промысловых газопровода, 4 нефтепровода. По материалам экспедиции кафедры динамической геологии и гидрогеологии в 2016, 2018гг наибольшее значение содержания нефтепродуктов в поверхностных и подземных водах более 10мг/дм<sup>3</sup> зафиксировано в верхнем течении р.Ирень (ПДК=0,1 мг/дм<sup>3</sup>-для подземных вод; ПДК=0,1 мг/дм<sup>3</sup>-для водоснабжения, поверхностные воды; ПДК=0,05мг/дм<sup>3</sup>-для рыбохозяйственного назначения). Загрязнение отмечено в районе сел Верхняя Ирень, Антягузи, Енапаево, д.Уразметово. Данные участки приурочены к Енапаевскому, Дороховскому и Казаковскому месторождениям нефти. Значительные содержания нефтепродуктов в 2016г до 15,52 мг/дм<sup>3</sup> зафиксированы в карстовых родниках – истоках рек Каменка, Тураевка, Ясыл приуроченных к Кокуйскому нефтяному месторождению. Нефтяное загрязнение связывают как с природными, так и с техногенными факторами. Природные факторы – это нарушенность флюидоупоров, неотектонические подвижки. Техногенные факторы – разгерметизация технологического оборудования, заколонные перетоки.

Так при обследовании участков нефтяного загрязнения в 2016г Кокуйского нефтяного месторождения обнаружены разливы нефти у работающих кустов скважин (рис.2).

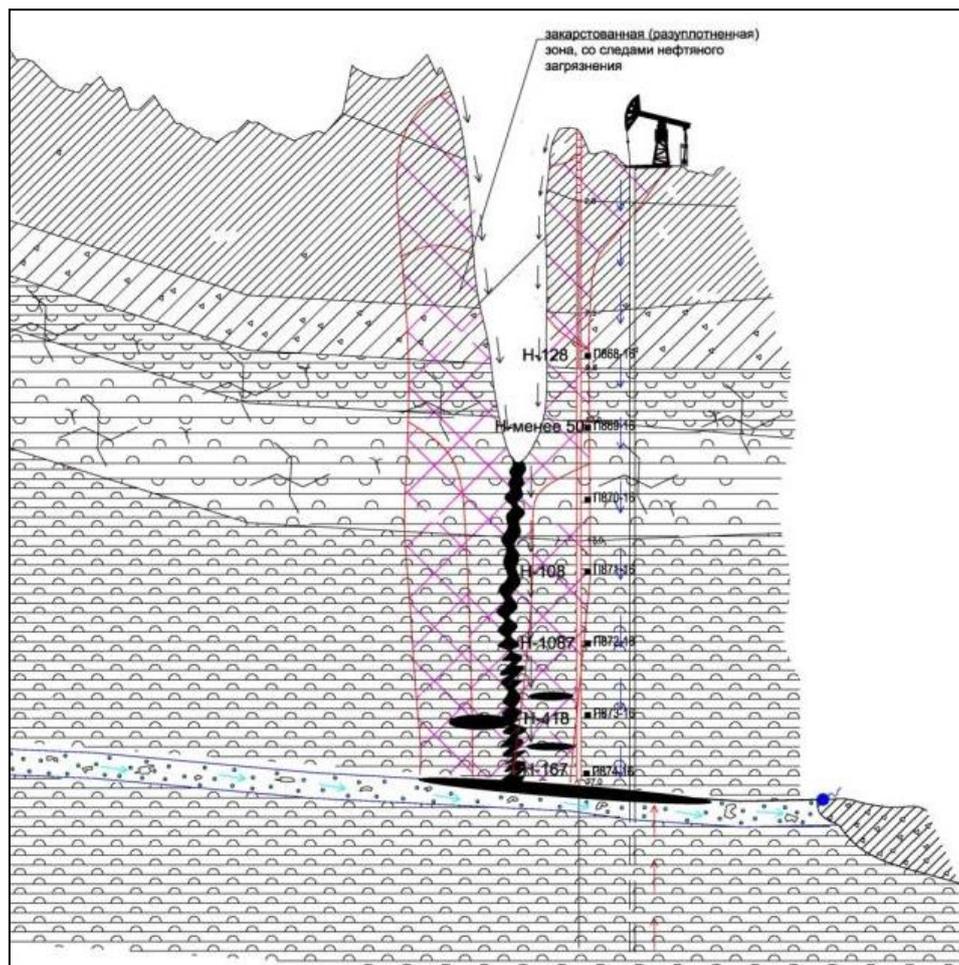
На участке нефтяного загрязнения отмечены превышения нормативов по толуолу, бензолу, метану и составляют 3,5, 2,7 и 2,4 доли ПДК соответственно. В месте разлива нефти в почве на глубине 0,2м содержание нефтепродуктов составляет 10176 мг/кг. Повышенное содержание отмечено в грунтах рядом пробуренной скважине на глубине 21,0м (1087 мг/кг).



Рис. 2. Участок нефтяного загрязнения у куста скважин

Рассмотрим механизм загрязнения нефтепродуктами подземных вод в районе куста эксплуатационных скважин. Миграцию нефтепродуктов от очага загрязнения можно представить в виде рисунка 3. Одна часть нефтепродуктов вместе с атмосферными осадками инфильтруется через почву и грунты до уровня подземных вод. Другая часть мигрирует из почвы вместе с

атмосферными осадками в карстовые воронки и через поноры достигает урня подземных вод, т.е идет инфлюация нефтяного загрязнения. Под очагом загрязнения на уровне подземных вод формируется линза нефтепродуктов (ловушка). Часть тяжелых (парафинистых) нефтепродуктов накапливается выше уровня воды в карстовых полостях и ковернах. Кроме этого поступление нефтепродуктов может наблюдаться при заколонных перетоках при нарушении цементной изоляции. Далее по направлению потока подземных вод загрязненные нефтью карстовые воды достигают зоны разгрузки – родников. Максимальный вынос нефтепродуктов наблюдается в весенний период, когда идет промыв линзы нефтепродуктов включая накопившихся в карстовых полостях и ковернах. Дебиты родников в этот период увеличиваются в 2-3 раз, кроме этого уровни карстовых вод в этот период имеют максимальные значения, идет интенсивная промывка зоны аэрации. В этот период в родниках расположенных в зоне разгрузки наблюдается интенсивный вынос сгустков нефти в виде шаровых и бесформенных отдельностей.



Условные обозначения:

	почвенно-растительный слой		суглинок		заколонные перетоки флюидов
	ангидрит		суглинок щебенистый		линза нефтепродуктов
	гипс		затрещиноватость		зона нефтяного загрязнения в месте выхода родника
	выветрелость		грунт щебенистый с суглинистым заполнителем		родник
	трещиноватость		гипсовангидрит		водоносный горизонт и направление потока
	запах нефтепродуктов		инфильтрация нефтепродуктов через грунт и горные породы		закарстованность
	Н-128 содержание нефтепродуктов в пробе грунта, мг/кг (по лабораторным результатам)				
	следы нефтяного загрязнения				
	слив в карстовые воронки и их инфлюация				

Рис. 3. Схема миграция нефтепродуктов из очага загрязнения

Количество нефтепродуктов в родниковом стоке в весенний период может увеличиваться от 5,53 мг/дм<sup>3</sup> в зимний период до 1640 мг/дм<sup>3</sup> в весенний период (пробы воды вместе с шаровидными сгустками нефти).

