

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

На правах рукописи

ГЛАДКИХ ЕВГЕНИЙ АЛЕКСАНДРОВИЧ

**РАЗРАБОТКА МОДЕЛЕЙ ОЦЕНКИ КОЭФФИЦИЕНТА ВЫТЕСНЕНИЯ
НЕФТИ В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ
(на примере месторождений Пермского Прикамья)**

Специальность 25.00.12 – Геология, поиски и разведка нефтяных и
газовых месторождений

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, доцент
Хижняк Григорий Петрович

Пермь – 2019

Содержание

Список рисунков	4
Список таблиц	8
Введение.....	10
ГЛАВА 1.....	13
Обзор методов определения и оценки коэффициента вытеснения нефти	13
1.1. Метод «сушки»	14
1.2. Экстракционно-дистилляционный метод	15
1.3. Метод лабораторного определения коэффициента вытеснения при «бесконечной» промывке модели пласта водой (ОСТ)	15
1.4. По данным геофизических исследований скважин	19
1.5. Метод аналогии.....	21
1.6. По аналитическим зависимостям. Современное состояние метода определения коэффициента вытеснения нефти по аналитическим зависимостям	22
Краткие выводы по главе	33
ГЛАВА 2.....	36
Краткая тектоническая и геолого-физическая характеристика изучаемой территории. Методика оценки коэффициента вытеснения нефти с использованием данных стандартных исследований керна.....	36
2.1. Краткая характеристика тектоники Пермского края	36
2.2. Характеристика тектонического и литолого-стратиграфического строения Башкирского свода на территории Пермского края.....	38
2.3. Характеристика тектонического и литолого-стратиграфического строения территории Соликамской депрессии.....	42

2.4. Характеристики терригенных визейских и карбонатных башкирских продуктивных отложений месторождений Соликамской депрессии и Башкирского свода Пермского края	46
2.5. Методика оценки коэффициента вытеснения нефти с использованием данных стандартных исследований керна.....	48
ГЛАВА 3.....	54
Разработка моделей оценки коэффициента вытеснения нефти для карбонатных отложений башкирского яруса	54
3.1. Башкирский свод.....	54
3.2. Соликамская депрессия.....	68
Краткие выводы по главе	83
ГЛАВА 4.....	84
Разработка моделей оценки коэффициента вытеснения нефти для терригенных визейских отложений нижнего карбона	84
4.1. Башкирский свод.....	84
4.2. Соликамская депрессия.....	102
4.3. Применение многомерных моделей для оценки нефтewытеснения в визейских продуктивных отложениях Соликамской депрессии	113
Краткие выводы по главе	116
Заключение	117
Список литературы	118

Список рисунков

Рисунок 1.3.1 – Групповой капилляриметр.....	16
Рисунок 1.3.2 – Составная модель пласта и кернодержатель высокого давления. 17	
Рисунок 1.3.3 – Компоновка единичных образцов различной проницаемости в составной модели пласта.....	18
Рисунок 1.3.4 – Аппараты Закса (ЛП-4) для больших образцов керна в групповом колбонагревателе.....	19
Рисунок 2.1.1 – Схема тектонического районирования Пермского края (Проворов В.М., 2006)	37
Рисунок 2.3.1 – Структура нижнепермских отложений Пермского края и сопредельных территорий (Проворов В.М., 2006)	43
Рисунок 2.5.1 – Корреляционное поле модельных ($K_{\text{вм}}^M$) и экспериментальных ($K_{\text{вм}}$) значений коэффициента вытеснения для башкирских отложений месторождений Башкирского свода.....	51
Рисунок 2.5.2 – График функции вероятности $P(Z)$ отнесения данных к первому классу.....	52
Рисунок 3.1.1 – Корреляционные поля значений пористости и параметров пласта для башкирских карбонатных отложений Башкирского свода.....	57
Рисунок 3.1.2 – Корреляционные поля значений коэффициента вытеснения и свойств пласта для башкирских карбонатных отложений Башкирского свода	58
Рисунок 3.1.3 – Соотношение значений коэффициента вытеснения и вязкости нефти.....	59
Рисунок 3.1.4 – Корреляционное поле модельных $K_{\text{вм}}^M$ и экспериментальных $K_{\text{вм}}$ значений коэффициента вытеснения для башкирских отложений месторождений Башкирского свода.....	60
Рисунок 3.1.5 – Корреляционное поле значений R^2 и $K_{\text{вм}}$ башкирских карбонатных отложений месторождений Башкирского свода.....	63
Рисунок 3.1.6 – График функции вероятности $P(Z)$ отнесения данных к первому классу.....	64

Рисунок 3.1.7 – Поле корреляции модельных и экспериментальных значений коэффициента вытеснения для двух классов башкирских карбонатных отложений месторождений Башкирского свода.....	67
Рисунок 3.2.1 – Корреляционные связи пористости с параметрами пласта башкирских карбонатных отложений месторождений Соликамской депрессии ..	70
Рисунок 3.2.2 – Соотношение рассматриваемых параметров с вязкостью нефти башкирских карбонатных отложений месторождений Соликамской депрессии ..	72
Рисунок 3.2.3 – Зависимости коэффициента вытеснения от проницаемости и коэффициента подвижности	73
Рисунок 3.2.4 – Связь $K_{\text{вм}}$ с параметрами, связанными с емкостными характеристиками коллектора	74
Рисунок 3.2.5 – Корреляционное поле модельных и экспериментальных значений коэффициента вытеснения нефти в карбонатных башкирских отложениях месторождений Соликамской депрессии	75
Рисунок 3.2.6 – Корреляционные поля пористости, проницаемости и остаточной водонасыщенности для двух классов башкирских карбонатных отложений месторождений Соликамской депрессии	79
Рисунок 3.2.7 – Корреляционные связи пористости с объемной плотностью и коэффициентом подвижности карбонатных башкирских отложений месторождений Соликамской депрессии	79
Рисунок 3.2.8 – Связь коэффициента вытеснения с параметрами пласта для двух классов башкирских карбонатных отложений месторождений Соликамской депрессии	80
Рисунок 3.2.9 – Корреляционное поле модельных и экспериментальных значений коэффициента вытеснения для двух классов башкирских карбонатных отложений месторождений Соликамской депрессии	82
Рисунок 4.1.1 – Зависимости пористости и остаточной водонасыщенности от проницаемости визейских терригенных отложений Башкирского свода.....	88
Рисунок 4.1.2 – Связь коэффициента вытеснения нефти с параметрами пласта для визейских терригенных отложений Башкирского свода	89

Рисунок 4.1.3 – Корреляционное поле модельных и экспериментальных значений коэффициента вытеснения нефти для терригенных визейских отложений месторождений Башкирского свода (на территории Пермского края)	90
Рисунок 4.1.4 – Изменение коэффициента подвижности в зависимости от вязкости нефти.....	91
Рисунок 4.1.5 – Зависимость коэффициента подвижности от абсолютной газопроницаемости визейских терригенных отложений Башкирского свода.....	92
Рисунок 4.1.6 – Корреляционное поле модельных и экспериментальных значений коэффициента вытеснения первого и второго классов.....	94
Рисунок 4.1.7 – Сопоставление модельных и экспериментальных значений коэффициента вытеснения третьего класса визейских терригенных отложений Башкирского свода.....	95
Рисунок 4.1.8 – Зависимость значений регрессионных коэффициентов перед параметрами от K_{em} в регрессионных уравнениях.....	99
Рисунок 4.1.9 - Зависимость значения коэффициента детерминации от K_{em} в регрессионных уравнениях	99
Рисунок 4.1.10 - Сопоставление модельных и экспериментальных значений коэффициента вытеснения в отложениях 3-го класса до (а) и после (б) выделения подклассов.....	101
Рисунок 4.1.11 – Сопоставление модельных и экспериментальных значений K_{em} после выделения классов и подклассов в исходной выборке для визейских терригенных отложений месторождений Башкирского свода.....	102
Рисунок 4.2.1 – Связь пористости и остаточной водонасыщенности с абсолютной проницаемостью визейских терригенных отложений месторождений Соликамской депрессии	105
Рисунок 4.2.2 – Сопоставление модельных и экспериментальных значений коэффициента вытеснения для визейских терригенных отложений месторождений Соликамской депрессии	106
Рисунок 4.2.3 - Зависимость значения коэффициента детерминации R^2 в регрессионных уравнениях от K_{em}	110

Рисунок 4.2.4 – Сопоставление экспериментальных и модельных значений $K_{\text{вт}}$ для двух классов визейских терригенных отложений месторождений Соликамской депрессии 113

Список таблиц

Таблица 2.5.1 – Пример формирования исходной выборки	49
Таблица 2.5.2 – Пример корреляционной матрицы.....	49
Таблица 3.1.1 – Характеристики моделей пласта при лабораторном определении коэффициента вытеснения в башкирских карбонатных отложениях месторождений Башкирского свода.....	55
Таблица 3.1.2 – Корреляционная матрица для выборки Башкирского свода	56
Таблица 3.1.3 – Многомерные уравнения при пошаговом регрессионном анализе данных по башкирским карбонатным отложениям месторождений Башкирского свода.....	61
Таблица 3.1.4 – Характеристики моделей пласта башкирских карбонатных отложений месторождений Башкирского свода и результаты дискриминантного анализа	64
Таблица 3.1.5 – Диапазоны изменений и средние значения параметров для двух классов башкирских карбонатных отложений месторождений Башкирского свода	65
Таблица 3.1.6 – Корреляционная матрица для двух классов башкирских карбонатных отложений Башкирского свода.....	66
Таблица 3.2.1 – Характеристики моделей пласта и результаты лабораторных определений коэффициента вытеснения в продуктивных башкирских карбонатных отложениях месторождений Соликамской депрессии	68
Таблица 3.2.2 – Корреляционная матрица для карбонатных башкирских отложений месторождений Соликамской депрессии	69
Таблица 3.2.3 – Многомерные уравнения при пошаговом регрессионном анализе данных по башкирским карбонатным отложениям месторождений Соликамской депрессии	76
Таблица 3.2.4 – Корреляционная матрица для двух классов башкирских карбонатных отложений месторождений Соликамской депрессии	78
Таблица 3.2.5 – Диапазоны изменения, средние значения параметров башкирских карбонатных отложений Соликамской депрессии для двух классов	81

Таблица 4.1.1 – Характеристики моделей пласта при лабораторном определении коэффициента вытеснения в визейских терригенных отложениях месторождений Башкирского свода.....	84
Таблица 4.1.2 – Корреляционная матрица для выборки визейских терригенных отложений месторождений Башкирского свода	87
Таблица 4.1.3 – Многомерные уравнения при пошаговом регрессионном анализе данных 3-го класса визейских терригенных отложений месторождений Башкирского свода.....	95
Таблица 4.2.1 – Характеристики моделей пласта при лабораторном определении коэффициента вытеснения в визейских терригенных отложениях месторождений Соликамской депрессии	102
Таблица 4.2.2 – Корреляционная матрица для выборки визейских терригенных отложений месторождений Соликамской депрессии.....	104
Таблица 4.2.3 – Многомерные уравнения при пошаговом регрессионном анализе данных визейских терригенных отложений месторождений Соликамской депрессии	106
Таблица 4.2.4 – Корреляционная матрица для двух классов визейских терригенных отложений месторождений Соликамской депрессии.....	111
Таблица 4.2.5 – Диапазоны изменения, средние значения параметров визейских терригенных отложений месторождений Соликамской депрессии для двух классов	112
Таблица 4.3.1 – Основные характеристики объектов разработки визейских терригенных отложений	114
Таблица 4.3.2 – Характеристики моделей пласта и результаты оценки K_{em} продуктивных визейских терригенных отложений месторождений Соликамской депрессии	115

Введение

Актуальность темы исследования. Коэффициент вытеснения нефти (K_{em}), является одним из основных параметров при подсчете извлекаемых запасов и разработке месторождений. Для определения K_{em} применяется специальный метод лабораторного моделирования в соответствии с ОСТ 39-195-86, предполагающий использование кернов изучаемого объекта, пластовых флюидов (нефть, вода) и соблюдение условий залегания.

Процесс лабораторного моделирования является достаточно длительным и трудоемким, а иногда и невозможным в связи с недостаточным количеством или полным отсутствием керна. В этих условиях K_{em} может быть оценен по аналогии с соседними месторождениями или по аналитическим зависимостям.

Известно, что K_{em} в значительной мере зависит от проницаемости коллектора, которая определяется как стандартными исследованиями керна, так и специальными геофизическими и гидродинамическими исследованиями скважин. Интерпретация данных ГИС производится с использованием результатов стандартных исследований керна по корреляционным зависимостям ГИС-керна. Освещенность залежей гидродинамическими исследованиями в среднем составляет порядка 30 %, часто не превышая 10 %.

Наряду с проницаемостью на K_{em} оказывают влияние и емкостные параметры – пористость, начальная нефтенасыщенность, а также вязкость нефти, определяемые в массовом порядке при стандартных исследованиях.

Актуальность выполненных исследований связана с необходимостью достоверной оценки коэффициента вытеснения по стандартным исследованиям керна в различных геолого-физических условиях и обеспеченности геолого-технологической информацией без проведения специальных исследований.

Целью данной работы является получение аналитических зависимостей для оценки коэффициента вытеснения нефти башкирских карбонатных и визейских терригенных продуктивных отложений месторождений Башкирского свода и Соликамской депрессии Пермского Прикамья.

Основные задачи. Для достижения поставленной цели были сформулированы основные задачи диссертационного исследования:

1. Обобщить и проанализировать данные лабораторных исследований для выявления влияющих на $K_{\text{вт}}$ параметров, определяемых стандартными исследованиями керна.
2. Оценить особенности влияния характеристик пласта на величину $K_{\text{вт}}$ в условиях различных геолого-тектонических обстановок.
3. Разработать модели для обоснования значений $K_{\text{вт}}$ башкирских карбонатных и визейских терригенных отложений Башкирского свода и Соликамской депрессии.

Методы исследования. Поставленные задачи решались методами математической статистики при обработке данных лабораторных определений $K_{\text{вт}}$.

Объектом исследования являются данные лабораторных определений коэффициента вытеснения нефти водой и стандартных исследований керна башкирских карбонатных и визейских терригенных отложений месторождений Башкирского свода и Соликамской депрессии Пермского Прикамья.

Научная новизна. Впервые установлено, что для разновозрастных продуктивных отложений, расположенных в различных тектонических условиях, коэффициент вытеснения зависит от разных характеристик пласта, определяемых при стандартных исследованиях керна. Это подтверждено тем, что величина коэффициента вытеснения для башкирских карбонатных и визейских терригенных отложений Башкирского свода определяется начальной нефтенасыщенностью и динамической вязкостью нефти, а для территории Соликамской депрессии для этих отложений величина коэффициента вытеснения зависит от фильтрационных характеристик.

Положения, выносимые на защиту:

1. Для продуктивных отложений Башкирского свода, относящегося к структурам платформенного типа, величина $K_{\text{вт}}$ определяется в первую очередь емкостным параметром – начальной нефтенасыщенностью, а также вязкостью нефти. В продуктивных отложениях Соликамской депрессии Предуральяского

краевого прогиба величина $K_{\text{вм}}$ зависит преимущественно от фильтрационных параметров – проницаемости и подвижности.

2. Методика оценки $K_{\text{вм}}$ с использованием данных стандартных исследований коллекторских свойств керна.

3. Модели оценки коэффициента вытеснения для башкирских карбонатных и визейских терригенных отложений месторождений Башкирского свода и Соликамской депрессии Пермского края.

Практическая значимость работы. Разработан способ оценки $K_{\text{вм}}$ по стандартным исследованиям керна без его лабораторного определения, защищенный патентами РФ.

Построены модели оценки $K_{\text{вм}}$ для карбонатных башкирских и терригенных визейских отложений месторождений Башкирского свода и Соликамской депрессии Пермского Прикамья.

Апробация работы и публикации. Основные положения работы докладывались и обсуждались на XXIV Международной научно-практической конференции «Современные тенденции развития науки и технологий» г. Белгород (в 2017 г.), на Международной научно-практической конференции «Новая наука: История становления, современное состояние, перспективы развития» г. Пермь (в 2017 г.), на VII научно-практической конференции г. Ижевск (в 2017 г.), на 71-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ 2017» г. Москва (в 2017 г.), на Всероссийской научно-практической конференции с международным участием «Геология и полезные ископаемые Западного Урала» г. Пермь (в 2017 г.), on the International Conference "Actual Issues of Mechanical Engineering" г. Томск (в 2017 г.).

Автором опубликовано 14 научных работ по теме диссертации, из них 6 в изданиях, рекомендованных ВАК Минобрнауки РФ, получено 2 патента РФ.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав, заключения, списка использованных источников из 121 наименований. Текст изложен на 132 страницах машинописного текста, включает 39 рисунков и 23 таблицы.

ГЛАВА 1

Обзор методов определения и оценки коэффициента вытеснения нефти

Основная задача разработки – достижение утвержденного значения коэффициента извлечения нефти (КИН):

$$КИН = \frac{Q_{изв}}{Q_{геол}}, \quad (1.0.1)$$

где $Q_{изв}$ – запасы извлекаемые, $Q_{геол}$ – запасы геологические (балансовые).

В то же время коэффициент извлечения нефти описывается произведением двух коэффициентов - вытеснения $K_{вт}$ и охвата ($K_{охв}$) [46]:

$$КИН = K_{вт} \cdot K_{охв}. \quad (1.0.2)$$

Коэффициент охвата $K_{охв}$ характеризует степень вовлечения запасов залежи в разработку и зависит от реализуемой системы разработки.

Коэффициент вытеснения $K_{вт}$ характеризует полноту вытеснения нефти из пустотного пространства пород-коллекторов и определяется соотношением объема вытесненной из порового пространства нефти $V_{н.выт}$ к ее начальному объему $V_{нн}$:

$$K_{вт} = \frac{V_{н.выт}}{V_{нн}}. \quad (1.0.3)$$

Коэффициент вытеснения зависит от физико-химических свойств самой нефти (вязкость, содержание смол и асфальтенов) и вытесняющего агента (вязкость, плотность) и фильтрационно-емкостных свойств вмещающих пород-коллекторов (проницаемость, пористость, флюидонасыщенность, характер смачиваемости породы, структура порового пространства и др.) [12, 14, 15, 23]. На величину нефтевытеснения влияют вытесняющий агент [76, 89, 94] и технологические параметры закачки вытесняющего агента, например, нестационарная, циклическая закачка [36, 38, 39, 56, 60, 85, 87, 89, 97, 98].

На сегодняшний день в литературе описано несколько методов определения и оценки коэффициента вытеснения нефти. Кратко познакомимся с наиболее известными методами.

1.1. Метод «сушки»

В 1930 году М. Танасевич и П. Лисицын высказали идею о возможности оценки коэффициента вытеснения нефти по известным значениям остаточной нефтенасыщенности керна, промытого фильтратом глинистого раствора при его отборе [34, 43, 82]. Этот способ получил дальнейшее развитие в работах Маскета М., Котяхова Ф. И., Глумова И. Ф., Березина В. М. и др.

Зайнутдиновым Р. С. показано, что при бурении скважины на глинистом растворе с отбором керна, в нем в результате промывки фильтратом бурового раствора формируется остаточная нефтенасыщенность, соответствующая по величине керновой насыщенности из промытых заводнением зон. Однако при подъеме керна на дневную поверхность происходит потеря части нефти – незначительная в результате разгазирования и более значительная по причине испарения легких фракций за время, пока керн попадет в лабораторию.

В основе метода «сушки» лежит определение поправочных коэффициентов (коэффициентов сушки нефти), учитывающих потери нефти из-за выветривания. Для этого в момент извлечения керна из скважины подготовленный сухой образец керна пропитывается поверхностной (дегазированной) пробой нефти того же эксплуатационного объекта, что и только что извлеченный керн. Пропитанный нефтью образец выветривается при комнатной температуре, при этом его взвешивают до пропитки, сразу после пропитки и периодически в процессе выветривания. Коэффициент сушки определяют, как отношение массы нефти в образце в начальный момент к ее текущей массе. Опыт продолжается до резкого снижения интенсивности потери массы (закончилось выветривание легких фракций). Полученные коэффициенты используются для приведения текущей нефтенасыщенности извлеченного из скважины керна, определенной в лаборатории экстракционно-дистилляционным методом, к пластовым условиям промытого фильтратом бурового раствора.

1.2. Экстракционно-дистилляционный метод

Основан на экстракции керн от насыщающих его флюидов (нефти и воды) в процессе многократного омывания образцов породы растворителями в аппаратах Закса (ЛП-4) и Сокслета. Определение насыщенности керн флюидами осуществляется в два этапа. На первом этапе образцы керн помещаются в аппарат Закса, где из них отгоняется вода. После этого керн экстрагируется в аппаратах Сокслета, высаливается, высушивается в сушильном шкафу до постоянной массы. По значениям массы насыщенного флюидами образца керн до экстракции, объема содержащейся воды, массы сухого экстрагированного образца и плотностей дегазированной нефти и пластовой воды вычисляется его нефтенасыщенность. По значениям начальной (пластовой) и определенной экстракционно-дистилляционным методом остаточной (или текущей) нефтенасыщенности рассчитывается коэффициент вытеснения как

$$K_{\text{вт}} = 1 - \frac{K_{\text{но}}}{K_{\text{нн}}}, \quad (1.2.1)$$

где $K_{\text{вт}}$ – коэффициент вытеснения нефти, доли ед.; $K_{\text{но}}$ – остаточная (текущая) нефтенасыщенность, доли ед.; $K_{\text{нн}}$ – начальная нефтенасыщенность породы, доли ед.

1.3. Метод лабораторного определения коэффициента вытеснения при «бесконечной» промывке модели пласта водой (ОСТ)

В настоящее время данный метод является основным и регламентируется ОСТ 39-195-86 [62]. Согласно этому методу $K_{\text{вт}}$ определяется лабораторным путем на модели пласта, составленной из цилиндрических образцов керн с созданной в них начальной нефтенасыщенностью, отобранных из продуктивной части разреза скважин. Вытеснение нефти производится прокачкой через модель вытесняющего агента (воды) в достаточно большом (теоретически бесконечном) объеме до

полного обводнения выходящей из модели жидкости. По объему вытесненной нефти и ее первоначальному содержанию в модели рассчитывается $K_{от}$ по формуле (1.0.3).

Методика проведения опытов предполагает подготовку образцов и флюидов, проведение фильтрационных испытаний и обработку результатов. На этапе подготовки образцы стандартного размера диаметром около 30 мм, высверленные из полноразмерного керна, экстрагируются от содержащихся в них нефти и воды и высушиваются. Определяется их пористость и абсолютная газопроницаемость [28]. Далее образцы насыщаются под вакуумом пластовой водой или ее моделью, при этом по результатам взвешивания сухих и насыщенных водой образцов определяются объемы открытых пор [27]. Затем в образцах моделируется остаточная водонасыщенность $K_{ов}$, соответствующая начальной нефтенасыщенности $(1 - K_{ов})$ породы в пласте, различными методами – вытеснением углеводородной жидкостью (например, маслом), методом полупроницаемой мембраны в групповых воздушных капилляриметрах (рис. 1.3.1), центрифугированием, который может применяться и для вытеснения нефти [45, 46, 55, 56], испарением [112], капиллярной вытяжной и др.

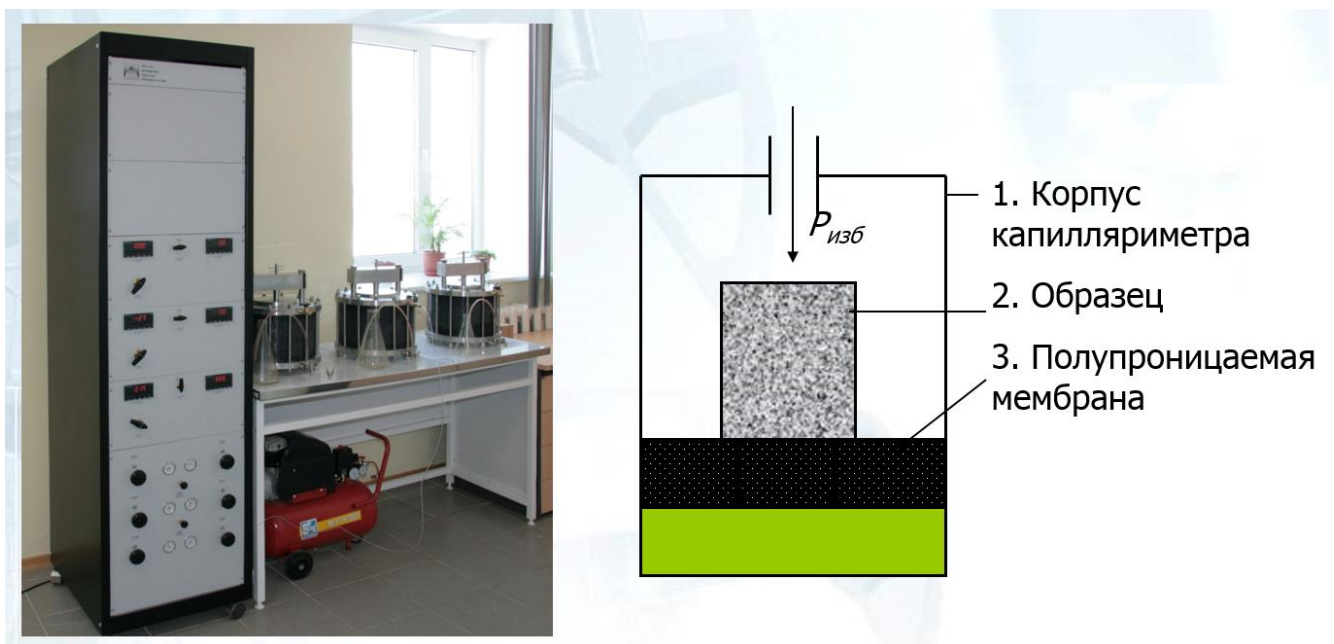


Рисунок 1.3.1 – Групповой капилляриметр

В капилляриметре водонасыщенный образец 2 устанавливается на мембрану 3 проницаемую для воды и не пропускающую газовую фазу (рис. 1.3.1). Камера с образцом герметизируется, в нее газом подается избыточное давление, при котором вода вытесняется из капилляров образца сквозь мембрану в сборную емкость. Давление в камере поддерживается до прекращения выхода воды из образца, после чего керн извлекают. Остаточная водонасыщенность определяется по результатам взвешивания образца с остаточной водой, сухого и полностью насыщенного водой.

Образцы, содержащие остаточную воду, насыщаются керосином, после чего из них формируется составная модель, которая закладывается в кернодержатель фильтрационной установки, позволяющий моделировать термобарические пластовые условия (рис. 1.3.2).



Рисунок 1.3.2 – Составная модель пласта и кернодержатель высокого давления

Модель пласта собирается из 5-12 образцов общей длиной до 0,3 м таким образом, что в направлении фильтрации образцы располагаются в порядке убывания их проницаемости (рис. 1.3.3). При этом отклонение значений проницаемости отдельных образцов от ее средней для модели в целом величины не должно превышать 50 %.

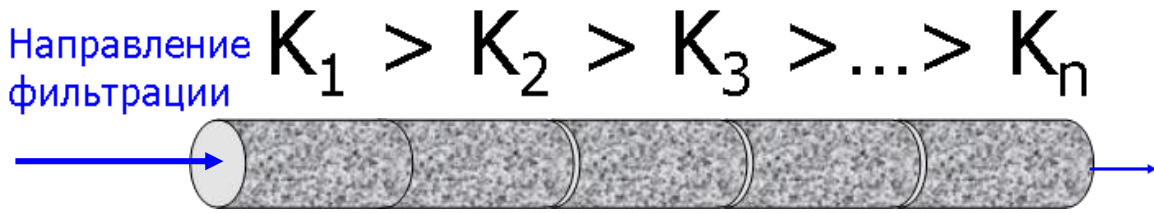


Рисунок 1.3.3 – Компоновка единичных образцов различной проницаемости в составной модели пласта

При проведении испытания используется изовязкозная модель нефти, приготовленная из безводной дегазированной пробы нефти, доведенная до вязкости в пласте разбавлением углеводородным растворителем, или рекомбинированная проба пластовой нефти.

Через модель пласта прокачивается 3-5 поровых объемов нефти, при этом происходит замещение керосина нефтью. Таким образом в образцах моделируется начальная нефтенасыщенность.

Со стороны большей проницаемости в модель закачивается вода при скоростях фильтрации и градиентах давления, соответствующих ожидаемым в пласте. Выходящая с противоположного торца нефть собирается в ловушке. Эксперимент продолжается до полного обводнения выходящей из модели жидкости, что достигается при прокачке порядка 15-40 поровых объемов. По объему вытесненной нефти отнесенному к ее первоначальному объему в модели рассчитывается коэффициент вытеснения.

По окончании вытеснения образцы керна извлекаются из кернадержателя и помещаются в аппараты Закса (ЛП-4) для отгонки из них воды (рис. 1.3.4). Таким образом $K_{вт}$ дополнительно контролируется экстракционно-дистилляционным методом:

$$K_{вт}^{ЛП-4} = \frac{V_{\text{в}} - V_{\text{ов}}}{V_{\text{нн}}}, \quad (1.3.1)$$

где $V_{\text{в}}$ - объем воды, отогнанной в аппарате Закса, $V_{\text{ов}}$ - объем остаточной воды в модели в начале опыта, $V_{\text{нн}}$ - первоначальный объем нефти в модели.



Рисунок 1.3.4 – Аппараты Закса (ЛП-4) для больших образцов керна в групповом колбонагревателе

Для объекта разработки определение коэффициента вытеснения проводится на нескольких моделях, проницаемость которых охватывает весь диапазон ее изменения в пласте. Это не всегда может быть выполнимо по причине неполного выноса керна, значительной неоднородности разреза по проницаемости и как следствие отсутствие в необходимом количестве кернов с близкими значениями проницаемости для формирования составных образцов. В то же время, при открытии мелких месторождений с геологическими запасами менее миллиона тонн [70] объемы бурения для них, в том числе с отбором керна, значительно ограничены с точки зрения финансовой отдачи разработки. В такой ситуации актуальны становятся другие методы оценки $K_{вт}$, например, расчетным способом.

1.4. По данным геофизических исследований скважин

Согласно выражению (1.2.1), определение коэффициента вытеснения нефти участков пласта, охваченных разработкой, возможно методами ГИС, позволяющими определить величины начальной и остаточной (текущей) нефтенасыщенности продуктивных отложений.

Начальная нефтенасыщенность пласта достаточно точно определяется по данным метода сопротивлений в необсаженных разведочных и оценочных скважинах, пробуренных на нефилътрующемся в пласт растворе, до начала разработки залежи [2, 3, 4, 9, 17, 18, 30, 31, 51].

При определении текущей и остаточной нефтенасыщенности участков пласта в необсаженных оценочных или эксплуатационных скважинах с открытым забоем необходимо учитывать минерализацию пластовых вод. Снижение солесодержания в результате прорыва нагнетаемой в пласт пресной воды создает дополнительные трудности при определении нефтенасыщенности методом сопротивления. В этих условиях необходимо знать удельное сопротивление смеси пластовых вод с нагнетаемыми. В обсаженных эксплуатационных скважинах определение текущей нефтенасыщенности пород возможно методами импульсно-нейтронного каротажа при условии солесодержания пластовых вод не менее 150 г/л.

Несколько иной подход описан в работе [40] В. М. Гусева, Б. И. Тульбовича, Е. Н. Москотина и В. Б. Бейзмана. В ней обосновывается возможность оценки значений коэффициента вытеснения из терригенных коллекторов Пермского Прикамья по зависимости коэффициента нефтевытеснения с двойным разностным параметром ΔJ_{ny} , определяемым по гамма-каротажу.

Позднее Г. П. Хижняком совместно с Б. И. Тульбовичем, В. Г. Михневичем и В. П. Митрофановым для расчета коэффициента вытеснения были предложены уравнения его связи с коэффициентом подвижности, представляющего собой отношение проницаемости коллектора по нефти к ее вязкости. Оценку проницаемости пласта предполагалось производить по материалам ГИС.

1.5. Метод аналогии

Метод аналогии основывается на проецировании геолого-физической информации хорошо изученных отложений на «аналогичные» менее изученные. В этой ситуации основной задачей является правильный подбор объектов-аналогов. Одиночные месторождения нефти и газа встречаются достаточно редко. Как правило, они образуют группы месторождений, расположенные в границах одного геоструктурного элемента, либо одно месторождение может быть осложнено несколькими поднятиями. Часто эти месторождения характеризуются схожим строением и свойствами пород-коллекторов, промышленной нефтеносностью отложений одного возраста и могут считаться аналогичными. Обществом инженеров-нефтяников, Американской ассоциацией геологов-нефтяников, Всемирным нефтяным советом и Обществом инженеров по оценке нефти подготовлены документы [114, 118]. В них отражены основные требования, предъявляемые к продуктивным отложениям, соответствие которым позволяет говорить об их аналогичности:

- объекты должны принадлежать одной геологической формации,
- нефтеносность приурочена к отложениям одного возраста и условий их формирования,
- объекты относятся к структурам одного типа,
- механизмы вытеснения нефти из продуктивных отложений одинаковые,
- геолого-физические свойства объекта-аналога представлены в более широком диапазоне, чем изучаемый объект [102, 117, 120].

Получение геолого-физической информации, в том числе о коэффициенте вытеснения, по вновь открытым месторождениям или залежам (особенно небольших размеров) может быть затруднено в связи с их слабой освещенностью кернами. В случае подбора объекта-аналога для таких залежей необходимая для проектирования разработки информация о коэффициенте вытеснения нефти может быть получена по его зависимостям от проницаемости, пористости, коэффициента подвижности и других параметров, построенным для

объекта-аналога [74], или приниматься по аналогии с ними [1, 75]. Например, выражение вида (1.5.1) широко распространено для продуктивных отложений Пермского края:

$$K_{вт} = A_1 + A_2 \cdot \ln K_{подв}, \quad (1.5.1)$$

где A_1 , A_2 – коэффициенты, полученных для конкретного объекта; $K_{подв}$ – коэффициент подвижности равный отношению проницаемости коллектора к вязкости нефти в условиях пласта.

При построении зависимостей вида (1.5.1) для исследуемой залежи экспериментальная база может быть увеличена за счет привлечения данных по объектам-аналогам в диапазонах значений проницаемости, не представленных керновым материалом, но фиксируемым на изучаемой территории по материалам ГИС и гидродинамическим исследованиям скважин [92].

1.6. По аналитическим зависимостям. Современное состояние метода определения коэффициента вытеснения нефти по аналитическим зависимостям

Обоснование объема извлекаемых запасов месторождения невозможно без определения коэффициента вытеснения, которое, как описано выше, производится преимущественно в лабораторных условиях. В случае, если лабораторное определение коэффициента вытеснения по каким-либо причинам затруднено или невозможно, то его оценка может производиться расчетным способом по зависимостям от параметров пласта и свойств флюидов [92]. Такие зависимости обычно строятся для группы месторождений, расположенных в пределах одной площади, или целого района нефтеносности и носят обобщающий характер. Для построения привлекаются результаты лабораторных определений $K_{вт}$, рассматриваются его зависимости от параметров, характеризующих свойства пласта и флюидов и ведется поиск наиболее тесных связей коэффициента вытеснения с этими параметрами.

Изучением вопросов определения фильтрационных характеристик пород-коллекторов в том числе коэффициента вытеснения нефти в разные годы занимались: Ш. К. Гиматудинов, В. Н. Дахнов, А. А. Ханин, Ф. И. Котяхов, Б. И. Тульбович, И. М. Бакиров, С. Н. Закиров, Anderson, Hu, J. J. Arps, C. Cronquist и др [31, 35, 59, 83, 84, 86].

Очевидно, что данное направление начало развиваться, как только были выполнены первые опыты по лабораторному определению K_{em} и появились статистические данные этих исследований. Методам обработки этих данных в том числе для построения аналитических зависимостей посвящена работа [100], опубликованная в США в 1967 году. Это позволило получить одни из первых эмпирических зависимостей, связывающих коэффициент вытеснения со свойствами пласта [101, 106]. Зависимости были получены для нефтенасыщенных песчаников и имели экспоненциальный вид.

Значительный интерес к этому направлению в настоящее время проявляют исследователи Китая [107, 119, 121]. Ими получены зависимости для расчета коэффициента вытеснения для ультранизкопроницаемых нефтенасыщенных песчаников [102]. Оценке K_{em} по эмпирическим зависимостям они уделяют большое внимание, о чем свидетельствует закрепление в отраслевом стандарте нефтяной промышленности Китая (SY/T 5367-2010) некоторых эмпирических зависимостей для терригенных коллекторов, разработанные на основе уравнений, полученных еще советскими учеными, и для карбонатных отложений, разработанных с использованием уравнений американских исследователей.

В отечественной практике зарождение данного направления пришлось на 60-70-х годы прошлого столетия [19, 41, 44, 83].

Общеизвестно, что коэффициент вытеснения «зависит от многих факторов, но прежде всего от естественных физических параметров коллекторов: фильтрационно-емкостных свойств, структуры порового пространства, поверхностных свойств пород, слагающих коллектор, характера и степени нефтеводонасыщенности, неоднородности коллектора по этим параметрам, вида вытесняющего агента, свойств пластовой нефти и вытесняющего агента» (цит. по

[5]). Для расчета K_{em} по зависимостям обычно используются уравнения связи с указанными параметрами, а справедливость этих уравнений во многом определяется достоверностью экспериментальных данных и их количеством, по которым эти зависимости построены.

А. И. Бакиров и И. М. Бакиров указывают [5], что эти зависимости в общем могут иметь три различных вида:

$$K_{em} = A \cdot \ln x + B, \quad (1.6.1)$$

$$K_{em} = A \cdot e^{-B \ln(1/x)}, \quad (1.6.2)$$

$$K_{em} = A \cdot e^{-B/x}, \quad (1.6.3)$$

где A, B – некоторые постоянные; x – геолого-физическая характеристика керна.

Не смотря на широкое распространение зависимостей вида (1.6.1) и (1.6.2), они, как считают авторы, не имеют физического смысла. Связано это с тем, что K_{em} принимает некорректные значения в крайних точках. При стремлении независимой переменной (например, проницаемости коллектора) к бесконечности, величина коэффициента превышает единицу. А при приближении же x к нулю, коэффициент вытеснения по формуле (1.6.1) становится отрицательным.