Для локализации и в последующем ликвидации источников загрязнения рекомендуется предусмотреть ряд мероприятий:

1. На участке выхода загрязненных нефтью родников необходимо предусмотреть строительство горизонтального дренажа в виде перехватывающей канавы-отвода с организацией по потоку водосборного бассейна (нефтеловушки). Где организовать сбор нефти при помощи бонов, ручным способом или откачки насосами.

2. Грунт загрязненный нефтью вывезти на существующие полигоны ремедиации.

3. На выявленных участках нефтяного загрязнения выполнять ежегодный мониторинг за подземными и поверхностными водами с обязательным включением в систему наблюдений родников, ручьев, рек и буровых наблюдательных скважин.

### **Литература**

1. Велин А.С. Особенности миграции углеводородов в грунтах зоны аэрации и подземных водах в местах расположения крупных нефтехранилищ. Вестник ВГУ, серия Геология. 2018. №1. С.142-147.

2. Костарев С.М. Особенности нефтепромыслового загрязнения геологической среды карстовых районов Пермского края. Экологическая безопасность и строительство в карстовых районах: материалы Международного симпозиума; Перм. гос. нац. исслед. ун-т. – Пермь, 2015. С.317-322.

3. Килин Ю.А., Минькевич И.И. Особенности нефтяного загрязнения поверхностных и подземных вод в карстовых районах юга Пермского края. Геология и полезные ископаемые Западного Урала : сб. статей; Перм. гос. нац. исслед. ун-т. – Пермь, 2021. С.256-262.

4. Максимович Н.Г. Казакевич С.В. Геоэкологические особенности Полазнинского месторождения нефти// Геология и полезные ископаемые Западного Урала: Материалы регион. науч.-практ. конф. Пермь, 2004. С.277-280.

5. Минькевич И.И., Килин Ю.А. Экологическая гидрогеология и гидрогеохимия: учеб. пособие / Перм. гос. нац. исслед. ун-т. – Пермь, 2017.– 232 с.

## ОБЗОР ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПЕРЕРАБОТКИ ЖЕЛЕЗОРУДНЫХ ХВОСТОВ

*Семенова Александра Игоревна*

*Санкт-Петербургский горный университет,  
студент (магистрант) 1 курса (года обучения), г. Санкт-Петербург  
e-mail: sashasemenova99@mail.ru*

*Научный руководитель: кандидат технических наук, доцент, Матвеева Вера Анатольевна*

**Аннотация:** в настоящее время, в связи с экономическим и промышленным развитием, отходы обогащения железной руды представляют собой серьезную экологическую проблему. Хвосты железной руды обычно считаются побочными продуктами добывающей промышленности. Большие объемы хвостохранилищ не только занимают большую площадь, но и содержат потенциально опасные загрязняющие вещества, что может вызвать некоторые экологические проблемы. Чтобы уменьшить нагрузку на окружающую среду, одним из возможных решений является повторное использование отходов в различных отраслях промышленности. В настоящем исследовании были рассмотрены доступные стратегии повторного использования отходов обогащения железной руды. Проведенная работа может быть полезна для дальнейшего развития технологий переработки отходов обогащения, чтобы сделать их более эффективными и сократить разрыв между лабораторными исследованиями и промышленным применением технологий.

**Ключевые слова:** отходы обогащения железной руды, утилизация железорудных хвостов, хвосты, переработка, утилизация.

## OVERVIEW OF THE MAIN TECHNOLOGIES FOR PROCESSING IRON ORE TAILINGS

*Aleksandra Semenova*

*Saint Petersburg Mining University,  
1<sup>st</sup> year Student (Master's Degree Student), Saint Petersburg  
e-mail: sashasemenova99@mail.ru*

*Research Supervisor: Candidate of Technical Sciences, Reader, Vera Matveeva*

**Abstract:** Currently, due to economic and industrial development, iron ore processing waste is a serious environmental problem. Iron ore tailings (IOTs) are generally considered by-products of the mining industry. Large volumes of tailings dumps not only occupy a large area, but also contain potentially dangerous pollutants, which can cause some environmental problems. To reduce the burden on the environment, one of the possible solutions is the reuse of IOTs in various industries. In this study, the available strategies for the reuse of IOTs were considered. The work carried out can be useful for further development of technologies for processing enrichment waste in order to make them more efficient and reduce the gap between laboratory research and industrial application of technologies.

**Keywords:** iron ore processing waste, utilization of iron ore tailings, tailings, processing, disposal.

### Введение

Согласно государственному докладу «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2020 году» последние три года в РФ добывается в среднем 350 млн. тонн железной руды в год. При этом в результате обогащения образуется большой объем «хвостов», в составе которых помимо пустой породы могут присутствовать частицы железосодержащих минералов [14]. По сути, хвостохранилища представляют собой техногенные месторождения полезных ископаемых, которые могут быть использованы в различных отраслях промышленности, например, существует возможность доизвлечения железа из отходов, внедрение отходов в производство керамических материалов, кирпичей, закладочного материала, использование отходов в дорожном строи-

тельстве, при производстве цемента, бетона, при производстве веществ, используемых в очистке (к примеру сточных вод) и тд.

#### **Доизвлечение железа из железорудных хвостов**

Говоря о возможности доизвлечения железа, важно отметить, что использование хвостов без извлечения из них металлов является не исчерпывающим, временным решением [19]. Возможность максимального извлечения железа для последующего использования из отходов обогащения железной руды перед их внедрением в строительные материалы представляется наиболее экономически выгодным решением. В многочисленных проведенных исследованиях обосновывается возможность вовлечения в промышленное производство хвостов обогащения железных руд [12,15,19,22, 26,32].

#### **Использование железорудных хвостов в строительной отрасли**

Большим потенциалом применения отходов обогащения железной руды обладает строительная промышленность, например, при производстве бетона, кирпичей, цементирующих материалов.

Основываясь на проведенных научно-исследовательских работах, можно сделать вывод, что при использовании отходов обогащения железной руды полученные материалы обладают свойствами эталонных образцов, а в ряде случаев наблюдается улучшение свойств данных материалов, что делает использование отходов еще более привлекательной альтернативой.