На процесс вытеснения нефти указанные ранее факторы влияют одновременно, но их влияние не одинаково. Этим, очевидно, объясняется то, что зависимости K_{em} от какого-либо одного параметра часто не имеют достаточно тесных корреляционных связей. Отсюда вытекает необходимость построения зависимостей, учитывающих влияние на K_{em} сразу нескольких наиболее значимых для него параметров. В работе [5] приводится сравнительный анализ зависимостей вида (1.6.1-1.6.3), использующих для расчета K_{em} лабораторные данные о проницаемости, открытой и эффективной пористости керна, плотности и вязкости нефти. Большинство полученных зависимостей имели низкий коэффициент детерминации (R^2). Его высокие значения отмечены для зависимостей вида (1.6.3) коэффициента вытеснения нефти от комплексного параметра, представляющего собой отношение произведения вязкости нефти и эффективной пористости ($K_{n.эф}$)

к проницаемости коллектора (K_{np}) и плотности нефти (ρ_n) бобриковских (1.6.4) и верейских (1.6.5) продуктивных отложений:

$$K_{em} = 0,6221 \cdot e^{\left(\frac{-0,02\mu_n K_{n.эф}}{K_{np}\rho_n} \right)}, R^2=0,9855, \quad (1.6.4)$$

$$K_{em} = 0,4327 \cdot e^{\left(\frac{-0,0056\mu_n K_{n.эф}}{K_{np}\rho_n} \right)}, R^2=0,9457. \quad (1.6.5)$$

Для залежей в девонских (1.6.6), башкирских (1.6.7) и турнейских (1.6.8) отложениях наибольшие значения R^2 получены для зависимости коэффициента вытеснения от проницаемости:

$$K_{em} = 0,6239 \cdot e^{\left(\frac{-0,085}{K_{np}} \right)}, R^2=0,5303, \quad (1.6.6)$$

$$K_{em} = 0,3517 \cdot e^{\left(\frac{0,0053}{K_{np}} \right)}, R^2=0,7160, \quad (1.6.7)$$

$$K_{em} = 0,5158 \cdot e^{\left(\frac{-0,0066}{K_{np}} \right)}, R^2=0,4668. \quad (1.6.8)$$

Авторы отмечают, что увеличение числа переменных в зависимостях (1.6.1) и (1.6.2) приводит к снижению тесноты связей в отличие от (1.6.3). Зависимости вида (1.6.3) рекомендуются ими к применению, при этом для получения более тесных связей необходимо группировать рассматриваемые объекты разработки по значениям проницаемости и вязкости нефти.

В продолжение этих исследований Шафигуллиным Р. И. и Бакировым И. М. в работе [96] проанализирован значительный объем данных лабораторных исследований керна девонских терригенных, тульско-бобриковских и кыновско-пашийских продуктивных отложений месторождений Татарстана. Построением корреляционных полей установлено наличие связи коэффициента вытеснения с начальной нефтенасыщенностью, объемной водонасыщенностью и проницаемостью коллектора и ее отсутствие с пористостью. Отмечена сильная корреляционная связь K_{em} с проницаемостью. Для девонских отложений (1.6.9) она характеризуется коэффициентом $R^2=0,8832$.

$$K_{em} = 0,71355 \cdot \exp(-0,026 / K_{np}), \quad (1.6.9)$$

Для усиления связи залежи были разделены на две группы по значениям вязкости нефти - 30-50 мПа·с и более 100 мПа·с. В итоге авторами получено следующее выражение для коэффициента вытеснения, удовлетворяющее граничным условиям и обеспечивающее достаточно высокую аппроксимацию фактических данных:

$$K_{em} = K_{em\max} \cdot \exp\left(\frac{-(1 - K_{em\max}) \cdot 0,1}{K_{np}}\right), \quad (1.6.10)$$

где $K_{em\max}$ – максимальное значение коэффициента вытеснения.

Выражение (1.6.10) справедливо для девонских терригенных и тульско-бобриковских отложений Татарстана, для которых R^2 соответственно равен 0,9079 и 0,7690. Оно учитывает влияние на K_{em} не только проницаемости, но и максимальной нефтенасыщенности порового пространства ($K_{n\max}$), которая в свою очередь связана с вязкостью нефти и вытесняющей ее воды (μ_v):

$$K_{em\max} = K_{n\max}^2 \left(\frac{\mu_n}{\mu_v} \right)^{-0,15}. \quad (1.6.11)$$

Найденное авторами решение является, по своей сути, многомерной задачей, где на первом этапе оценивается максимальное значение коэффициента вытеснения в зависимости от максимальной нефтенасыщенности породы и соотношения вязкостей нефти и вытесняющего ее агента. На втором шаге оценивается доля этого коэффициента, ограниченная фильтрационной характеристикой пласта.

Вопреки этому, некоторые ученые считают ненаучным использование расчетных формул для прогноза коэффициента вытеснения, которые являются не физическими, а статистическими, и теснота связи в них во многом зависит от объема выборки и достоверности лабораторных данных. По их мнению, достоверно величина K_{em} может определяться только лабораторным путем. Закиров С. Н. и Муртазалиев А. Ш. считают, что любая залежь характеризуется значительной дифференциацией литотипов коллекторов и их фильтрационно-

емкостных свойств, и для каждого из них необходимо определять K_{gm} [35]. Однако, это не всегда может обеспечить требуемый результат. Так проведенное Соколовым С. В. сравнение результатов исследований K_{gm} для одной и той же залежи, выполненных четырьмя разными лабораториями, показало их различие [77]. При этом разница отмечается не только в значениях K_{gm} , но и в трендах корреляционных полей зависимости K_{gm} от логарифма проницаемости, построенных по лабораторным данным.

Одной из причин выявленных различий Соколов С. В. видит возможное несоответствие пластовым значениям начальной нефтенасыщенности керновых образцов при лабораторном моделировании нефтевытеснения, при котором остаточная вода создается в капилляриметрах и характеризует предельную начальную нефтенасыщенность породы.

Другую причину автор статьи усматривает в несоответствии градиентов давлений при моделировании нефтевытеснения из низкопроницаемых образцов условиям пласта. При вытеснении нефти из модели пласта стараются соблюсти известные критерии подобия и скорости фильтрации флюидов в поровом пространстве [62]. Однако при проницаемости образцов менее $0,1 \text{ мкм}^2$ эти скорости достижимы при градиентах давления, на 1-2 порядка [78] превышающих пластовые, что вероятно приводит к занижению остаточной нефтенасыщенности образцов керна.

Соколовым С. В. рассмотрены различные виды зависимостей коэффициентов предельной (K_{nn}), начальной, остаточной ($K_{он}$) нефтенасыщенности от логарифма проницаемости, пористости и др. для экспериментальной выборки из 12 образцов. Наибольшим значением R^2 равным 0,92 характеризуется зависимость вида:

$$K_{он} \cdot \log(K_{np}) = 0,394 \cdot K_{nn} \cdot \log(K_{np}) + 0,047. \quad (1.6.12)$$

В работе также отмечается, что при невозможности построения зависимостей для конкретного объекта, следует пользоваться обобщенными зависимостями, полученными для данного региона в целом. Например, для территории Западной Сибири получены следующие обобщенные зависимости коэффициента остаточной

нефтенасыщенности, а, следовательно, и коэффициента вытеснения нефти для пластов А, Б, Ю от начального нефтенасыщения пород и логарифма скорости вытеснения (ω) [57]:

$$K_{он} = 0,20 + (K_{нн} - 0,30) \cdot (0,312 - 0,415 \cdot \log \omega), \quad (1.6.13)$$

$$K_{он} = 0,23 + (K_{нн} - 0,30) \cdot (0,299 - 0,271 \cdot \log \omega), \quad (1.6.14)$$

$$K_{он} = 0,19 + (K_{нн} - 0,30) \cdot (0,244 - 0,286 \cdot \log \omega). \quad (1.6.15)$$

Автор отмечает одну особенность этих зависимостей – остаточная нефтенасыщенность увеличивается с ростом начального нефтенасыщения породы. Это необходимо учитывать, особенно для недонасыщенных нефтью отложений, в которых $K_{он}$ будет занижен, а $K_{ем}$, соответственно, неоправданно завышен.

Пермский край является давним регионом нефтедобычи, история которого насчитывает почти 90 лет. Физическое моделирование нефтевытеснения на составных образцах керна проводится в лабораториях института ПерНИПИнефть с 1971 года. За это время выполнено более 1500 экспериментов по определению $K_{ем}$, накоплен значительный объем данных об основных фильтрационно-емкостных свойствах нефтесодержащих пород.

Первые зависимости коэффициента вытеснения для отложений Пермского Прикамья получены В. Г. Михневичем и Б. И. Тульбовичем, в которых наряду с абсолютной газопроницаемостью коллектора и вязкостью нефти учитывалось содержание в нефти смол (K_c) и асфальтенов (K_a) [52]:

- терригенные породы,

$$\lg K_{ем} = 0,063 \lg K_{np} - 0,137 \lg \mu_n + 0,00124 K_c - 0,0266 K_a - 0,0301, R^2=0,804 \quad (1.6.16)$$

- карбонатные породы

$$\lg K_{ем} = 0,064 \lg K_{np} - 0,1194 \lg \mu_n - 0,0067 K_a + 0,0035 K_c - 0,130, R^2=0,701 \quad (1.6.17)$$

Эти зависимости апробированы при расчете значений $K_{ем}$ по 52 пластам 32 месторождений. Сравнение рассчитанных по (1.6.16) и (1.6.17) и определенных лабораторным путем значений $K_{ем}$ показало их высокую сходимость – относительные погрешности составили 6 % для терригенных пород и 5,1 % - для карбонатных пород.

Позднее Г. П. Хижняком совместно с В. Г. Михневичем и Б. И. Тульбовичем предложено использовать для построения зависимостей $K_{\text{вт}}$ «коэффициент подвижности» определяемого как отношение проницаемости породы ($K_{\text{прн}}$) к вязкости флюида, для которого эта проницаемость определена [53, 54, 61, 88, 90]:

- карбонатный коллектор

$$K_{\text{вт}} = 0,0280 \ln \frac{K_{\text{прн}}}{\mu_{\text{н}}} + 0,6742, R^2=0,426; \quad (1.6.18)$$

$$K_{\text{вт}} = 0,0213 \ln \frac{K_{\text{прн}}}{\mu_{\text{н}}} + 0,0022 \frac{K_{\text{с}}}{K_{\text{а}}} + 0,6295, R^2=0,493; \quad (1.6.19)$$

- терригенный коллектор

$$K_{\text{вт}} = 0,0366 \ln \frac{K_{\text{прн}}}{\mu_{\text{н}}} + 0,7383, R^2=0,420. \quad (1.6.20)$$

Для расчета использовались значения проницаемости, определенные при гидродинамических исследованиях скважин или оцененные по данным ГИС. Г. П. Хижняком получены аналитические зависимости $K_{\text{вт}}$ от $K_{\text{поров}}$ для многих месторождений Пермского края, отраженные в проектных документах на разработку этих месторождений. Им также установлены связи $K_{\text{вт}}$ с характеристиками структуры пустотного пространства пористой среды – «долей застойных зон $\alpha_{\text{м}}$ » и коэффициентом Траска TR, определяемыми соответственно методами «метки» и смесимого вытеснения [93].

При получении этих зависимостей было установлено, что параметр $K_{\text{с}}/K_{\text{а}}$, отражающий реологические свойства нефти и прочность межфазных пленок, в значительной степени влияет на коэффициент вытеснения нефти из карбонатных пород: *«Смолы «связывают» наиболее активные компоненты нефти-асфальтены, препятствуя их адсорбции на поверхности породы и на межфазной границе с водой. Поэтому, чем ниже значение $K_{\text{с}}/K_{\text{а}}$, тем существеннее проявляются свойства нефти, выше прочность межфазных пленок и адсорбция асфальтенов на поверхности породы»* (цит. по [37]). В то же время, неучет этого

параметра для терригенных пород не влияет на точность аппроксимации. Поэтому, для расчетов рекомендовано более простое выражение (1.6.20).

Митрофановым В. П. и Ермаковой И. М рассмотрено влияние открытой пористости, абсолютной газопроницаемости и структурного параметра $C_{mp} = \sqrt{K_{npz} / K_n}$ на остаточную нефтенасыщенность визейских терригенных отложений месторождений Куединско-Чернушинской зоны нефтегазонакоплений [50]. Выбор объектов исследования обусловлен схожестью их литолого-фациальных условия формирования. Авторами были построены зависимости $K_{он}$ степенного вида. Для практического применения рекомендована зависимость от пористости:

$$K_{он} = 10,15 \cdot K_n^{0,3413}, R^2=0,489. \quad (1.6.21)$$

В работе также рассмотрены связи динамической пористости (K_{nd}), где $K_{nd} = 1 - K_{ов} - K_{он}$, с абсолютной газопроницаемостью, открытой пористостью и начальной нефтенасыщенностью. Предложены формулы для оценки этих параметров, в том числе и их кондиционных значений для нижней границы коллектор-неколлектор, по K_{nd} для месторождений юга Пермского региона.

Изучению влияния вязкости нефти на остаточную нефтенасыщенность и коэффициент вытеснения посвящено немало работ. У исследователей до сих пор не сложилось единого мнения на этот счет. В [6, 103] авторы проанализировали результаты лабораторного определения $K_{от}$ на моделях бобриковского терригенного и турнейского карбонатного пластов месторождений Самарской области. Исследуемые объекты имели близкие фильтрационно-емкостные свойства пород, но отличались вязкостью и составом нефти.

Анализ показал, что при лабораторном моделировании нефтевытеснения из бобриковских и турнейских отложений получены достаточно близкие значения остаточной нефтенасыщенности кернов (0,307 и 0,355) и коэффициента вытеснения нефти водой (0,671 и 0,534) при изменении вязкости нефти от 2,3 до 98,5 мПа·с и от 2,99 до 33,5 мПа·с соответственно. Из чего авторы делают вывод об отсутствии влияния вязкости нефти на указанные параметры. Ее величиной

определяется объем прокачки вытесняющего агента через пористую среду, необходимый для снижения нефтенасыщенности до неуменьшаемого значения. Если для коллекторов с нефтью незначительной вязкости (до 5 мПа·с) достаточно 6-8 поровых объемов, то при вязкости 98,5 мПа·с прокачка возрастает до 30 объемов пустотного пространства.

Борисовым Б. Ф. с соавторами [7, 8, 71, 104, 106, 108] выполнено обобщение результатов лабораторных исследований коэффициента вытеснения высоковязкой (от 30 до 200 мПа·с) и сверхвязкой (более 200 мПа·с) нефти из башкирских и турнейских карбонатных и бобриковских терригенных отложений месторождений Самарской и Ульяновской областей. Рассмотренные отложения имеют схожие литолого-петрофизические характеристики, о чем свидетельствуют значения пористости и абсолютной газопроницаемости, находящиеся в общем корреляционном поле, но отличаются составом и свойствами (в первую очередь вязкостью) нефти. В результате обобщения данных по 71 определению $K_{вт}$ для башкирских, 65 для турнейских и 268 для бобриковских отложений были получены корреляционные зависимости (1.6.22-1.6.31) остаточной нефтенасыщенности и коэффициента нефтевытеснения от проницаемости коллектора и коэффициента подвижности, показавшие хорошую сходимость расчетных значений, оцененных по предложенным зависимостям и по уравнениям из утвержденных проектных документов на разработку месторождений.

Башкирские отложения:

$$K_{он} = 0,3975 - 0,085 \lg K_{np}, r = 0,556, \quad (1.6.22)$$

$$K_{он} = 0,266 - 0,073 \lg K_{подв}, r = 0,611, \quad (1.6.23)$$

$$K_{вт} = 0,704 - 0,094 \lg K_{подв}, r = 0,607. \quad (1.6.24)$$

Турнейские отложения:

$$K_{он} = 0,320 - 0,093 \lg K_{np}, r = 0,567, \quad (1.6.25)$$

$$K_{он} = 0,230 - 0,064 \lg K_{подв}, r = 0,568, \quad (1.6.26)$$

$$K_{вт} = 0,665 + 0,060 \lg K_{подв}, r = 0,450. \quad (1.6.27)$$

Бобриковские отложения:

$$K_{он} = 0,403 - 0,0915 \lg K_{np}, r = 0,438, \quad (1.6.28)$$

$$K_{он} = 0,2354 - 0,0905 \lg K_{нодв}, r = 0,533, \quad (1.6.29)$$

$$K_{ем} = 0,5433 + 0,1448 \lg K_{np}, r = 0,577, \quad (1.6.30)$$

$$K_{ем} = 0,7628 + 0,1178 \lg K_{нодв}, r = 0,578. \quad (1.6.31)$$

Стоит отметить, что учет вязкости нефти для бобриковских отложений в уравнении (1.6.31) практически не влияет на корреляцию коэффициента вытеснения без этого учета (1.6.30), так как значения коэффициента корреляции r практически совпадают.

Авторы рекомендуют использовать зависимости при невысоком выносе керна из пластов или его отсутствии, когда моделирование нефтевытеснения производится на единичных образцах, чего недостаточно для построения надежных корреляционных зависимостей для изучаемых отложений.

Янин А. Н., основываясь на опыте рассмотрения проектных документов на разработку месторождений, отмечает, что «... далеко не всегда результаты прямых лабораторных экспериментов на собственном керне можно расценивать как достоверные, пригодные для проектирования» [99]. В качестве доказательства автор приводит значения параметров составных керновых образцов (пористость, проницаемость, начальная нефтенасыщенность) и достигнутых при моделировании нефтевытеснения значений остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения по некоторым объектам разработки. Сравнение экспериментальных данных с соответствующими характеристиками объектов из государственного баланса показало, что первые не соответствуют вторым. Используемые при лабораторном определении $K_{ем}$ параметры моделей пластов оказались в большей части завышены. Так по некоторым объектам средняя начальная нефтенасыщенность превышала значение из государственного баланса на 48 процентов. Это в свою очередь приводит к необоснованно завышенным величинам остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения, значения которых автор оценил по обобщенным для данного региона корреляционным зависимостям, используя для подсчета данные из государственного баланса.

В результате анализа данных лабораторных определений $K_{от}$ из отложений пласта Ю₁ для 37 месторождений Нижневартовского свода Яниным А. Н. построены зависимости для оценки остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения следующего вида:

$$K_{от} = 0,363K_{nn} + 0,068, \quad (1.6.32)$$

$$K_n \cdot K_{от} = 0,410 \cdot K_n \cdot K_{nn} + 0,007, \quad (1.6.33)$$

$$K_{от} = 0,232K_{nn} + 0,381. \quad (1.6.34)$$

Коэффициенты корреляции уравнений (1.6.32-1.6.34) в статье, к сожалению, не приводятся. Автор также отмечает, что зависимость коэффициента вытеснения от проницаемости породы для пласта Ю₁ отсутствует.

Краткие выводы по главе

Среди рассмотренных методов определения и оценки $K_{от}$ только метод «бесконечной» промывки модели пласта является прямым, при котором выполняется физическое вытеснения нефти при близких пластовым условиях, при котором фиксируется объем вытесненной нефти. Формируемая в образцах остаточная нефтенасыщенность является предельной и практически недостижимой в условиях пласта. Остальные методы являются косвенными, поскольку основываются на крайних точках процесса вытеснения, которые характеризуются начальной и остаточной (текущей) нефтенасыщенностью - метод «сушки» и экстракционно-дистилляционный метод, либо опираются на результаты исследований других методов – ГИС, метод аналогий, аналитические зависимости.

Являющийся основным метод лабораторного определения $K_{от}$ позволяет наиболее полно моделировать фильтрационные процессы, протекающие в пласте при разработке залежи. Отсутствие разрушающего воздействия на породу позволяет воспроизводить результаты экспериментов для большей достоверности. Определенные в опыте значения $K_{от}$ являются максимально достижимыми для данных литолого-петрофизических условий коллектора при использовании

конкретного вытесняющего агента и режима его закачки. Однако в силу своих особенностей метод имеет и ряд существенных недостатков:

- составная модель отражает литолого-фациальные и фильтрационно-емкостные свойства лишь определенного конкретного участка пласта, поэтому результаты исследований носят локальный характер;
- для реализации метода необходимо определенное количество представительного керна, наличие специального лабораторного оборудования, привлечение значительных людских и материальных ресурсов;
- подготовка и проведение фильтрационных экспериментов – достаточно трудоемкий и длительный процесс, допущение ошибок на каком-либо из этапов которого способно перечеркнуть его результаты и потребовать повторения опыта.

Говоря о достоинствах и недостатках основного метода следует отметить, что в условиях отсутствия керна или необходимости экспресс-оценки данный метод неприменим. В этой ситуации становится актуальным метод, позволяющий оценить $K_{\text{вт}}$ расчетным способом.

Изучение литературных источников показало, что оценка остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения может производиться по их зависимостям от свойств пласта и флюидов [10, 11, 29]. В некоторых случаях этот метод является единственным способом получения информации при проектировании разработки новых слабо изученных или мелких месторождений и залежей, лабораторное определение $K_{\text{вт}}$ для которых ограничено в связи с недостаточным выносом керна или его непредставительностью, значительной продолжительностью опытов с использованием сверхвысоковязкой нефти. В этой ситуации оценка может производиться по обобщенным зависимостям для изучаемой территории или региона нефтегазоносности, которые также могут применяться для контроля результатов лабораторных исследований.

Связи с тем, что зависимости коэффициента нефтевытеснения и остаточной нефтенасыщенности являются не физическими, а статистическими, они не имеют четко определенного вида. Для регионов с различными геолого-физическими условиями эти зависимости различаются. Так продуктивные отложения Татарстана

хорошо аппроксимируются зависимостями экспоненциального вида, для территории Западной Сибири связи имеют линейный характер, в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции отложения описываются логарифмической функцией.

Кроме вида корреляционной зависимости для различных территорий отличаются и параметры, с которыми $K_{вт}$ и $K_{он}$ имеют тесные корреляционные связи. Полнота вытеснения нефти наиболее часто связана с проницаемостью коллектора и его начальной нефтенасыщенностью. Реже ее связывают с пористостью, подвижностью нефти, скоростью вытеснения, относительной вязкостью. Влияние вязкости нефти на степень ее вытеснения из породы по сей день однозначно не определено, но многие исследователи склоняются к отсутствию непосредственного влияния этого параметра на коэффициент вытеснения.

Получение или уточнение зависимостей для оценки коэффициента вытеснения может способствовать повышению качества геолого-физической информации для территорий Пермского края, перспективных к открытию мелких и мельчайших месторождений, которым посвящен следующий раздел.

ГЛАВА 2

Краткая тектоническая и геолого-физическая характеристика изучаемой территории. Методика оценки коэффициента вытеснения нефти с использованием данных стандартных исследований керна

2.1. Краткая характеристика тектоники Пермского края

Пермский край является давним районом нефтедобычи. Его территория включает 19 крупных тектонических структур, приуроченных к отложениям платформенной части и зоны Предуральской депрессии (рис. 2.1.1). Центральная часть территории края в субмеридианальном направлении и его юго-западная окраина осложнены Камско-Кинельской системой прогибов (ККСП), в бортовых зонах и возвышенных участках осевой части которой расположена основная часть месторождений нефти, связанных со структурами облекания древних рифовых построек. Территория подверглась значительному изменению в кембрийское время, в которое произошел раскол единого континента в районе современного Уральского горного хребта, а также в процессе тектонических подвижек герцинского периода с раннедевонского по раннетриасовое время, связанных с Уральским горообразованием, при котором происходило погружение восточной окраины Русской платформы и надвиг на нее Западносибирской плиты.

Территория края осложнена многочисленными валами, которые имеют тектоническое, тектонно-седиментационное либо пластическое происхождение. К первым относятся валы, образованные в результате разлома фундамента (Краснокамско-Полазненский, Зюкайский и др.) и антиклинали, приуроченные к фронтальным складкам надвигов Урала (Западно-Кизеловская, Артинская и др.). Связанные с такими валами поднятия прослеживаются на значительную глубину, а в первом случае до фундамента. С глубиной их амплитуда обычно увеличивается.

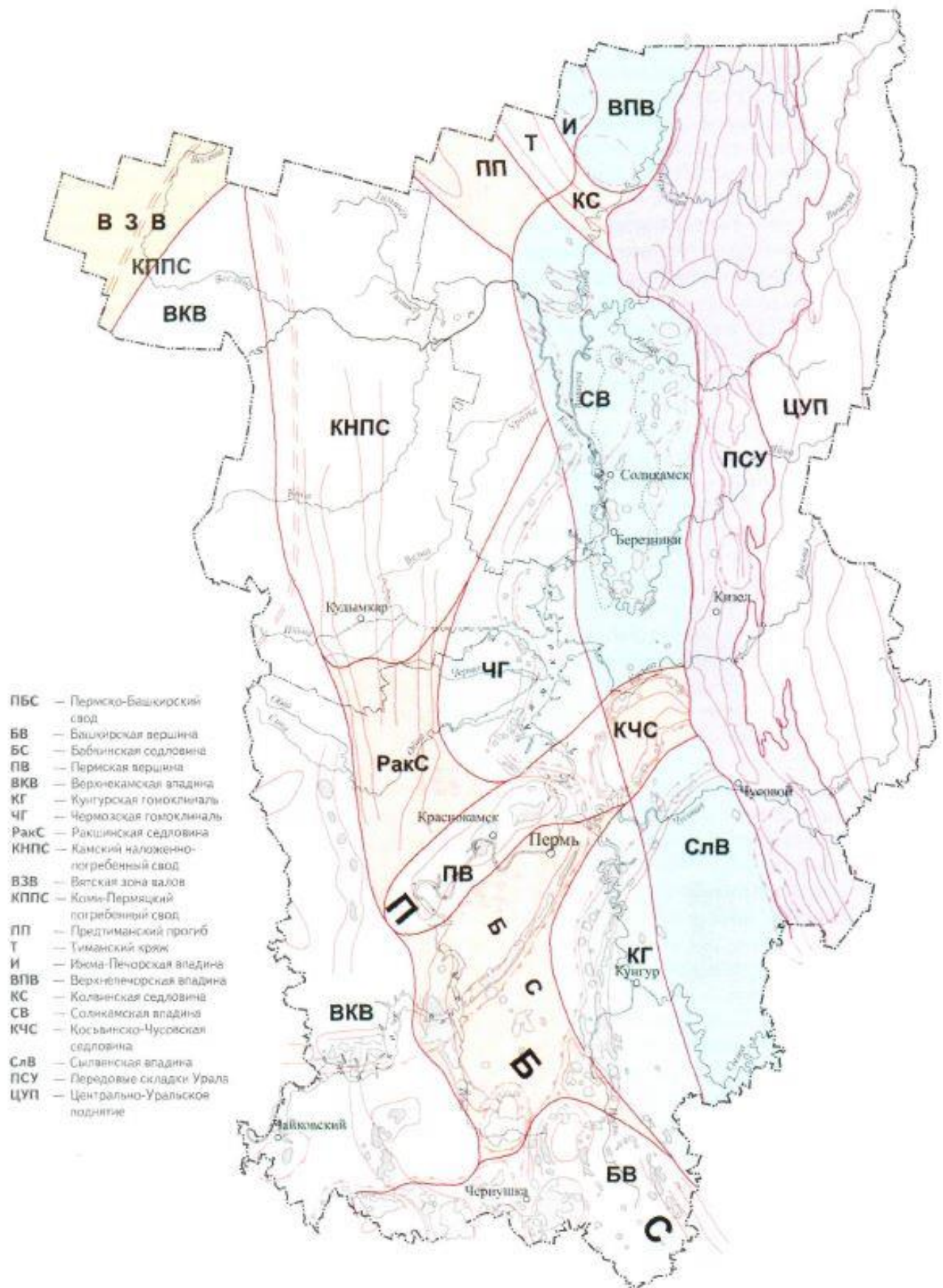


Рисунок 2.1.1 – Схема тектонического районирования Пермского края (Проворов В.М., 2006)

С валами второй группы связаны положительные структуры облекания рифогенных массивов, приуроченных к внутрибортовым зонам Камско-Кинельской системы впадин, а также отдельным рифовым постройкам, палеоатоллам и палеоплато верхнедевонско-турнейского и более позднего возрастов. Подобные структуры, как правило, прослеживаются на глубину только до поверхности рифа. Валы пластического происхождения связаны с проявлениями диапиризма соляных отложений Соликамской депрессии, терригенных отложений девона Вятской зоны [73].

Стратиграфический разрез осадочного чехла довольно выдержан на большей части территории края и представлен отложениями палеозойского и кайнозойского возрастов. Мезозойские отложения в разрезе практически полностью отсутствуют, встречаются лишь локально на севере. За геологическую историю условия осадконакопления на территории многократно изменялись, периоды трансгрессии и регрессии моря, смена морской обстановки континентальным режимом и обратно обусловили чередование терригенных и карбонатных разностей, а также отсутствие в разрезе (размыв) части отложений.

Типичными представителями структур платформенной части и района Предуральской депрессии (ПрД) являются соответственно Башкирский свод и Соликамская депрессия, которые примечательны значительным количеством открытых месторождений, перспективностью новых открытий, а также объемом накопленной информации по этим месторождениям. Продуктивные отложения этих структур рассмотрены в данном исследовании. Их краткой характеристике посвящены следующие параграфы.

2.2. Характеристика тектонического и литолого-стратиграфического строения Башкирского свода на территории Пермского края

Башкирский свод (БС) в тектоническом отношении является южной (Башкирской) вершиной более крупного Пермско-Башкирского свода (ПБС), оформившегося в послераннепермское время (рисунок 2.1.1). На территории

Пермского края ПБС представлен своей северной оконечностью и четко выделяется по отсутствию на геологической карте татарских отложений. В северной части ПБС представлен Пермским выступом (Пермским сводом), сформировавшимся в результате горстообразного подъема кристаллического фундамента Краснокамско-Гремячинской зоны. Оба выступа разделены Бабкинской седловиной, которая прослеживается по всему разрезу осадочных пород вплоть до фундамента.

В нижнепермских отложениях в восточной части ПБС выделяется Кунгуро-Уфимский выступ, представленный на земной поверхности Уфимским плато. По более древним отложениям эта территория представляет собой Кунгурскую гомоклиналь (Быско-Кунгурская моноклиналь), погружающуюся в восточном направлении. Башкирский и Кунгуро-Уфимский выступы южнее Уфимского плато образуют Башкирскую вершину (Башкирский свод), расположенную над Калтасинским авлакогеном, где фундамент залегает на глубине более 10-12 км [73].

Размеры Башкирского свода на территории края 160х15-100 км. Западный и центральный его участки осложнены локальными выступами (Москудьинский, Татышлинский), Дубовогорской террасой, Капканской зоной поднятий и Чернушинской валообразной зоной, в северной части Сосновским выступом.

Поверхность кристаллического фундамента залегает на глубинах от 3,5 (восточная окраина) до 10 км (южная территория в районе Калтасинского авлакогена [48] и погружается в юго-западном направлении, бурением не вскрыта. Столь значительное погружение кровли фундамента снивелировано в рифейское время семикилометровой толщей терригенных пород. Осадочный чехол сложен породами рифейского и вендского возрастов, палеозойскими осадками девонского, каменноугольного и пермского периодов, перекрытых четвертичными отложениями.

Рифейские отложения представлены доломитами с прослоями аргиллитов, а также песчаниками среднего и верхнего рифея большой мощности. Вендские отложения на территории свода представлены глинистыми разностями.

Девонский разрез выполнен терригенными отложениями гравелитов, песчаников и алевролитов верхнеэмского подъяруса с прослоями аргиллитов и карбонатов. Поверх залегают терригенно-карбонатные породы эйфельского яруса, перекрытые алевролитами, песчаниками и аргиллитами живетского яруса. В верхней части комплекса расположены нижнефранские терригенные отложения пашийского и терригенно-карбонатные тиманского горизонтов. Эти отложения перекрыты карбонатными разностями доманиковых фаций и породами рифогенного происхождения франского и фаменского возрастов. К терригенным и карбонатным отложениям девона приурочены залежи нефти (пласты группы Д, Фр, Фм).

Нижний отдел каменноугольной системы начинается слоистыми турнейскими карбонатами, которые в пределах свода формировались преимущественно в условиях мелководного шельфа. Выше залегают терригенные отложения радаевского, бобриковского и тульского горизонтов, выполненных песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Для отложений характерна ритмичность и уменьшение проницаемости вверх по разрезу. Верхняя часть тульского разреза сложена карбонатными осадками. Нефтеносность установлена в карбонатных турнейских и тульских (пласты Т и Тл1) и терригенных радаевских, бобриковских и тульских отложениях (пласты Мл, Бб, Тл2). В завершение нижнекаменноугольного периода море отступает, на значительной территории Башкирского свода наступает более мелководным режим осадконакопления мощных карбонатных толщ [37].

Отложения среднего карбона включают породы башкирского и московского ярусов. Башкирские отложения литологически является довольно однообразными. На 80% они сложены известняками, доломиты встречаются сравнительно редко и приурочены преимущественно к зонам структурных поднятий II и III порядков. Отложения являются промышленно нефтеносными (пласты группы Бш). В московском ярусе верейский разрез представлен циклично переслаивающимися проницаемыми карбонатными пачками (пласты группы В), разделенными непроницаемыми терригенными, выполненными глинисто-мергельными

разностями, глинистыми известняками, реже аргиллитами. В разрезе выделяют четыре пачки (B_1 - B_4), нижние (B_3 и B_4) характеризуются наилучшими коллекторскими свойствами и промышленно нефтеносны. В некоторых районах, преимущественно в восточной части, непроницаемые породы между этими пачками слабо выражены или отсутствуют, поэтому их рассматривают совместно (B_3B_4). В каширских отложениях ритмичность осадконакопления сохранилась, но контрастность изменения уменьшается вверх по разрезу, который выдержан на всей территории Башкирского свода. В нем выделяется четыре пачки пористых карбонатов (K_1 - K_4), разделенных плотными глинисто-карбонатными разностями мощностью до 12 м, увеличивающейся в восточном направлении. В ряде месторождений к отложениям приурочены нефтяные залежи (пласты группы К). Отложения подольского горизонта сложены преимущественно карбонатами. В нем выделяют три пачки проницаемых пород ($Пд_1$ - $Пд_3$) переслаивающимися с плотными разностями доломитов, местами глинистых. Верхние пачки сложены известняками, нижняя – доломитами. Мячковские отложения имеют значительно большую мощность по сравнению с предыдущими и формировались в спокойных морских условиях. Разрез сложен карбонатными породами с преобладанием доломитов, которые в верхней части чередуются с прослоями пористых известняков. Разрез верхнего карбона выполнен доломитами и глинистыми известняками.

Отложения пермской системы представлены нижним и средним отделами. Породы верхнего (татарского) отдела в разрезе отсутствуют. Нижний отдел, выполненный доломитами, известняками и ангидритами, представлен всеми ярусами: ассельский, сакмарский, артинский, кунгурский, уфимский. В разрезе ассельско-артинских отложений проницаемые интервалы приурочены к трещиноватым известнякам и доломитам. Плотная сульфатно-карбонатная толща кунгурского яруса является региональной покрывкой [48]. Разрез завершают отложения средней перми и четвертичной системы.

2.3. Характеристика тектонического и литолого-стратиграфического строения территории Соликамской депрессии

Соликамская депрессия (СолД) является частью Предуральской депрессии, сформировавшейся в результате Уральского горообразования. ПрД в Пермском крае представлена с севера на юг южной частью Верхнепечерской впадины, собственно Соликамской впадиной и Сылвенской впадиной (Юрюзано-Сылвенская депрессия), разделенными Колвинской и Косьвинско-Чусовской седловинами субширотного простирания.

По своему происхождению СолД, как и вся ПрД, является отрицательной структурой наложенного типа, т.к. по мнению Проворова В.М. эта территория «корытообразно» никогда не прогибалась, а условия депрессионной «чаши» характерны только для части раннепермских отложений (рис. 2.3.1). Более древние породы СолД формировались в платформенных условиях и монотонно погружаются в восточном направлении под зону надвигов и шарьяжей Среднего Урала с 1,6-2,0 (восточное окончание Камского свода) до 6,0-9,0 км (восточные границы ПрД) по поверхности фундамента [48], который на территории СолД бурением не вскрыт. Размеры СолД по кровле артинских отложений 230х60-80 км. Западный борт пологий, восточный более крутой и срезан надвигом, углы падения $0^{\circ}30'$ и $2-15^{\circ}$ соответственно. Амплитуда погружения достигает 500 м в южной части, где кровля артинских отложений залегает на абсолютной отметке минус 850 м.

Осадочный чехол сложен породами рифея и венда, на которых после длительного перерыва залегают отложения девона, карбона и перми, перекрытые четвертичными осадками.

Рифейский структурный этаж на территории СолД изучен слабо. Поверхность вендских отложений, вскрытых 16 скважинами, имеет региональный уклон в восточном направлении до абсолютных отметок минус 3000 м. Мощность по данным сейсморазведки достигает 1,9 км. Вскрытые участки разреза представлены терригенными отложениями аргиллитов, алевролитов и песчаников.

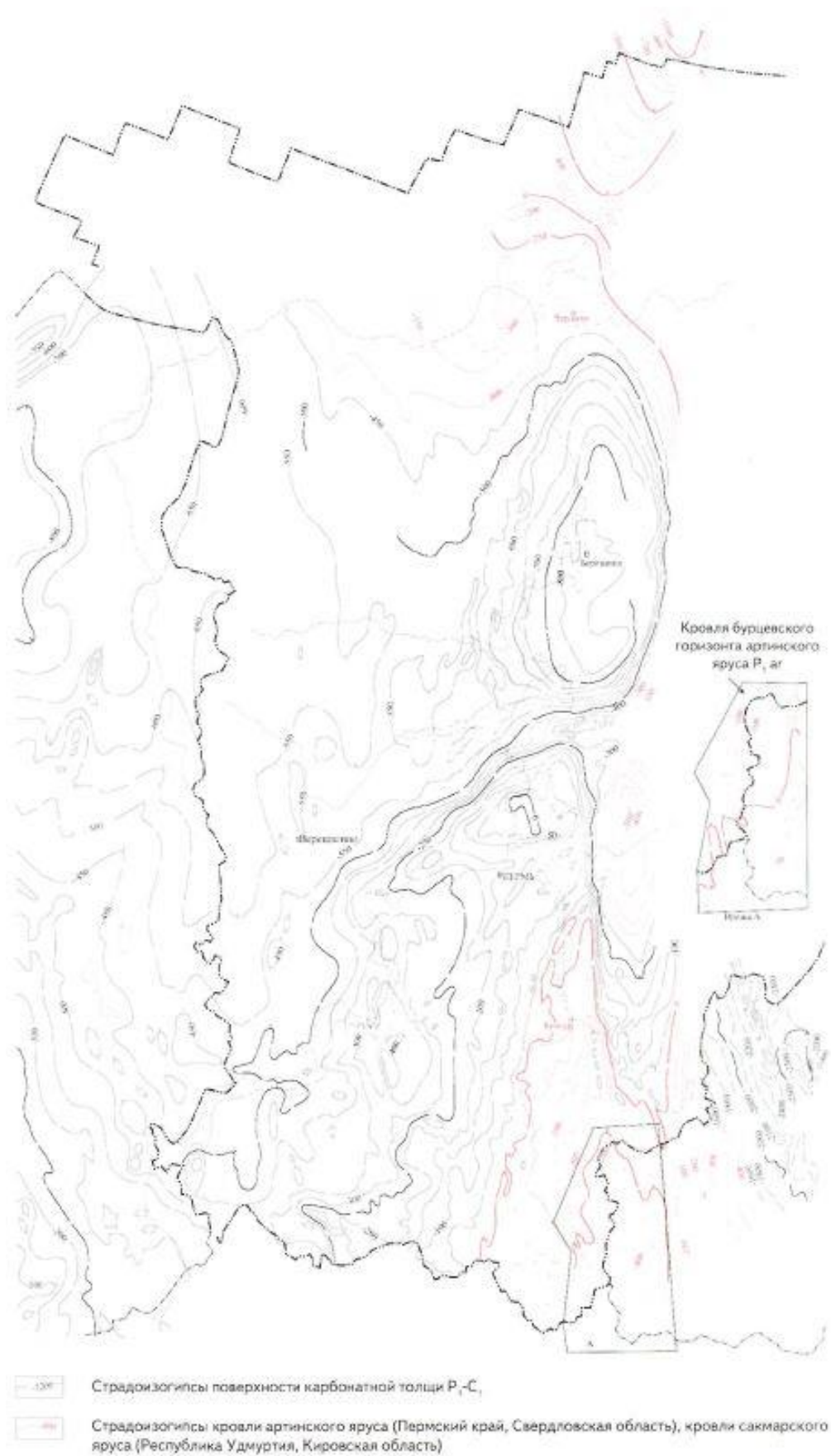


Рисунок 2.3.1 – Структура нижнепермских отложений Пермского края и сопредельный территорий (Проворов В.М., 2006)

Палеозойский структурный этаж подразделяется на пять структурных ярусов.

Эмско-тиманский структурный ярус. Эмско-тиманские отложения моноклинально погружаются в восточном направлении. Разрез представлен чередованием алевролитов и аргиллитов с прослоями песчаников.

В отложениях верхнефранско-турнейского структурного яруса прослеживается влияние ККСП, к бортовым зонам которых приурочены позднефранско-фаменские высокоамплитудные рифовые постройки и связанные с ними крупные палеовыступы (Чердынский, Уньвинский, Березниковский). Структуры облекания рифовых образований постепенно выполаживаются вверх по разрезу, но порой прослеживаются вплоть до нижнепермских отложений. Франско-фаменские отложения вскрыты 20 скважинами. Нижне- и среднефранские участки разреза представлены терригенными и битуминозно-глинисто-карбонатными отложениями песчаников, алевролитов и аргиллитов. Верхнефранский разрез в нижней части сложен крупнокристаллическими массивными известняками в верхней – известняками массивными, кальцитизированными, с включениями глин.

Фаменские разности сложены известняками, доломитами с многочисленными кавернами и трещинами, заполненными кальцитом и ангидритом.

Породы турнейского века нижнего отдела каменноугольной системы представлены слоистыми карбонатами, а во внутренних зонах ККСП, терригенно-карбонатными разностями, компенсирующими прогибы к началу визейского века. Турне-фаменские карбонатные отложения являются промышленно нефтеносными (пласты Т, Фм).

Визейско-верхнекаменноугольный структурный ярус. В каменноугольное время происходит полная компенсация прогибов ККС терригенно-карбонатными отложениями. Визейские терригенные породы в плане моноклинально погружаются на восток с сохранением локальных поднятий, связанных с облеканием рифовых построек. Разрез представлен косьвинско-радаевско-бобриковскими разностями, сложенными аргиллитами алевролитистыми,

алевролитами и песчаниками. С бобриковскими и тульскими терригенными отложениями связаны залежи нефти (пласты Бб и Тл2).

Мелкозернистые песчаники нижней части алексинского горизонта промышленно нефтеносны на месторождении им. Архангельского (пласт Ал). В верхней части горизонт выполнен доломитизированными известняками и доломитами.

Карбонатные серпуховские отложения нефтеносны на Сибирском месторождении (пласт Срп).

Породы башкирского и московского ярусов унаследовано залегают на отложениях визея, погружаясь в восточном направлении от абсолютных отметок минус 1200 до минус 2100 м. Облик локальных структур сохраняется, но их амплитуда уменьшается. Породы башкирского яруса выполнены известняками биоморфными, органогенно-детритовыми, в различной степени доломитизированными, к проницаемым разностям которого приурочены залежи нефти (пласты Бш). Московский ярус сложен чередующимися известняками, доломитами, аргиллитами, алевролитами и мергелями. Отложения промышленно нефтеносны (пласты Бш и В₃В₄).

Нижнепермский структурный ярус. В раннепермское время СолД оформляется как крупная отрицательная наложенная структура ПрД. В позднеартинское время в процессе разрушения части сооружений Урала образовалось большое количество обломочного материала, который сносило в прилежавшие зоны ПрД. Это привело к заполнению Соликамской впадины и формированию флишоидно-молассовой толщи, известной как «артинский терригенный клин», с инверсией направления падения пласта с восточного на западное.

Ассельский и сакмарский ярусы нижней перми представлены известняками участками окремнелыми, глинистыми, битуминозными, прослоями органогенно-детритовыми, с редкими нефтепроявлениями. Толщина отложений изменяется от 210 до 450 м. По литологическому составу артинский ярус подразделяется на 2 пачки: нижнюю карбонатную, сложенную известняками светло-серыми, участками

окремнелыми, органогенно-обломочными и верхнюю терригенную (артинский терригенный клин), представленную полимиктовыми песчаниками, алевролитами, аргиллитами, мергелями с линзовидными включениями и тонкими прослоями известняков и доломитов. Толщина карбонатной пачки составляет 162,4-300 м, а терригенной – 22,5-200 м.

Участок разреза от кунгурского яруса до соликамского горизонта уфимского яруса выполнен галогенными формация Соликамской впадины, к которым приурочено Верхнекамское месторождение калийно-магниевых солей.

Галогенная формация перекрывается верхнесоликамскими терригенно-карбонатными отложениями известняков, доломитов, мергелей, аргиллитов, алевролитов, мелкозернистых песчаников и известняков. Мощность – 90-170 м. Выше залегает шешминская свита, представленная пестроцветной толщей песчаников, алевролитов с маломощными пропластками мергеля и известняка.

Разрез завершается комплексом отложений палеогенового, неогенового и четвертичного возраста (глины, пески, суглинки, гравийный материал, галечники, торфяно-болотные отложениями).

2.4. Характеристики терригенных визейских и карбонатных башкирских продуктивных отложений месторождений Соликамской депрессии и Башкирского свода Пермского края

В качестве объектов исследования выбраны терригенные визейские и карбонатные башкирские продуктивные отложения месторождений Соликамской депрессии и Башкирского свода Пермского края, по которым имеется значительное количество статистических данных. В терригенных визейских отложениях содержится более половины разведанных запасов нефти края. Карбонатные башкирские отложения занимают второе место по запасам. По этим продуктивным отложениям были привлечены данные лабораторного определения $K_{вт}$ и результаты стандартных исследований керна.

Визейский терригенный нефтегазоносный комплекс (C_{1v}) развит на большей части территории края, в том числе, Башкирском своде и Соликамской депрессии. Промышленно нефтеносны отложения тульского, бобриковского и радаевского горизонтов. Из 176 разрабатываемых нефтяных месторождений края залежи визейской нефти открыты в 134. Из них 46 месторождений расположены на территории Башкирского свода, 20 в районе Соликамской депрессии.

Коллекторские свойства продуктивных отложений (по керну) на Башкирском своде характеризуются пористостью от 0,153 до 0,251 долей ед., газопроницаемостью от 0,0245 до 3,19 мкм², вязкость нефти в пласте изменяется от 1,87 до 50 мПа·с, в пределах Башкирского свода она увеличивается в направлении с севера на юг и с востока на запад.

Месторождения СолД расположены преимущественно в центральной части в зоне развития калийно-магниевых солей и связаны с древними верхнедевонско-турнейскими рифовыми постройками. Ее территория является высокоперспективной для поисков месторождений нефти [16, 42]. Пористость визейских коллекторов изменяется от 0,092 до 0,195 долей ед., а газопроницаемость - от 0,0126 до 0,922 мкм². Нефть маловязкая 0,75-6,6 мПа·с.

Башкирский карбонатный нефтегазоносный комплекс (Бш) находится на втором месте по объему запасов углеводородного сырья на территории края. Залежи нефти открыты в 77 разрабатываемых месторождениях, из них 21 расположено в пределах Башкирского свода, 16 приурочено к Соликамской депрессии.

Пористость башкирских коллекторов в границах свода варьирует от 0,124 до 0,226 долей ед., газопроницаемость от 0,0214 до 0,576 мкм². Башкирская нефть одноименного свода по сравнению с визейской имеет меньшую вязкость 5,7-16,4 мПа·с.

На Соликамской депрессии продуктивные отложения Бш характеризуются относительно невысокими значениями ФЕС при их изменении в довольно узком диапазоне значений - пористость 0,114-0,170 долей ед., газопроницаемость 0,0062-

0,180 мкм². Нефти имеют низкую вязкость 0,88-3,21 мПа·с, 13 мПа·с на Юрчукском месторождении.

2.5. Методика оценки коэффициента вытеснения нефти с использованием данных стандартных исследований керна

Многими исследованиями показана возможность оценки технологических параметров разработки месторождений – коэффициент вытеснения, КИН и др. – с применением математической статистики [63, 64, 65, 67, 68, 69, 71, 72, 77]. Коллективом авторов с участием диссертанта разработан способ оценки коэффициента вытеснения [79, 80], который предполагает получение статистически обоснованных многомерных уравнений с использованием корреляционного, регрессионного и дискриминантного анализов при обработке данных стандартных исследований керна и лабораторного определения $K_{вт}$ на моделях пласта. Ниже приведены основные этапы авторского способа.

Исходные данные

Исходной информацией для построения статистических моделей оценки $K_{вт}$ служат результаты лабораторного определения на моделях пласта изучаемых отложений коэффициента вытеснения нефти водой. Значения ФЕС образцов керна, из которых собрана составная модель – пористость K_n , абсолютная газопроницаемость $K_{прг}$, остаточная водонасыщенность $K_{ов}$, объемная плотность горной породы ρ , усредняются по модели в целом. По этим значениям формируется исходная выборка (табл. 2.5.1), в которую также включаются вязкость нефти μ_n в пластовых условиях и величины комплексных параметров, представляющие собой отношение пористости к объемной плотности горной породы и газопроницаемости к вязкости нефти, именуемого коэффициентом подвижности $K_{подв}$.

Таблица 2.5.1

Пример формирования исходной выборки

№ п/п	Месторождение	K_n , доли ед.	K_{npg} , мкм ²	$K_{ов}$, доли ед.	ρ , г/см ³	μ_n , мПа·с	K_n/ρ , см ³ /г	$K_{подв}$, мкм ² / мПа·с	$K_{от}$, доли ед.
1	Павловское	0,128	0,0214	0,264	2,36	15,4	0,0542	0,0014	0,487
2	Павловское	0,137	0,0647	0,282	2,34	15,4	0,0585	0,0042	0,499

Корреляционный анализ

Для всех параметров исходной выборки выполняется корреляционный анализ с построением корреляционных матриц (табл. 2.5.2), в которой в числителе приведено значение коэффициента корреляции r , в знаменателе – уровня статистической значимости p , при $p < 0,05$ корреляционные связи являются статистически значимыми (выделены красным цветом).

Таблица 2.5.2

Пример корреляционной матрицы

	K_n , доли ед.	K_{npz} , мкм ²	$K_{ов}$, доли ед.	ρ , г/см ³	μ_n , мПа·с	K_n / ρ , см ³ /г	$K_{подв}$, мкм ² / мПа·с	$K_{вт}$, доли ед.
K_n , д.ед.	1,00	<u>0,68</u> 0,001	<u>-0,56</u> 0,012	<u>-0,97</u> 0,000	-0,26 0,275	<u>0,98</u> 0,000	<u>0,70</u> 0,001	<u>0,44</u> 0,057
K_{npz} , мкм ²		1,00	<u>-0,54</u> 0,017	<u>-0,68</u> 0,001	<u>0,003</u> 0,990	<u>0,75</u> 0,000	<u>0,86</u> 0,000	<u>0,41</u> 0,097
$K_{ов}$, д.ед.			1,00	<u>0,57</u> 0,010	<u>0,10</u> 0,697	<u>-0,56</u> 0,013	<u>-0,45</u> 0,050	<u>-0,78</u> 0,000
ρ , г/см ³				1,00	<u>0,35</u> 0,139	<u>-0,97</u> 0,000	<u>-0,73</u> 0,000	<u>-0,52</u> 0,024
μ_n , мПа·с					1,00	-0,27 0,272	-0,44 0,061	-0,17 0,492
K_n / ρ , см ³ /г						1,00	<u>0,77</u> 0,000	<u>0,46</u> 0,046
$K_{подв}$, мкм ² /мПа·с							1,00	<u>0,36</u> 0,132
$K_{вт}$, д.ед.								1,00

Примечание: в числителе приведено значение коэффициента корреляции r , в знаменателе – уровня статистической значимости p . При $p < 0,05$ (выделены красным цветом) корреляционные связи статистически значимы.

Из приведенной матрицы следует, что параметры ФЕС достаточно хорошо коррелируют между собой. Корреляционная связь вязкости нефти с остальными параметрами выборки отсутствует. Статистически значимое влияние на K_{em} оказывают остаточная водонасыщенность породы (или начальная нефтенасыщенность), объемная плотность породы и величина K_n/ρ .

Пошаговый регрессионный анализ

По всем значениям выборки с использованием регрессионного анализа строится многомерное уравнение регрессии, в котором зависимой переменной выступает K_{em} , а независимыми остальные параметры выборки. В общем виде уравнение записывается следующим образом:

$$K_{em}^M = A_0 + A_1 K_n + A_2 K_{npz} + A_3 K_{ov} + A_4 \rho + A_5 \mu_n + A_6 \left(\frac{K_n}{\rho} \right) + A_7 K_{подв} \quad (2.5.1)$$

где K_{em}^M модельное значение K_{em} , A_0 - A_7 – регрессионные коэффициенты, определяемые методом наименьших квадратов. Для представленной в качестве примера выборки регрессионное уравнение имеет вид:

$$K_{em}^M = 1,9274 - 0,6199 K_{ov} - 0,4852 \rho - 2,0792 \left(\frac{K_n}{\rho} \right) \quad (2.5.2)$$

Порядок включения параметров выборки в регрессионные уравнение определяется степенью влияния этого параметра на K_{em} , т.е. первым в уравнение включается наиболее значимый для K_{em} параметр, затем второй по значимости и т.д. Согласно корреляционной матрице наиболее сильное влияние на K_{em} оказывает остаточная водонасыщенность ($r=-0,78$), и в уравнении этот параметр находится на первом месте. Близость рассчитанных по регрессионному уравнению (2.5.2) модельных значений и экспериментальных оценивается по зависимости $K_{em}^M = f(K_{em})$ (рис. 2.5.1).

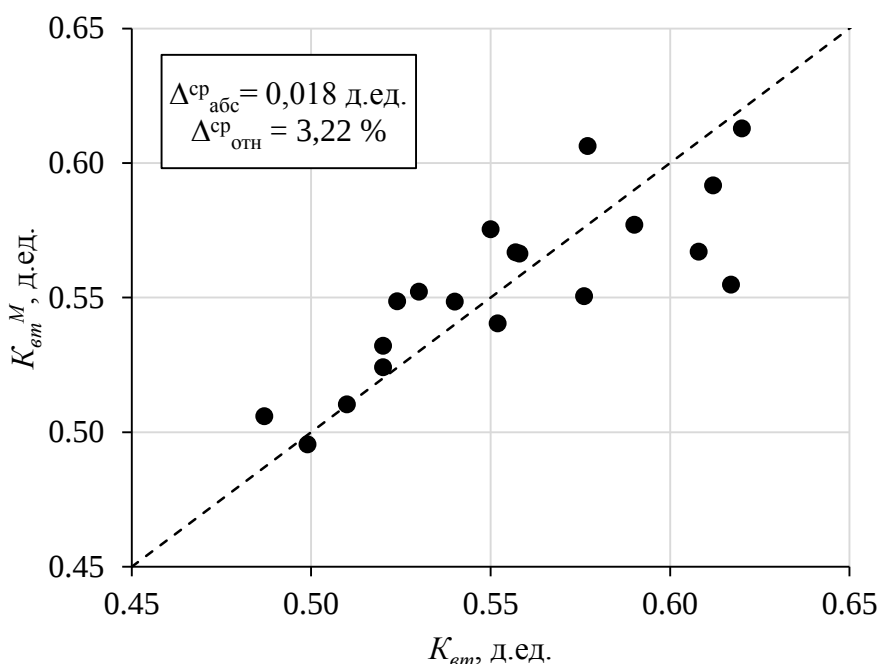


Рисунок 2.5.1 – Корреляционное поле модельных ($K_{ем}^M$) и экспериментальных ($K_{ем}$) значений коэффициента вытеснения для башкирских отложений месторождений Башкирского свода

Полученная зависимость анализируется на предмет расхождений модельных и экспериментальных значений и однородность корреляционного поля, рассчитываются значения абсолютных и относительных отклонений модельных значений от экспериментальных и средние значения этих отклонений ($\Delta^{\text{cp}}_{\text{абс}}$, $\Delta^{\text{cp}}_{\text{отн}}$). На рисунке 5.2.1 при $K_{ем} < 0,56$ модельные значения $K_{ем}$ близки к экспериментальным, а при $K_{ем} > 0,56$ – отличаются более значительно, что может быть обусловлено наличием обособленных групп значений исходной выборки, в пределах которых на $K_{ем}$ влияют различные параметры.

Дискриминантный анализ

Для выделения классов значений в исходной выборке применяется линейный дискриминантный анализ, в результате которого строится линейная дискриминантная функция (ЛДФ) Z , делящая выборку на классы, которая в общем виде записывается следующим образом:

$$Z = a_0 + a_1 K_n + a_2 K_{npz} + a_3 K_{ov} + a_4 \rho + a_5 \mu_n + a_6 \left(\frac{K_n}{\rho} \right) + a_7 K_{нодв} \quad (2.5.3)$$

а также рассчитываются вероятности $P(Z)$ отнесения данных к тому или иному классу. В приведенном примере функция Z имеет вид:

$$Z = 96,2606 + 48,8722K_{ов} - 41,1925\rho - 78,8568K_n \quad (2.5.4)$$

Из уравнения (2.5.4) следует, что данные выборки делятся на два класса по значениям остаточной водонасыщенности, объемной плотности породы и пористости. По зависимости вероятности отнесения данных к первому классу от значения ЛДФ ($P_1(Z)=f(Z)$) (рис. 2.5.2), происходит разделение исходной выборки на два класса: при $P(Z) \geq 0,5$ данные относятся к первому классу, при $P(Z) < 0,5$ – ко второму.

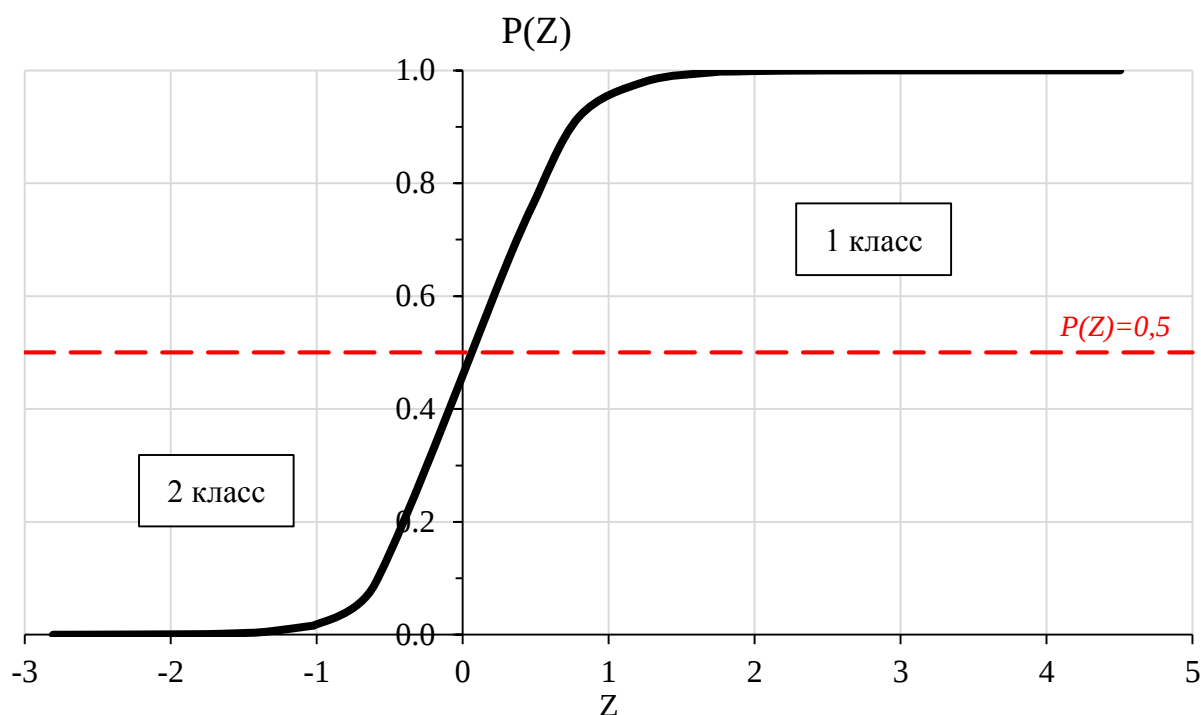


Рисунок 2.5.2 – График функции вероятности $P(Z)$ отнесения данных к первому классу

Получение регрессионных уравнений для классов

Для каждого класса значений исходной выборки методом пошагового регрессионного анализа строятся многомерные уравнения регрессии для коэффициента вытеснения нефти. Рассчитанные по этим уравнениям значения коэффициента вытеснения сравниваются с экспериментальными данными,

рассчитываются средние абсолютная ($\Delta^{\text{cp}}_{\text{абс}}$) и относительная ($\Delta^{\text{cp}}_{\text{отн}}$) погрешности. На основании погрешностей делается заключение о сходимости рассчитанных по уравнениям модельных $K_{\text{вт}}^M$ и экспериментальных значений коэффициента вытеснения.

ГЛАВА 3

Разработка моделей оценки коэффициента вытеснения нефти для карбонатных отложений башкирского яруса

Глава посвящена анализу данных лабораторных исследований коэффициента вытеснения нефти на моделях пласта, составленных из образцов керна продуктивных отложений башкирского яруса месторождений Башкирского свода и Соликамской депрессии Пермского края, по которым привлечены результаты стандартных исследований керна, и разработке многомерных моделей оценки коэффициента вытеснения.

Исходной информацией послужили усредненные по модели значения пористости, газопроницаемости, остаточной водонасыщенности образцов керна, объемной плотности породы, а также информация о вязкости нефти в пластовых условиях экспериментальные значения коэффициента вытеснения. Дополнительно рассчитаны значения комплексных параметров – отношения пористости к объемной плотности породы, а также коэффициента подвижности, равного отношению абсолютной газопроницаемости модели к вязкости нефти в пласте.

При обработке этих данных методами корреляционного, регрессионного и дискриминантного анализов получены многомерные регрессионные уравнения, позволяющие оценивать значение коэффициента вытеснения без проведения специальных потоковых исследований.

Применение полученных уравнений показало высокую сходимость модельных и экспериментальных значений коэффициента вытеснения.

3.1. Башкирский свод

Исходная выборка для башкирских карбонатных отложений Башкирского свода была составлена по 19 определениям $K_{\text{от}}$ для восьми месторождений (табл. 3.1.1).

Таблица 3.1.1

Характеристики моделей пласта при лабораторном определении коэффициента вытеснения в башкирских карбонатных отложениях месторождений Башкирского свода

№ п/п	Месторождение	K_n , доли ед.	K_{npg} , мкм ²	$K_{ов}$, доли ед.	ρ , г/см ³	μ_n , мПа·с	K_n / ρ , см ³ /г	$K_{подв}$, мкм ² /мПа·с	$K_{вт}$, доли ед.
1	Альняшское	0,163	0,1020	0,282	2,25	10,2	0,0724	0,0100	0,510
2	Альняшское	0,161	0,1120	0,243	2,26	10,2	0,0712	0,0110	0,520
3	Быркинское	0,190	0,0340	0,171	2,22	12,1	0,0856	0,0028	0,558
4	Быркинское	0,174	0,1402	0,174	2,25	5,7	0,0773	0,0246	0,608
5	Гондыревское	0,154	0,0977	0,170	2,28	14,5	0,0675	0,0067	0,550
6	Гондыревское	0,124	0,1804	0,207	2,37	16,39	0,0523	0,0110	0,552
7	Калмиярское	0,170	0,1692	0,130	2,23	10,7	0,0762	0,0158	0,577
8	Калмиярское	0,226	0,5760	0,122	2,09	13,95	0,1081	0,0413	0,620
9	Красноярско-Куединское	0,132	0,1260	0,250	2,33	12,1	0,0567	0,0104	0,520
10	Красноярско-Куединское	0,140	0,0790	0,213	2,31	12,1	0,0606	0,0065	0,540
11	Красноярско-Куединское	0,138	0,2070	0,170	2,31	12,1	0,0597	0,0171	0,590
12	Павловское	0,128	0,0214	0,264	2,36	15,4	0,0542	0,0014	0,487
13	Павловское	0,137	0,0647	0,282	2,34	15,4	0,0586	0,0042	0,499
14	Павловское	0,167	0,1543	0,194	2,28	15,4	0,0733	0,0100	0,524
15	Павловское	0,201	0,3640	0,160	2,21	15,4	0,0910	0,0236	0,557
16	Чернушинское	0,150	0,0468	0,209	2,29	15,3	0,0655	0,0031	0,576
17	Чернушинское	0,174	0,1037	0,207	2,23	15,3	0,0780	0,0068	0,617
18	Чернушинское	0,162	0,0987	0,159	2,24	9,1	0,0723	0,0109	0,612
19	Шагиртско-Гожанское	0,198	0,2600	0,214	2,17	6,43	0,0912	0,0404	0,530

По данным выборки строились корреляционные поля и определялись парные коэффициенты корреляции r . В матрице (табл. 3.1.2) над чертой приведены значения коэффициента r , а под чертой значения уровня статистической значимости p . При значениях $p < 0,05$ корреляционная связь считается статистически значимой. Такие связи в таблице выделены красным шрифтом.

Из таблицы следует, что некоторые параметры имеют статистически значимые корреляционные связи, например, пористость связана с проницаемостью, остаточной водонасыщенностью, объемной плотностью и параметром K_n/ρ и подвижностью.

Таблица 3.1.2

Корреляционная матрица для выборки Башкирского свода

	K_n , доли ед.	$K_{прз}$, мкм ²	$K_{ов}$, доли ед.	ρ , г/см ³	μ_n , мПа·с	K_n / ρ , см ³ /г	$K_{подв}$, мкм ² / мПа·с	$K_{вт}$, доли ед.
K_n , д.ед.	1,00	<u>0,68</u> 0,001	<u>-0,56</u> 0,012	<u>-0,97</u> 0,000	<u>-0,26</u> 0,275	<u>0,98</u> 0,000	<u>0,70</u> 0,001	<u>0,44</u> 0,057
$K_{прз}$, мкм ²		1,00	<u>-0,54</u> 0,017	<u>-0,68</u> 0,001	<u>0,003</u> 0,990	<u>0,75</u> 0,000	<u>0,86</u> 0,000	<u>0,39</u> 0,097
$K_{ов}$, д.ед.			1,00	<u>0,57</u> 0,010	<u>0,10</u> 0,697	<u>-0,56</u> 0,013	<u>-0,45</u> 0,050	<u>-0,78</u> 0,000
ρ , г/см ³				1,00	<u>0,35</u> 0,139	<u>-0,97</u> 0,000	<u>-0,73</u> 0,000	<u>-0,52</u> 0,024
μ_n , мПа·с					1,00	<u>-0,27</u> 0,272	<u>-0,44</u> 0,061	<u>-0,17</u> 0,492
K_n / ρ , см ³ /г						1,00	<u>0,77</u> 0,000	<u>0,46</u> 0,046
$K_{подв}$, мкм ² /мПа·с							1,00	<u>0,36</u> 0,132
$K_{вт}$, д.ед.								1,00

Связь пористости и проницаемости (рис. 3.1.1, а) достаточно тесная и характеризуется коэффициентом корреляции 0,68 при $p=0,001$, свидетельствующем о статистической значимости этой связи. Отложения в основном представлены проницаемостью до 0,2 мкм². Пористость хорошо коррелирует с остаточной водонасыщенностью (рис. 3.1.1, б). Зависимость первой от плотности породы близка к функциональной (рис. 3.1.1, в), что вполне естественно, так как с увеличением пустотности породы уменьшается ее плотность. Связь пористости с коэффициентом подвижности даже выше, чем с проницаемостью, вероятно, обусловлено это влиянием вязкости нефти (рис. 3.1.1, г).

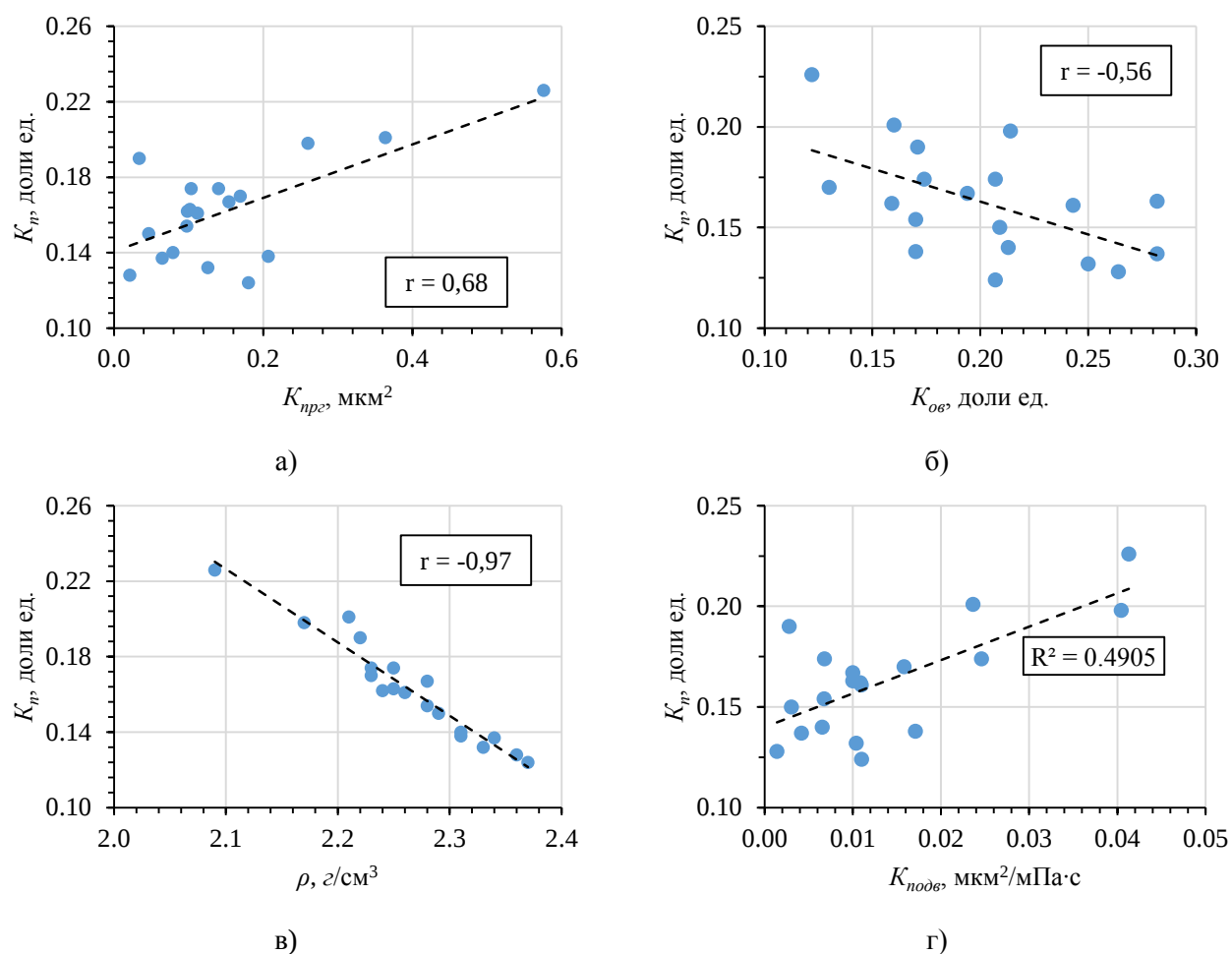
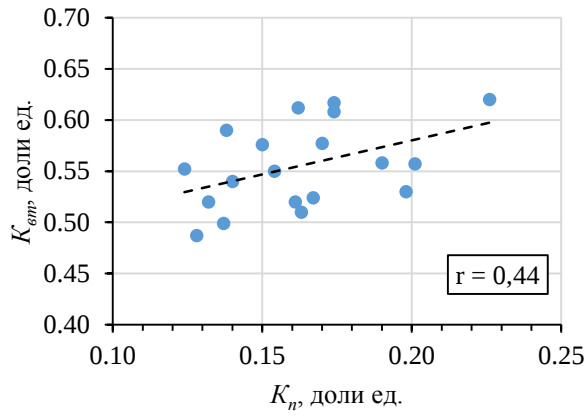


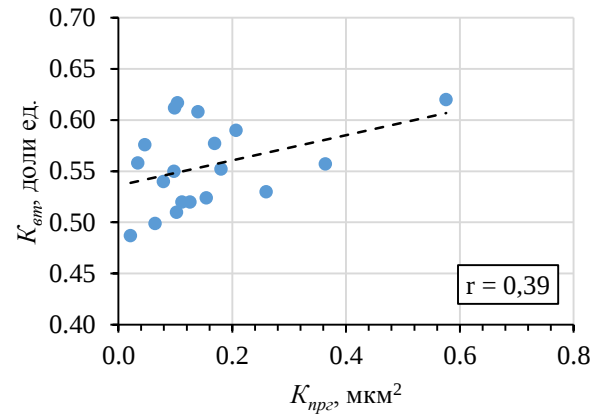
Рисунок 3.1.1 – Корреляционные поля значений пористости и параметров пласта для башкирских карбонатных отложений Башкирского свода:

а - абсолютной газопроницаемости, б - остаточной водонасыщенности, в - объемной плотности, г - параметра K_n/ρ .

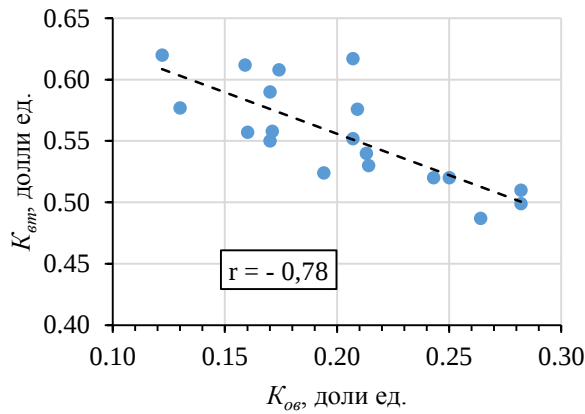
Между остаточной водонасыщенностью $K_{ов}$, объемной плотностью породы ρ и отношением пористости к объемной плотности K_n/ρ имеются статистически значимые корреляционные связи с коэффициентом вытеснения. Соотношение значений $K_{вт}$ с указанными и другими параметрами изображены на рисунке 3.1.2. Связи $K_{вт}$ с пористостью, газопроницаемостью и подвижностью значительно слабее. В зависимостях $K_{вт}$ от K_n , $K_{прг}$ и $K_{подв}$ угадывается слабая логарифмическая связь.



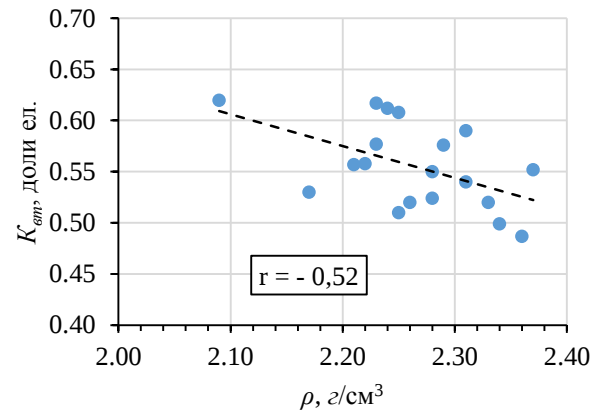
а)



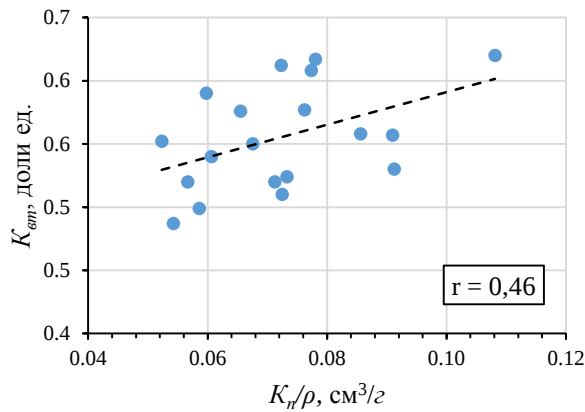
б)



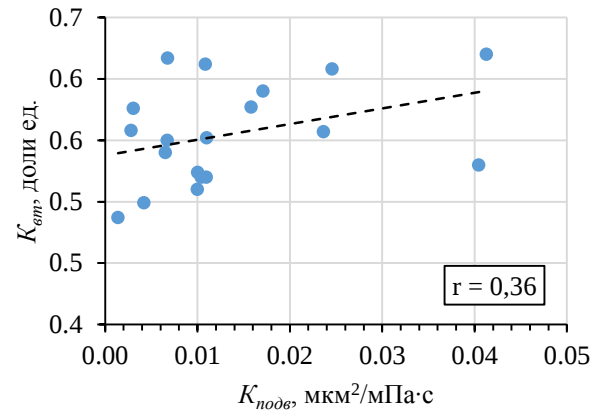
в)



г)



д)



е)

Рисунок 3.1.2 – Корреляционные поля значений коэффициента вытеснения и свойств пласта для башкирских карбонатных отложений Башкирского свода:

а - пористости, б - абсолютной газопроницаемости, в - остаточной водонасыщенности, г - объемной плотности, д - параметра K_n/ρ , е - коэффициента подвижности.

Из выше сказанного можно заключить, что K_{em} уверенно коррелирует с остаточной водонасыщенностью $K_{ов}$, отношением K_n/ρ и плотностью породы ρ .

С вязкостью нефти значимой корреляционной связи K_{em} не установлено (рис. 3.1.3).

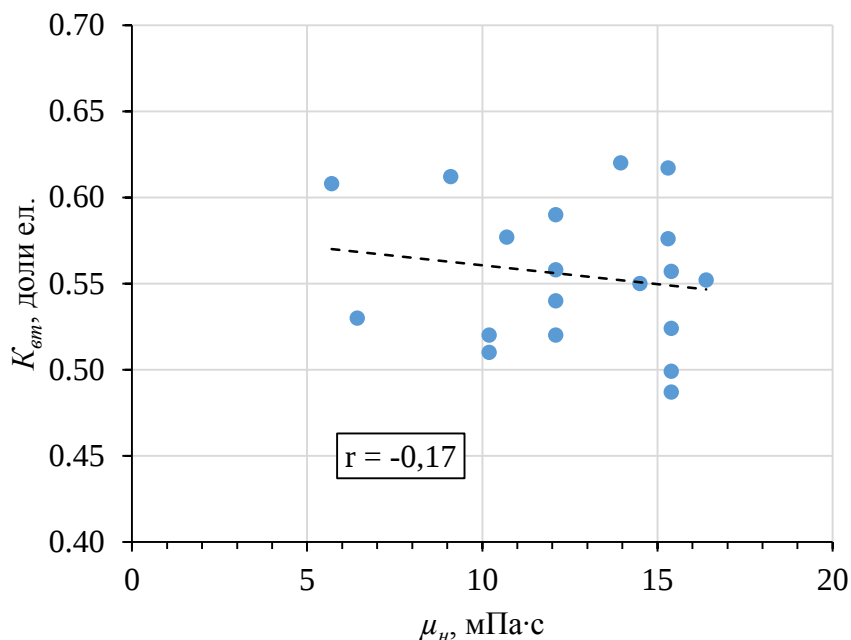


Рисунок 3.1.3 – Соотношение значений коэффициента вытеснения и вязкости нефти

Для всей выборки методом пошагового регрессионного анализа получено многомерное уравнение, где зависимой переменной является K_{em} , а независимыми – характеристики моделей пласта. Значения регрессионных коэффициентов перед параметрами определены методом наименьших квадратов. Полученное уравнение имеет вид:

$$K_{em}^M = 1,9274 - 0,6199K_{ов} - 0,4852\rho - 2,0792\frac{K_n}{\rho}, \quad (3.1.1)$$

при $p < 0,0014$ $R^2 = 0,64$.