Например, при производстве бетона отходы чаще всего используют в качестве заполнителя. Так, введение в состав мелкозернистого бетона, который изготовлен на комплексном заполнителе из речного песка, отходов обогащения железных руд и смеси полиспирта с коллоидным поверхностно-активным веществом, приводит к увеличению прочности бетона [28], внедрение отходов сухой магнитной сепарации способствует более прочному омоноличиванию [24], в пористых бетонах отходы повышают прочность на сжатие, снижают водопоглощение [29], в силикатных бетонах повышается морозостойкость [20] и тд.

При внедрении отходов обогащения в состав бетона следует учитывать изменчивость гранулометрического состава отходов обогащения железных руд. Это влечет за собой необходимость строгого контроля свойств указанных отходов и оперативную корректировку, при необходимости, составов бетона. Также необходимо соблюдать оптимальное содержание отходов, которое не ведет за собой ухудшение свойств бетона [28].

Дорожное строительство нуждается в больших количествах в таких материалах, как песок и щебень для создания подстилающих слоев дорожного покрытия. Щебень, полученный из отходов обогащения, обладает лучшими дренирующими свойствами, превосходит щебень природного происхождения по показателям минимальной насыпной плотности, морозостойкости, имеет более высокую плотность [18]. Также возможно включение железной руды в качестве заполнителя в холодные асфальтовые смеси [2], как альтернатива известковому наполнителю в асфальтовой мастике [11], при производстве бетонных смесей для тротуаров [8].

Еще одним направлением в строительстве, в котором могут применяться отходы обогащения железной руды является производство керамических материалов. На данный момент существует большое количество керамических изделий, которые могут быть произведены на основе отходов обогащения.

Керамические стеновые материалы (кирпич, керамические камни, блоки и панели) за счет формирования матричной структуры при внедрении отходов обеспечиваются высокими прочностными и эксплуатационными характеристиками [23]. Внедрение хвостов в лицевые керамические изделия позволяет расширить цветовую гамму керамического кирпича от интенсивно-красных до бордово-черных тонов, при этом достигается повышение прочности обожженных образцов [25]. Отходы обогащения также могут быть использованы для производства таких материалов, как кермазит [10] и пенокерамика [7].

С позиций внедрения наилучших доступных технологий одним из перспективных способов обращения с отходами в горнодобывающей промышленности является закладка выработанного пространства подземных горных выработок, а также использование в качестве компонента композиционных вяжущих закладочных массивов [22, 30].

#### **Использование железорудных хвостов в химической промышленности**

В последние десятилетия в литературе сообщалось об успешном синтезе мезопористых материалов с использованием хвостов железной руды в качестве недорогого сырья. Материал может быть использован в областях катализа, адсорбции и разделения [5].

В промышленных сточных водах присутствует много токсичных ионов тяжелых металлов, для удаления которых эффективны методы адсорбции. Однако большинство разработанных методов, основанных на адсорбции, не подходят для промышленных целей из-за экономических проблем, низ-

кой скорости реакции или сложного оборудования. Альтернативой может быть использование железорудных отходов для смягчения вышеупомянутых ограничений [9].

Такой материал, как цеолит – материал со сложными микропорами, долгое время широко изучался как важный класс промышленных пористых материалов в различных областях химической промышленности, таких как адсорбция и разделение газов, ионный обмен, очистка сточных вод и катализ. Описаны технологии, позволяющие успешно синтезировать цеолит с использованием новых видов исходного материала, таких как отходы обогащения железной руды [13].

Пористый геополимер был предложен многими исследователями для удаления тяжелых металлов из сточных вод в качестве адсорбента. Использование хвостов железной руды при производстве пористого геополимера показало высокий уровень адсорбции геополимером  $\text{Cu}^{2+}$  [3].

Коагуляция является важным процессом при очистке промышленных сточных вод. Среди коагулянтов на основе железа одним из наиболее применяемых является хлорид железа, его также можно получить из альтернативных источников. Проводилась работа, направленная на получение коагулянта (хлорида железа) из хвостов железной руды. Результаты показывают, что производство коагулянтов можно рассматривать для расширения производственной цепочки добычи железной руды и сведения к минимуму количества хвостов, подлежащих выгрузке в хвостохранилища [1].

#### **Другие возможные варианты утилизации железорудных хвостов**

Применение шламов обогащения железорудного сырья в литейном производстве является наиболее эффективным и недорогим методом производства формовочных изделий. Полученный таким образом продукт имеет ряд преимуществ: дешевизна, безотходность, отсутствие высоких температур при изготовлении, благоприятное воздействие на окружающую среду [16].

Чтобы свести к минимуму экологические, социальные и экономические последствия, вызванные горноперерабатывающей деятельностью, также предлагается использовать хвосты железной руды в качестве пигмента при производстве краски. Такая краска имеет подходящую непрозрачность; удовлетворительные результаты в отношении долговечности при значительно меньших затратах [4].

Одним из возможных вариантов использования отходов обогащения железной руды является использование их в утилизации отходов углеобогащения. Суть технологии заключается в том, что при наличии наряду с отходами углеобогащения пылевидных железосодержащих отходов таких, как, например, пыль газоочисток, хвосты обогащения железной руды, эффективность безотходной технологии газификации пылевидных отходов углеобогащения может быть повышена [27].

Кремниевые удобрения получают из хвостов железной руды методом твердофазного спекания. Полученные удобрения соответствует китайскому национальному стандарту на удобрения с медленным высвобождением и китайскому сельскохозяйственному стандарту на кремниевые удобрения. Следовательно, они являются потенциальным сырьем для кремниевых удобрений с медленным высвобождением [6].

Проведены исследования синтеза грунтового композита из хвостов обогащения железистых кварцитов курской магнитной аномалии. Полученный композит может быть использован в качестве противofильтрационных элементов, адсорбентов, теплоизоляции и для многих других целей, основываясь на том, что полученный материал «обладает адсорбционными свойствами, низкой проницаемостью при фильтрации воды, имеет малый размер пор (до наноразмерных) и высокую удельную поверхность, что обеспечивает структурные связи композита [17].

#### **Заключение**

Использование вторичных материальных ресурсов является приоритетной государственной задачей в рамках реализации проекта «Экономика замкнутого цикла» [31]. Тем не менее, на данный момент в России так и не сложилась система внедрения научно-технологических разработок по использованию вторичных минеральных ресурсов в промышленных масштабах. Сложившаяся к настоящему времени система обращения с горнопромышленными отходами требует коренной перестройки в пользу эффективно применяемых в мировой экономике технологий по вторичной переработке минерального техногенного сырья.

В данной работе рассмотрены имеющиеся на данный момент научные разработки в области утилизации и переработки отходов обогащения железной руды. Обобщив изученные данные, можно сделать вывод о том, что на данный момент ведется большое количество исследований по этой теме, найдены возможные способы решения данной проблемы, внедрение в производство которых решит задачи по обеспечению государственной политики в сфере развития и использования минерально-сырьевых ресурсов для экологически-безопасного и сбалансированного обеспечения потребностей базовых отраслей отечественной промышленности, а также создание комфортной среды обитания человека.