В уравнение (3.1.1) включены именно те параметры, с которыми K_{em} имеет значимые корреляционные связи. При этом порядок включения параметров выборки в модель определяется степенью их влияния на K_{em} , т.е. первым в уравнение включен наиболее значимый параметр – остаточная водонасыщенность

($r = -0,78$), вторым - объемная плотность породы с коэффициентом r равным минус 0,52, третьим – параметр K_n/ρ ($r = 0,46$).

Выполненное сопоставление модельных и экспериментальных значений K_{em} (рис. 3.1.4) показывает:

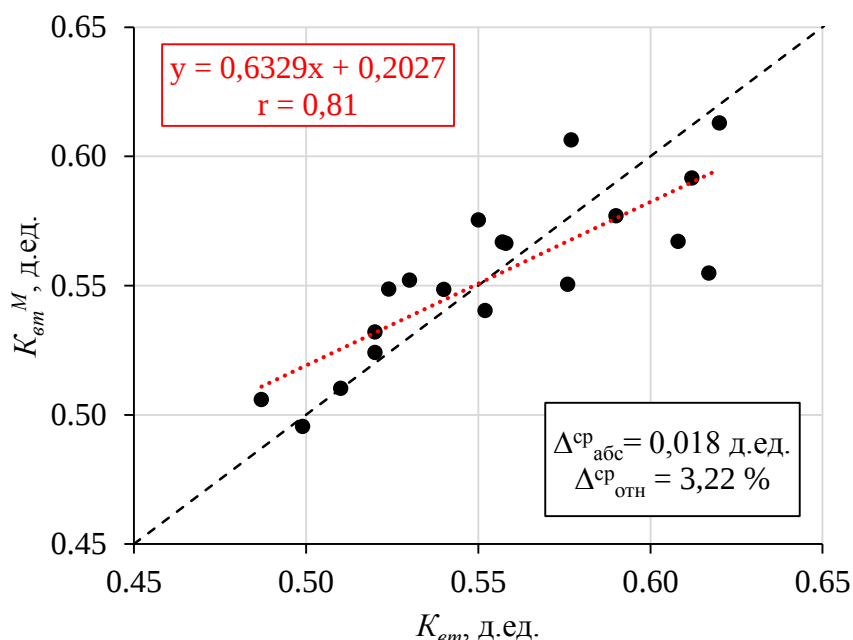


Рисунок 3.1.4 – Корреляционное поле модельных K_{em}^M и экспериментальных K_{em} значений коэффициента вытеснения для башкирских отложений месторождений Башкирского свода

1) Слабое совпадение модельных значений с экспериментальными значениями K_{em} . Линия тренда (красная), описываемая уравнением

$$K_{em}^M = 0,6329K_{em} + 0,2027, r = 0,81,$$

не совпадает с линией равных значений – множитель перед K_{em} значительно отличается от единицы, а свободный член – от нуля. Средние абсолютная $\Delta^{cp}_{абс}$ и относительная $\Delta^{cp}_{отн}$ погрешности составили соответственно 0,018 д.ед. и 3,22 %.

2) Корреляционное поле неоднородно – в нем можно выделить две области значений [20, 109]. Первая – при $K_{em} < 0,56$ – модельные значения коэффициента вытеснения преимущественно превышают экспериментальные, но точки лежат довольно плотно вдоль линии равных значений. Вторая область – при $K_{em} > 0,56$ –

характеризуется значительно большими отклонениями расчетных значений от экспериментальных. Было сделано предположение о том, что полученное для всей выборки регрессионное уравнение неодинаково хорошо описывает выборку по причине того, что в выделенных областях на $K_{\text{см}}$ влияют различные параметры.

Для всей выборки выполнен пошаговый регрессионный анализ следующим образом [81]:

- данные выборки ранжировались по возрастанию $K_{\text{см}}$;
- строились многомерные уравнения регрессии сначала по первым трем значениям выборки ($N=3$), затем по первым четырем ($N=4$), по пяти ($N=5$) и так далее до $N=19$ (табл. 3.1.3). Уравнение при $N=19$ совпадает с уравнением (3.1.1).

Использование такого подхода позволило в динамике проследить, под влиянием каких параметров формируется $K_{\text{см}}$ во всем диапазоне его изменения.

Таблица 3.1.3

Многомерные уравнения при пошаговом регрессионном анализе данных по башкирским карбонатным отложениям месторождений Башкирского свода

N	Уравнение	Коэф-ты
3	$K_{\text{см}}^M = 0,4808 + 0,2851K_{\text{нрз}}$	$R^2=0,999$ $p<0,011$
4	$K_{\text{см}}^M = 0,5013 + 0,3039K_{\text{нрз}} - 0,0786K_{\text{ос}}$	$R^2=0,999$ $p<0,010$
5	$K_{\text{см}}^M = 0,5127 + 0,2901K_{\text{нрз}} - 0,1548K_{\text{ос}} + 0,0741K_{\text{н}}$	$R^2=0,997$ $p<0,066$
6	$K_{\text{см}}^M = 0,2228 - 1,0459K_{\text{нрз}} - 20,6264 \frac{K_{\text{нрз}}}{\mu_{\text{н}}} + 0,0130\mu_{\text{н}} + 0,0245\rho$	$R^2=0,999$ $p<0,006$
7	$K_{\text{см}}^M = 0,5119 + 0,4021K_{\text{нрз}} - 1,8127 \frac{K_{\text{нрз}}}{\mu_{\text{н}}} - 0,0020\mu_{\text{н}}$	$R^2=0,977$ $p<0,006$
8	$K_{\text{см}}^M = 0,6889 + 0,4422K_{\text{ос}} - 0,0046\mu_{\text{н}} - 0,8282 \frac{K_{\text{нрз}}}{\mu_{\text{н}}}$	$R^2=0,821$ $p<0,056$
9	$K_{\text{см}}^M = 0,7032 - 0,4912K_{\text{ос}} - 0,0046\mu_{\text{н}} - 0,9180 \frac{K_{\text{нрз}}}{\mu_{\text{н}}}$	$R^2=0,870$ $p<0,012$

Продолжение таблицы 3.1.3.

N	Уравнение	Коэф-ты
10	$K_{em}^M = 0,6292 - 0,4572K_{ov}$	$R^2=0,689$ $p<0,003$
11	$K_{em}^M = 0,6301 - 0,4606K_{ov}$	$R^2=0,753$ $p<5 \cdot 10^{-4}$
12	$K_{em}^M = 0,6342 - 0,4769K_{ov}$	$R^2=0,785$ $p<10^{-4}$
13	$K_{em}^M = 0,6423 - 0,4989K_{ov}$	$R^2=0,643$ $p<0,001$
15	$K_{em}^M = 1,7100 - 0,5927K_{ov} - 1,0804K_n - 0,3843\rho$	$R^2=0,771$ $p<0,001$
16	$K_{em}^M = 1,7140 - 0,6790K_{ov} - 0,0042\mu_n - 0,2071\rho$	$R^2=0,756$ $p<0,001$
17	$K_{em}^M = 0,8185 - 0,7148K_{ov} - 0,0040\mu_n - 0,4704K_n$	$R^2=0,778$ $p<2 \cdot 10^{-4}$
18	$K_{em}^M = 0,6844 - 0,6468K_{ov}$	$R^2=0,539$ $p<5 \cdot 10^{-4}$
19	$K_{em}^M = 1,9274 - 0,6199K_{ov} - 0,4852\rho - 2,0792 \frac{K_n}{\rho}$	$R^2=0,635$ $p<0,001$

Из таблицы 3.1.3 следует, что на начальном этапе (при N=3, 4, ...7) на величину K_{em} в первую очередь влияет проницаемость коллектора. Вклад остальных параметров менее значителен. Для N=8, 9, ...19 на первое место по значимости выходит остаточная водонасыщенность, а при N=10, 11, ...14 K_{em} достаточно хорошо аппроксимируется только K_{ov} . Зависимость R^2 от K_{em} с увеличением K_{em} (рис. 3.1.5) в намеченных диапазонах ведет себя следующим образом. При N=3-7 ($K_{em}<0,53$) величина R^2 практически не изменяется и близка 1. Увеличение данных до N=10 ($0,53<K_{em}<0,56$) характеризуется уменьшением точности аппроксимации. При N=11...15 ($0,56<K_{em}<0,60$) R^2 возрастает, а при дальнейшем увеличении выборки данных до N=19 – вновь уменьшается.

Таким образом показано, что в исходной выборке действительно есть группы значений, в которых на K_{em} влияют различные параметры. Поэтому использование одного уравнения регрессии для всей выборки не позволяет достаточно хорошо описать изменение K_{em} и приводит к значительным отклонениям расчетных значений от экспериментальных. Однако, если в исходной выборке выделить обособленные группы значений (классы) и каждую из этих групп описать уравнением регрессии, то можно добиться более точного совпадения модельных и экспериментальных значений коэффициента вытеснения.

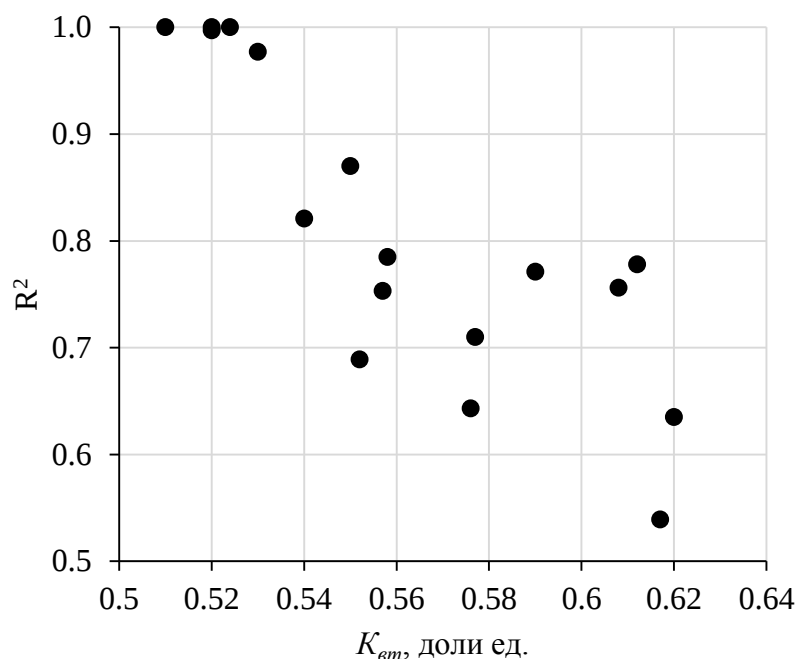


Рисунок 3.1.5 – Корреляционное поле значений R^2 и K_{em} башкирских карбонатных отложений месторождений Башкирского свода

Для выделения классов в исходной выборке применен линейный дискриминантный анализ [111, 113, 116]. Полученная для башкирских карбонатных отложений Башкирского свода дискриминантная функция Z , разделившая выборку на два класса по значениям остаточной водонасыщенности, плотности породы и пористости, имеет вид:

$$Z = 96,2606 + 48,8722K_{ov} - 41,1925\rho - 78,8568K_n, \quad (3.1.2)$$

при $R^2=0,77$ и $p<3\cdot 10^{-5}$.

Критериями разделения выборки на классы являются знак функции Z и

вероятность $P(Z)$ отнесения данных к первому или второму классу (рис. 3.1.6). К первому классу относятся данные, для которых вероятность $P(Z) > 0,5$, для них функция Z принимает положительные значения.

Ко второму классу отнесены данные, для которых $P(Z) < 0,5$, а значения функции преимущественно отрицательны.

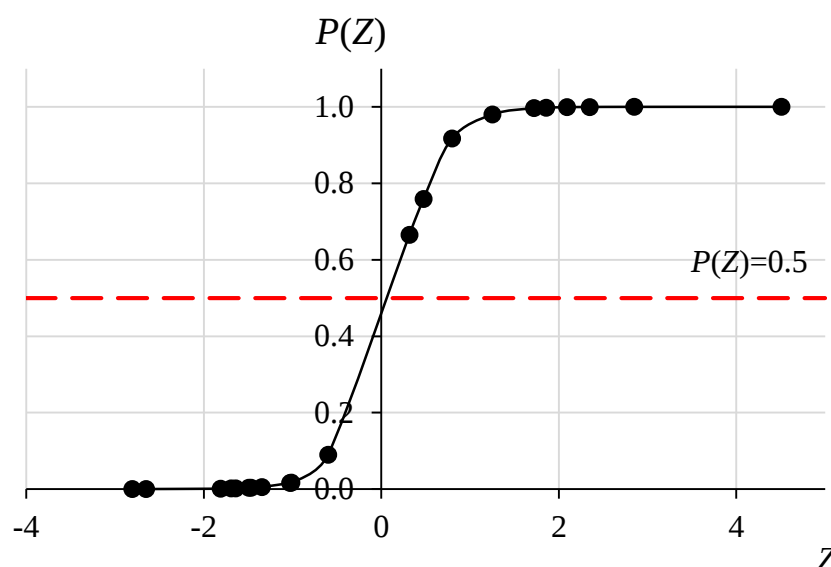


Рисунок 3.1.6 – График функции вероятности $P(Z)$ отнесения данных к первому классу

Так для Павловского месторождения функция Z принимает положительное значение, а вероятность отнесения к первому классу $P(Z)=0,998$, поэтому данные отнесены к первому классу. Для Гондыревского месторождения функция Z отрицательна, а вероятность отнесения к первому классу $P(Z)=0,003$, следовательно, данные принадлежат второму классу (табл. 3.1.4).

Таблица 3.1.4

Характеристики моделей пласта башкирских карбонатных отложений
месторождений Башкирского свода и результаты дискриминантного анализа

Месторождение	K_n , д.ед.	$K_{прг}$, мкм ²	$K_{ов}$, д.ед.	ρ , г/см ³	μ_n , мПа·с	K_n/ρ , см ³ /г	$K_{подв}$, мкм ² /мПа·с	Z	$P(Z)$	Класс
Павловское	0,128	0,0214	0,264	2,36	15,4	0,0542	0,0014	1,85	0,998	1
Гондыревское	0,154	0,0977	0,170	2,28	14,5	0,0675	0,0067	-1,49	0,003	2

Средние значения пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности, параметра K_n/ρ и подвижности для выделенных классов различаются, при этом диапазоны изменения этих параметров, кроме $K_{ов}$, пересекаются (табл. 3.1.5). В таблице в числителе приведен диапазон изменения параметра, в знаменателе – его среднее значение.

Таблица 3.1.5

Диапазоны изменений и средние значения параметров для двух классов башкирских карбонатных отложений месторождений Башкирского свода

Параметр	Класс 1	Класс 2
K_n , доли ед.	$\frac{0,128-0,198}{0,154}$	$\frac{0,124-0,226}{0,171}$
$K_{прг}$, мкм ²	$\frac{0,0214-0,260}{0,1017}$	$\frac{0,034-0,576}{0,2022}$
$K_{ов}$, доли ед.	$\frac{0,207-0,282}{0,240}$	$\frac{0,122-0,207}{0,166}$
ρ , г/см ³	$\frac{2,17-2,36}{2,28}$	$\frac{2,09-2,37}{2,25}$
μ_n , мПа·с	$\frac{6,43-15,40}{12,49}$	$\frac{5,70-16,39}{12,53}$
K_n/ρ , см ³ /г	$\frac{0,0542-0,0912}{0,0676}$	$\frac{0,0523-0,1081}{0,0754}$
$K_{прг}/\mu_n$, мкм ² /мПа·с	$\frac{0,0014-0,0404}{0,0104}$	$\frac{0,0028-0,0413}{0,0164}$
$K_{ет}$, доли ед.	$\frac{0,487-0,617}{0,533}$	$\frac{0,524-0,620}{0,575}$

Первый класс характеризуется меньшими значениями $K_{ет}$, что при близких значениях вязкости нефти очевидно обусловлено худшими по сравнению со вторым классом коллекторскими свойствами породы и меньшей начальной нефтенасыщенностью.

Для выделенных классов выполнен корреляционный анализ рассматриваемых параметров, который позволил установить, что слабое или отсутствующее влияние проницаемости, вязкости нефти и подвижности на $K_{ет}$ в первом классе гораздо сильнее во втором (табл. 3.1.6). Причем наибольшее влияние на коэффициент нефтевытеснения во втором классе оказывает вязкость нефти, в то время как в первом – остаточная водонасыщенность. В первом классе преобладает

влияние параметров, связанных с емкостными свойствами породы – остаточная водонасыщенность, пористость, объемная плотность, а во втором классе – связанные с фильтрационными характеристиками – проницаемость, вязкость нефти, коэффициент подвижности. Таким образом показано, что в пределах выделенных классов преобладающее влияние на K_{em} оказывают различные параметры.

Таблица 3.1.6

Корреляционная матрица для двух классов башкирских карбонатных отложений Башкирского свода

Параметр	Класс	K_n , доли ед.	$K_{прз}$, мкм ²	$K_{ов}$, доли ед.	ρ , г/см ³	μ_n , мПа·с	K_n/ρ , см ³ /г	$K_{прз}/\mu_n$, мкм ² / мПа·с	$K_{вт}$, доли ед.
K_n , доли ед.	1	1,00	0,79	-0,44	-0,99	-0,64	1,00	0,78	0,41
	2	1,00	0,61	-0,67	-0,95	-0,05	0,97	0,61	0,30
$K_{прз}$, мкм ²	1		1,00	-0,30	-0,80	-0,85	0,80	0,97	0,08
	2		1,00	-0,54	-0,64	0,31	0,74	0,90	0,37
$K_{ов}$, доли ед.	1			1,00	0,47	0,09	-0,44	-0,28	-0,79
	2			1,00	0,83	0,26	-0,73	-0,59	-0,61
ρ , г/см ³	1				1,00	0,68	-0,99	-0,77	-0,44
	2				1,00	0,15	-0,96	-0,66	-0,50
μ_n , мПа·с	1					1,00	-0,65	-0,86	0,22
	2					1,00	-0,04	-0,10	-0,66
K_n/ρ , см ³ /г	1						1,00	0,80	0,41
	2						1,00	0,74	0,39
$K_{прз}/\mu_n$, мкм ² /мПа·с	1							1,00	-0,03
	2							1,00	0,62
$K_{вт}$, доли ед.	1								1,00
	2								1,00

Для выделенных классов башкирских карбонатных отложений месторождений Башкирского свода получены регрессионные уравнения оценки значений коэффициента вытеснения:

- для 1 класса

$$K_{em}^{M1} = 6,2282 - 0,5105K_{ов} + 0,0122\mu_n - 2,2167\rho - 4,3314K_n, \quad (3.1.3)$$

при $p < 0,0014$ $R^2 = 0,98$;

- для 2 класса

$$K_{\text{em}}^{M2} = 2,2325 - 0,0079\mu_n + 0,2005K_{\text{npz}} - 3,4625\frac{K_n}{\rho} - 0,5951\rho, \quad (3.1.4)$$

при $p=0,0032$ $R^2=0,94$.

Высокие значения R^2 свидетельствуют о хорошей аппроксимации выборки данными уравнениями, а значения $p<0,05$ – об их статистической значимости.

Границы применимости полученных уравнений отражены в таблице 3.1.5. Применение формул (3.1.3) и (3.1.4) позволяет добиться высокой сходимости модельных и экспериментальных значений коэффициента вытеснения (рис. 3.1.7).

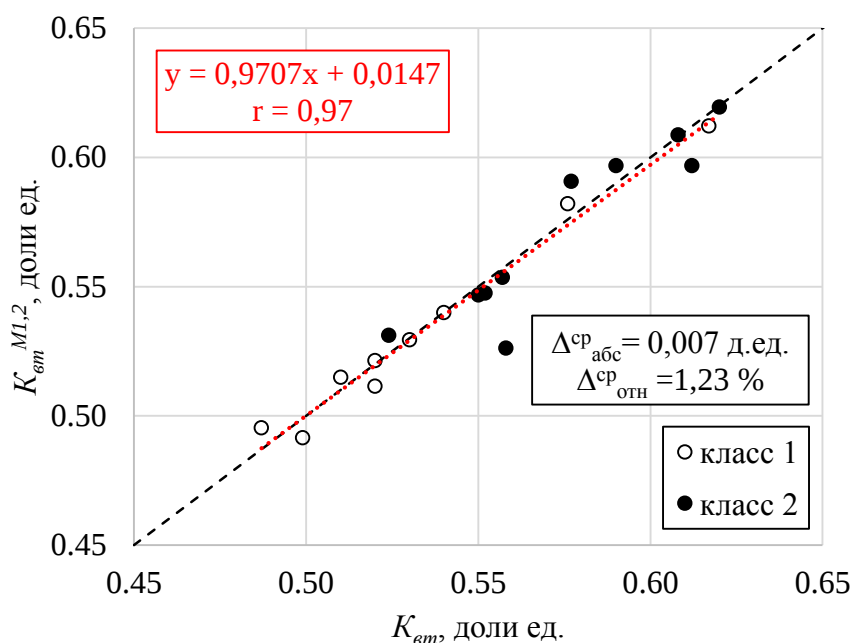


Рисунок 3.1.7 – Поле корреляции модельных и экспериментальных значений коэффициента вытеснения для двух классов башкирских карбонатных отложений месторождений Башкирского свода

Корреляционное поле равномерно распределено вдоль линии равных значений. Максимальное абсолютное отклонение модельных значений $K_{\text{em}}^{M1,2}$ от экспериментальных K_{em} не превысило 0,014, а относительное - 2,47 %, в среднем абсолютное $\Delta^{\text{cp}}_{\text{абс}}$ составило 0,007, относительное $\Delta^{\text{cp}}_{\text{отн}} - 1,23 \%$.

Рисунок 3.1.7 демонстрирует гораздо лучшее, чем без деления на классы, совпадение модельных значений с экспериментальными – линия тренда (красная), описываемая уравнением

$$K_{\text{вт}}^{M1,2} = 0,9707 K_{\text{вт}} + 0,0147, r = 0,97,$$

практически совпадает с линией равных значений – множитель перед $K_{\text{вт}}$ близок к единице, а свободный член – к нулю.

Таким образом, выделение в исходной выборке двух классов и получение для них отдельных уравнений регрессии привело к существенному увеличению точности оценки $K_{\text{вт}}$, что позволило снизить погрешность оценки модельных значений коэффициента вытеснения в 2,6 раза по сравнению с вариантом без деления на классы.

3.2. Соликамская депрессия

Выборка по Соликамской депрессии была составлена с использованием данных по 20 лабораторным определениям коэффициента вытеснения для 8-ми месторождений (табл. 3.2.1).

Таблица 3.2.1

Характеристики моделей пласта и результаты лабораторных определений коэффициента вытеснения в продуктивных башкирских карбонатных отложениях месторождений Соликамской депрессии

№ п/п	Месторождение	K_n , доли ед.	$K_{\text{нрг}}$, мкм ²	$K_{\text{ов}}$, доли ед.	ρ , г/см ³	μ_n , мПа·с	K_n / ρ , см ³ /г	$K_{\text{подв}}$, мкм ² /мПа·с	$K_{\text{вт}}$, доли ед.
1	Им. Архангельского	0,170	0,0619	0,181	2,24	2,08	0,0759	0,0298	0,622
2	Гагаринское	0,147	0,0492	0,197	2,3	1,3	0,0639	0,0378	0,579
3	Крутовское	0,122	0,0174	0,245	2,35	0,88	0,0519	0,0198	0,449
4	Логовское	0,133	0,0146	0,276	2,34	2,6	0,0568	0,0056	0,531
5	Маговское	0,134	0,0573	0,233	2,34	3,21	0,0573	0,0179	0,600
6	Мысьинское	0,148	0,0714	0,199	2,3	1,2	0,0643	0,0595	0,629
7	Мысьинское	0,165	0,1576	0,161	2,27	1,14	0,0727	0,1382	0,646
8	Озерное	0,116	0,0081	0,349	2,43	2,5	0,0477	0,0032	0,461
9	Озерное	0,154	0,0535	0,205	2,29	2,5	0,0672	0,0214	0,575

Продолжение таблицы 3.2.1

№ п/п	Месторождение	Кп, доли ед.	Кпрг, мкм2	Ков, доли ед.	ρ , г/см3	μ_n , мПа·с	Кп / ρ , см3/г	Кподв, мкм2/ мПа·с	Квт, доли ед.
10	Озерное	0,151	0,0431	0,198	2,29	2,5	0,0659	0,0172	0,565
11	Озерное	0,156	0,0228	0,212	2,28	2,4	0,0684	0,0095	0,566
12	Сибирское	0,127	0,0062	0,344	2,36	2,12	0,0538	0,0029	0,433
13	Сибирское	0,114	0,0171	0,256	2,39	2,12	0,0477	0,0081	0,455
14	Сибирское	0,119	0,0316	0,226	2,39	2,12	0,0498	0,0149	0,489
15	Сибирское	0,169	0,1800	0,180	2,24	2,08	0,0754	0,0865	0,591
16	Уньвинское	0,144	0,0466	0,207	2,32	1,12	0,0621	0,0416	0,585
17	Уньвинское	0,140	0,0424	0,180	2,31	1,1	0,0606	0,0385	0,620
18	Юрчукское	0,133	0,0570	0,144	2,34	13	0,0568	0,0044	0,560
19	Юрчукское	0,162	0,1449	0,185	2,26	10,2	0,0717	0,0142	0,618
20	Юрчукское	0,156	0,1694	0,166	2,28	10,8	0,0684	0,0157	0,625

По значениям исходной выборки были построены корреляционные поля, определены парные коэффициенты корреляции r , приведенные в таблице 3.2.2.

Таблица 3.2.2

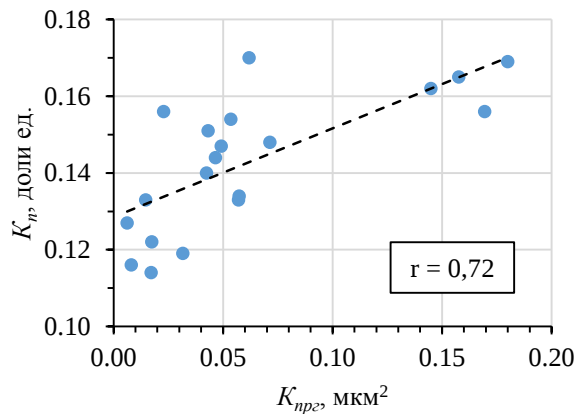
Корреляционная матрица для карбонатных башкирских отложений
месторождений Соликамской депрессии

	K_n , доли ед.	$K_{прг}$, мкм ²	$K_{ов}$, доли ед.	ρ , г/см ³	μ_n , мПа·с	K_n / ρ , см ³ /г	$K_{подв}$, мкм ² / мПа·с	$K_{вт}$, доли ед.
K_n , д.ед.	1,00	<u>0,72</u> 0,000	<u>-0,67</u> 0,001	<u>-0,97</u> 0,000	<u>0,12</u> 0,620	<u>0,99</u> 0,000	<u>0,54</u> 0,013	<u>0,82</u> 0,000
$K_{прг}$, мкм ²		1,00	<u>-0,63</u> 0,003	<u>-0,68</u> 0,001	<u>0,39</u> 0,085	<u>0,62</u> 0,000	<u>0,62</u> 0,004	<u>0,67</u> 0,001
$K_{ов}$, д.ед.			1,00	<u>0,72</u> 0,010	<u>-0,36</u> 0,122	<u>-0,68</u> 0,001	<u>-0,45</u> 0,045	<u>-0,80</u> 0,000
ρ , г/см ³				1,00	<u>-0,12</u> 0,614	<u>-0,98</u> 0,000	<u>-0,50</u> 0,026	<u>-0,80</u> 0,000
μ_n , мПа·с					1,00	<u>0,12</u> 0,622	<u>-0,32</u> 0,167	<u>0,20</u> 0,389
K_n / ρ , см ³ /г						1,00	<u>0,54</u> 0,014	<u>0,82</u> 0,000
$K_{подв}$, мкм ² /мПа·с							1,00	<u>0,54</u> 0,015
$K_{вт}$, д.ед.								1,00

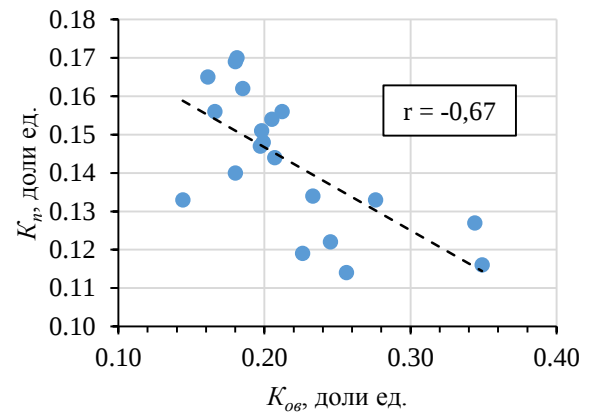
Из матрицы, видно, что все параметры выборки, за исключением вязкости нефти, имеют значимые корреляционные связи друг с другом. Это может

свидетельствовать о единых для всего района закономерностях изменения коллекторских свойств пласта.

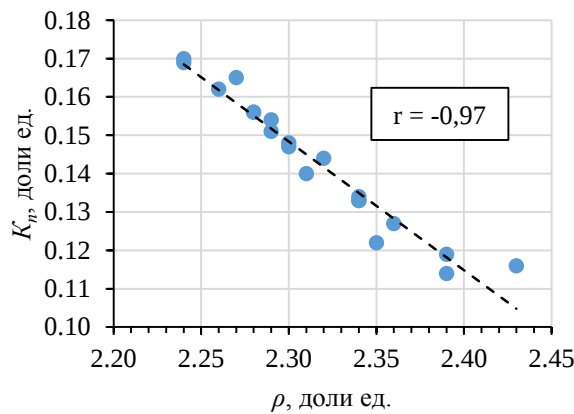
Пустотность башкирских карбонатов в отложениях Соликамской депрессии хорошо коррелирует с проницаемостью породы ($r > 0,7$) (рис. 3.2.1, а). Ей же довольно уверенно контролируется остаточная водонасыщенность коллектора (рис. 3.2.1, б). Связь K_n с плотностью ожидаемо близка к функциональной. Корреляция пористости с подвижностью слабее чем с проницаемостью (рис. 3.2.1, г). При этом стоит отметить непостоянность связи пористости с абсолютной газопроницаемостью, остаточной водонасыщенностью и подвижностью.



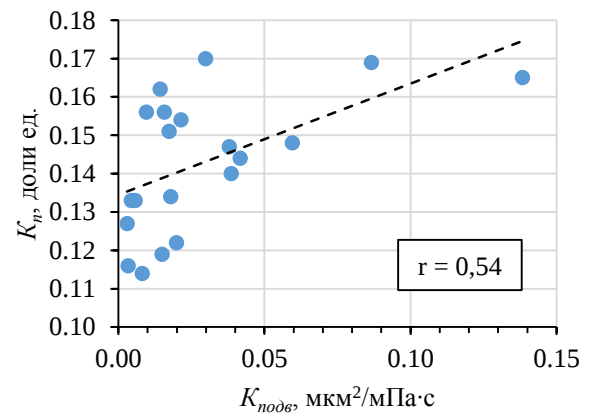
а)



б)



в)



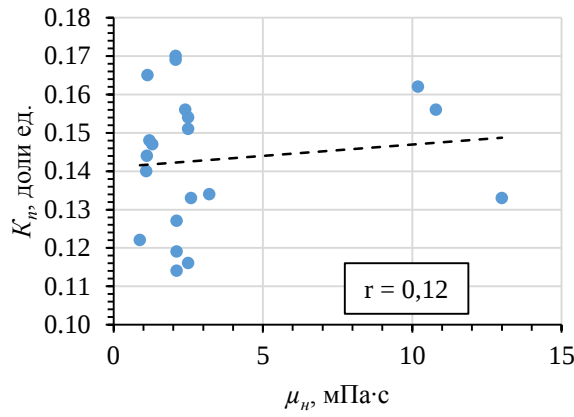
г)

Рисунок 3.2.1 – Корреляционные связи пористости с параметрами пласта башкирских карбонатных отложений месторождений Соликамской депрессии: а - абсолютной газопроницаемостью, б - остаточной водонасыщенностью, в - объемной плотностью породы, г - коэффициентом подвижности.

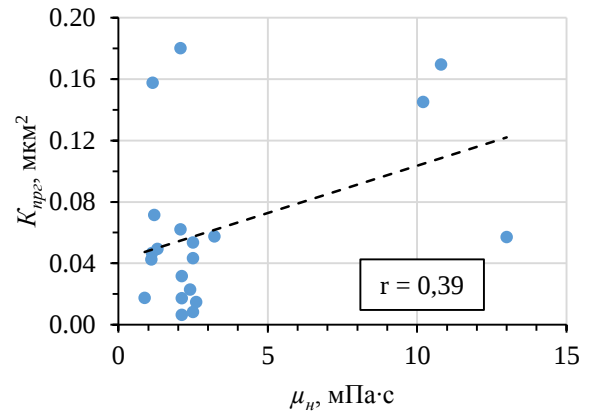
Зависимость рассматриваемых параметров с вязкостью нефти практически отсутствует (рис. 3.2.2), за исключением проницаемости и коэффициента подвижности (e), для которых можно предположить ее не линейный, а, например, логарифмический или обратный ($K_{\text{подв}} = f(1/\mu_n)$) вид. На последнем рисунке можно условно выделить две области – высоко- (выделены зеленым цветом) и малоподвижных (выделены красным) запасов (рис. 3.2.2, е). При этом рассмотренным башкирским отложениям Соликамской депрессии характерна нефть преимущественно незначительной вязкости (от 1,10 до 3,21 мПа·с) [48], за исключением повышенной вязкости нефти Юрчукского месторождения.

Значимое влияние на коэффициент вытеснения оказывают все изучаемые параметры, кроме вязкости нефти. Из корреляционной матрицы следует вывод о том, что $K_{\text{вт}}$ более тесно связан с емкостными параметрами, для которых значения γ выше, чем с фильтрационными. Обусловлено это нелинейной зависимостью $K_{\text{вт}}$ от фильтрационных параметров – проницаемости и коэффициента подвижности (рис. 3.2.3). Совокупности очевидно лучше описываются логарифмическими функциями, чем линейными. Тем не менее, применение логарифмов также сопряжено со значительными отклонениями расчетных $K_{\text{вт}}^M$ и экспериментальных $K_{\text{вт}}$.

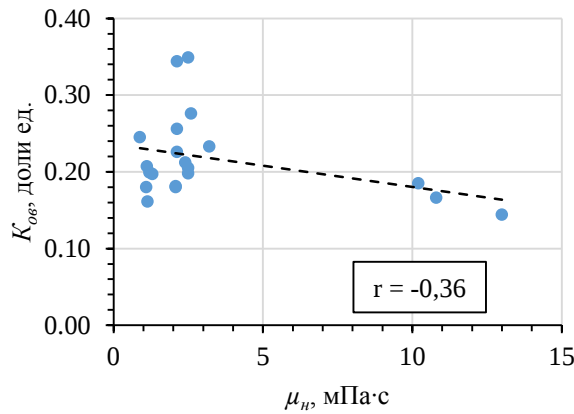
В корреляционных полях рассматриваемых зависимостей можно выделить по две группы значений (выделены разными цветами), тренды которых различны и образуют разные углы с осью абсцисс. В области, выделенной красным цветом, незначительно увеличение проницаемости/подвижности приводит к более значительному увеличению коэффициента вытеснения. Более значительное увеличение фильтрационных характеристик (зеленая область) не приводит к значительному росту $K_{\text{вт}}$. Выделенные области пересекаются в районе значений проницаемости 0,040 мкм² и подвижности 0,02 мкм²/мПа·с при $K_{\text{вт}}$ близких 0,60.



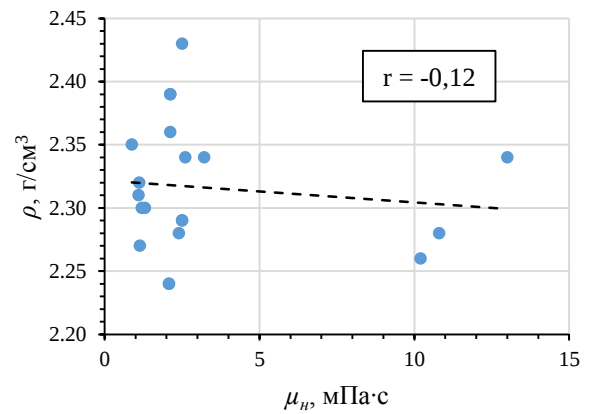
а)



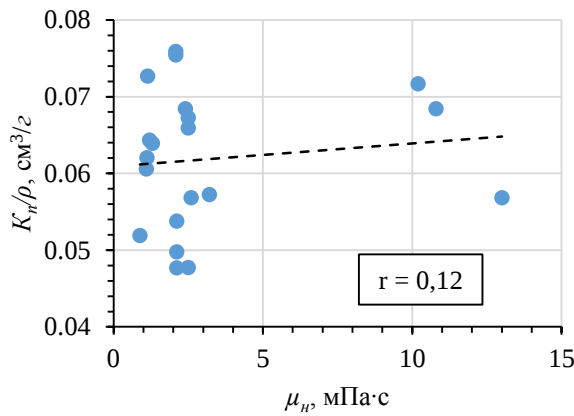
б)



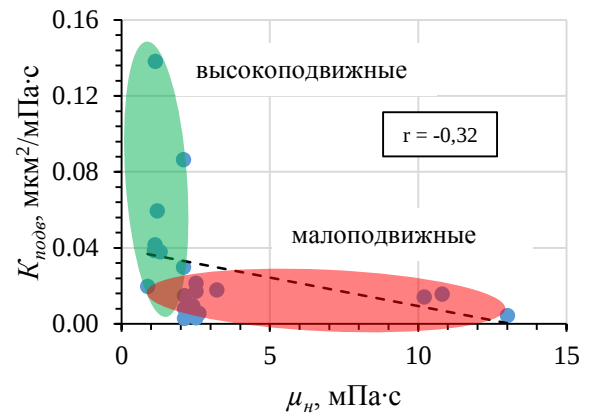
в)



г)



д)



е)

Рисунок 3.2.2 – Соотношение рассматриваемых параметров с вязкостью нефти башкирских карбонатных отложений месторождений Соликамской депрессии:

а – пористости, б - абсолютной газопроницаемости, в - остаточной водонасыщенности, г - объемной плотности породы, д - параметра K_n/ρ , е - коэффициентом подвижности.