**Литература**

1. Almeida V. O., Schneider I. A. H. Production of a ferric chloride coagulant by leaching an iron ore tailing // *Minerals Engineering*. – 2020. – Т. 156. – С. 106511.
2. Apaza F. R. A. et al. Evaluation of the performance of iron ore waste as potential recycled aggregate for micro-surfacing type cold asphalt mixtures // *Construction and Building Materials*. – 2021. – Т. 266. – С. 121020.
3. Duan P. et al. Development of fly ash and iron ore tailing based porous geopolymer for removal of Cu (II) from wastewater // *Ceramics International*. – 2016. – Т. 42. – №. 12. – С. 13507-13518.
4. Fontes W. C. et al. Iron ore tailings in the production of cement tiles: a value analysis on building sustainability // *Ambiente Construído*. – 2018. – Т. 18. – С. 395-412.
5. Han X. et al. Facile synthesis of mesoporous silica derived from iron ore tailings for efficient adsorption of methylene blue // *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*. – 2021. – Т. 617. – С. 126391.
6. Hu P. et al. Preparation and effectiveness of slow-release silicon fertilizer by sintering with iron ore tailings // *Environmental Progress & Sustainable Energy*. – 2018. – Т. 37. – №. 3. – С. 1011-1019.
7. Li L. et al. The influence of temperature and SiC content on the recycling of iron ore tailings for the preparation of value-added foam ceramics // *Journal of Material Cycles and Waste Management*. – 2021. – Т. 23. – №. 1. – С. 330-340.
8. Panditharadhya B. J., Ravi Shankar A. U. A Study on utilization of iron ore tailings as partial replacement for fine aggregates in the construction of rigid pavements // *National Conference on Roads and Transport (NCORT-2017)*. – 2017.
9. Sarkar S., Sarkar S., Biswas P. Effective utilization of iron ore slime, a mining waste as adsorbent for removal of Pb (II) and Hg (II) // *Journal of environmental chemical engineering*. – 2017. – Т. 5. – №. 1. – С. 38-44.
10. Wang Z. et al. Preparation and characterisation of environmental-friendly ceramsites from iron ore tailings and sludge // *International Journal of Sustainable Engineering*. – 2021. – Т. 14. – №. 4. – С. 884-892.
11. Wei Z. et al. Utilization of iron ore tailing as an alternative mineral filler in asphalt mastic: High-temperature performance and environmental aspects // *Journal of Cleaner Production*. – 2021. – С. 130318.
12. Yushina T. I. et al. Old iron-bearing waste treatment technology // *Eurasian Mining*. – 2018. – №. 1. – С. 16-21.
13. Zhang P. et al. Seed-Assisted, OSDA-Free, Solvent-Free Synthesis of ZSM-5 Zeolite from Iron Ore Tailings // *Waste and Biomass Valorization*. – 2020. – Т. 11. – №. 8. – С. 4381-4391.
14. Аксенов С. А. и др. О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской в 2019 году: Государственный доклад. – 2020.
15. АЛЕКСЕЕВА С. А., КАРПОВ И. В. Ключевые слова: техногенные отходы, хвосты, железистые кварциты, гематитовый концентрат, гравитационное обогащение, винтовая сепарация, концентрация на столе.
16. Алматылы Н. Е., Альжанов М. К. Исследование возможности получения формовочных изделий на основе шламов обогащения железорудного сырья // *Наука и техника Казахстана*. – 2020. – №. 1.
17. Болтенкова О. Е. Синтез грунтового композита из отходов обогащения железистых кварцитов региона КМА // *Вестник Белгородского государственного технологического университета им. ВГ Шухова*. – 2016. – №. 7.
18. Валеева Е. Ф., Алиулова В. А., Сергеева А. Д. АНАЛИЗ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ОСНОВАНИЙ ДОРОЖНЫХ ОДЕЖД // *Актуальные проблемы гуманитарных и естественных наук*. – 2016. – №. 6-1. – С. 73-76.
19. Голик В. И., Комащенко В. И., Поляков А. В. Современные технологии извлечения металлов из хвостов обогащения и переработки руд с целью их комплексного использования // *Известия Тульского государственного университета. Науки о земле*. – 2016. – №. 1.
20. Дегтев Ю. В., Голиков В. Г. МАЛЫЕ АРХИТЕКТУРНЫЕ ФОРМЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОМЫШЛЕННЫХ ОТХОДОВ // *Экологические проблемы горнопромышленных регионов*. – 2017. – С. 95.
21. Рыбенко И. А., Протопопов Е. В. Термодинамическое моделирование процессов восстановления железа // *Известия высших учебных заведений. Черная Металлургия*. – 2021. – Т. 64. – №. 11. – С. 825-831.
22. Рыбникова Л. С., Рыбников П. А. Геоэкологические проблемы отходов горного производства в старопромышленных районах Среднего Урала // *СЕРГЕЕВСКИЕ ЧТЕНИЯ*. – 2018. – С. 91-96.

23. Столбоушкин А. Ю. и др. Керамические стеновые материалы матричной структуры на основе неспекающегося малопластичного техногенного и природного сырья // *Строительные материалы*. – 2016. – №. 8.
24. Тажибаева Д. М. Утилизация хвостов обогащения железных руд в производстве строительных материалов // *Труды университета*. – 2021. – №. 1. – С. 66-69.9. *Известия Уральского государственного горного университета*. 2019. Вып. 3(55). С. 162-170
25. Трошкин А. В. и др. Декоративный кирпич на основе низкосортного глинистого сырья // *Фундаментальные исследования*. – 2017. – №. 4-1. – С. 77-82.
26. Целюк Д. И., Целюк И. Н. Лежалые хвосты обогащения железных руд-резерв сырьевой базы черной металлургии // *Минеральные ресурсы России. Экономика и управление*. – 2019. – №. 1. – С. 36-41.
27. Цымбал В.П., Протопопов Е.В., Рыбенко И.А., Оленников А.А., Кожемяченко В.И., Сеченов П.А. Экологически замкнутая энергометаллургическая технология переработки пылевидных железзородных и угольных отходов обогащения // *Черная металлургия. Бюллетень научно-технической и экономической информации*. 2019. Т. 75. № 4. С. 507–513.
28. Шишкин А., Нетеса Н. И., Нетеса А. Н. Определение рациональных составов бетонов низкой прочности. – 2019.
29. Шишкин А., Шишкина А., Домничев А. Бетоны на смешанном заполнителе и структурированной воде // *Norwegian Journal of Development of the International Science*. – 2020. – №. 51-1.
30. Шишкина А. А. и др. Пористые бетоны на основе железосодержащих веществ. – 2017.
31. Щекина А. Ю., Шин Е. Р. ЭФФЕКТИВНЫЕ ПУТИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ЗАКЛАДОЧНЫХ МАССИВОВ // *Наука и инновации в строительстве*. – 2020. – С. 404-407.
32. Экономика замкнутого цикла // [economy.gov.ru](https://economy.gov.ru) URL: <https://www.economy.gov.ru/material/file/0ee76e163793a5dfd4f68023e1db3621/271221.pdf> (дата обращения: 21.03.2022).
33. ЯКУБАЙЛИК Э. К., БАЛАЕВ А. Д., ГАНЖЕНКО И. М. Обоснование возможности доизвлечения железа из хвостов обогащения железзородного сырья // *Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых*. – 2017. – №. 3. – С. 148-153.

## ПОТЕНЦИАЛ ХРАНЕНИЯ CO<sub>2</sub> В ОСАДОЧНЫХ КОМПЛЕКСАХ РОССИИ: ПЕРВИЧНАЯ ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ

**Смирнов Павел Витальевич**

Тюменский государственный университет,  
молодой учёный, г. Тюмень  
e-mail: geolog.08@mail.ru

**Староселец Дмитрий Андреевич**

Тюменский Государственный Университет,  
аспирант 2 курса, г. Тюмень  
e-mail: d\_star1997@mail.ru

**Научный руководитель:** к.г.-м.н., заведующий лабораторией, Смирнов Павел Витальевич

**Аннотация:** Статья посвящена оценке перспективности осадочных бассейнов с точки зрения реализации CCUS. В рамках исследовательской работы выполнена оценка потенциала осадочных бассейнов согласно методике их ранжирования.

**Ключевые слова:** Изменение климата, секвестрация углерода, захоронение углерода, геологические хранилища.

## CO<sub>2</sub> STORAGE POTENTIAL IN RUSSIAN SEDIMENTARY COMPLEXES: AN INITIAL PROSPECTIVE ASSESSMENT

**Pavel Smirnov**

Tyumen State University,  
Young Researcher, Tyumen  
e-mail: geolog.08@mail.ru

**Dmitriy Staroselets**

Tyumen State University,  
2<sup>st</sup> year Post-graduate Student, Tyumen  
e-mail: d\_star1997@mail.ru

**Research Supervisor:** Candidate of Geology and Mineralogy, Head of Laboratory, Pavel Smirnov

**Abstract:** The paper is devoted to assessment of sedimentary basins prospects in terms of CCUS implementation. Within the framework of the research work the potential of sedimentary basins according to their ranking methodology has been evaluated.

**Keywords:** Climate change, sequestration, carbon storage, geological storage.

Технологии хранения газов в глубоких геологических формациях вызывают все больший интерес в связи с началом глобального энергетического перехода, а также растущим вниманием к состоянию окружающей среды, опережающим ростом стоимости и общей лимитированности энергоресурсов. Так, увеличение потребления природного газа определяет стратегическую важность будущего энергоснабжения и доступа к эффективным системам хранения энергии, которые с одной стороны обеспечат энергетическую безопасность ряда государств мира, а с другой стороны – будут отвечать задачам Парижского соглашения по климату по сокращению выбросов климатически активных газов.

Не теряют своей актуальности стратегия снижения выбросов парниковых газов, основанная на технологиях улавливания, использования и хранения углерода – в англ. терминологии Carbon capture, utilization and storage (CCUS), т.к. именно такие технологии могут лежать в основе стремительного по геологическим меркам уменьшения объемов парниковых газов в атмосфере. По мнению авторов доклада ООН о перспективах геологического хранения CO<sub>2</sub> в странах Восточной Европы, Кавказа и Центральной Азии [1], именно CCUS-технологии потенциально способны обеспечить нулевые или отрицательные чистые выбросы за счет сокращения выбросов CO<sub>2</sub> или путем извлечения их из воздуха. В числе объектов, наиболее благоприятных для геологического хранения углекислого газа, рас-

смаатривают глубокозалегающие минерализованные водоносные пласты, истощенные нефтяные и газовые месторождения и непригодные для разработки угольные пласты.

Преыдыущие исследования по изучению истощенных резервуаров природного газа доказали успешность практики рециркуляции отработавших газов и хранения CO<sub>2</sub> и их связь с механизмами закачки, характеристиками резервуара и эксплуатационными параметрами. Связывание углерода в истощенных коллекторах природного газа способно обеспечить и рост добычи газа путем закачки CO<sub>2</sub> непосредственно в залежь в ходе мероприятий по увеличению добычи. В этом процессе CO<sub>2</sub> закачивается глубоко в пласт, а метан (CH<sub>4</sub>) добывается из скважин на некотором расстоянии от него. Такой процесс, называемый секвестрацией углерода с повышенным извлечением газа (Carbon Sequestration with Enhanced Gas Recovery, CSEGR или Enhanced Gas Recovery, EGR) потенциально позволяет превратить такие платформы в системы замкнутого цикла, которые могут в зависимости от поставленных задач обеспечивать добычу углеводородов, либо поглощение углекислого газа, либо и то и другое.

В настоящий момент в Российской Федерации не выполнены даже предварительные оценки емкости потенциала осадочных комплексов в пределах главных нефтегазовых бассейнов, без чего нельзя системно оценить перспективы внедрения технологий геологического хранения углерода. По данным аналитических отчетов Bradshaw, Dance [3] в России наибольшие перспективы применения технологий CCUS связаны с Западно-Сибирской, Волго-Уральской, Тимано-Печорской, Прикаспийской, Северо-Кавказской и Лено-Тунгусской нефтегазоносными провинциями. Несмотря на отсутствие опыта реализации CCUS-проектов, наличие обширной базы данных о параметрах коллекторов и эксплуатационных характеристиках создает хорошие предпосылки для экспериментальной имплементации CCUS-технологий как в интересах государства (с точки зрения политики углеродной нейтральности), так и недропользователя (с позиции подхода CSEGR и модернизации производства).

Финальным результатом при оценке потенциала емкости осадочных комплексов должна стать база данных о региональном потенциале геологического хранения CO<sub>2</sub>, которая характеризует не столько емкость нефтегазовых бассейнов, сколько литостратиграфические комплексы в конкретных районах этих осадочных бассейнов. В рамках настоящей работы поставлена цель выполнить предварительную обобщенную оценку потенциала осадочных бассейнов с точки зрения реализации проектов CCUS.

Анализ выполнен согласно методике ранжирования осадочных бассейнов, описанной в работе Abuov et al. [2]. Подход включает анализ по 15 критериям: тектоническая обстановка, глубина, интенсивность разломов, наличие солей, размер, протяжённость водоносных горизонтов, углеводородный потенциал, геотермальный режим, наличие угля, развитость промышленности, расположение суша/море, климат, доступность инфраструктуры, наличие источников CO<sub>2</sub>. Для каждого из оцениваемых бассейнов рассчитывается коэффициент, в зависимости от величины которого осадочные бассейны по перспективности геологического хранения углекислого газа подразделяются на: весьма перспективные (0,8-1), перспективные (0,7-0,8), средние (0,6-0,7), неперспективные (0,18-0,6).