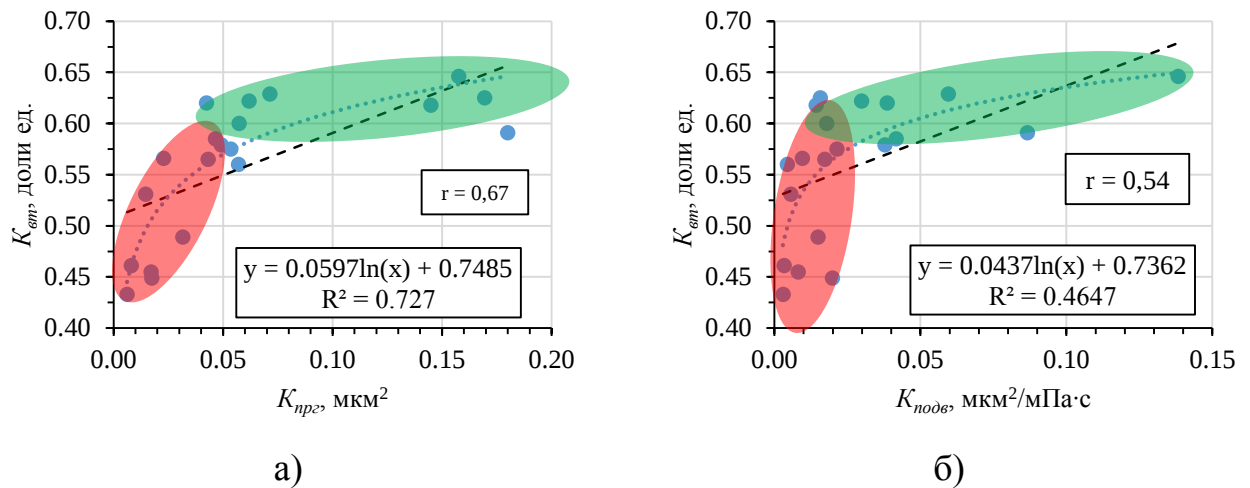


Рисунок 3.2.3 – Зависимости коэффициента вытеснения от проницаемости и коэффициента подвижности

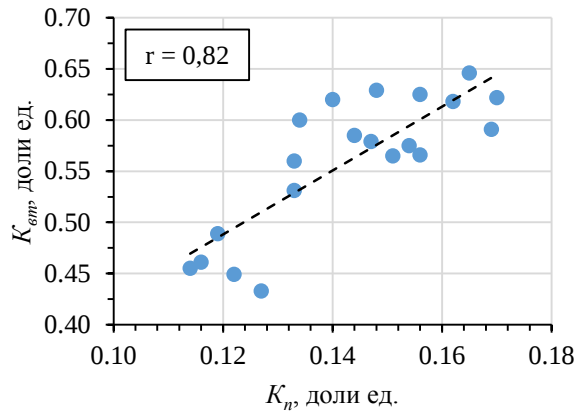
Зависимости $K_{вт}$ от параметров, связанных с емкостными свойствами породы, изображенными на рисунке 3.2.4, уверенно описываются линейными функциями.

Таким образом показано, что коэффициент вытеснения нефти в продуктивных башкирских карбонатных отложениях месторождений Соликамской депрессии хорошо коррелирует и с емкостными и с фильтрационными характеристиками пласта. Вся выборка может быть описана регрессионным уравнением с использованием емкостных параметров, характеризующимся высоким коэффициентом детерминации:

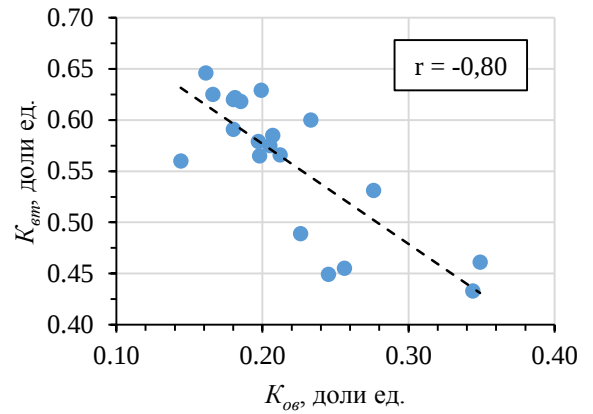
$$K_{вт}^M = -0,1782 + 32,2373K_n - 0,6420K_{ов} - 60,2686 \frac{K_n}{\rho}, \quad (3.2.1)$$

при $p < 10^{-4}$ $R^2 = 0,84$.

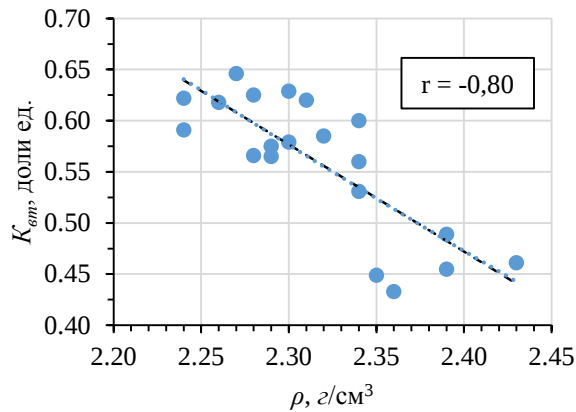
Как видно, в уравнение включены параметры, имеющие наиболее высокие коэффициенты корреляции r с коэффициентом вытеснения. Стоит отметить, что уравнение строится по принципу наибольшей его статистической значимости, поэтому параметр K_n/ρ включен в его состав для усиления влияния пористости.



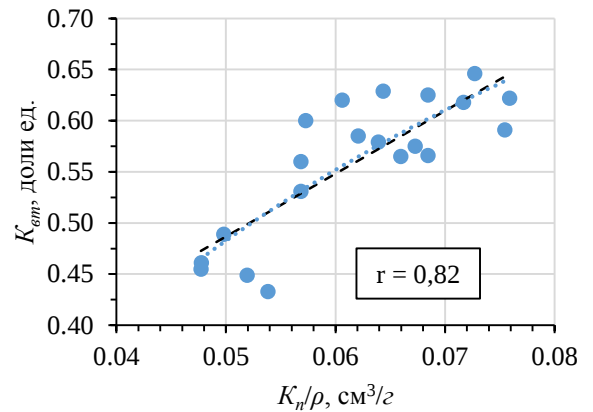
а)



б)



в)



г)

Рисунок 3.2.4 – Связь $K_{вт}$ с параметрами, связанными с емкостными характеристиками коллектора:

а – пористость, б – остаточная водонасыщенность, в – объемная плотность породы, г – параметр K_n/ρ .

По данным исходной выборки с использованием уравнения (3.2.1) оценены значения коэффициента вытеснения $K_{вт}^M$. На рисунке 3.2.5 эти значения сопоставлены с экспериментальными $K_{вт}$.

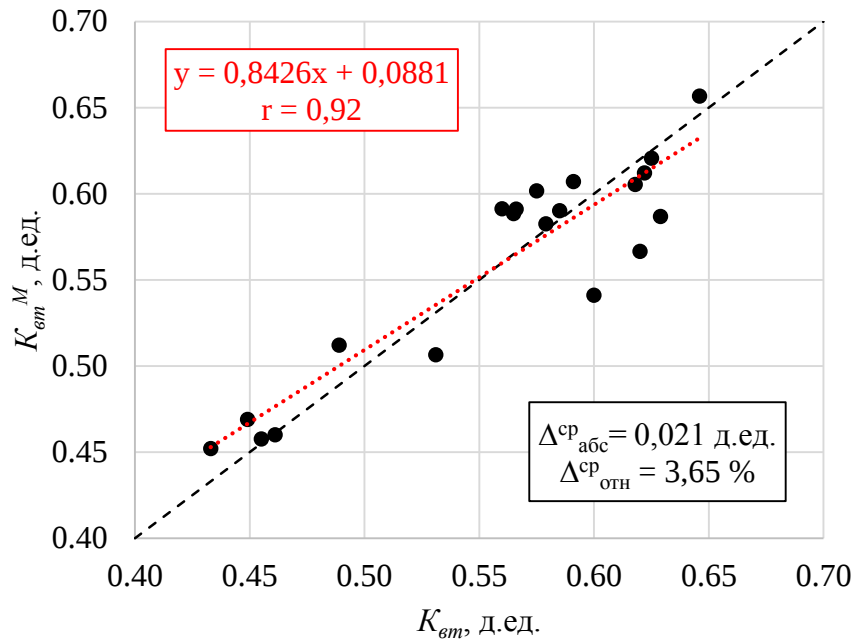


Рисунок 3.2.5 – Корреляционное поле модельных и экспериментальных значений коэффициента вытеснения нефти в карбонатных башкирских отложениях месторождений Соликамской депрессии

Выполненное сопоставление модельных и экспериментальных значений $K_{отн}$ показывает:

1) Слабое совпадение модельных значений с экспериментальными значениями $K_{отн}$. Линия тренда (красная), описываемая уравнением

$$K_{отн}^M = 0,8426K_{отн} + 0,0881, r = 0,92,$$

не совпадает с линией равных значений – множитель перед $K_{отн}$ значительно отличается от единицы, а свободный член – от нуля. Средние абсолютная $\Delta^cp_{абс}$ и относительная $\Delta^cp_{отн}$ погрешности составили соответственно 0,021 д.ед. и 3,65 %.

2) Корреляционное поле неоднородно - в левой части поля (при $K_{отн} < 0,55$) параметры хорошо контролируют друг друга, в правой части имеется значительно больший разброс значений. Было сделано предположение о том, что полученное для всей выборки регрессионное уравнение неодинаково хорошо описывает выборку по причине того, что в выделенных областях на $K_{отн}$ влияют различные параметры.

Для исходной выборки СолД применена методика обработки данных с построением (N-2) регрессионных уравнений (табл. 3.2.3), описанная ранее в разделе, посвященному Башкирскому своду.

Таблица 3.2.3

Многомерные уравнения при пошаговом регрессионном анализе данных по башкирским карбонатным отложениям месторождений Соликамской депрессии

N	Уравнение	Коэф-ты
3	$K_{\text{ем}}^M = 0,4226 + 1,7044K_{\text{нрз}}$	$R^2=0,918,$ $p<0,185$
4	$K_{\text{ем}}^M = 0,6321 - 3,6301 \frac{K_n}{\rho}$	$R^2=0,855,$ $p<0,075$
5	$K_{\text{ем}}^M = -0,8989 + 1,9247K_{\text{нрз}} + 0,5075\rho + 2,2983 \frac{K_n}{\rho}$	$R^2=0,993,$ $p<0,109$
6	$K_{\text{ем}}^M = -0,1435 - 2,0442K_n - 3,8624K_{\text{нрз}} + 0,1433\mu_n + 14,3576K_{\text{нодс}}$	$R^2=0,955,$ $p<0,313$
7	$K_{\text{ем}}^M = 0,1932 + 0,0064\mu_n + 2,1577K_n$	$R^2=0,675,$ $p<0,106$
8	$K_{\text{ем}}^M = 0,1918 + 1,5922K_{\text{нрз}} + 2,0673K_n$	$R^2=0,817,$ $p<0,014$
9	$K_{\text{ем}}^M = -0,2721 + 40,6137K_n - 0,9976K_{\text{нрз}} - 77,4018 \frac{K_n}{\rho} - 0,7824K_{\text{ос}}$	$R^2=0,935,$ $p<0,012$
10	$K_{\text{ем}}^M = 0,1758 + 2,3145K_n + 1,5328K_{\text{нрз}} - 1,4655K_{\text{нодс}}$	$R^2=0,887,$ $p<0,003$
11	$K_{\text{ем}}^M = 0,1783 + 2,2148K_n + 1,3779K_{\text{нрз}}$	$R^2=0,878,$ $p<3 \cdot 10^{-4}$
12	$K_{\text{ем}}^M = -0,3123 + 40,3365K_n - 0,6469K_{\text{нрз}} - 76,707 \frac{K_n}{\rho} - 0,6827K_{\text{ос}} + 0,5356K_{\text{нодс}}$	$R^2=0,950,$ $p<8 \cdot 10^{-4}$
13	$K_{\text{ем}}^M = -0,2373 + 33,0608K_n - 0,5253K_{\text{ос}} - 61,8661 \frac{K_n}{\rho}$	$R^2=0,947,$ $p<10^{-5}$
14	$K_{\text{ем}}^M = -0,2928 + 37,1898K_n - 0,5596K_{\text{ос}} - 70,3075 \frac{K_n}{\rho}$	$R^2=0,853,$ $p<2 \cdot 10^{-4}$

Продолжение таблицы 3.2.3

N	Уравнение	Коэф-ты
15	$K_{em}^M = 4,724 + 76,958K_n - 0,363K_{os} - 162,866 \frac{K_n}{\rho} + 0,589K_{npz} - 2,18\rho$	$R^2=0,907,$ $p<3 \cdot 10^{-4}$
16	$K_{em}^M = -0,1766 + 32,5693K_n - 0,6371K_{os} - 61,1321 \frac{K_n}{\rho}$	$R^2=0,813,$ $p<2 \cdot 10^{-4}$
17	$K_{em}^M = -0,159 + 30,9298K_n - 0,623K_{os} - 57,6623 \frac{K_n}{\rho}$	$R^2=0,827,$ $p<10^{-4}$
18	$K_{em}^M = -0,1686 - 31,4731K_n - 0,6313K_{os} - 58,7266 \frac{K_n}{\rho}$	$R^2=0,840,$ $p<10^{-5}$
19	$K_{em}^M = -0,2169 + 34,0937K_n - 0,6523K_{os} - 63,8836 \frac{K_n}{\rho}$	$R^2=0,829,$ $p<10^{-5}$
20	$K_{em}^M = -0,1782 + 32,2373K_n - 0,6420K_{os} - 60,2686 \frac{K_n}{\rho}$	$R^2=0,843,$ $p<10^{-5}$

В большей части уравнений (табл. 3.2.3) на первом месте находится пористость, а начиная с уравнения, построенного для N=13, структура уравнений практически не меняется и включает только емкостные параметры (пористость, остаточная водонасыщенность), а также K_n/ρ . Вязкость нефти и фильтрационные характеристики коллектора включены в уравнения, полученные преимущественно для малого объема выборки, т.е. для отложений с меньшим коэффициентом вытеснения. Из этого следует, что выборка неоднородна, в ней могут быть выделены группы значений, в которых на коэффициент вытеснения влияют различные параметры.

При выполнении линейного дискриминантного анализа в исходной выборке были выделены два класса значений. Разделение на классы по значениям пористости, остаточной водонасыщенности и проницаемости осуществлено при помощи дискриминантной функции Z:

$$Z = 101,442 - 191,381K_n + 29,490K_{os} + 13,620K_{npz} - 35,118\rho, R^2=0,84 \quad (3.2.2)$$

При $Z \geq 0,45$ данные относятся к первому классу, при $Z < 0,45$ – второму.

В таблице 3.2.4 приведены парные коэффициенты корреляции параметров выборки для выделенных классов. Рисунок 3.2.6 наглядно демонстрирует, что выделенные классы значительно отличаются по пористости и остаточной водонасыщенности. Их корреляционные поля расположены обособленно друг от друга. Для первого класса характерны более низкие по сравнению со вторым значения пористости (рис. 3.2.6, а) и повышенные значения остаточной водонасыщенности (рис. 3.2.6, б).

Таблица 3.2.4

Корреляционная матрица для двух классов башкирских карбонатных отложений месторождений Соликамской депрессии

	Класс	K_n , доли ед.	K_{npg} , мкм ²	$K_{ов}$, доли ед.	ρ , г/см ³	μ_n , мПа·с	K_n/ρ , см ³ /г	$K_{подв}$, мкм ² /мПа·с	$K_{вт}$, доли ед.
K_n , доли ед.	1	1,00	0,42	-0,12	-0,84	0,44	0,99	0,14	0,70
	2	1,00	0,59	0,05	-0,98	-0,19	0,97	0,40	0,42
K_{npg} , мкм ²	1		1,00	-0,71	-0,37	0,47	0,43	0,70	0,84
	2		1,00	-0,50	-0,56	0,32	0,58	0,50	0,55
$K_{ов}$, доли ед.	1			1,00	0,41	0,09	-0,18	-0,84	-0,48
	2			1,00	-0,05	-0,61	0,04	-0,20	-0,30
ρ , г/см ³	1				1,00	0,00	-0,88	-0,41	-0,47
	2				1,00	0,17	-0,98	-0,31	-0,40
μ_n , мПа·с	1					1,00	0,38	-0,28	0,72
	2					1,00	-0,19	-0,49	-0,09
K_n/ρ , см ³ /г	1						1,00	0,19	0,68
	2						1,00	0,39	0,41
$K_{подв}$, мкм ² /мПа·с	1							1,00	0,38
	2							1,00	0,55
$K_{вт}$, доли ед.	1								1,00
	2								1,00

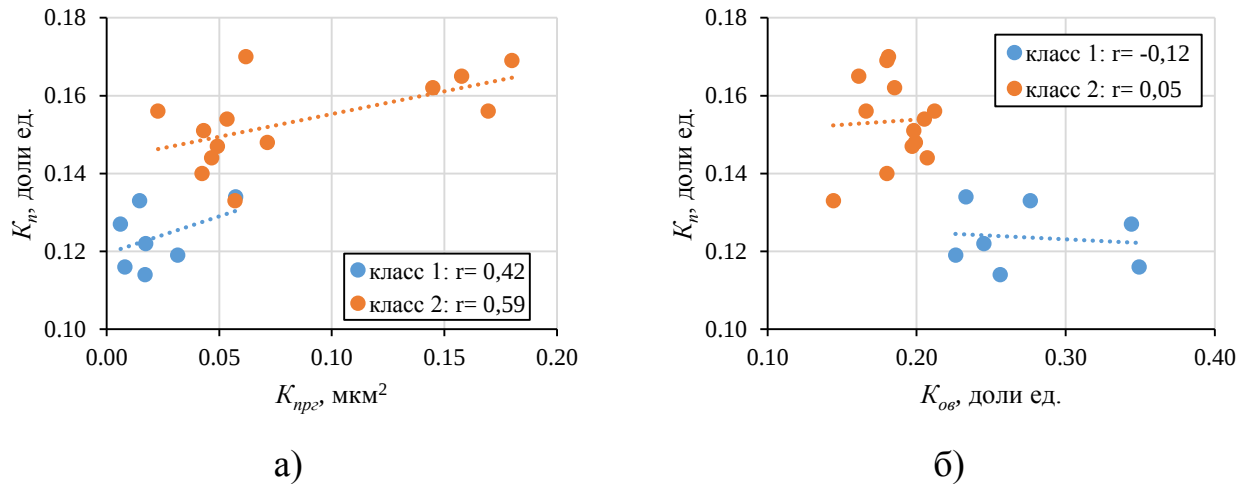


Рисунок 3.2.6 – Корреляционные поля пористости, проницаемости и остаточной водонасыщенности для двух классов башкирских карбонатных отложений месторождений Соликамской депрессии

В осях ρ - K_n , $K_{подв}$ - K_n выделенные классы также лежат обособленно (рисунок 3.2.7).

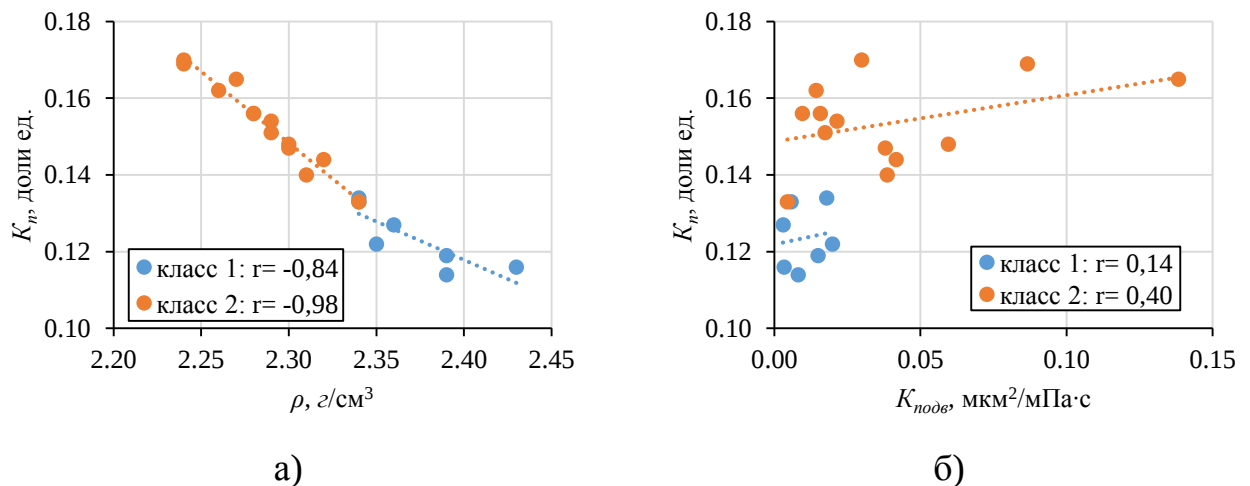


Рисунок 3.2.7 – Корреляционные связи пористости с объемной плотностью и коэффициентом подвижности карбонатных башкирских отложений месторождений Соликамской депрессии

В первом классе на $K_{вм}$ статистически значимое влияние оказывает проницаемость. Кроме этого $K_{вм}$ коррелирует с пористостью, вязкостью нефти и параметром K_n/ρ . Во втором классе коэффициент вытеснения связан в большей степени с проницаемостью и подвижностью.

Более низкие значения коэффициента вытеснения нефти отложений первого класса по сравнению со вторым (рис. 3.2.10) вероятно обусловлены худшими фильтрационно-емкостными свойствами – низкими пористостью, проницаемостью и подвижностью, повышенными значениями остаточной водонасыщенности.

Выделенные классы пересекаются в районе значений пористости 0,13 д.ед., проницаемости 0,040 мкм², коэффициенте подвижности 0,01-0,02 мкм²/мПа·с при значениях $K_{вт}$ 0,55-0,60. В осях $K_{ов}$ - $K_{вт}$ классы расположены обособленно друг от друга.

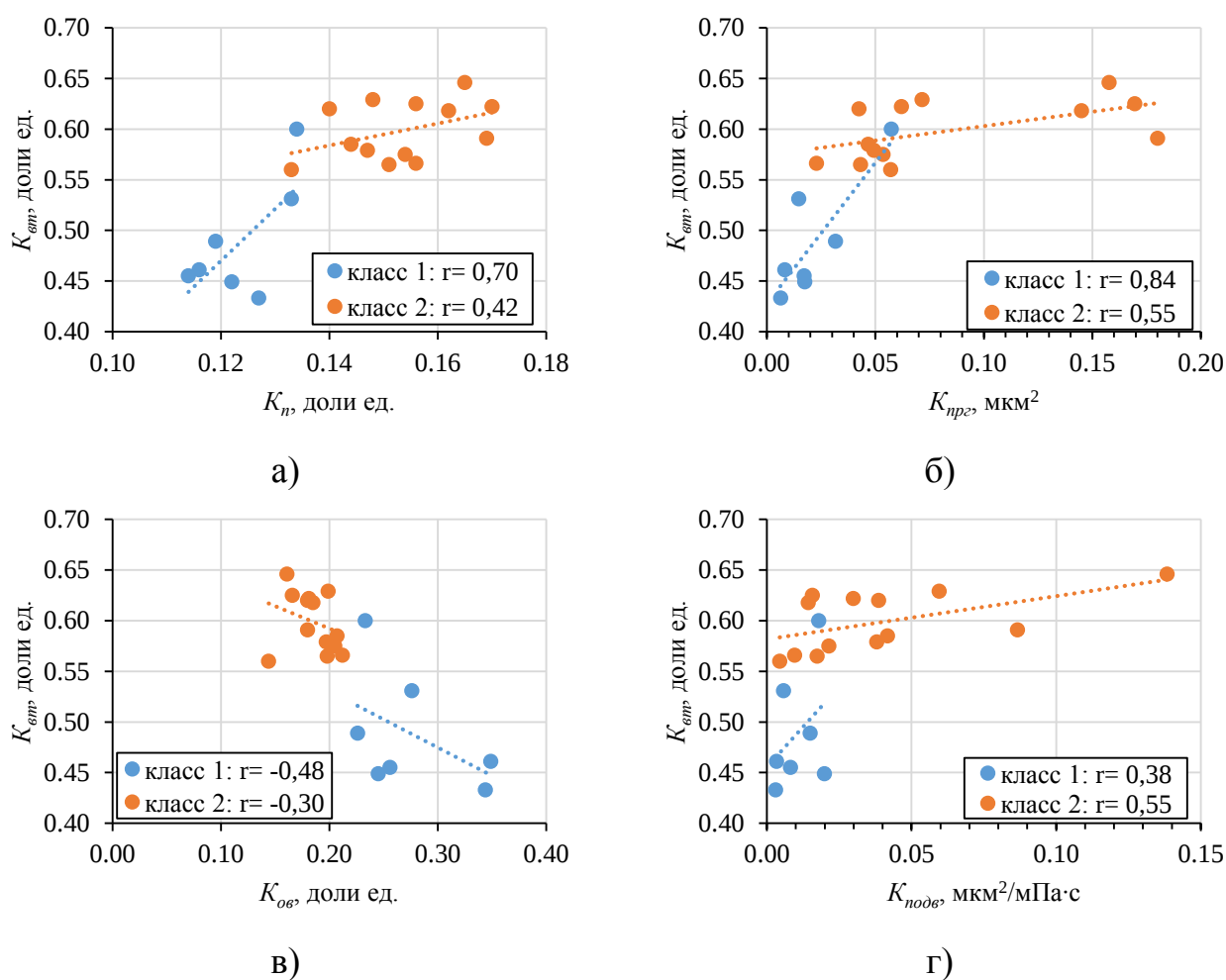


Рисунок 3.2.8 – Связь коэффициента вытеснения с параметрами пласта для двух классов башкирских карбонатных отложений месторождений Соликамской депрессии:

а – пористостью, б – абсолютной газопроницаемостью, в – остаточной водонасыщенностью, г – коэффициентом подвижности.

Для каждого из выделенных классов было получено многомерное уравнение регрессии [13, 14, 49]:

- для класса 1

$$K_{\text{ет}}^{M1} = 1,1483 - 5,6251K_{\text{нрг}} + 0,1718\mu_{\text{н}} + 16,1795K_{\text{подв}} - 0,4404\rho - 0,1534K_{\text{ов}}, \quad (3.2.3)$$

при $p < 0,003$ $R^2 = 0,99$;

- для класса 2

$$K_{\text{ет}}^{M2} = 0,5712 + 0,1914K_{\text{нрг}} + 0,2823K_{\text{подв}}, \quad (3.2.4)$$

при $p < 0,077$ $R^2 = 0,40$.

Диапазоны, для которых получены уравнения (3.2.3, 3.2.4), приведены в таблице 3.2.5.

Таблица 3.2.5

Диапазоны изменения, средние значения параметров башкирских карбонатных отложений Соликамской депрессии для двух классов

Параметр	Класс 1	Класс 2	Коэффициенты
$K_{\text{н}}$, доли ед.	$\frac{0,114-0,134}{0,124}$	$\frac{0,133-0,170}{0,154}$	$\frac{-6,2338}{7 \cdot 10^{-6}}$
$K_{\text{нрг}}$, мкм ²	$\frac{0,0062-0,0573}{0,0218}$	$\frac{0,023-0,180}{0,0846}$	$\frac{-2,8589}{0,010}$
$K_{\text{ов}}$, доли ед.	$\frac{0,226-0,349}{0,276}$	$\frac{0,144-0,212}{0,186}$	$\frac{5,6817}{2,2 \cdot 10^{-5}}$
ρ , г/см ³	$\frac{2,34-2,43}{2,37}$	$\frac{2,24-2,34}{2,29}$	$\frac{5,9200}{1,3 \cdot 10^{-5}}$
$\mu_{\text{н}}$, мПа·с	$\frac{0,88-3,21}{2,22}$	$\frac{1,10-13,00}{3,96}$	$\frac{-1,0505}{0,307}$
$K_{\text{н}}/\rho$, см ³ /г	$\frac{0,0477-0,0573}{0,0522}$	$\frac{0,0568-0,0759}{0,0672}$	$\frac{-6,1497}{8 \cdot 10^{-6}}$
$K_{\text{нрг}}/\mu_{\text{н}}$, мкм ² /мПа·с	$\frac{0,0029-0,0198}{0,0103}$	$\frac{0,0044-0,1383}{0,0396}$	$\frac{-2,0334}{0,057}$
$K_{\text{ет}}$, доли ед.	$\frac{0,433-0,600}{0,488}$	$\frac{0,560-0,646}{0,599}$	$\frac{-5,6786}{2,2 \cdot 10^{-5}}$

Примечание: в ячейках столбца «коэффициенты» над чертой приведены значения t-критерию Стьюдента, под чертой – уровня его статистической значимости.

Согласно t-критерию Стьюдента, по всем параметрам, кроме вязкости нефти и коэффициента подвижности, выделенные классы статистически значимо различаются.

Таким образом исходную выборку удалось описать двумя уравнениями регрессии. Уравнение класса 1 описывает отложения с низкими фильтрационно-емкостными свойствами, по сравнению отложений класса 2. Корреляционное поле (рис. 3.2.9) иллюстрирует хорошее совпадение модельных и экспериментальных значений коэффициента вытеснения. Точки класса 1 практически лежат на линии равных значений. Поле значений класса 2 незначительно наклонено относительно этой линии, что свидетельствует о недостаточно сильной связи параметров в уравнении (3.2.4) с коэффициентом вытеснения, подтверждением тому является низкий коэффициент детерминации.

В целом по выборке точность оценки K_{em} по сравнению с вариантом без выделения классов повысилась. Среднее отклонение модельных значений составило 0,013. Относительная погрешность оценки не превысила 6,44 процента при среднем значении 2,11 процента.

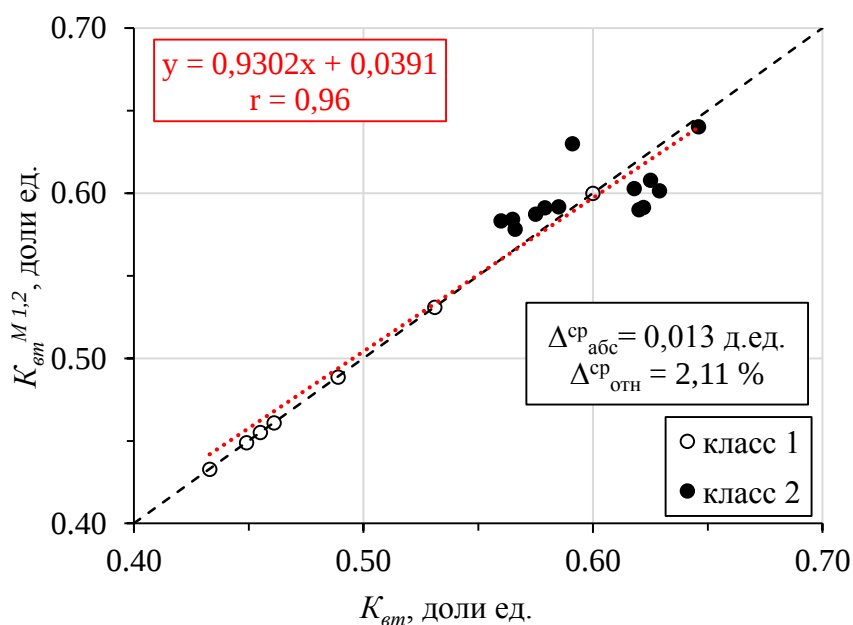


Рисунок 3.2.9 – Корреляционное поле модельных и экспериментальных значений коэффициента вытеснения для двух классов башкирских карбонатных отложений месторождений Соликамской депрессии

Рисунок 3.2.9 демонстрирует гораздо лучшее, чем без разделения на классы, совпадение модельных значений с экспериментальными – линия тренда (красная), описываемая уравнением

$$K_{em}^{M1,2} = 0,9302K_{em} + 0,0391, r = 0,96,$$

очень близка линии равных значений – множитель перед K_{em} близок к единице, а свободный член – к нулю.

Краткие выводы по главе

1. Установлено, что по значениям пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности, плотности породы и вязкости нефти возможно производить оценку коэффициента вытеснения нефти.

2. Показано, что влияние параметров пласта на коэффициент вытеснения в диапазоне их изменения не постоянно. Коэффициент вытеснения из низкопроницаемых башкирских карбонатных отложений Башкирского свода определяется преимущественно емкостной характеристикой – остаточной водонасыщенностью или начальной нефтенасыщенностью породы, а высокопроницаемых отложений – фильтрационными характеристиками – проницаемостью и вязкостью нефти. Коэффициент вытеснения в отложениях Соликамской депрессии формируется под влиянием параметров, преимущественно связанных с фильтрационными характеристиками – проницаемостью, подвижностью, вязкостью нефти.

3. Статистически обоснованы регрессионные уравнения для оценки коэффициента вытеснения нефти в карбонатных башкирских отложениях месторождений Башкирского свода и Соликамской депрессии Пермского края.

4. Оценка коэффициента вытеснения нефти по аналитическим зависимостям, полученным для выделенных в исходной выборке классов, согласно авторского способа, обеспечивает высокую сходимость модельных и экспериментальных значений коэффициента вытеснения.

ГЛАВА 4

Разработка моделей оценки коэффициента вытеснения нефти для терригенных визейских отложений нижнего карбона

В главе выполнен анализ лабораторных данных для терригенных визейских отложений рассматриваемых территорий Башкирского свода и Соликамской депрессии Пермского края. При обработке данных с использованием корреляционного, регрессионного и дискриминантного анализов в исходной выборке выделены классы значений, отличающихся влиянием характеристик пластов на величину коэффициента вытеснения. Для выделенных классов обоснованы регрессионные уравнения оценки коэффициента вытеснения с использованием значений вязкости нефти и данных стандартных исследований керна. Полученные многомерные уравнения обеспечивают достаточно высокую близость расчетных значений коэффициента вытеснения к результатам его лабораторного определения на моделях пласта.

4.1. Башкирский свод

Исходная выборка для визейских терригенных отложений составлена по 71-му лабораторному определению коэффициента вытеснения (табл. 4.1.1) и охватывает 27 месторождений Башкирского свода.

Таблица 4.1.1

Характеристики моделей пласта при лабораторном определении коэффициента
вытеснения в визейских терригенных отложениях месторождений Башкирского
свода

№ п/п	Месторождение	K_n , доли ед.	K_{npg} , мкм ²	$K_{ов}$, доли ед.	ρ , г/см ³	μ_n , мПа·с	K_n / ρ , см ³ /г	$K_{подв}$, мкм ² / мПа·с	$K_{вт}$, доли ед.
1	Альняшское	0,186	0,2650	0,110	2,14	50,00	0,0869	0,00530	0,540
2	Альняшское	0,229	1,2900	0,08	2,01	50,00	0,1139	0,02580	0,600
3	Аспинское, Тартинское	0,187	0,5370	0,099	2,14	3,70	0,0874	0,14514	0,580

Продолжение таблицы 4.1.1

№ п/п	Месторождение	K_n , доли ед.	$K_{прз}$, мкм ²	$K_{ов}$, доли ед.	ρ , г/см ³	μ_n , мПа·с	K_n / ρ , см ³ /г	$K_{подв}$, мкм ² / мПа·с	$K_{вт}$, доли ед.
4	Аспинское, Тартинское	0,201	0,5830	0,076	2,12	3,70	0,0948	0,15757	0,620
5	Аспинское, Тартинское	0,215	0,9240	0,039	2,07	3,70	0,1039	0,24973	0,650
6	Аспинское, Тартинское	0,217	1,0250	0,068	2,07	3,70	0,1048	0,27703	0,650
7	Аспинское, Тартинское	0,215	0,9240	0,049	2,07	3,70	0,1039	0,24973	0,653
8	Аспинское, Тартинское	0,216	1,1600	0,050	2,03	3,70	0,1064	0,31351	0,680
9	Аспинское, Тартинское	0,215	0,9510	0,053	2,07	3,70	0,1039	0,25703	0,682
10	Быркинское	0,166	0,1130	0,226	2,16	8,40	0,0769	0,01345	0,500
11	Быркинское	0,202	0,2400	0,117	2,11	5,00	0,0957	0,04800	0,600
12	Быркинское	0,240	1,5740	0,074	2,01	37,80	0,1194	0,04164	0,647
13	Быркинское	0,251	1,9463	0,045	1,98	36,00	0,1268	0,05406	0,660
14	Викторинское	0,188	0,3290	0,094	2,15	4,14	0,0874	0,07947	0,633
15	Гондыревское	0,222	0,2058	0,100	2,06	10,30	0,1078	0,01998	0,527
16	Гондыревское	0,200	0,8162	0,077	2,11	13,13	0,0948	0,06216	0,587
17	Гондыревское	0,221	0,2277	0,096	2,06	9,80	0,1073	0,02323	0,610
18	Гондыревское	0,201	0,4160	0,092	2,11	12,68	0,0953	0,03281	0,62
19	Гондыревское	0,218	0,5247	0,082	2,07	11,90	0,1053	0,04409	0,628
20	Гондыревское	0,196	0,4200	0,091	2,12	13,00	0,0925	0,03231	0,640
21	Гондыревское	0,210	0,4024	0,087	2,10	10,60	0,1000	0,03796	0,643
22	Грачевское	0,228	1,2340	0,055	2,04	3,50	0,1118	0,35257	0,680
23	Казаковское	0,159	0,0581	0,179	2,20	2,30	0,0723	0,02526	0,557
24	Казаковское	0,186	0,2730	0,143	2,14	1,87	0,0869	0,14599	0,594
25	Казаковское	0,195	0,7380	0,080	2,11	2,10	0,0924	0,35143	0,670
26	Калмиарское	0,163	0,0461	0,179	2,22	8,20	0,0734	0,00562	0,526
27	Калмиарское	0,205	0,1848	0,160	2,12	17,70	0,0967	0,01044	0,535
28	Калмиарское	0,219	0,7550	0,089	2,04	21,20	0,1074	0,03561	0,573
29	Калмиарское	0,223	0,6006	0,080	2,06	19,40	0,1083	0,03096	0,602
30	Красноярско- Куединское	0,185	0,2960	0,072	2,15	13,10	0,0860	0,02260	0,560
31	Красноярско- Куединское	0,229	3,1900	0,040	2,03	13,10	0,1128	0,24351	0,720
32	Кряжевское	0,203	0,1514	0,128	2,08	12,70	0,0976	0,01192	0,534
33	Кряжевское	0,200	0,4557	0,075	2,06	12,70	0,0971	0,03588	0,56
34	Моховское	0,217	0,8357	0,068	2,03	3,38	0,1069	0,24725	0,638
35	Моховское	0,201	0,3530	0,083	2,11	4,73	0,0953	0,07463	0,642
36	Новосеминское	0,209	0,4426	0,070	2,06	10,70	0,1015	0,04136	0,653
37	Новосеминское, Камышловское	0,223	0,8527	0,059	2,04	19,80	0,1093	0,04307	0,636
38	Павловское	0,201	0,0563	0,188	2,12	6,80	0,0948	0,00828	0,550
39	Павловское	0,172	0,0435	0,203	2,15	6,40	0,0800	0,00680	0,555

Продолжение таблицы 4.1.1

№ п/п	Месторождение	K_n , доли ед.	$K_{прг}$, мкм ²	$K_{ов}$, доли ед.	ρ , г/см ³	μ_n , мПа·с	K_n / ρ , см ³ /г	$K_{подв}$, мкм ² / мПа·с	$K_{вт}$, доли ед.
40	Павловское	0,219	0,3484	0,098	2,12	6,40	0,1033	0,05444	0,577
41	Павловское	0,208	0,5337	0,080	2,12	6,40	0,0981	0,08339	0,625
42	Павловское	0,231	0,9180	0,082	2,03	6,29	0,1138	0,14595	0,654
43	Солдатовское	0,153	0,0620	0,161	2,23	4,80	0,0686	0,01292	0,556
44	Солдатовское	0,169	0,0925	0,144	2,19	4,80	0,0772	0,01927	0,571
45	Солдатовское	0,178	0,2069	0,114	2,23	4,80	0,0798	0,04310	0,585
46	Софьинское	0,185	0,2090	0,130	2,15	2,90	0,0860	0,07207	0,568
47	Софьинское	0,219	0,6522	0,111	2,07	5,30	0,1058	0,12306	0,580
48	Софьинское	0,231	1,0789	0,089	2,06	5,30	0,1122	0,20357	0,611
49	Судановское	0,164	0,1219	0,135	2,23	10,50	0,0735	0,01161	0,530
50	Судановское	0,188	0,1917	0,103	2,16	21,20	0,0870	0,00904	0,570
51	Судановское	0,215	0,8484	0,087	2,06	10,10	0,1044	0,08400	0,671
52	Трифоновское	0,174	0,0245	0,461	2,17	5,37	0,0802	0,00456	0,5
53	Трифоновское	0,189	0,4244	0,087	2,13	5,37	0,0887	0,07903	0,610
54	Трифоновское	0,186	0,1973	0,108	2,14	6,00	0,0869	0,03288	0,635
55	Трифоновское	0,197	0,4591	0,066	2,12	5,37	0,0929	0,08549	0,654
56	Трифоновское	0,231	1,4449	0,074	2,03	6,00	0,1138	0,24082	0,687
57	Хатымское	0,186	0,1145	0,111	2,14	6,29	0,0869	0,01820	0,578
58	Хатымское	0,213	0,4689	0,085	2,09	6,29	0,1019	0,07455	0,634
59	Чарское	0,228	0,2096	0,084	2,04	6,92	0,1118	0,03029	0,599
60	Чернушинское	0,201	0,0618	0,168	2,12	11,10	0,0948	0,00557	0,533
61	Чернушинское	0,202	0,1277	0,128	2,11	11,10	0,0957	0,01150	0,555
62	Чернушинское	0,231	0,5970	0,078	2,04	11,10	0,1132	0,05378	0,582
63	Чичулаевское	0,207	0,2983	0,084	2,10	6,70	0,0986	0,04452	0,615
64	Шагиртско- Гожанское	0,232	1,3835	0,062	2,04	38,30	0,1137	0,03612	0,597
65	Шагиртско- Гожанское	0,224	1,2410	0,067	2,05	33,20	0,1093	0,03738	0,600
66	Шагиртско- Гожанское	0,224	1,2410	0,060	2,05	33,20	0,1093	0,03738	0,620
67	Шагиртско- Гожанское	0,232	1,0046	0,065	2,05	41,30	0,1132	0,02432	0,640
68	Шароновское	0,212	0,2271	0,108	2,10	6,74	0,1010	0,03369	0,605
69	Этышское	0,214	0,2833	0,082	2,08	9,40	0,1029	0,03014	0,597
70	Этышское	0,233	0,8346	0,050	2,02	9,40	0,1153	0,08879	0,657
71	Южинское	0,189	0,1124	0,111	2,15	11,70	0,0879	0,00961	0,528

Для всех параметров исходной выборки выполнен корреляционный анализ с построением полей и определением парных коэффициентов корреляции. Последние занесены в таблицу 4.1.2, из которой следует, что все изучаемые параметры статистически значимо связаны между собой. Исключение составляют

связи вязкости нефти с остаточной водонасыщенностью и коэффициентом вытеснения.