Оценка потенциала осадочных бассейнов выполнена для двух главных нефтегазоносных бассейнов России: Западно-Сибирского и Волго-Уральского. Выбор объектов высокой степени изученности и наличием развитой инфраструктуры обоснован тем, что данные бассейны самые крупные и находятся в активной разработке.

В ходе расчетов по указанной методике получены следующие значения: для Западно-Сибирского бассейна – 0,79; для Волго-Уральского – 0,78. Коэффициенты имеют приграничное значение и близки к весьма перспективным. Данная особенность связана с тем, что перечисленные бассейны имеют стабильную тектоническую обстановку, крупные размеры, значительные толщины осадочного слоя, протяжённые водоносные горизонты, большие запасы углеводородов и развитую инфраструктурную базу.

Для Западной Сибири наиболее перспективными являются отложения нижнего мела, включающие барремский, готеривский и верх валанжинского ярусов. Перспективность указанных стратиграфических подразделений для захоронения CO<sub>2</sub> связана с накоплением крупных по толщине песчаных пластов, выдержанных по площади и однородных по разрезу, не глубоким залеганием отложений относительно юрских горизонтов и наличием перекрывающих пород-покрышек. В дополнение немаловажным фактором является высокая степень изученности отложений нижнемелового возраста и подготовленность инфраструктурной базы для проведения закачки углекислого газа.

*Исследование выполнено в рамках научного проекта DAAD Natural resources – Energy – Sustainability, 2022 (project №57606613)*

**Литература**

1. Геологическое хранение CO<sub>2</sub> в странах Восточной Европы, Кавказа и Центральной Азии: первичный анализ потенциала и политики / United Nations, Geneva, 2021, 35 с.
2. Abuov, Seisenbayev, and Woojin Lee (2020). CO<sub>2</sub> storage potential in sedimentary basins of Kazakhstan. *Int.J. Greenh. Gas Control*, vol. 103, No. 103186 (December).
3. Bradshaw, J, 2004: Drivers for source to sink matching – theoretical compared with actual site location. In: *Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, Volume 2, Poster, Vancouver, BC, September 5-9, 2004.*

## НОВЫЕ ГИДРОГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НА ЧУСОВСКОМ МЫСЕ

**Шутов Павел Валерьевич**

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,  
студент 4 курса, г. Пермь  
e-mail: pavel.shutov.00@gmail.com*

**Терентьев Дмитрий Владиславович**

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,  
студент 4 курса, г. Пермь  
e-mail: dima-terentiev2013@yandex.ru*

**Научный руководитель:** *к.г.-м.н., доцент, Минькевич Ирина Игоревна*

**Аннотация:** Рассмотрены особенности изменения гидрохимического состава вод на Чусовском мысе, отобраны пробы на нескольких объектах с целью проведения повторного анализа и сравнения с результатами прошедших измерений, проводимых в 2018 и 2021 гг. Выполнены гидрохимические исследования подземных и поверхностных вод. Выявлено изменение состава, а также гидрохимических фаций на некоторых объектах, найдены причины данных явлений.

**Ключевые слова:** Чусовской мыс, гидрогеохимия, опробование поверхностных и подземных вод.

## NEW HYDROGEOECOLOGICAL STUDIES AT THE CHUSOVSKY CAPE

**Pavel Shutov**

*Perm State National Research University,  
4<sup>th</sup> year student, Perm  
e-mail: pavel.shutov.00@gmail.com*

**Dmitry Terentyev**

*Perm State National Research University,  
4<sup>th</sup> year student, Perm  
e-mail: dima-terentiev2013@yandex.ru*

**Research supervisor:** *Candidate of Geology and Mineralogy, Reader, Irina Minkevich*

**Abstract:** The features of changes in the hydrochemical composition of waters at the Chusovsky Cape are considered, samples are taken at several sites for the purpose of re-analysis and comparison with the results of past measurements carried out in 2018 and 2021. Hydrochemical studies of underground and surface waters have been carried out. Changes in the composition, as well as hydrochemical facies on some objects were revealed, the causes of these phenomena were found.

**Keywords:** Chusovsky Cape, hydrogeochemistry, testing of surface and underground waters.

Территория Чусовского мыса относится к Полазнинскому району преимущественно гипсового и карбонатно-гипсового карста [1]. После строительства водохранилища в районе существенно изменились гидрохимические и гидродинамические условия, т.к. данный участок оказался в зоне влияния сливной призмы Камского водохранилища. По данным гидрологического поста в г. Добрянка абсолютные отметки уреза воды по Камскому водохранилищу составляют: в половодье при 1% обеспе-

ченности – 109,1 м; при нормальном подпорном уровне – 108,5 м; при предельной зимней сработке – 100,0 м. В первые годы после создания водохранилища подпор подземных вод распространился в зону водораздела на расстояние 2-3 км. В настоящее время по данным ВерхнекамГИСИЗа зона влияния уменьшилась примерно до 500 м.

Зона активного водообмена сложена четвертичными аллювиальными отложениями, обвальнокарстовыми неоген-четвертичными образованиями, терригенно-карбонатными породами соликамского горизонта и сульфатными породами иренского горизонта нижней перми, мощность отложений 100-120 м [4]. Соликамский горизонт представлен известняками, мергелями, песчаниками. Мергели светло-серого, коричневого цвета тонкослоистые; известняки светло-серые, светло-коричневые, сильно трещиноватые и кавернозные, иногда заполненные кальцитом; песчаники серые, мелкозернистые на глинисто-карбонатном цементе. Мощность соликамских отложений на участке исследования составляет 35-40 м. Под соликамским горизонтом залегает иренский горизонт, представленный карбонатно-сульфатными отложениями мощностью 115-120 м.

На участке исследований соликамский горизонт обнажается в виде берегового откоса крутизной 50-70 град. высотой 40-50 м, который подвержен процессом физического выветривания, а на урете воды – абразионным. В подошве склона из обломков коренных пород формируется толща коллювиальных отложений, которые перерабатываются за счет волновой деятельности. Скорость переработки береговых откосов составляет от 0,5 до 1,0 м. Уступы Чусовского мыса сформированные после образования водохранилища (1954 г.) имеют трещины бортового отпора, которые ускоряют развитие карста и способствуют разрушению склонов [2].

Карстующиеся породы изучаемого района характеризуются интенсивной трещиноватостью. Преобладающее направление тектонических трещин в обнажениях пород – СВ 50° и СЗ 320°. Эта генетическая группа трещин играет главную роль в карстообразовании, что подтверждается развитием поверхностных карстовых форм (овраги, цепи воронок, озера).

На участке исследований в д. Городище находится карстовый провал, образовавшийся в 1991 г. в мергелях соликамского и сульфатных породах иренского горизонтов. Он находится между карстовыми озерами, расположенными по линии СВ 50°. Направление развития подземной части провала – СЗ 325° [3,5]. В настоящее время провал засыпан бытовым мусором. Первоначальные размеры карстового провала: длина входного отверстия 2,8 м, ширина 1,7 м, глубина 27 м. Карстовый провал такой глубины относится по классификации Г.А.Максимовича к карстовой шахте. Заканчивался округлым гротом диаметром 13 м и высотой 8 м. Стенки провала сложены терригенно-карбонатными породами соликамского горизонта, на дне провала – осыпь, представленная обломками коренных пород.