Таблица 4.1.2

Корреляционная матрица для выборки визейских терригенных отложений
месторождений Башкирского свода

Параметры	K_n , доли ед.	K_{npg} , мкм ²	$K_{ов}$, доли ед.	ρ , г/см ³	μ_n , мПа·с	K_n / ρ , см ³ /г	$K_{подв}$, мкм ² / мПа·с	$K_{вт}$, доли ед.
K_n , д.ед.	1,00	<u>0,68</u> 0,000	<u>-0,60</u> 0,000	<u>-0,94</u> 0,000	<u>0,37</u> 0,002	<u>0,99</u> 0,000	<u>0,31</u> 0,009	<u>0,58</u> 0,000
K_{npg} , мкм ²		1,00	<u>-0,53</u> 0,000	<u>-0,70</u> 0,000	<u>0,37</u> 0,000	<u>0,70</u> 0,000	<u>0,53</u> 0,000	<u>0,68</u> 0,000
$K_{ов}$, д.ед.			1,00	<u>0,57</u> 0,000	<u>-0,19</u> 0,115	<u>-0,60</u> 0,000	<u>-0,40</u> 0,001	<u>-0,68</u> 0,000
ρ , г/см ³				1,00	<u>-0,36</u> 0,000	<u>-0,96</u> 0,000	<u>-0,35</u> 0,003	<u>-0,58</u> 0,000
μ_n , мПа·с					1,00	<u>0,38</u> 0,001	<u>-0,36</u> 0,002	<u>-0,05</u> 0,683
K_n / ρ , см ³ /г						1,00	<u>0,32</u> 0,007	<u>0,59</u> 0,000
$K_{подв}$, мкм ² /мПа·с							1,00	<u>0,66</u> 0,000
$K_{вт}$, д.ед.								1,00

Совокупности K_n - K_{npg} и $K_{ов}$ - K_{npg} , показанные на рисунке 4.1.1, имеют довольно плотное нелинейное распределение и показывают сильную корреляционную связь емкостных свойств породы с ее фильтрационной характеристикой. При описании первой совокупности логарифмической функцией, а второй степенной функцией, точность аппроксимации достаточно высокая – коэффициент детерминации равен 0,6102 и 0,7786 соответственно.

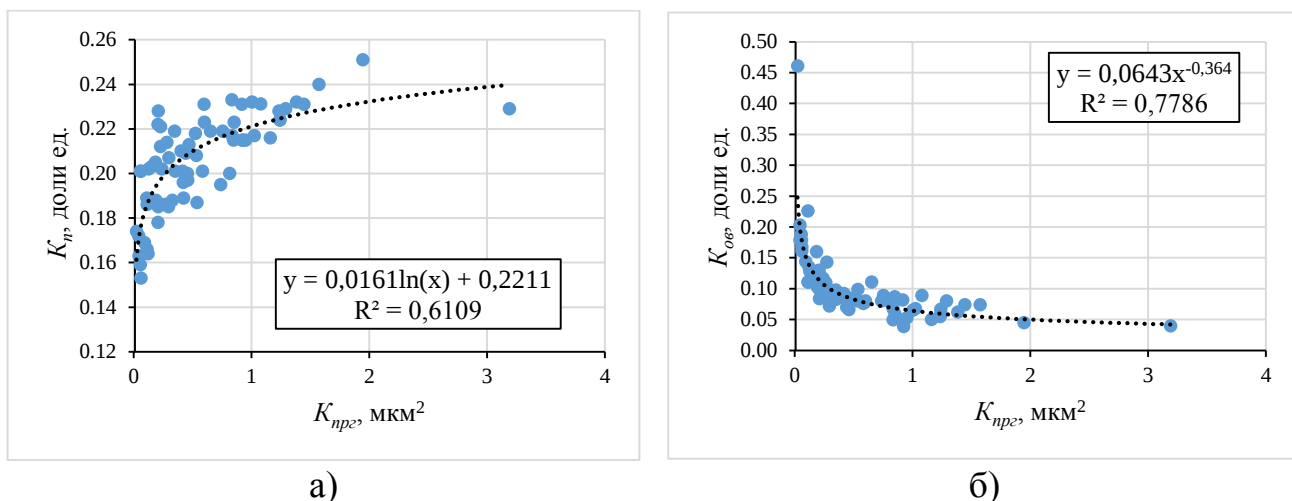


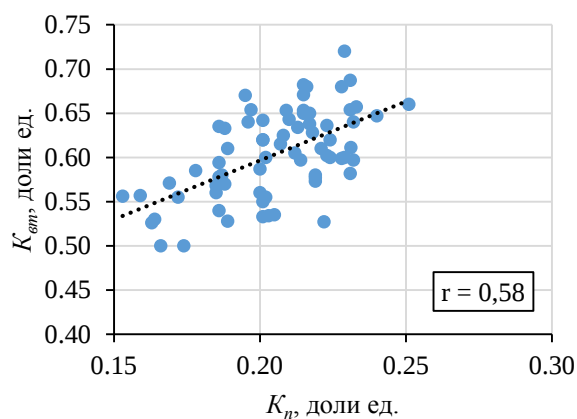
Рисунок 4.1.1 – Зависимости пористости и остаточной водонасыщенности от проницаемости визейских терригенных отложений Башкирского свода

На рисунок 4.1.2 показаны зависимости коэффициента вытеснения нефти от рассматриваемых параметров. Связь коэффициента вытеснения с пористостью (а), плотностью (г) и их отношением (д) довольно слабая и носит линейных характер. Величина K_{em} в большей мере характеризуется фильтрационными характеристиками коллектора и остаточной водонасыщенностью — корреляционные поля значений K_{em} и $K_{пр2}$, $K_{ов}$, $K_{подв}$ (б, в, е) уверенно аппроксимируются степенной функцией, однако при этом разброс значений вокруг линии тренда довольно велик. Так при одном значении $K_{пр2}$ разброс значений K_{em} может достигать 10 % и более (рисунок 4.1.2, б), например, при проницаемости 0,755 и 0,738 мкм² коэффициент вытеснения принимает значения 0,573 и 0,670 соответственно, чего функция не учитывает.

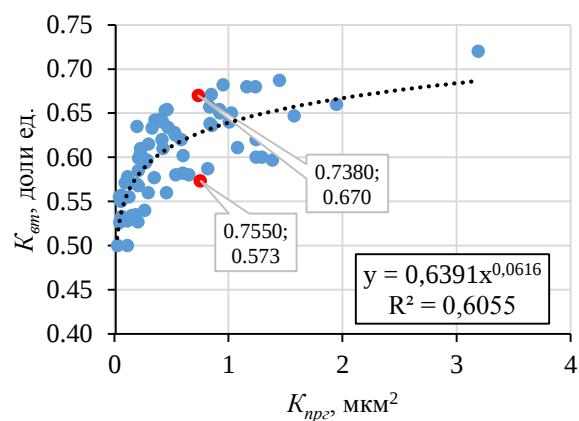
По значениям исходной выборки [13, 66, 110, 115] было построено многомерное уравнение регрессии для оценки модельных значений коэффициента вытеснения:

$$K_{em}^M = 0,6056 + 0,0265K_{пр2} - 0,3229K_{ов} + 0,1921K_{подв}, \quad (4.1.1)$$

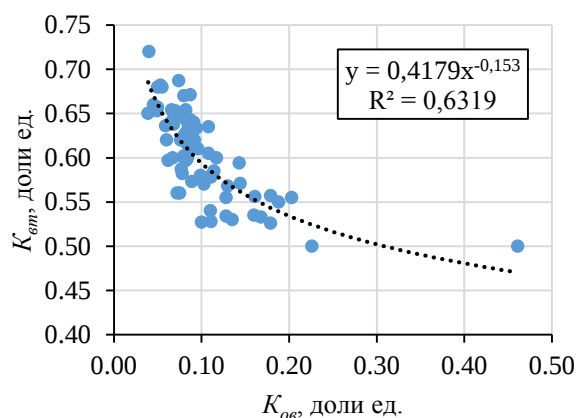
при $p < 10^{-5}$ $R^2 = 0,69$.



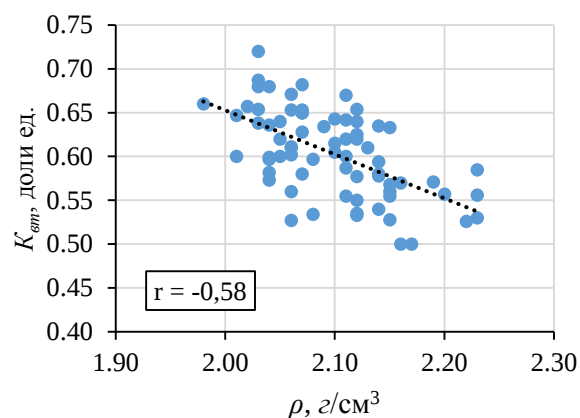
а)



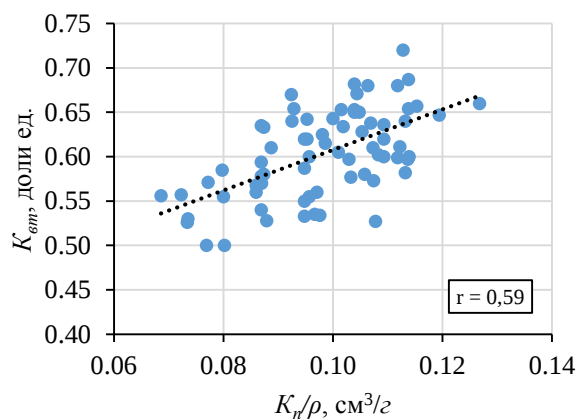
б)



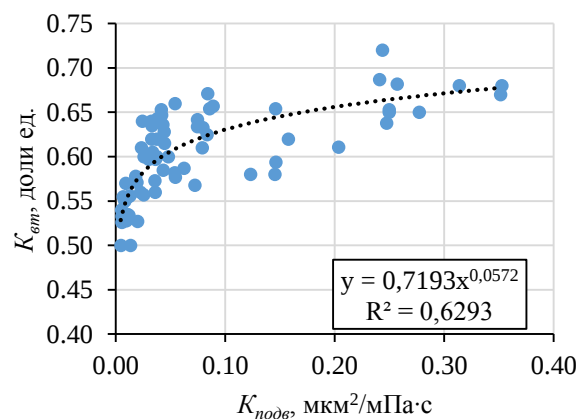
в)



г)



д)



е)

Рисунок 4.1.2 – Связь коэффициента вытеснения нефти с параметрами пласта для визейских терригенных отложений Башкирского свода:

а – пористостью, б – абсолютной газопроницаемостью, в – остаточной водонасыщенностью, г – объемной плотностью породы, д – параметром K_n/ρ , е – коэффициентом подвижности.

В полученное уравнение включены параметры, характеризующиеся наибольшими коэффициентами линейной корреляции, при этом первостепенным для K_{em}^M параметром среди рассмотренных является абсолютная газопроницаемость. На втором по значимости месте стоит остаточная водонасыщенность или начальная $(1-K_{ov})$ нефтенасыщенность породы. На третьем месте расположен $K_{подв}$, который кроме проницаемости включает вязкость нефти. Хотя связь последней с коэффициентом вытеснения не установлена, вероятно, что в составе комплексного параметра вязкость способствует повышению точности аппроксимации.

Сравнение модельных и экспериментальных значений коэффициента вытеснения, приведенное на рисунке 4.1.3, демонстрирует их недостаточное совпадение. Линия тренда, описываемая уравнением

$$K_{em}^M = 0,6951K_{em} + 0,1841, r = 0,83,$$

не совпадает с линией равных значений. Средние абсолютная $\Delta_{абс}^{cp}$ и относительная $\Delta_{отн}^{cp}$ погрешности равны 0,022 д.ед. и 3,77 % соответственно.

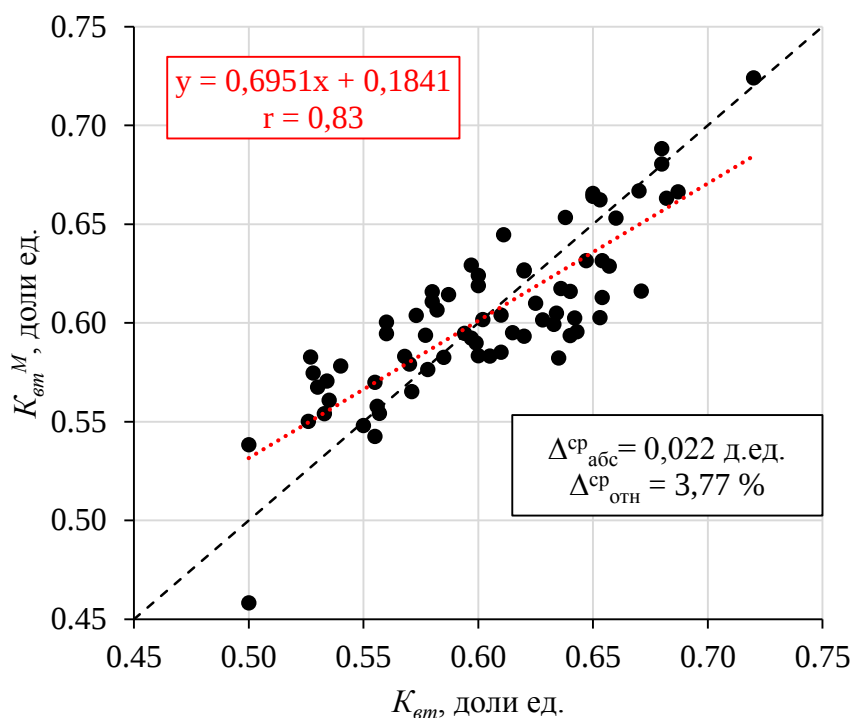


Рисунок 4.1.3 – Корреляционное поле модельных и экспериментальных значений коэффициента вытеснения нефти для терригенных визейских отложений месторождений Башкирского свода (на территории Пермского края)

Точки на графике сформировали облако, неравномерно распределенное вдоль линии равных значений. В нем можно выделить следующие участки:

- при $K_{\text{см}} < 0,60$ точки преимущественно расположены выше линии равных значений;
- при $K_{\text{см}} > 0,60$ поле преимущественно распределено вдоль линии равных значений.

Можно предположить, что уравнение (4.1.1), полученное для всей выборки, описывает ее неравномерно, поэтому до $K_{\text{см}}$ равного 0,60 наблюдается отклонение (превышение) расчетных значений над фактическими.

По аналогии с предыдущей главой выборка проанализирована на наличие обособленных групп. Для этого были изучены парные корреляционные зависимости рассматриваемых параметров пласта. В корреляционном поле коэффициента подвижности и вязкости нефти (рис. 4.1.4) можно выделить три класса значений:

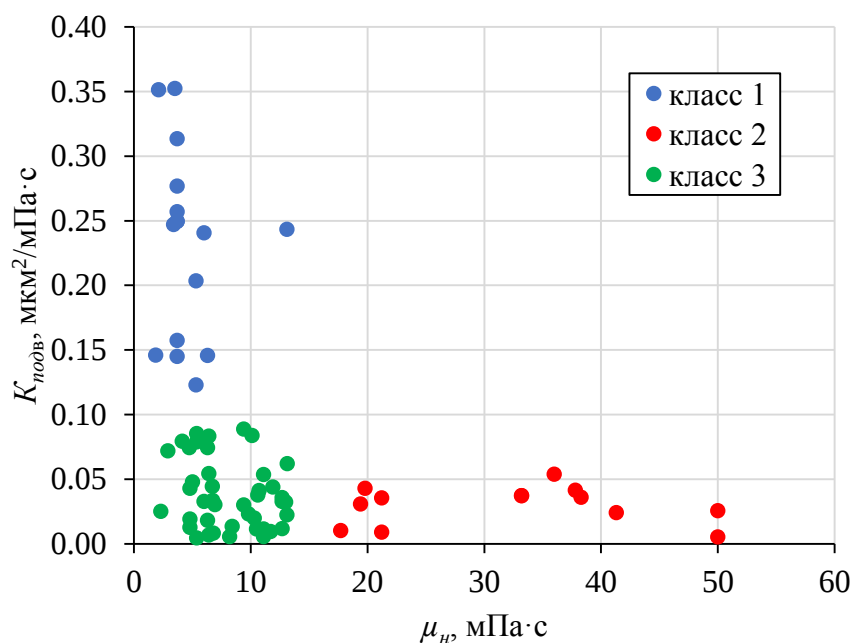


Рисунок 4.1.4 – Изменение коэффициента подвижности в зависимости от вязкости нефти

1) характеризуется интенсивным изменением $K_{подв}$ от максимального значения 0,353 до 0,123 мкм²/мПа·с при малом изменении вязкости нефти – высокоподвижные запасы;

2) при более значительном изменении μ_n от 17,7 до 50 мПа·с $K_{подв}$ изменяется незначительно – малоподвижные запасы;

3) область данных, где связь между изменениями $K_{подв}$ и μ_n слабая или отсутствует.

На рисунке 4.1.5 выделенные классы значений также лежат довольно обособленно.

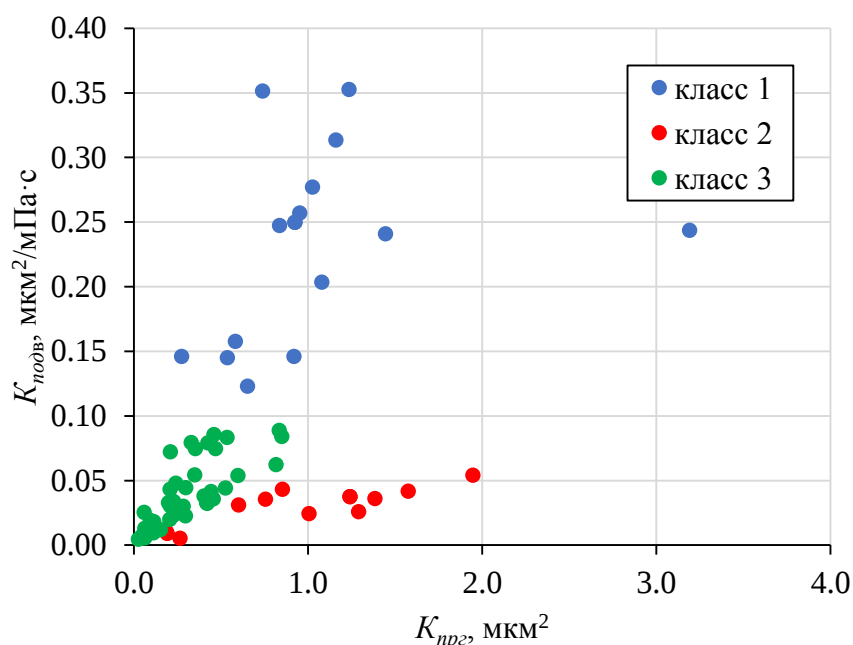


Рисунок 4.1.5 – Зависимость коэффициента подвижности от абсолютной газопроницаемости визейских терригенных отложений Башкирского свода

Очевидно, что процессы и механизмы нефтевытеснения в отложениях выделенных классов высокоподвижных и малоподвижных запасов будут отличаться, как будут отличаться и параметры, участвующие в формировании коэффициента вытеснения.

Опираясь на предложенное разделение исходной выборки на классы, для последних получены многомерные регрессионные уравнения оценки коэффициента вытеснения нефти:

- для класса 1

$$K_{\text{ем}}^{M1} = 0,5883 - 0,3541K_{\text{ов}} + 0,0291K_{\text{нрз}} + 0,2358K_{\text{нодв}}, \quad (4.1.2)$$

при $p < 10^{-4}$ $R^2 = 0,82$;

- для класса 2

$$K_{\text{ем}}^{M2} = -0,5486 - 0,7384K_{\text{ов}} + 1,9497K_{\text{н}} + 0,3784\rho, \quad (4.1.3)$$

при $p < 10^{-3}$ $R^2 = 0,85$;

- для класса 3

$$K_{\text{ем}}^{M3} = 0,8217 + 0,9362K_{\text{нодв}} - 0,1975K_{\text{ов}} - 0,1161\rho, \quad R^2 = 0,65. \quad (4.1.4)$$

при $p < 10^{-5}$ $R^2 = 0,65$.

Уравнения для первого и второго классов объединяет то, что на первом месте по значимости стоит остаточная водонасыщенность, при этом вклад $K_{\text{ов}}$ в $K_{\text{ем}}$ для коллекторов с малоподвижными (класс 2) запасами в 2 раза выше чем в высокоподвижных запасах (коэффициент перед параметром 0,7384 против 0,3541).

Остальные параметры в уравнениях обусловлены особенностями отложений, для которых уравнения получены. Так уравнение (4.1.2) включает параметры, характеризующие фильтрационные свойства породы – газопроницаемость и коэффициент подвижности, изменение которых значимо влияет на величину $K_{\text{ем}}$ в отложениях маловязкой нефти. В уравнение (4.1.3) кроме $K_{\text{ов}}$ включены пористость и объемная плотность породы, подчеркивая исключительное влияние на $K_{\text{ем}}$ емкостных свойств и нефтенасыщенности пустотного пространства коллекторов, содержащих высоковязкие нефти. Оба этих уравнения имеют высокие значения коэффициента детерминации, свидетельствующего о хорошей аппроксимации выборки этими уравнениями. Модельные и экспериментальные значения коэффициента вытеснения в этих классах хорошо контролируют друг друга во всем диапазоне (рис. 4.1.6).

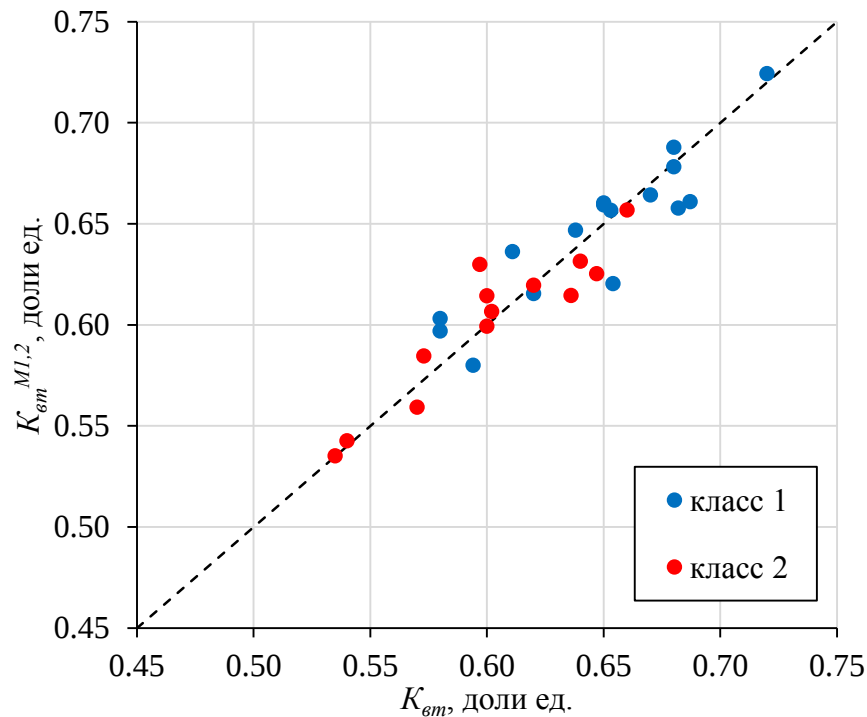


Рисунок 4.1.6 – Корреляционное поле модельных и экспериментальных значений коэффициента вытеснения первого и второго классов

Уравнение (4.1.4), полученное для коллекторов со средними значениями коэффициента подвижности и вязкости нефти ожидаемо включает как фильтрационные ($K_{подв}$) так и емкостные ($K_{ов}$, ρ) параметры. Однако низкое значение R^2 и вид корреляционного поля (рис. 4.1.7), имеющее относительно линии равных значений «ступенеобразное» распределение, говорит о том, что уравнение не в полной мере описывает выборку, а последняя вероятно объединяет несколько подклассов.

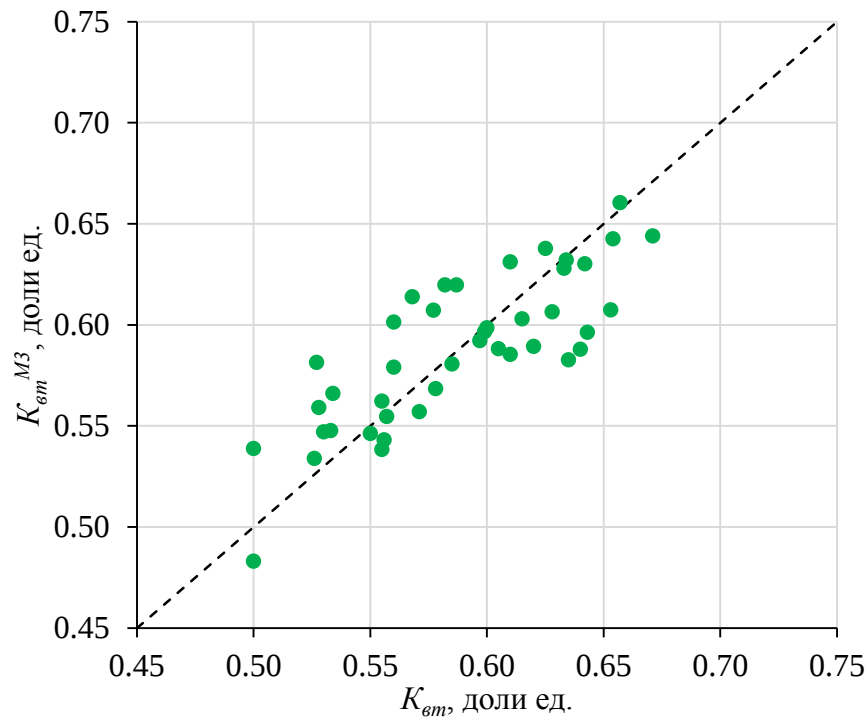


Рисунок 4.1.7 – Сопоставление модельных и экспериментальных значений коэффициента вытеснения третьего класса визейских терригенных отложений Башкирского свода

Для выборки третьего класса был выполнен пошаговый регрессионный анализ с построением N-2 уравнений (табл. 4.1.3), описанный в главе 3.

Таблица 4.1.3

Многомерные уравнения при пошаговом регрессионном анализе данных 3-го класса визейских терригенных отложений месторождений Башкирского свода

N	Уравнение	Коэф-ты
3	$K_{эм}^M = -0,4985 + 0,4613\rho$	$R^2=0,98$ $p<0,099$
4	$K_{эм}^M = 0,5314 - 0,0753K_{ов}$	$R^2=0,58$ $p<0,236$
5	$K_{эм}^M = 0,5337 - 0,0813K_{ов}$	$R^2=0,65$ $p<0,101$
6	$K_{эм}^M = 0,6453 - 0,1482K_{ов} - 11,6583K_{нодв} + 1,1079K_{нрг} - 0,0095\mu_n$	$R^2=0,97$ $p<0,245$

N	Уравнение	Коэф-ты
7	$K_{em}^M = 0,4715 + 0,0052\mu_h$	$R^2=0,65$ $p<0,028$
8	$K_{em}^M = 0,4740 + 0,0049\mu_h$	$R^2=0,68$ $p<0,012$
9	$K_{em}^M = 0,4988 - 0,1372K_{os} - 0,2091K_{npz} + 0,3909K_n$	$R^2=0,78$ $p<0,043$
10	$K_{em}^M = 0,4938 - 0,1228K_{os} - 2,0767K_{нодс} + 0,4146K_n$	$R^2=0,69$ $p<0,058$
11	$K_{em}^M = 0,9294 - 0,1795K_{os} - 0,2833K_{npz} - 0,1579\rho$	$R^2=0,63$ $p<0,060$
12	$K_{em}^M = 0,5729 - 0,2241K_{os} - 0,2196K_{npz} - 0,0040\mu_h + 0,6615\frac{K_n}{\rho}$	$R^2=0,69$ $p<0,054$
13	$K_{em}^M = 0,5715 - 0,2223K_{os} - 0,0038\mu_h - 0,2212K_{npz} + 0,6602\frac{K_n}{\rho}$	$R^2=0,73$ $p<0,021$
14	$K_{em}^M = 0,8134 - 0,1873K_{os} - 0,0045\mu_h - 0,0953\rho$	$R^2=0,58$ $p<0,030$
15	$K_{em}^M = 0,5982 - 0,1937K_{os} - 0,0031\mu_h$	$R^2=0,51$ $p<0,013$
16	$K_{em}^M = 0,5938 - 0,1721K_{os} - 0,0036\mu_h + 0,0450K_{npz}$	$R^2=0,61$ $p<0,009$
17	$K_{em}^M = 0,6060 - 0,2070K_{os} - 0,0036\mu_h$	$R^2=0,60$ $p<0,002$
18	$K_{em}^M = 0,6137 + 0,3409K_{нодс} - 0,1969K_{os} - 0,0054\mu_h - 0,0915K_{npz}$	$R^2=0,69$ $p<0,003$
19	$K_{em}^M = 0,6063 - 0,1974K_{os} - 0,0044\mu_h + 0,0438K_{npz}$	$R^2=0,69$ $p<5\cdot 10^{-4}$
20	$K_{em}^M = 0,6228 - 0,2111K_{os} - 0,0061\mu_h + 0,1118K_{npz} - 0,4822K_{нодс}$	$R^2=0,74$ $p<3\cdot 10^{-4}$
21	$K_{em}^M = 0,6225 - 0,4522K_{нодс} - 0,2160K_{os} - 0,0063\mu_h + 0,1104K_{npz}$	$R^2=0,75$ $p<9\cdot 10^{-5}$
22	$K_{em}^M = 0,6252 - 0,4487K_{нодс} - 0,2162K_{os} - 0,0063\mu_h + 0,1095K_{npz}$	$R^2=0,78$ $p<2\cdot 10^{-5}$

Продолжение таблицы 4.1.3

N	Уравнение	Коэф-ты
23	$K_{em}^M = 0,5969 - 0,6388K_{нод\delta} - 0,2315K_{ос} - 0,0074\mu_n + 0,1185K_{npz} + 0,2348K_n$	$R^2=0,77$ $p<6\cdot 10^{-5}$
24	$K_{em}^M = 0,5904 - 0,2395K_{ос} - 0,0079\mu_n + 0,1221K_{npz} + 0,3058K_n - 0,7113K_{нод\delta}$	$R^2=0,79$ $p<2\cdot 10^{-5}$
25	$K_{em}^M = 0,5868 - 0,6384K_{нод\delta} - 0,2397K_{ос} - 0,0081\mu_n + 0,1168K_{npz} + 0,3302K_n$	$R^2=0,79$ $p<1\cdot 10^{-5}$
26	$K_{em}^M = 0,5820 - 0,6941K_{нод\delta} - 0,2458K_{ос} - 0,0085\mu_n + 0,1205K_{npz} + 0,3878K_n$	$R^2=0,79$ $p<10^{-5}$
27	$K_{em}^M = 0,5684 - 0,2539K_{ос} - 0,0088\mu_n + 0,4923K_n + 0,1218K_{npz} - 0,7822K_{нод\delta}$	$R^2=0,76$ $p<1\cdot 10^{-5}$
28	$K_{em}^M = 0,5832 - 0,4758K_{нод\delta} - 0,2467K_{ос} - 0,0080\mu_n + 0,7703\frac{K_n}{\rho} + 0,1016K_{npz}$	$R^2=0,76$ $p<10^{-5}$
29	$K_{em}^M = 0,5836 - 0,4892K_{нод\delta} - 0,2532K_{ос} - 0,0083\mu_n + 0,8074\frac{K_n}{\rho} + 0,1038K_{npz}$	$R^2=0,77$ $p<10^{-5}$
30	$K_{em}^M = 0,5683 - 0,4901K_{нод\delta} - 0,2481K_{ос} - 0,0075\mu_n + 0,1139K_{npz} + 0,4190K_n$	$R^2=0,69$ $p<2\cdot 10^{-5}$
31	$K_{em}^M = 0,5644 - 0,3849K_{нод\delta} - 0,2415K_{ос} - 0,0073\mu_n + 0,4175K_n + 0,1095K_{npz}$	$R^2=0,72$ $p<10^{-5}$
32	$K_{em}^M = 0,5594 - 0,4744K_{нод\delta} - 0,2376K_{ос} + 0,4456K_n - 0,0074\mu_n + 0,1273K_{npz}$	$R^2=0,71$ $p<10^{-5}$
33	$K_{em}^M = 0,5564 - 0,1494K_{нод\delta} - 0,2301K_{ос} - 0,0065\mu_n + 0,4063K_n + 0,0985K_{npz}$	$R^2=0,71$ $p<10^{-5}$
34	$K_{em}^M = 0,5524 - 0,1049K_{нод\delta} - 0,2264K_{ос} + 0,4207K_n - 0,0065\mu_n + 0,0971K_{npz}$	$R^2=0,73$ $p<10^{-5}$
35	$K_{em}^M = 0,5711 - 0,2298K_{нод\delta} - 0,2524K_{ос} - 0,0074\mu_n + 0,1080K_{npz} + 0,3933K_n$	$R^2=0,70$ $p<10^{-5}$
36	$K_{em}^M = 0,5766 + 0,8288K_{нод\delta} - 0,2148K_{ос}$	$R^2=0,57$ $p<10^{-5}$
37	$K_{em}^M = 0,5753 + 0,8628K_{нод\delta} - 0,2254K_{ос}$	$R^2=0,60$ $p<10^{-5}$
38	$K_{em}^M = 0,5787 + 0,8628K_{нод\delta} - 0,2254K_{ос}$	$R^2=0,58$ $p<10^{-5}$

N	Уравнение	Коэф-ты
39	$K_{\text{см}}^M = 0,9307 - 0,2020K_{\text{подв}} - 0,2716K_{\text{ов}} - 0,1353\rho - 0,0065\mu_n + 0,1239K_{\text{прз}}$	$R^2=0,63$ $p<10^{-5}$
40	$K_{\text{см}}^M = 0,9207 - 0,0997K_{\text{подв}} - 0,2691K_{\text{ов}} - 0,1323\rho - 0,0062\mu_n + 0,1167K_{\text{прз}}$	$R^2=0,65$ $p<10^{-5}$
41	$K_{\text{см}}^M = 0,9070 - 0,0628K_{\text{подв}} - 0,2721K_{\text{ов}} - 0,1262\rho - 0,0060\mu_n + 0,10769K_{\text{прз}}$	$R^2=0,67$ $p<10^{-5}$
42	$K_{\text{см}}^M = 0,8217 + 0,9362K_{\text{подв}} - 0,1975K_{\text{ов}} - 0,1161\rho$	$R^2=0,65$ $p<10^{-5}$

В полученных регрессионных уравнениях до $N=20$ ($K_{\text{см}} < 0,60$) на первом месте присутствует преимущественно емкостной параметр «остаточная водонасыщенность», который затем сменяется фильтрационной характеристикой - «коэффициентом подвижности», т.е. на $K_{\text{см}}$ в группах влияют различные параметры.

На рисунке 4.1.8 показано, что параметры $K_{\text{ов}}$ и вязкость нефти «работают» практически во всем диапазоне выборки. Фильтрационные параметры (проницаемость и коэффициент подвижности) включаются в работу при повышенных значениях коэффициента вытеснения, связанного с лучшими коллекторскими свойствами пласта.

В районе $K_{\text{см}}$ равного 0,60 наблюдается перегиб корреляционных полей $K_{\text{ов}}$, $K_{\text{подв}}$, μ_n , фиксируемый и на зависимости R^2 от $K_{\text{см}}$ (рис. 4.1.9). Правее этого значения точность аппроксимации снижается. В левой части графика зависимость более сложная и включает максимум в районе значения $K_{\text{см}}$ 0,55 и минимум при 0,56. Точки, закрашенные красным цветом, соответствуют уравнениям, построенным по наименьшему числу данных, и в данном контексте не рассматриваются.