Экспедицией кафедры динамической геологии и гидрогеологии ПГНИУ были отобраны пробы из родников в д. Городище и пос. Пальники, озера-болота, эксплуатационной скважины и из р. Чусовая.

На участке исследований соликамский водоносный горизонт маломощный до 2-3 м залегает спорадически на водоупорных аргиллитах и глубинах 10-15 м; по отношению к иренскому водоносному горизонту он является подвешенным. Иренский горизонт залегает на глубинах 45-50 м. Между подошвой соликамского слабоводоносного горизонта и иренского горизонта 35 м.

Воды родников приурочены к локальному слабоводоносному соликамскому горизонту. Вода из родника д. Городище  $\text{HCO}_3 - \text{Ca} - \text{SO}_4$  с минерализацией до 0,505 г/дм<sup>3</sup> в летний период и до 0,349 г/дм<sup>3</sup> в зимний (рис. 1а). Повышенная минерализация в летний период объясняется интенсивным водообменом и антропогенным воздействием. Дебит слабый, менее 0,01 л/сек. Превышений ПДК не наблюдается. Вода из родника п. Пальники  $\text{HCO}_3 - \text{Ca} - \text{SO}_4$  с минерализацией до 0,582 г/дм<sup>3</sup> (рис. 1б). Дебит стабильный – 1 л/сек. С течением времени гидрохимическая фация не изменяется. Наблюдаются незначительные колебания минерализации, загрязнители отсутствуют.

Иренский водоносный горизонт приурочен к закарстованным гипсоангидритам лунежской пачки; вода из эксплуатационной скважины в д. Городище с глубины 50,0 м имеет  $\text{SO}_4 - \text{Ca} - \text{HCO}_3$  фацию и минерализацию до 2,36 г/дм<sup>3</sup> (рис. 1г). Выявлено превышение ПДК по минерализации в 2,3

раза и по  $\text{SO}_4$  в 2,5 раза. Формирование гидрохимического состава связано с растворимостью гипсов и ангидритов. В целом состав стабилен и не подвержен изменениям.

Образование озера-болота в д. Городище также связано с карстом, оно образовалось на дне карстовой депрессии субширотного простирания длиной 145 м шириной 40 м. Открытое зеркало воды имеет размер 25x10 м; депрессия заросла болотной растительностью; озеро на 40% покрыто сплавниной. Питание озера происходит за счет атмосферных осадков. Вода озера-болота на весну 2018г. имеет  $\text{SO}_4 - \text{Ca} - \text{HCO}_3$  химический состав с минерализацией 2,05 г/дм<sup>3</sup>. Наблюдается высокое содержание  $\text{SO}_4$ , что свидетельствует о бытовом загрязнении. Весной 2021 г. фация меняется на  $\text{HCO}_3 - \text{Ca} - \text{SO}_4$  с минерализацией 0,24 г/дм<sup>3</sup>. Осенью 2018 г. и зимой 2022 г. химический состав  $\text{HCO}_3 - \text{SO}_4 - \text{Ca}$  с минерализацией 0,167 г/дм<sup>3</sup> и 1,187 г/дм<sup>3</sup> соответственно (рис. 1в). Повышенная минерализация в зимнее время объясняется отсутствием атмосферных осадков, из-за чего не происходит должное поверхностное разбавление пресными водами. По химическому составу все пробы воды, даже с высокой степенью минерализации агрессивны к гипсам и ангидритам, дефицит насыщения сульфатом кальция в среднем составляет 1,71 г/дм<sup>3</sup> [2].

Вода из р. Чусовая вблизи берега 20 м  $\text{Cl} - \text{HCO}_3 - \text{Ca} - \text{Na} - \text{SO}_4$  состава с минерализацией 0,342 г/дм<sup>3</sup>. С увеличением расстояния от берега до 120 м наблюдается смена гидрохимической фации на  $\text{Cl} - \text{HCO}_3 - \text{Ca} - \text{Na}$  с минерализацией 0,671 г/дм<sup>3</sup> (рис. 2). Повышение минерализации обусловлено тем, что с верховья реки идет техногенное, преимущественно хлоридное загрязнение. Наблюдается рост всех компонентов в 2 раза. Уменьшение минерализации у береговой линии (20 м) по сравнению с русловой (120 м) объясняется, по-видимому, разгрузкой родниковых пресных вод п. Пальники.