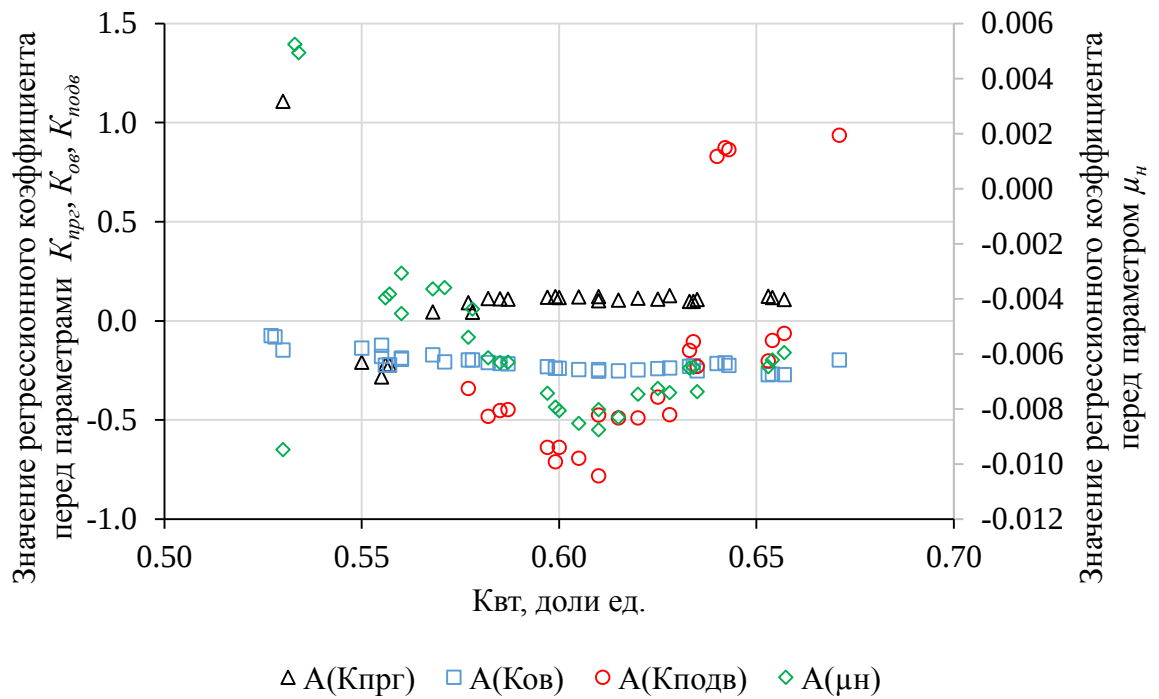


Рисунок 4.1.8 – Зависимость значений регрессионных коэффициентов перед параметрами от $K_{вт}$ в регрессионных уравнениях

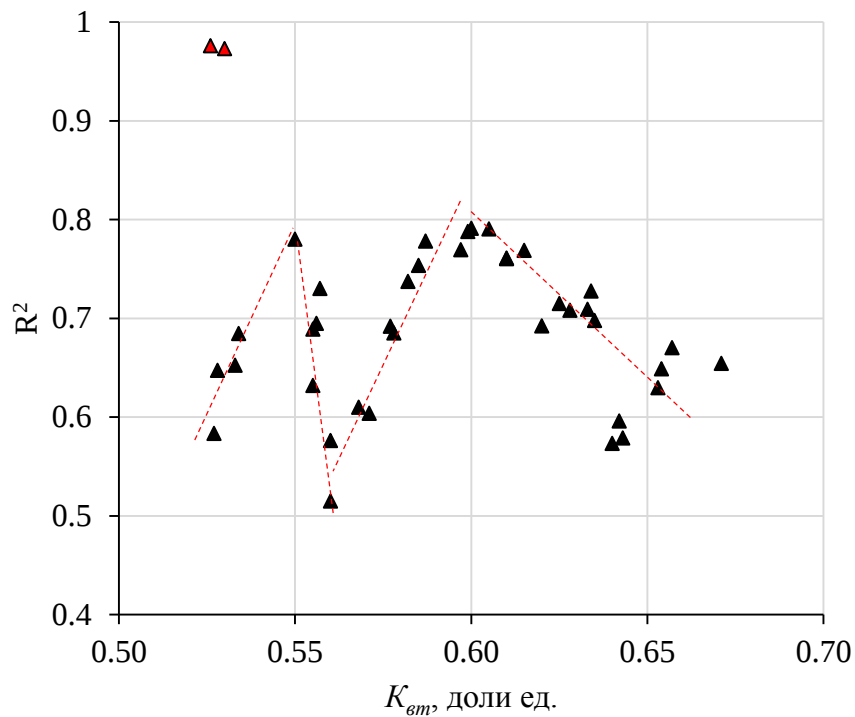


Рисунок 4.1.9 - Зависимость значения коэффициента детерминации от $K_{вт}$ в регрессионных уравнениях

На основании проведенного анализа установлено, что выборка третьего класса включает два подкласса с условной границей между ними в районе коэффициента вытеснения 0,60, которому соответствует наибольшее значение R^2 . Более точно принадлежность данных к первому или второму подклассу определена при помощи линейной дискриминантной функции, разделившей выборку по значениям коэффициента подвижности, остаточной водонасыщенности и плотности породы:

$$Z = -15,5681 + 91,7717K_{подв} + 6,3586K_{ов} + 5,3255\rho, \quad (4.1.5)$$

при $p < 10^{-5}$ $R^2 = 0,79$.

При значениях $Z < 1,2$ данные относятся к первому подклассу, при больших – ко второму.

Для выделенных подклассов получены регрессионные уравнения для оценки коэффициента вытеснения:

- для подкласса 1

$$K_{вт}^{M3-1} = 0,5501 - 0,1500K_{ов} + 1,7990K_{подв}, \quad R^2 = 0,62, \quad p < 10^{-5}, \quad (4.1.6)$$

при $p < 10^{-5}$ $R^2 = 0,62$,

- для подкласса 2

$$K_{вт}^{M3-2} = 0,5214 + 2,0426K_{подв} - 0,6285K_{ов}, \quad R^2 = 0,77, \quad p < 5,18 \cdot 10^{-3}. \quad (4.1.7)$$

при $p < 5,18 \cdot 10^{-3}$ $R^2 = 0,77$.

Уравнения (4.1.6) и (4.1.7) включают одни параметры, но различаются их порядком в уравнении и значениями регрессионных коэффициентов.

В результате выделения подклассов корреляционное поле равномерно распределено вдоль линии равных значений (рис. 4.1.10, б), при этом точность оценки модельных значений коэффициента вытеснения в отложениях третьего класса в целом повысилась по сравнению с вариантом без выделения подклассов (рис. 4.1.10, а).

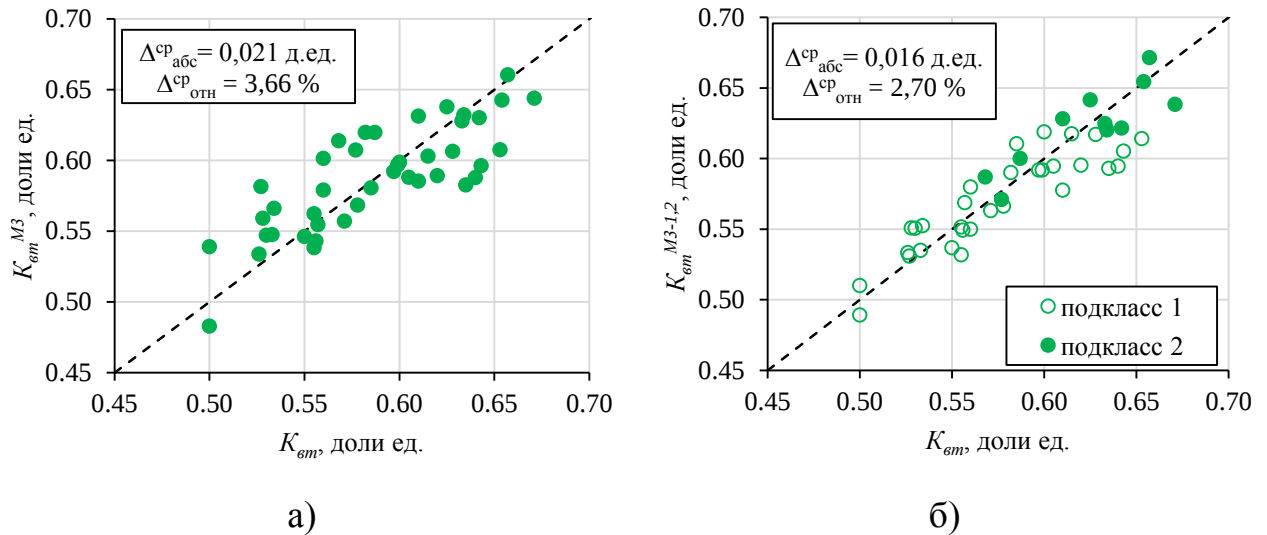


Рисунок 4.1.10 - Сопоставление модельных и экспериментальных значений коэффициента вытеснения в отложениях 3-го класса до (а) и после (б) выделения подклассов

Таким образом, выборку визейских терригенных отложений месторождений Башкирского свода удалось описать четырьмя регрессионными уравнениями (4.1.2), (4.1.3), (4.1.6) и (4.1.7). Это позволило:

1) добиться лучшего совпадения модельных и экспериментальных значений $K_{отн}$ — линия тренда близка к линии равных значений (рис. 4.1.11, б) и описывается уравнением

$$K_{отн}^{M1,2,3-1,3-2} = 0,8726K_{отн} + 0,0745, r = 0,93,$$

2) снизить погрешность оценки модельных значений коэффициента вытеснения относительно варианта без разделения на классы (рис. 4.1.11, а).

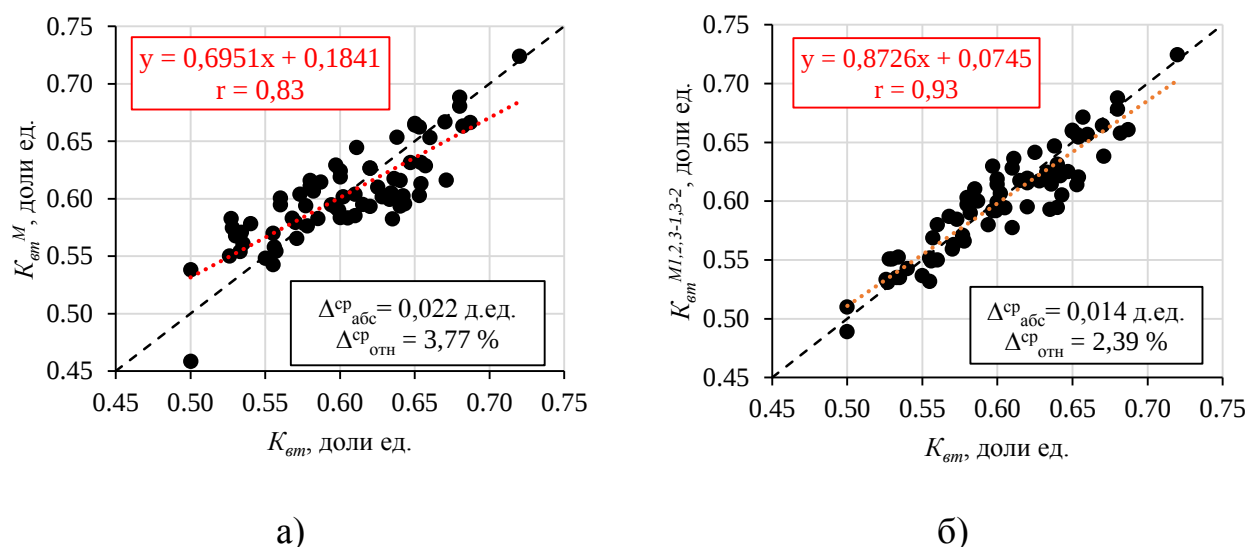


Рисунок 4.1.11 – Сопоставление модельных и экспериментальных значений $K_{\text{вт}}$ после выделения классов и подклассов в исходной выборке для визейских терригенных отложений месторождений Башкирского свода

4.2. Соликамская депрессия

Исходная выборка по визейским терригенным отложениям Соликамской депрессии была составлена по 46 лабораторным определениям коэффициента вытеснения (табл. 4.2.1) для 11 месторождений.

Таблица 4.2.1

Характеристики моделей пласта при лабораторном определении коэффициента вытеснения в визейских терригенных отложениях месторождений Соликамской депрессии

№ п/п	Месторождение	K_n , доли ед.	$K_{\text{прз}}$, мкм ²	$K_{\text{ов}}$, доли ед.	ρ , г/см ³	μ_n , мПа·с	K_n / ρ , см ³ /г	$K_{\text{подв}}$, мкм ² /мПа·с	$K_{\text{вт}}$, доли ед.
1	Им. Архангельского	0,152	0,0464	0,151	2,25	2,46	0,0676	0,01886	0,614
2	Им. Архангельского	0,158	0,2207	0,086	2,22	4,04	0,0712	0,05463	0,673
3	Им. Архангельского	0,185	0,5804	0,080	2,15	2,46	0,0860	0,23593	0,686
4	Бельское	0,165	0,2285	0,085	2,20	1,45	0,0750	0,15759	0,681
5	Бельское	0,156	0,1037	0,123	2,22	1,45	0,0703	0,07152	0,685
6	Бельское	0,156	0,1088	0,116	2,22	1,45	0,0703	0,07503	0,695

Продолжение таблицы 4.2.1

№ п/п	Месторождение	Кп, доли ед.	Кпрг, мкм2	Ков, доли ед.	ρ , г/см3	μ н, мПа·с	Кп / ρ , см3/г	Кподв, мкм2/ мПа·с	Квт, доли ед.
7	Боровицкое	0,101	0,0441	0,156	2,40	0,96	0,0421	0,04594	0,642
8	Крутовское	0,101	0,0252	0,156	2,40	0,75	0,0421	0,0336	0,663
9	Логовское	0,137	0,1056	0,087	2,29	4,64	0,0598	0,02276	0,612
10	Логовское	0,153	0,1467	0,074	2,24	1,86	0,0683	0,07887	0,695
11	Логовское	0,157	0,1825	0,095	2,23	4,64	0,0704	0,03933	0,643
12	Логовское	0,157	0,1825	0,067	2,23	4,64	0,0704	0,03933	0,668
13	Логовское	0,139	0,1089	0,105	2,29	1,63	0,0607	0,06681	0,692
14	Логовское	0,139	0,1089	0,108	2,29	1,73	0,0607	0,06295	0,693
15	Пихтовое	0,113	0,0433	0,137	2,34	1,43	0,0483	0,03028	0,569
16	Пихтовое	0,121	0,0336	0,311	2,41	1,70	0,0502	0,01976	0,553
17	Пихтовое	0,115	0,0215	0,306	2,40	2,80	0,0479	0,00768	0,555
18	Пихтовое	0,127	0,0905	0,187	2,36	2,70	0,0538	0,03352	0,569
19	Пихтовое	0,107	0,0199	0,182	2,32	1,40	0,0461	0,01421	0,576
20	Пихтовое	0,125	0,0967	0,182	2,37	2,80	0,0527	0,03454	0,578
21	Пихтовое	0,092	0,0126	0,377	2,50	2,80	0,0368	0,0045	0,609
22	Пихтовое	0,124	0,0477	0,154	2,34	1,41	0,0530	0,03383	0,623
23	Сибирское	0,118	0,0226	0,330	2,33	1,36	0,0506	0,01662	0,502
24	Сибирское	0,134	0,0576	0,227	2,29	1,36	0,0585	0,04235	0,565
25	Сибирское	0,134	0,0894	0,223	2,30	1,36	0,0583	0,06574	0,578
26	Сибирское	0,127	0,0542	0,276	2,31	1,36	0,0550	0,03985	0,599
27	Сибирское	0,149	0,1610	0,155	2,24	1,36	0,0665	0,11838	0,637
28	Сибирское	0,157	0,2324	0,166	2,23	1,36	0,0704	0,17088	0,668
29	Уньвинское	0,122	0,0390	0,159	2,30	6,60	0,0530	0,00591	0,598
30	Уньвинское	0,135	0,1290	0,108	2,32	3,59	0,0582	0,03593	0,646
31	Уньвинское	0,137	0,1360	0,103	2,31	3,59	0,0593	0,03788	0,653
32	Чашкинское	0,150	0,0791	0,182	2,25	1,40	0,0667	0,0565	0,622
33	Чашкинское	0,171	0,2100	0,117	2,17	2,20	0,0788	0,09545	0,66
34	Чашкинское	0,171	0,2100	0,130	2,17	2,85	0,0788	0,07368	0,66
35	Чашкинское	0,158	0,2344	0,087	2,22	1,70	0,0712	0,13788	0,697
36	Чашкинское	0,154	0,1986	0,079	2,23	1,70	0,0691	0,11682	0,704
37	Шершневское	0,146	0,0511	0,105	2,26	4,38	0,0646	0,01167	0,618
38	Шершневское	0,153	0,1864	0,104	2,25	4,38	0,0680	0,04256	0,639
39	Шершневское	0,195	0,6331	0,078	2,13	4,38	0,0915	0,14454	0,677
40	Юрчукское	0,139	0,0363	0,192	2,25	1,09	0,0618	0,0333	0,523
41	Юрчукское	0,132	0,0150	0,365	2,30	1,09	0,0574	0,01376	0,532
42	Юрчукское	0,127	0,1191	0,118	2,30	1,27	0,0552	0,09378	0,672
43	Юрчукское	0,195	0,9220	0,059	2,13	1,13	0,0915	0,81593	0,704
44	Юрчукское	0,187	0,3983	0,074	2,15	1,13	0,0870	0,35248	0,705
45	Юрчукское	0,187	0,3983	0,064	2,15	1,13	0,0870	0,35248	0,725
46	Юрчукское	0,195	0,9220	0,055	2,13	1,13	0,0915	0,81593	0,750

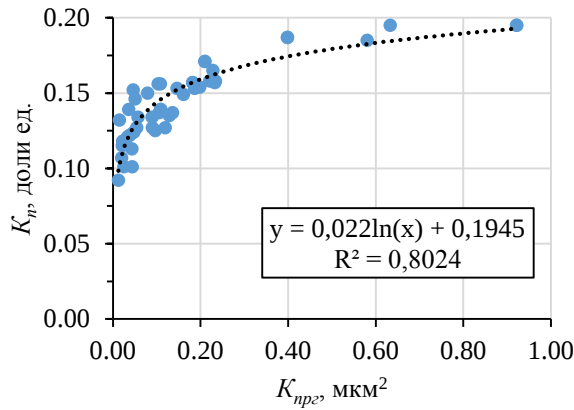
По данным выборки были построены корреляционные поля и определены коэффициенты корреляции (табл. 4.2.2).

Корреляционная матрица для выборки визейских терригенных отложений
месторождений Соликамской депрессии

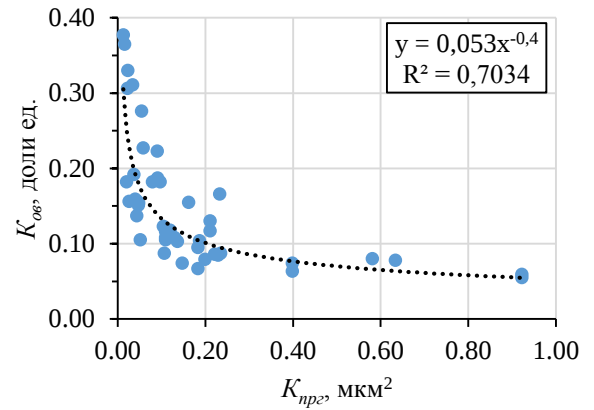
Параметры	K_n , доли ед.	$K_{прз}$, мкм ²	$K_{ов}$, доли ед.	ρ , г/см ³	μ_n , мПа·с	K_n / ρ , см ³ /г	$K_{подв}$, мкм ² / мПа·с	$K_{вт}$, доли ед.
K_n , доли ед.	1,00	<u>0,81</u> 0,000	<u>-0,66</u> 0,000	<u>-0,96</u> 0,000	<u>0,04</u> 0,776	<u>0,99</u> 0,000	<u>0,67</u> 0,000	<u>0,66</u> 0,000
$K_{прз}$, мкм ²		1,00	<u>-0,54</u> 0,000	<u>-0,72</u> 0,000	<u>-0,05</u> 0,766	<u>0,82</u> 0,000	<u>0,91</u> 0,000	<u>0,62</u> 0,000
$K_{ов}$, доли ед.			1,00	<u>0,69</u> 0,000	<u>-0,20</u> 0,184	<u>-0,66</u> 0,000	<u>-0,42</u> 0,004	<u>-0,79</u> 0,000
ρ , г/см ³				1,00	<u>-0,01</u> 0,926	<u>-0,96</u> 0,000	<u>-0,60</u> 0,000	<u>-0,62</u> 0,000
μ_n , мПа·с					1,00	<u>0,03</u> 0,834	<u>-0,28</u> 0,058	<u>-0,04</u> 0,792
K_n / ρ , см ³ /г						1,00	<u>0,68</u> 0,000	<u>0,67</u> 0,000
$K_{подв}$, мкм ² /мПа·с							1,00	<u>0,56</u> 0,000
$K_{вт}$, доли ед.								1,00

Из таблицы видно, что все изучаемые параметры, за исключением вязкости нефти, имеют значимые корреляционные связи, в том числе, с коэффициентом вытеснения. Соотношения пористости и остаточной водонасыщенности с абсолютной газопроницаемостью породы имеют нелинейное распределение (рис. 4.2.1). Первое довольно уверенно аппроксимируется логарифмической функцией, второе – степенной.

Необходимо отметить сильную связь с коэффициентом вытеснения остаточной водонасыщенности, пористости и ее отношения к плотности породы, характеризующиеся значениями коэффициента корреляции соответственно минус 0,79, 0,66 и 0,67.



а)



б)

Рисунок 4.2.1 – Связь пористости и остаточной водонасыщенности с абсолютной проницаемостью визейских терригенных отложений месторождений Соликамской депрессии

Для всей выборки было получено многомерное уравнение регрессии:

$$K_{\text{ем}}^M = 0,6978 - 0,4725K_{\text{ов}} + 0,0943K_{\text{подв}}, \quad (4.2.1)$$

при $p < 10^{-4}$ $R^2 = 0,69$.

Сопоставление рассчитанных по уравнению (4.2.1) и экспериментальных значений коэффициента вытеснения (рисунок 4.2.2) показало:

1) неравномерность в распределении корреляционного поля — при $K_{\text{ем}} < 0,62$ (левее красной линии) имеется значительный разброс значений относительно правой части поля, в которой модельные значения $K_{\text{ем}}^M$ преимущественно ниже экспериментальных.

2) линия тренда, описываемая уравнением

$$K_{\text{ем}}^M = 0,6855K_{\text{ем}} + 0,2004, \quad r = 0,83,$$

значительно отклонена от линии равных значений. Погрешности при оценке модельных значений $K_{\text{ем}}^M$ по сравнению с фактическими в среднем составили 0,024 д.ед. или 3,96 %.

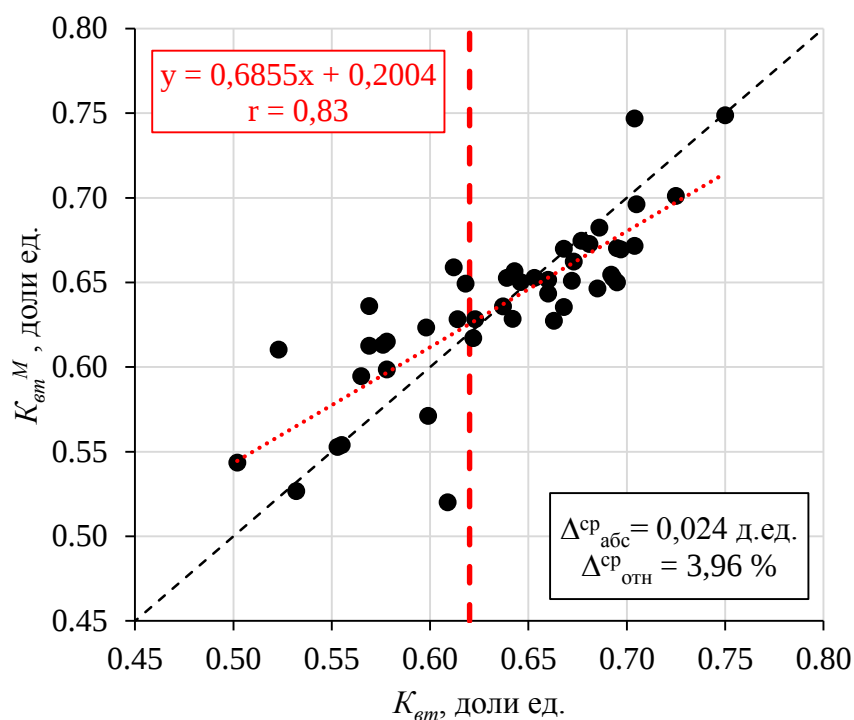


Рисунок 4.2.2 – Сопоставление модельных и экспериментальных значений коэффициента вытеснения для визейских терригенных отложений месторождений Соликамской депрессии

Опираясь на описанные выше исследования, можно предположить, что на $K_{ет}$ в левой и правой относительно красной линии частях корреляционного поля влияют различные параметры.

Для подтверждения неоднородности выборки и выделения классов был выполнен пошаговый регрессионный анализ с построением N-2 числа уравнений регрессии (табл. 4.2.3).

Таблица 4.2.3

Многомерные уравнения при пошаговом регрессионном анализе данных визейских терригенных отложений месторождений Соликамской депрессии

N	Уравнение	Коэф-ты
3	$K_{ет}^M = 0,6304 - 0,0944\mu_n$	$R^2=0,915$ $p<0,189$
4	уравнение построить не удалось	

N	Уравнение	Коэф-ты
5	$K_{em}^M = -1,2617 + 0,5992\rho + 6,7841\frac{K_n}{\rho} + 0,0187\mu_n$	R ² =0,975 p<0,200
6	$K_{em}^M = 0,0425 + 6,1287K_{npz} - 8,0171K_{нодв} + 3,7122K_n + 0,0484K_{ов}$	R ² =0,999 p<0,044
7	$K_{em}^M = -1,2368 + 0,3714K_{npz} + 0,6212\rho + 5,7931\frac{K_n}{\rho}$	R ² =0,741 p<0,206
8	$K_{em}^M = 0,1258 + 0,6072K_{npz} + 0,1696\rho$	R ² =0,515 p<0,164
9	$K_{em}^M = 0,0415 - 0,2209K_{ов} + 0,2412\rho$	R ² =0,567 p<0,081
10	$K_{em}^M = -0,0511 - 0,1793K_{ов} + 0,2710\rho + 0,5740K_{нодв}$	R ² =0,583 p<0,132
11	$K_{em}^M = -0,0490 - 0,1788K_{ов} + 0,2701\rho + 0,5729K_{нодв}$	R ² =0,622 p<0,065
12	$K_{em}^M = 0,1890 - 0,1673K_{ов} + 0,0089\mu_n + 0,1614\rho + 0,4938K_{нодв}$	R ² =0,686 p<0,059
13	$K_{em}^M = 0,6746 - 0,0183K_{ов} - 0,0130\mu_n + 1,3098K_{нодв} - 1,3854K_n$	R ² =0,588 p<0,096
14	$K_{em}^M = 0,6822 + 0,0134\mu_n - 3,4789\frac{K_n}{\rho} + 1,3730K_{нодв}$	R ² =0,627 p<0,017
15	$K_{em}^M = 0,6745 + 0,0166\mu_n + 1,3345K_{нодв} - 1,4570K_n$	R ² =0,597 p<0,015
16	$K_{em}^M = 0,5342 + 0,0102\mu_n + 0,2675K_{npz}$	R ² =0,340 p<0,067
17	$K_{em}^M = 0,2584 + 0,0082\mu_n - 0,1799K_{ов} + 0,1441\rho$	R ² =0,667 p<0,048
18	$K_{em}^M = 0,5502 - 0,0807K_{ов} + 0,0122\mu_n + 0,5668K_{нодв}$	R ² =0,382 p<0,073
19	$K_{em}^M = -2,6703 - 0,3045K_{ов} + 1,3917\rho + 51,2591\frac{K_n}{\rho} - 21,4910K_n$	R ² =0,556 p<0,017
20	уравнение построить не удалось	

N	Уравнение	Коэф-ты
21	$K_{em}^M = -2,7260 - 0,2627K_{os} + 0,1915K_{npz} + 1,4285\rho + 57,0522\frac{K_n}{\rho} - 24,3718K_n$	$R^2=0,654$ $p<0,004$
22	$K_{em}^M = 0,1596 - 0,2634K_{os} + 0,2985K_{npz} + 0,1997\rho$	$R^2=0,469$ $p<0,009$
23	$K_{em}^M = 0,1622 - 0,2619K_{os} + 0,3164K_{npz} + 0,1981\rho$	$R^2=0,513$ $p<0,003$
24	$K_{em}^M = 0,1417 - 0,2679K_{os} + 0,3276K_{npz} + 0,2073\rho$	$R^2=0,550$ $p<0,001$
25	$K_{em}^M = 0,1210 - 0,2740K_{os} + 0,3419K_{npz} + 0,2166\rho$	$R^2=0,584$ $p<0,001$
26	$K_{em}^M = 0,1734 + 0,3906K_{npz} - 0,2529K_{os} + 0,1910\rho$	$R^2=0,609$ $p<0,0001$
27	$K_{em}^M = 0,2051 + 0,4204K_{npz} - 0,2385K_{os} + 0,1754\rho$	$R^2=0,632$ $p<0,0001$
28	$K_{em}^M = 0,0529 - 0,3056K_{os} + 0,2887K_{npz} + 0,2471\rho + 0,3288K_{nod\theta}$	$R^2=0,613$ $p<0,0002$
29	$K_{em}^M = 0,1017 - 0,2922K_{os} + 0,3915K_{npz} + 0,2266\rho$	$R^2=0,624$ $p<2\cdot 10^{-5}$
30	$K_{em}^M = 0,0643 - 0,3093K_{os} + 0,3156K_{npz} + 0,2429\rho + 0,2525K_{nod\theta}$	$R^2=0,660$ $p<10^{-5}$
31	$K_{em}^M = 0,0440 - 0,3243K_{os} + 0,3137K_{nod\theta} + 0,2529\rho + 0,2935K_{npz}$	$R^2=0,675$ $p<10^{-6}$
32	$K_{em}^M = 0,0408 - 0,3220K_{os} + 0,3155K_{npz} + 0,2539\rho + 0,2899K_{nod\theta}$	$R^2=0,692$ $p<10^{-6}$
33	$K_{em}^M = -2,3039 - 0,4368K_{os} + 0,7840K_{nod\theta} + 1,2400\rho + 38,0027\frac{K_n}{\rho} - 15,7912K_n - 0,2392K_{npz} + 0,0071\mu_n$	$R^2=0,771$ $p<10^{-6}$
34	$K_{em}^M = -2,1396 - 0,4274K_{os} + 0,6820K_{nod\theta} + 1,1737\rho + 35,9761\frac{K_n}{\rho} - 14,9941K_n - 0,2016K_{npz} + 0,0065\mu_n$	$R^2=0,777$ $p<10^{-6}$

N	Уравнение	Коэф-ты
35	$K_{em}^M = -2,3685 - 0,4479K_{os} + 0,6818K_{nodos} + 1,2669\rho + 39,3614\frac{K_n}{\rho} -$ $-16,2845K_n - 0,2409K_{npz} + 0,0055\mu_n$	$R^2=0,770$ $p<10^{-6}$
36	$K_{em}^M = -2,4502 - 0,4912K_{os} + 0,4625K_{nodos} + 1,2977\rho + 38,6403\frac{K_n}{\rho} -$ $-15,6752K_n - 0,2181K_{npz}$	$R^2=0,765$ $p<10^{-6}$
37	$K_{em}^M = -2,4445 - 0,5115K_{os} + 0,4926K_{nodos} + 1,2906\rho + 36,6409\frac{K_n}{\rho} -$ $-14,6895K_n - 0,2274K_{npz}$	$R^2=0,755$ $p<10^{-6}$
38	$K_{em}^M = -2,4278 - 0,5291K_{os} + 0,5147K_{nodos} + 1,2793\rho + 34,6689\frac{K_n}{\rho} -$ $-13,7287K_n - 0,2336K_{npz}$	$R^2=0,746$ $p<10^{-6}$
39	$K_{em}^M = -2,5869 - 0,5394K_{os} + 0,5390K_{nodos} + 1,3447\rho + 37,3038\frac{K_n}{\rho} -$ $-0,2663K_{npz} - 14,7816K_n$	$R^2=0,748$ $p<10^{-6}$
40	$K_{em}^M = -2,6266 - 0,5483K_{os} + 0,55490K_{nodos} + 1,3599\rho + 37,4584\frac{K_n}{\rho} -$ $-0,2747K_{npz} - 14,7963K_n$	$R^2=0,756$ $p<10^{-6}$
41	$K_{em}^M = -2,6242 - 0,5504K_{os} + 0,5645K_{nodos} + 1,3586\rho + 37,2864\frac{K_n}{\rho} -$ $-0,2776K_{npz} - 14,7149K_n$	$R^2=0,765$ $p<10^{-6}$
42	$K_{em}^M = -2,6245 - 0,5560K_{os} + 0,5839K_{nodos} + 1,3586\rho + 37,1475\frac{K_n}{\rho} -$ $-0,2827K_{npz} - 14,6469K_n$	$R^2=0,773$ $p<10^{-6}$
43	$K_{em}^M = 0,7140 - 0,4805K_{os} - 0,0319K_{nodos} - 0,0074\mu_n + 0,0770K_{npz}$	$R^2=0,648$ $p<10^{-6}$
44	$K_{em}^M = 0,7170 - 0,5049K_{os} + 0,0638K_{nodos} - 0,0053\mu_n$	$R^2=0,653$ $p<10^{-6}$
45	$K_{em}^M = 0,7181 - 0,5087K_{os} + 0,0699K_{nodos} - 0,0055\mu_n$	$R^2=0,670$ $p<10^{-6}$
46	$K_{em}^M = 0,7171 - 0,5063K_{os} + 0,0755K_{nodos} - 0,0054\mu_n$	$R^2=0,698$ $p<10^{-6}$

Анализ полученных уравнений показал, что до $N=18$ в них на первом месте присутствуют различные параметры: ρ , μ_n , K_{npz} , K_{ov} . Именно этот диапазон характеризуется значительными отклонениями модельных значений коэффициента вытеснения от экспериментальных (рис. 4.2.2) и снижением точности аппроксимации (рис. 4.2.3) до минимальных значений, а в диапазоне значений K_{em} 0,60-0,65 происходит перегиб корреляционного поля.

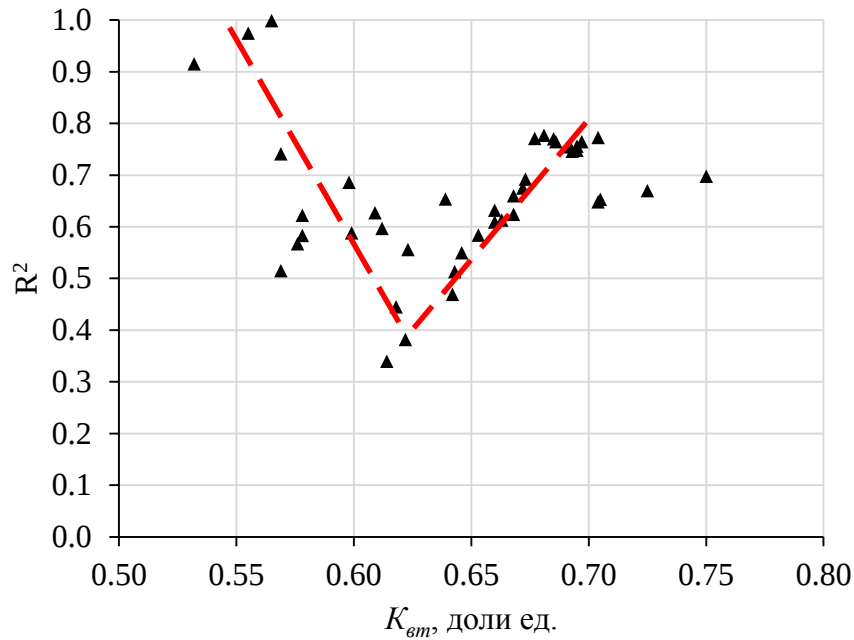


Рисунок 4.2.3 - Зависимость значения коэффициента детерминации R^2 в регрессионных уравнениях от K_{em}

После $N=18$ в уравнениях первым параметром стоит преимущественно K_{ov} . Положительная динамика коэффициента детерминации в этом диапазоне выражается в уплотнении корреляционного поля K_{em}^M - K_{em} вдоль линии равных значений (рис. 4.2.2).

Таким образом показано, что исходная выборка включает в себе два класса значений, в которых на коэффициент вытеснения оказывают влияние различные параметры. Разделение выборки на два класса выполнено при помощи дискриминантной функции:

$$Z = -56,7220 + 132,0232K_n - 13,2649K_{ov} - 5,3172K_{npz} + 17,8673\rho, R^2 = 0,77. \quad (4.2.2)$$

При $Z < -0,5$ данные относятся к первому классу, при $Z \geq -0,5$ – ко второму. Тезис о различности параметров, влияющих на коэффициент вытеснения в выделенных классах, подтверждают данные таблицы 4.2.4.

Таблица 4.2.4

Корреляционная матрица для двух классов визейских терригенных отложений месторождений Соликамской депрессии

	Класс	K_n , доли ед.	$K_{прг}$, мкм ²	$K_{ов}$, доли ед.	ρ , г/см ³	μ_n , мПа·с	K_n/ρ , см ³ /г	$K_{подв}$, мкм ² / мПа·с	$K_{вт}$, доли ед.
K_n , доли ед.	1	1,00	0,47	-0,07	-0,80	-0,03	0,99	0,36	-0,41
	2	1,00	0,86	-0,47	-0,98	-0,28	0,99	0,75	0,58
$K_{прг}$, мкм ²	1		1,00	-0,52	-0,29	0,00	0,45	0,81	0,33
	2		1,00	-0,56	-0,78	-0,23	0,86	0,91	0,60
$K_{ов}$, доли ед.	1			1,00	0,33	-0,03	-0,11	-0,53	-0,54
	2			1,00	0,40	-0,13	-0,46	-0,48	-0,60
ρ , г/см ³	1				1,00	0,09	-0,86	-0,36	0,28
	2				1,00	0,31	-0,98	-0,68	-0,56
μ_n , мПа·с	1					1,00	-0,05	-0,42	-0,02
	2					1,00	-0,29	-0,48	-0,58
K_n/ρ , см ³ /г	1						1,00	0,37	-0,40
	2						1,00	0,74	0,58
$K_{подв}$, мкм ² /мПа·с	1							1,00	0,49
	2							1,00	0,65
$K_{вт}$, доли ед.	1								1,00
	2								1,00

Для отложений класса 1 статистически значимое влияние на коэффициент вытеснения установлено для остаточной водонасыщенности и коэффициента подвижности, причем влияние емкостного параметра сильнее – $r = -0,54$ против $r = 0,49$ соответственно.