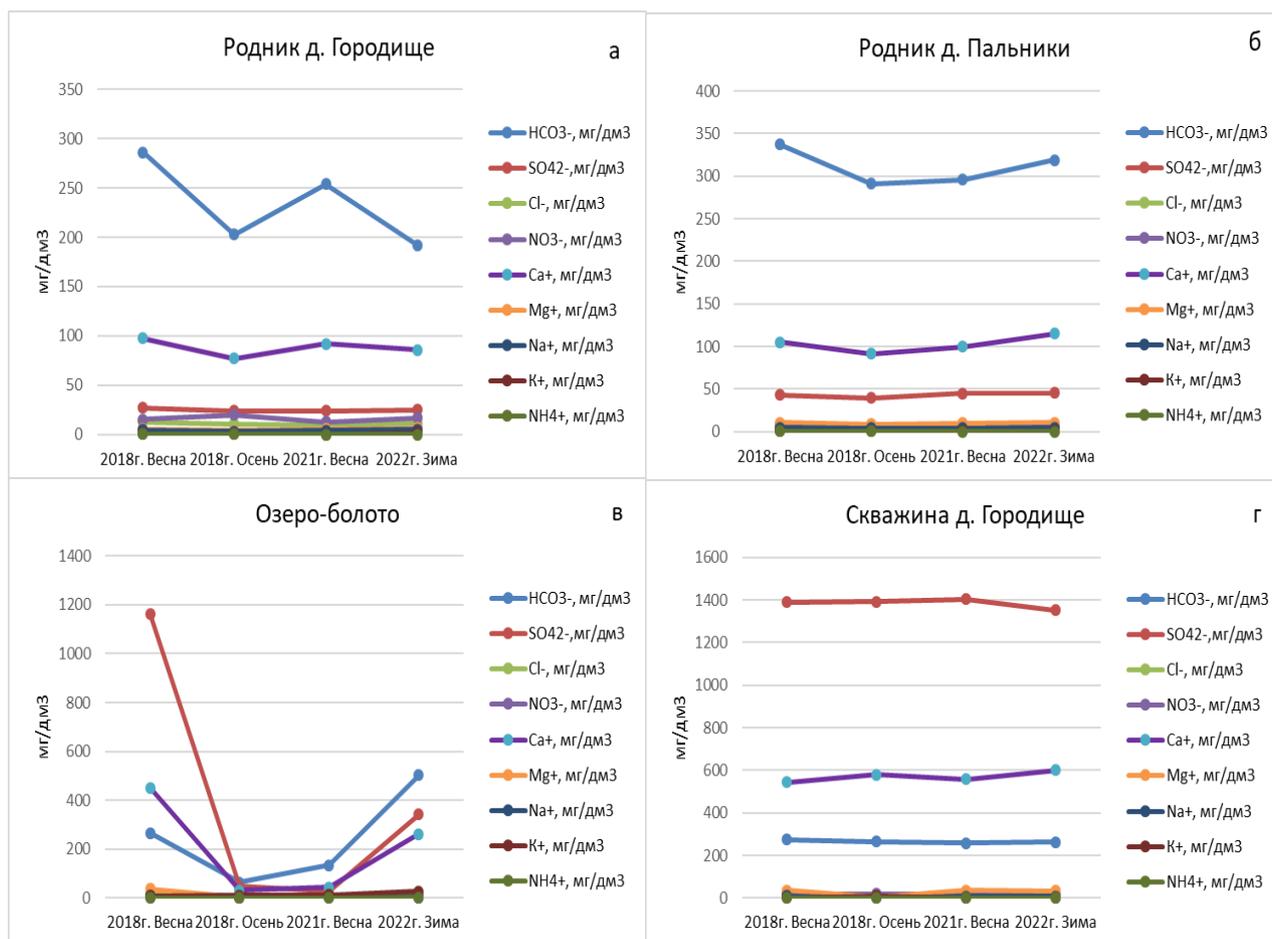


Рис. 1. Графики изменения химического состава подземных и поверхностных вод по сезонам года

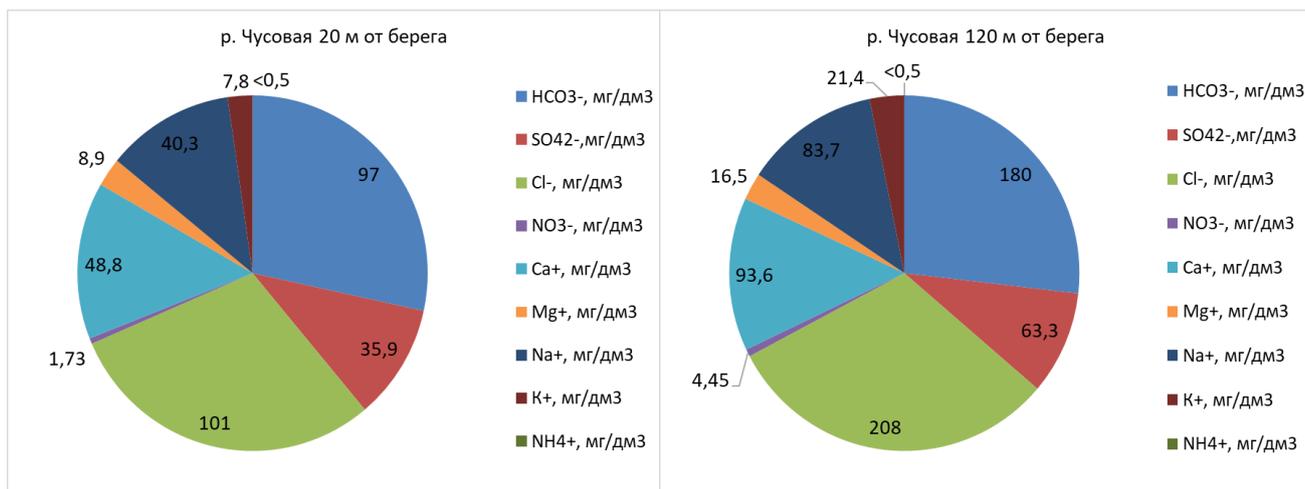


Рис. 2. Диаграммы химического состава воды из р. Чусовая

**Заключение.** Химический состав подземных вод иренского горизонта в гипсоангидритовых массивах довольно резко изменяется как во времени, так и в пространстве, но в зоне постоянного водонасыщения он остается практически стабильным. Изменяется иногда только минерализация. Изучение изменения минерализации, химического состава трещинно-карстовых вод, их агрессивности по отношению к растворимой горной породе позволит прогнозировать развитие карста и его интенсивность в зависимости от сезона года. Пробы, отобранные в зимний период, характеризуются понижением минерализации в роднике у церкви в д. Городище и повышением в озере-болоте, роднике в пос. Пальники. В скважине минерализация практически не изменяется (иренский горизонт), следует отметить, что наблюдается повышенные ПДК по минерализации и сульфатам. Пробы воды, отобранные из р. Чусовой, показали увеличение минерализации с удалением от берега, что связано, по-видимому, с техногенным загрязнением выше исследуемой территории.

### Литература

1. Горбунова К.А., Андрейчук В.Н., Костарев В.П., Максимович Н.Г. Карст и пещеры Пермской области. Пермь, 1992. – 200 с.
2. Килин Ю.А., Минькевич И.И., Шардаков И.Н., Шутов П.В. Гидрохимические исследования развития карста Чусовского мыса в зоне влияния водохранилища //Проблемы минералогии, петрографии и металлогении. Научные чтения памяти П.Н. Чирвинского. Пермский государственный национальный исследовательский университет, – Пермь, 2022. – Вып.25. С. 116-122.
3. Минькевич И.И., Килин Ю.А., Кашеварова А.А., Ждакаев В.И. Эколого-гидрогеологическая характеристика Чусовского мыса Камского водохранилища //Сергеевские чтения. Эколого-экономический баланс природопользования в горнопромышленных регионах. Перм. гос. нац. иссл. унт- Пермь, 2019-Вып.21. С.454-459.
4. Печеркин И.А. Геодинамика побережий Камских водохранилищ. Часть II. Геологические процессы. Пермь, 1969. – 308 с.
5. Тюрина И.М., Минькевич И.И., Килин Ю.А., Баталов А.С. Условия развития карста Чусовского мыса Камского водохранилища//Гидрогеология и карстоведение: Межвуз. сб.науч.тр.// Пермь, унт. –Пермь, 2006-Вып.16. С.253-25

*Научное издание*

## **Геология в развивающемся мире**

Сборник научных трудов по материалам  
XV Международной научно-практической конференции  
студентов, аспирантов и молодых ученых

Издается в авторской редакции  
Компьютерная верстка: *Е. А. Шкураток*

---

Объем данных 17,4 Мб  
Подписано к использованию 09.09.2022

---

Размещено в открытом доступе  
на сайте [www.psu.ru](http://www.psu.ru)  
в разделе НАУКА / Электронные публикации  
и в электронной мультимедийной библиотеке ELiS

Издательский центр  
Пермского государственного  
национального исследовательского университета  
614990, г. Пермь, ул. Букирева, 15