Во втором классе статистически значимое влияние на $K_{вт}$ имеют все рассматриваемые параметры. Наиболее сильными являются коэффициент подвижности ($r=0,65$), проницаемость ($r=0,60$) и остаточная водонасыщенность ($r=-0,60$).

Для выделенных классов были получены многомерные регрессионные уравнения оценки коэффициента вытеснения с высокими коэффициентами детерминации, границы применимости уравнений приведены в таблице 4.2.5:

- для класса 1

$$K_{вт}^{M1} = -0,5483 - 0,2514K_{ов} + 0,4811\rho + 2,6959K_{подв} - 1,1552K_{прз} + 0,0159\mu_n, \quad (4.2.3)$$

при $p < 1,94 \cdot 10^{-3}$ $R^2 = 0,79$;

- для класса 2

$$K_{вт}^{M2} = 0,7885 - 0,0759K_{подв} - 0,7088K_{ов} + 0,0203\mu_n + 0,0671K_{прз}, \quad (4.2.4)$$

при $p < 10^{-5}$ $R^2 = 0,84$.

Таблица 4.2.5

Диапазоны изменения, средние значения параметров визейских терригенных отложений месторождений Соликамской депрессии для двух классов

Параметр	Класс 1	Класс 2	Коэффициенты
K_n , доли ед.	$\frac{0,092-0,139}{0,120}$	$\frac{0,135-0,195}{0,161}$	$\frac{t=-8,09241}{p<10^{-6}}$
$K_{прз}$, мкм ²	$\frac{0,0126-0,1191}{0,0482}$	$\frac{0,046-0,922}{0,2580}$	$\frac{t=-3,76489}{p<4,9 \cdot 10^{-4}}$
$K_{ов}$, доли ед.	$\frac{0,118-0,377}{0,224}$	$\frac{0,055-0,182}{0,102}$	$\frac{t=7,12987}{p<10^{-6}}$
ρ , г/см ³	$\frac{2,25-2,50}{2,35}$	$\frac{2,13-2,32}{2,22}$	$\frac{t=7,26574}{p<10^{-6}}$
μ_n , мПа·с	$\frac{0,75-6,60}{1,90}$	$\frac{1,13-4,64}{2,50}$	$\frac{t=-1,47406}{p<0,148}$
K_n/ρ , см ³ /г	$\frac{0,0368-0,0618}{0,0513}$	$\frac{0,0582-0,0915}{0,0725}$	$\frac{t=-7,84443}{p<10^{-6}}$
$K_{подв}$, мкм ² /мПа·с	$\frac{0,0045-0,0938}{0,0316}$	$\frac{0,0117-0,8159}{0,1537}$	$\frac{t=-2,48883}{p<1,67 \cdot 10^{-2}}$
$K_{вт}$, доли ед.	$\frac{0,502-0,672}{0,584}$	$\frac{0,6124-0,750}{0,672}$	$\frac{t=-7,41061}{p<10^{-6}}$

Значения t-критерия Стьюдента, приведенные в таблице, свидетельствуют о статистическом различии выделенных классов по всем рассматриваемым параметрам, кроме вязкости нефти.

В уравнение (4.2.3) кроме приведенных выше параметров также вошли плотность породы, проницаемость, вязкость нефти, которые хоть и не имеют

статистически значимого влияния на $K_{вт}$, но значения параметров позволяют нивелировать отклонения в расчетах и достичь большей сходимости модельных значений коэффициента вытеснения с экспериментально определенными в лабораторных условиях.

В уравнение второго класса (4.2.4) вошли параметры, имеющие наибольшие коэффициенты корреляции с коэффициентом вытеснения.

Сопоставление модельных и экспериментальных значений коэффициента вытеснения (рис. 4.2.4, б) показало, что они хорошо контролируют друг друга — линия тренда, построенная для всей совокупности

$$K_{вт}^{M1,2} = 0,9171 K_{вт} + 0,0528, R^2 = 0,9162,$$

практически совпадает с линией равных значений. При этом погрешность оценки модельных значений коэффициента вытеснения (в среднем 0,014 долей единицы или 2,23 %) уменьшилась по сравнению с вариантом без выделения классов (рис. 4.2.4, а).

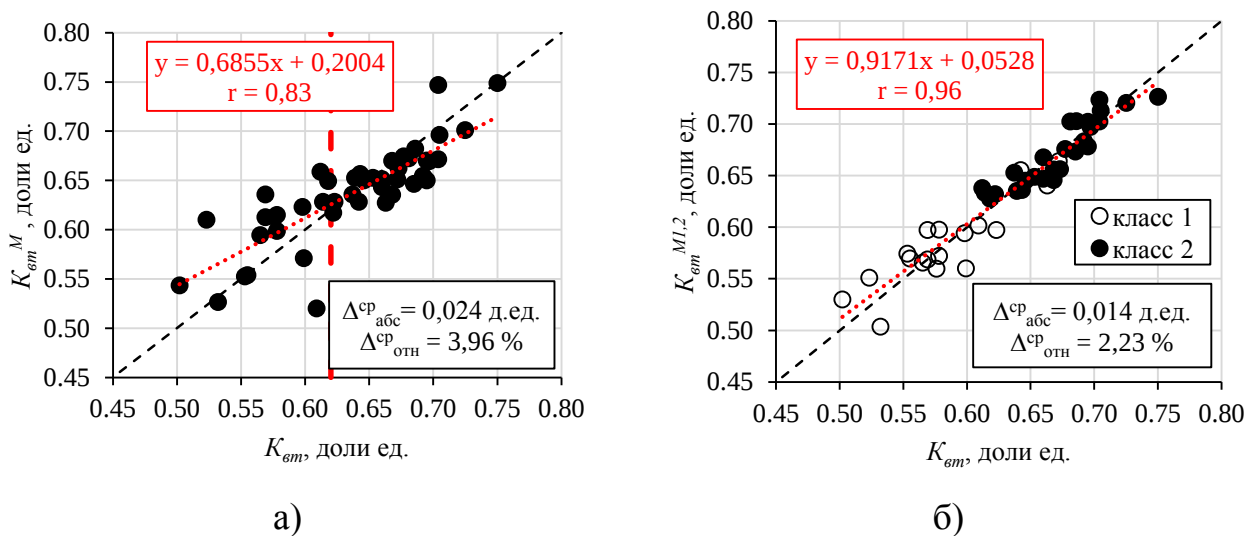


Рисунок 4.2.4 – Сопоставление экспериментальных и модельных значений $K_{вт}$ для двух классов визейских терригенных отложений месторождений Соликамской депрессии

4.3. Применение многомерных моделей для оценки нефтевытеснения в визейских продуктивных отложениях Соликамской депрессии

Зависимости (4.2.3) и (4.2.4) были проверены на контрольной выборке [22] продуктивных отложений пласта Тл Уньвинского и Логовского месторождений и

пласта Бб Ростовицкого, Жилинского, Чашкинского и Юрчукского месторождений СолД, для которых имеются лабораторные определения коэффициента вытеснения. Краткая геолого-физическая характеристика объектов приведена в таблице 4.3.1.

Таблица 6

Основные характеристики объектов разработки визейских терригенных
отложений

Параметр Место- рождение	Начальная пластовая температура, °С	Порис- тость, доли ед.	Проницае- мость, мкм ²	Начальная нефтена- сыщен- ность, доли ед.	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	Коэффициент вытеснения нефти, доли ед.
Бельское	33	0,12	0,068	0,93	0,88	0,673
Боровицкое	31,2	0,11	0,017	0,72	0,96	0,619
Им. Архангельс- кого	27,4	0,17	0,594	0,90	2,39	0,629
Крутовское	38	0,11-0,15	0,042-0,259	0,84-0,91	0,75	0,642
Логовское	31	0,14	0,081	0,92	1,82	0,651
Пихтовое	34	0,135	0,004	0,82	1,57	0,522
Сибирское	31,8	0,15	0,092-0,245	0,75	1,22	0,666
Уньвинское	30	0,11-0,18	0,117-0,471	0,81-0,91	0,92-1,64	0,680
Чашкинское	31	0,155	0,0521-0,251	0,81	1,41	0,631
Шершневское	26	0,16-0,17	0,035-0,602	0,87-0,90	2,94-3,5	0,646
Юрчукское	28	0,16	0,097	0,92	1,22	0,643

Представленные отложения характеризуются невысокой пористостью и проницаемостью - в среднем 0,144 и 0,177 мкм² соответственно. Нефти имеют незначительную вязкость, что обуславливает высокие коэффициенты вытеснения при начальной нефтенасыщенности породы в среднем около 85%.

Характеристики моделей пласта, результаты расчетов и сравнение расчетных значений с результатами лабораторных определений $K_{\text{вм}}$ приведены в таблице 4.3.2. Расчеты показали, что зависимости (4.2.3) и (4.2.4) позволяют достаточно точно оценить значение $K_{\text{вм}}$. В 12 случаях из 18 точность оценки превысила 95 %, и лишь в 1 случае относительная погрешность $\Delta K_{\text{вм}}^M$ чуть более 10 %, а в среднем по выборке составила 3,87 %.

Таблица 7

Характеристики моделей пласта и результаты оценки $K_{\text{от}}$ продуктивных визейских терригенных отложений
месторождений Соликамской депрессии

Месторождение	Пласт	K_n , д.ед.	K_{npz} , мкм ²	$K_{ов}$, д.ед.	ρ , г/см ³	μ_n , мПа·с	Kn/ρ см ³ /г	$K_{подв}$, мкм ² /мПа·с	$K_{см}$, д.ед.	Z	класс	$K_{см}^M$, д.ед.	$\Delta K_{см}^M$, %
Ростовицкое	Бб	0,1719	0,8345	0,1329	2,185	1,32	0,0787	0,6322	0,666	-1,19	2	0,676	1,41
Ростовицкое	Бб	0,1658	0,8187	0,0930	2,204	1,32	0,0752	0,6202	0,662	-1,04	2	0,704	6,32
Ростовицкое	Бб	0,1601	0,8006	0,0678	2,221	1,32	0,0721	0,6065	0,655	-1,06	2	0,721	10,11
Ростовицкое	Бб	0,1384	0,4066	0,0571	2,289	1,32	0,0605	0,308	0,699	-0,47	2	0,725	3,77
Ростовицкое	Бб	0,1385	0,3376	0,0716	2,288	1,32	0,0605	0,2558	0,683	-0,3	2	0,714	4,52
Ростовицкое	Бб	0,1341	0,2336	0,0553	2,302	1,32	0,0583	0,177	0,773	0,14	2	0,725	6,26
Ростовицкое	Бб	0,1219	0,2309	0,1164	2,340	1,32	0,0521	0,1749	0,701	-1,59	2	0,681	2,79
Ростовицкое	Бб	0,1443	0,2147	0,0779	2,270	1,32	0,0636	0,1627	0,747	0,71	2	0,709	5,19
Жилинское	Бб	0,1354	0,1169	0,1010	2,298	1,89	0,0589	0,062	0,67	0,25	2	0,682	1,83
Жилинское	Бб	0,1177	0,0435	0,1090	2,353	1,89	0,0500	0,0231	0,627	-0,82	1	0,598	4,59
Жилинское	Бб	0,1546	0,3216	0,0600	2,239	1,89	0,0690	0,1704	0,724	1,19	2	0,716	1,06
Логовское	Тл ₂	0,1482	0,0797	0,2100	2,258	2,41	0,0656	0,0331	0,599	-0,02	2	0,594	0,82
Уньвинское	Тл	0,1261	0,0405	0,0850	2,327	1,07	0,0542	0,038	0,687	0,16	2	0,706	2,91
Уньвинское	Бб	0,1181	0,0141	0,0970	2,351	1,57	0,0502	0,009	0,631	-0,49	1	0,591	6,22
Чашкинское	Бб	0,1562	0,5632	0,1120	2,234	1,41	0,0699	0,3994	0,67	-0,66	2	0,688	2,76
Чашкинское	Бб	0,1476	0,3078	0,1100	2,260	1,41	0,0653	0,2183	0,685	0,05	2	0,686	0,15
Чашкинское	Бб	0,1402	0,1809	0,1540	2,283	1,41	0,0614	0,1283	0,679	-0,43	2	0,653	3,81
Юрчукское	Бб	0,1875	0,0446	0,1070	2,137	1,07	0,0877	0,0419	0,657	4,56	2	0,691	5,15
Среднее:												3,87	

Краткие выводы по главе

1. Установлено, что по значениям пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности, плотности породы и вязкости нефти возможно производить оценку коэффициента вытеснения нефти терригенных отложений Башкирского свода и Соликамской депрессии.

2. Как и в карбонатных башкирских в терригенных визейских отложениях формирование величины коэффициента вытеснения происходит под влиянием нескольких параметров одновременно, «работа» которых в диапазоне изменений параметров непостоянна.

3. Коэффициент вытеснения терригенных визейских отложений Башкирского свода для всего диапазона проницаемости определяется в первую очередь остаточной водонасыщенностью или величиной начальной нефтенасыщенности породы-коллектора.

4. Коэффициент вытеснения в терригенных визейских отложениях Соликамской депрессии, представленных коллекторами с проницаемостью менее $0,120 \text{ мкм}^2$, определяется в первую очередь емкостной характеристикой – начальной нефтенасыщенностью, а при больших проницаемостях – фильтрационной характеристикой – коэффициентом подвижности.

5. Статистически обоснованы регрессионные уравнения для оценки коэффициента вытеснения нефти в терригенных визейских отложениях месторождений Башкирского свода и Соликамской депрессии Пермского края.

6. Предложенные зависимости для визейских терригенных отложений Соликамской депрессии Пермского края были апробированы на контрольной выборке и показали высокую сходимость модельных и экспериментальных значений коэффициента вытеснения.

Заключение

1. Показано, что по данным стандартных исследований керна - значениям пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности, плотности породы, а также вязкости нефти возможно производить оценку коэффициента вытеснения нефти продуктивных отложений Башкирского свода и Соликамской депрессии Пермского края.

2. Разработана методика оценки коэффициента вытеснения по аналитическим зависимостям с привлечением данных стандартных исследований керна, основанная на выделении классов отложений и описании этих классов отдельными регрессионными уравнениями.

3. Статистически обоснованы регрессионные уравнения оценки коэффициента вытеснения нефти в карбонатных башкирских и терригенных визейских отложениях месторождений Башкирского свода и Соликамской депрессии.

4. Коэффициент вытеснения низкопроницаемых башкирских карбонатных отложений Башкирского свода определяется преимущественно емкостной характеристикой – начальной нефтенасыщенностью, а высокопроницаемых отложений – фильтрационной характеристикой - проницаемостью. В пределах Соликамской депрессии этот параметр для всего диапазона проницаемости определяется преимущественно фильтрационной характеристикой - проницаемостью.

5. Коэффициент вытеснения нефти терригенных визейских отложений Башкирского свода для всего диапазона проницаемости определяется преимущественно емкостной характеристикой – начальной нефтенасыщенностью, для территории Соликамской депрессии для низкопроницаемых коллекторов он определяется емкостной характеристикой – начальной нефтенасыщенностью, а для высокопроницаемых коллекторов – фильтрационной характеристикой – коэффициентом подвижности.

Список литературы

1. Акимов И.А. Оценка коэффициента извлечения нефти на стадии подготовки месторождения к разработке (на примере объектов Пермской области) // Стратегии и процессы освоения георесурсов: Материалы науч. сессии Горного ин-та УрО РАН по результатам НИР в 2003 г. 19-23 апр. 2004 г. – Пермь: Горный институт УрО РАН, 2004. – С. 53-56.
2. Ахметов Р.Т., Андреев А.В., Мухаметшин В.В. Методика прогноза остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения по данным геофизических исследований для оценки эффективности применения нанотехнологий // Нанотехнологии в строительстве : научный интернет-журнал. – 2017. – Т.9 № 5. – С. 116-133. DOI: 10.15828/2075-8545-2017-9-5-116-133.
3. Ахметов Р.Т. Методика прогноза коэффициента вытеснения нефти водой по данным промысловой геофизики // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 3. – С. 62-63.
4. Ахметов Р.Т. Остаточная нефтенасыщенность в рамках гантельной модели строения пустотного пространства породы // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 12. – С. 39-42.
5. Бакиров А.И., Бакиров И.М. О коэффициенте вытеснения // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 3. – С. 31-33.
6. Борисов Б.Ф., Ковалева Г.А., Кузовенкова О.Л. Влияние вязкости пластовой нефти на остаточную нефтенасыщенность продуктивных пластов при лабораторных исследованиях керна // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 5. – С. 27-29.
7. Борисов Б.Ф., Лепешкина О.Ю., Кузнецов А.М. Анализ результатов исследования коэффициента вытеснения высоковязкой нефти водой из пласта В₁ турнейского яруса на месторождениях Самарской области // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 7. – С. 104-106.
8. Борисов Б.Ф., Лепешкина О.Ю., Кузнецов А.М. Обобщение данных о коэффициенте вытеснения высоковязкой нефти водой из пласта А₄ башкирского

яруса месторождений Самарской и Ульяновской областей // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 2. – С. 66-68.

9. Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А. Геофизические методы определения параметров нефтегазоносных коллекторов. – М.: Недра, 1978. – 318 с.

10. Влияние гидрофобности пород коллекторов на их петрофизические свойства / В.П. Митрофанов, Б.И. Тульбович, О.В. Кочкин, Г.П. Хижняк // Проблемы повышения эффективности разработки, подсчета запасов и извлечения углеводородов в Пермском Прикамье : Сб. науч. тр. ПермНИПИнефть. – Пермь, 1992. – С. 193-205.

11. Галкин В.И., Ефимов А.А. Разработка прогнозных моделей для оценки коэффициента подвижности с учетом фациальных обстановок (на примере пласта Бш Кокуйского месторождения) // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 8. – С. 11-15.

12. Галкин В.И. О связи текущего коэффициента извлечения нефти (КИНт) с некоторыми геолого-технологическими характеристиками объектов, находящихся на завершающей стадии разработки // Проблемы геологии и разработки нефтяных залежей Пермского Прикамья : Сб. науч. тр. ООО «ПермНИПИнефть». - Пермь, 2006. - С. 20-26.

13. Галкин В.И., Пономарева И.Н., Репина В.А. Исследование процесса нефтеизвлечения в коллекторах различного типа пустотности с использованием многомерного статистического анализа // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т. 15, № 19. – С. 145–154.

14. Галкин В.И., Савич А.И., Акимов И.А. Дифференциация визейских объектов разработки для построения моделей определения коэффициентов извлечения нефти // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2007. – № 5. – С. 9-14.

15. Галкин В.И., Силайчева В.А. Разработка статистической модели прогноза коэффициента проницаемости по совокупности геологических и технологических показателей // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 9. – С. 10-12.

16. Галкин С.В. Методология учета геологических рисков на этапе поисков и разведки нефтяных месторождений // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – Т. 11, № 4. – С. 23–32.

17. Геофизические методы изучения подсчетных параметров при определении запасов нефти и газа / Б.Ю. Вендельштейн, Г.М. Золоева, Н.В. Царева и др. – М.: Недра, 1985. – 248 с.

18. Геофизические методы исследования нефтяных и газовых скважин / Л. И. Померанц [и др.]. – М.: Недра, 1981. – 376 с.

19. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. – М.: Недра, 1971. – 309 с.

20. Гладких Е.А., Галкин В.И., Хижняк Г.П. Оценка коэффициента вытеснения нефти в карбонатных породах по стандартным исследованиям керна // Геология и полезные ископаемые Западного Урала: материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием (23-24 мая 2017 г.). – Пермь, 2017. – С. 83-86.

21. Гладких Е.А., Галкин В.И., Хижняк Г.П. Оценка коэффициента вытеснения нефти в карбонатных породах по стандартным исследованиям керна // Сборник тезисов VII научно-практической конференции 2017. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2017. – С. 129-135.

22. Гладких Е.А. Применение многомерных моделей для оценки коэффициента вытеснения нефти на примере визейских продуктивных отложений Соликамской депрессии // Нефтяное хозяйство. – 2018. - № 4. – С. 58-61.

23. Гладких Е.А., Хижняк Г.П., Галкин В.И. Влияние фильтрационно-емкостных свойств объектов разработки на величину коэффициента вытеснения нефти в различных геолого-физических условиях // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329, № 7. – С. 77-85.

24. Гладких Е.А., Хижняк Г.П., Галкин В.И. Оценка коэффициента вытеснения нефти на основе стандартных исследований керна месторождений Пермского края // Нефтяное хозяйство. – 2017. - № 8. – С. 90-93.

25. Гладких Е.А., Хижняк Г.П. Разработка модели для оценки коэффициента вытеснения нефти (на примере башкирских карбонатных отложений) // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 5. – С. 9-14.

26. Гладких Е.А., Хижняк Г.П., Галкин В.И. Способ оценки коэффициента вытеснения нефти на основе стандартных исследований керна // Повышение эффективности разработки нефтяных и газовых месторождений на поздней стадии : сб. тез. докл. Междунар. науч.-практ. конф. на базе Кубанского государственного технологического университета совместно с Российской академией естественных наук (3–6 октября 2017 г.). – Краснодар: Юг, 2017. – С. 26.

27. ГОСТ 26450.1-85. Породы горные. Метод определения открытой пористости жидкостенасыщением. Введен 01.07.86.

28. ГОСТ 26450.2-85. Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации. Введен 01.07.86.

29. Грезина О.А., Низамутдинова И.Р. Параметры, определяющие величину коэффициента вытеснения нефти // Ашировские чтения. – 2016. – № 2-2 (8). – С. 203-208.

30. Гудков Е.П., Косков В.Н., Косков Б.В. Геофизические параметры как носители информации об эксплуатационных особенностях продуктивных пластов и добывающих скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2003. – Вып. 10. – С. 42-43.

31. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности горных пород. – 2-е изд. – М.: Недра, 1985. – 325 с.

32. Девис Дж. Статистика и анализ геологических данных. – М.: Мир, 1977. – 353 с.

33. Дементьев Л.Ф., Жданов М.А., Кирсанов А.Н. Применение математической статистики в нефтепромысловой геологии. – М.: Недра, 1977. – 255 с.

34. Зайнутдинов Р.С. Совершенствование метода определения остаточной нефтенасыщенности пластов по керну для оценки коэффициентов вытеснения нефти водой : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 05.15.06 / Р. С. Зайнутдинов. – Уфа, 1998. – 18 с.

35. Закиров С.Н., Муртазалиев А.Ш. К определению коэффициента вытеснения для терригенных и карбонатных коллекторов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 9. – С. 45-48.

36. Зацепин В.В., Маскутов Р.А. Обзор современного состояния экспериментальных исследований технологий водогазового воздействия с раздельной закачкой воды и газа // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 6. – С. 16-24.

37. Зубаиров А.З. История формирования осадков и развитие пород-коллекторов в разрезе среднего карбона Башкирского свода // НоваИнфо. – 2016. – № 49. – Т.2. – С. 200-205.

38. Исследование влияния режимов водогазового воздействия на эффективность вытеснения нефти по результатам физического моделирования / С.Г. Рассохин, В.М. Троицкий, А.Ф. Соколов, А.В. Мизин // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». – 2012. – № 3 (11). – С. 179-196.

39. Исследование эффективности заводнения при разработке ряда нефтяных месторождений Пермского края / В.И. Галкин, С.В. Галкин, В.Г. Пермяков, И.А. Акимов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 8. – С. 48-50.

40. К возможности определения коэффициента вытеснения нефти терригенных пород по гамма-методу / В.М. Гусев, Б.И. Тульбович, Е.Н. Москотин и др. // Направления и методика поисково-разведочных работ в Пермском Прикамье : сб. науч. тр. ИГиРГИ. – М., 1984. – С. 91-93.

41. Кисиленко Б.Е. Влияние соотношения вязкостей и скоростей вытеснения на характер продвижения водонефтяного контакта и нефтеотдачу пласта (по данным лабораторных исследований) // Нефтяное хозяйство. – 1963. – № 11. – С. 35-40.

42. Колычев И.Ю. Изучение зональности распределения показателей смачиваемости по данным бокового каротажа для нефтенасыщенных визейских коллекторов Соликамской депрессии // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т.16, №4. – С.331–341.

43. Коробов К.Я., Зайнутдинов Р.С., Юмашева Л.Р. Модифицированный метод испарения для определения остаточной водонасыщенности продуктивных пород // Труды ин-та БашНИПИнефть. – Уфа, 2000. – Вып. 100. – С. 64-71.

44. Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. – М.: Недра, 1977. – 284.

45. Кочкин О.В., Хижняк Г.П. Определение коэффициентов проницаемости и вытеснения методом центрифугирования // Совершенствование методов поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений : Тез. докл. науч. –техн. конф. / Перм политех. ин-т. – Пермь, 1992. – С. 206-212.

46. Кочкин О.В., Хижняк Г.П. Расчет давления вытеснения при фильтрации жидкости через образец в методе центрифугирования // Проблемы повышения эффективности разработки, подсчета запасов и извлечения углеводородов в Пермском Прикамье : Сб. науч. тр. / ПермНИПИнефть. – Пермь, 1989. – С. 69.

47. Крылов А.П. Состояние теоретических работ по проектированию разработки нефтяных месторождений и задачи по улучшению этих работ // Опыт разработки нефтяных месторождений: сб. – М.: Гостоптехиздат, 1957. – С. 116-139.

48. Лядова Н.А., Яковлев Ю.А., Распопов А.В. Геология и разработка нефтяных месторождений Пермского края. – М.: ВНИИОЭНГ, 2010. – 335 с.

49. Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 № 477.

Распоряжение Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.02.2016 № 3-р.

50. Митрофанов В.П., Ермакова М.И. Обоснование остаточной нефтенасыщенности терригенных коллекторов месторождений юга Пермского региона // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 3. – С. 24-27.

51. Митрофанов В.П. Оценка насыщенности с учетом керновых и геофизических данных // Особенности геологии и разработки нефтяных месторождений Пермского Приуралья : сб. науч. тр. ИГиРГИ. – М., 1981. – С. 60-62.

52. Михневич В.Г., Тульбович Б.И. Методические рекомендации по определению коэффициента вытеснения нефти расчетным способом: метод. рекомендации / ПермНИПИнефть. – Пермь, 1980. – 12 с.

53. Михневич В.Г., Тульбович Б.И., Хижняк Г.П. Методические рекомендации по определению коэффициента вытеснения нефти водой расчетным способом для продуктивных отложений Пермского Приуралья : метод. рекомендации. – Пермь, 1994. – 20 с.

54. Михневич В.Г., Тульбович Б.И., Хижняк Г.П. Методические рекомендации по определению коэффициента вытеснения нефти водой расчетным способом: метод. рекомендации / ПермНИПИнефть. – Пермь, 1988. – 12 с.

55. Моисеев В.Д. Методика оценки остаточной нефтенасыщенности по кривым капиллярного давления // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2003. – № 3. – С. 36-38.

56. Назарова Л.Н. Методика оценки величины коэффициента извлечения нефти для новых месторождений, разрабатываемых с применением заводнения // Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И. М. Губкина. – 2015. – № 2 (279). – С. 41-49.

57. Новые данные изучения полноты вытеснения нефти водой / В.П. Сонич, С.Л. Барков, М.Ф. Печеркин и др. – М. : ВНИИОЭНГ, 1997. – 32 с.

58. Определение коэффициента вытеснения нефти с использованием изучения структуры порового пространства методом капилляриметрии / В.П. Балин, Н.А.

Мохова, И.А. Синцов, Д.А. Остапчук // Территория нефтегаз. – 2017. – № 1-2. – С. 40-50.

59. Определение петрофизических характеристик по образцам / под ред. В.Н. Дахнова. – М.: Недра, 1977. – 432 с.

60. Опыт обобщения керновых исследований процесса вытеснения нефти водой по пластам среднего девона месторождений Первомайской группы / А.Н. Астахова, М.Н. Мельникова, А.Г. Кан, В.В. Орехов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 1. – С. 45-51.

61. Опыт применения методики оценки коэффициента нефтевытеснения при проектировании разработки нефтяных месторождений Пермского края / Г.П. Хижняк, Т.Б. Поплаухина, С.В. Галкин, А.А. Ефимов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 8. – С. 42-45.

62. ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. – М.: Миннефтепром, 1986. – 19 с.

63. Оценка возможности определения коэффициента извлечения нефти по обобщенным статистическим моделям (на примере территории Пермского края) / В.И. Галкин, С.В. Галкин, А.Н. Аношкин, И.А. Акимов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2007. – № 10. – С. 51-53.

64. Оценка коэффициента вытеснения нефти водой для песчаников нижнего карбона Сухоязского месторождения лабораторно-статистическим методом / А.И. Кириллов, Е.В. Лозин, Р.С. Зайнутдинов, Г.Г. Мурзагулов, С.А. Демин // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 8. – С. 63-65.

65. Оценка коэффициента вытеснения нефти водой из коллекторов среднего карбона месторождений Башкортостана / А.И. Кириллов, Ф.Н. Ахматдинов, Е.В. Лозин, Г.Г. Мурзагулов, О.Д. Илеменова, С.А. Демин, И.И. Зайнуллин // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 11. – С. 96-99.

66. Оценка коэффициентов извлечения нефти для месторождений Пермского края на основе статистических моделей / С.В. Галкин, Т.Б. Поплаухина, А.В. Распопов, Г.П. Хижняк // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 4. – С. 38-39.

67. Оценка точности определения прогнозных запасов нефти в пределах Соликамской впадины / А.В. Растегаев, В.И. Галкин, В.Л. Воеводкин, И.В. Ванцева, И.А. Козлова // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 7. – С. 8-12.

68. О возможности построения статистических моделей определения коэффициентов извлечения нефти по обобщенным данным условий разработки / В.И. Галкин, С.В. Галкин, А.И. Савич, И.А. Акимов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2007. – № 9. – С. 6-9.

69. О необходимости комплексного определения коэффициента извлечения нефти (КИН) различными методами (на примере Пермского края) / В.И. Галкин, С.В. Галкин, А.И. Савич, И.А. Акимов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2007. – № 9. – С. 24-26.

70. Постников Е.В., Жидовинов С.Н. Современные тенденции развития ресурсной базы углеводородного сырья и пути повышения результативности геологоразведочных работ в Урало-Поволжском регионе // Геология нефти и газа. – 2008. – № 5. – С. 2-10.

71. Применение обобщенных корреляционных зависимостей для определения остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения высоковязкой и сверхвязкой нефти на месторождениях Самарской области / Б.Ф. Борисов, А.В. Корень, О.Ю. Лепешкина и др. // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 2. – С. 72-74.

72. Применение обобщенных петрофизических зависимостей при подсчете балансовых и извлекаемых запасов / Б.И. Тульбович, В.Г. Михневич, В.П. Митрофанов и др. // Труды института «БашНИПИнефть». – 1989. – Вып. 79. – С. 117-123.

73. Проворов В.М. Тектоника // Минерально-сырьевые ресурсы Пермского края. Энциклопедия. – Пермь, 2006. – С. 63-74.

74. Распопов А.В., Хижняк Г.П. Обоснование коэффициента вытеснения нефти водой с привлечением результатов исследований объектов-аналогов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 6. – С. 39-43.

75. Распопов А.В., Мезрин В.Н., Юшков И.Р. Применение метода аналогий при анализе и проектировании разработки нефтяных месторождений // Вестник Пермского государственного технического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2005. – Т. 4, № 6. – С. 73-76.

76. Результаты лабораторно-экспериментальных исследований по физическому моделированию вытеснения нефти различными агентами / Р.Ф. Шарафутдинов, С.И. Грачев, А.Н. Нестеренко, М.Г. Ложкин, М.А. Моисеев, А.С. Самойлов // Экспозиция Нефть Газ. – 2017. – № 3 (56). – С. 28-33.

77. Репина В.А. Возможность учета плотности породы при моделировании проницаемости в геолого-гидродинамической модели нефтяных месторождений // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т.16, №2. – С. 104–112.

78. Соколов С.В. Обоснование коэффициента вытеснения нефти водой при проектировании разработки месторождений // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 11. – С. 51-53.

79. Способ определения коэффициента вытеснения нефти башкирских карбонатных отложений Башкирского свода : пат. 2653178 Рос. Федерация : МПК G01N 15/08 / В.И. Галкин, Е.А. Гладких, Г.П. Хижняк; заявитель и патентообладатель В.И. Галкин, Е.А. Гладких, Г.П. Хижняк – № 2017116297; заявл. 10.05.2017; опубл. 07.05.2018, Бюл. № 13. – 13 с.

80. Способ определения коэффициента вытеснения нефти башкирских карбонатных отложений Соликамской депрессии : пат. 2654315 Рос. Федерация : МПК G01N 15/08 / В.И. Галкин, Е.А. Гладких, Г.П. Хижняк; заявитель и патентообладатель В.И. Галкин, Е.А. Гладких, Г.П. Хижняк – № 2017116296; заявл. 10.05.2017; опубл. 17.05.2018, Бюл. № 14. – 13 с.

81. Способ оценки коэффициента вытеснения нефти на основе стандартных исследований керна / Е.А. Гладких, Г.П. Хижняк, В.И. Галкин, Н.А. Попов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического

университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т. 16, № 3. – С. 225-237.

82. СТО 03-37-92. Породы горные. Лабораторное определение остаточной нефтенасыщенности пород по керну методом сушки. Введен 01.02.92. 21 с. Группа А09.

83. Тульбович Б.И. Коллекторские свойства и химия поверхности продуктивных пород. – Пермь: Пермское кн. издат., 1975. – 194 с.

84. Тульбович Б.И. Методы изучения пород-коллекторов нефти и газа / Б. И. Тульбович. – М.: Недра, 1979. – 199 с.

85. Фильтрационные исследования по определению оптимального режима водогазового воздействия с использованием углекислого газа для повышения нефтеотдачи в условиях Речицкого нефтяного месторождения Республики Беларусь / Е.Н. Ходьков, И.В. Лымарь, А.А. Тишков, А.А. Ерошенко // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2015. – № 5. – С. 38-42.

86. Ханин А.А. Петрофизика нефтяных и газовых пластов. – М.: Недра, - 1976. – 295 с.

87. Хижняк Г.П., Амиров А.М., Гладких Е.А. Моделирование водогазового воздействия в слоисто-неоднородном коллекторе // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 6. – С. 104-107.

88. Хижняк Г.П., Амиров А.М., Савицкий Я.В. Возможности учета коэффициента вытеснения при оценке коэффициента извлечения нефти в различных геолого-технологических условиях разработки терригенных и карбонатных коллекторов Пермского края // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – Т.11, № 4. – С. 49-55.

89. Хижняк Г.П., Лядова Н.А. Определение коэффициента нефтевытеснения различными агентами для пород-коллекторов Пермского края // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 9. – С. 49-54.

90. Хижняк Г.П., Митрофанов В.П. Временные методические рекомендации по определению коэффициента вытеснения нефти водой расчетным способом для одновозрастных отложений структурно-тектонических элементов Пермского Прикамья. – Пермь, 1996. – 15 с.

91. Хижняк Г.П. Комплексное решение проблемы оценки коэффициента вытеснения нефти в различных геолого-технологических условиях: автореф. дис. ... д-ра техн. наук: 25.00.12. – Пермь, 2012. – 42 с.

92. Хижняк Г.П., Распопов А.В., Ефимов А.А. Методические подходы при обосновании коэффициента вытеснения нефти в различных геолого-физических условиях // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 10. – С. 32-35.

93. Хижняк Г.П. Петрофизические исследования динамических особенностей структуры порового пространства пород-коллекторов в связи с проблемами нефтеизвлечения (на примере залежей Пермского Прикамья): автореф. дис. ... канд. техн. наук: 04.00.12. – Пермь, 2000. – 27 с.

94. Хижняк Г.П., Татаринов И.А., Спасибко А.В. Применение биополимера БП-92 при лабораторном определении коэффициента нефтевытеснения турнейских отложений Аптугайского месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2007. – № 1. – С. 50-54.

95. Чумаков Г.Н. Вероятностная оценка эффективности применения метода циклической закачки жидкости в пласт // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – № 13. – С. 49–58. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.13.5.

96. Шафигуллин Р.И., Бакиров И.М. Изучение зависимости коэффициента вытеснения от фильтрационно-емкостных и петрофизических параметров пластов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 2. – С. 70-73.

97. Экспериментальное определение коэффициента вытеснения нефти водой, газом и при попеременной закачке газа и воды на керне терригенных отложений покурской свиты Самотлорского месторождения / Т.Ф. Манапов, Е.А. Горобец, Р.В. Вафин, А.К. Макатров, Д.К. Сагитов, М.С. Антонов // Геология, геофизика и

разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 11. – С. 32-34.

98. Эффективность применения водогазовых смесей для повышения нефтеотдачи и перераспределения фильтрационных потоков / Г.П. Хижняк, А.М. Амиров, Е.А. Гладких, А.П. Кишмирян, М.А. Потаскуев // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т. 15. – № 18. – С. 42-52.

99. Янин А.Н. Оценка коэффициента вытеснения нефти водой по обобщенным зависимостям (на примере пластов группы Ю₁ Нижневартовского свода // Бурение и нефть. – 2014. – № 7-8. – С. 34-38.

100. Arps J.J. A statistical study of recovery efficiency. API: New York, 1967.

101. Arps J.J. Reasons for differences in recovery efficiency. SPE 2068, 1968.

102. A new approach to estimating recovery factor for extra-low permeability water-flooding sandstone reservoirs / Yuan Zixue et al. // Petroleum Exploration and Development. – 2014. – 41(3). – P. 377-386.

103. Borisov B.F., Kovaleva G.A., Kuzovenkova O.L. Reservoir oil viscosity impact on reservoir oil saturation under core sample laboratory studies // Oil industry. – 2012. – Issue 5. – P. 27-29.

104. Borisov B.F., Lepeshkina O.Y., Kuznetsov A.M. Generalization of the data on the efficiency of waterflood high-viscosity oil displacement from the layer A4 of the Bashkirian stage of the Samara and Ulyanovsk regions // Oil industry. – 2015. – Issue 2. – P. 66-68.

105. Borisov B. F., Lepeshkina O.Y., Kuznetsov A.M. Researching the waterflooding of high-viscosity oil reservoir B₁ of the Turnaisian stage in Samara Region // Oil industry. – 2015. – Issue 7. – P. 104-106.

106. Cronquist C. Estimation and classification of reserves of crude oil, natural gas, and condensate. Texas, USA: Society of Petroleum Engineers, 2001: 73–83.

107. Estimation methods of crude oil and natural gas reserves / Yang Tongyou, Fan Shangjiong, Chen Yuanqian, et al. / Beijing: Petroleum Industry Press, 1990. – P. 226-227.

108. Generalized correlation function to define residual saturation and

displacement efficiency for high-viscosity and ultra-viscous oil in the fields of Samara region / B.F. Borisov, , A.V. Koren, O.Y. Lepeshkina, G.N. Karchevskaya, E.S. Kalinin // Oil industry. – 2017. – Issue 2. – P. 72-74.

109. Gladkikh E.A., Khizhniak G.P., Galkin V.I. Estimation Method of Oil Displacement Efficiency Based on Standard Core Analysis // Advances in Engineering Research: Proceedings of the International Conference "Actual Issues of Mechanical Engineering" 2017 (AIME 2017) (27-29 July, 2017, Tomsk, Russia). – 2017. – Vol. 133. – P. 240-247.

110. Houze O., Viturat D., Fjaere O.S. Dinamic data analysis. – Paris: Kappa Engineering, 2008. – 694 p.

111. Johnson N.L., Leone F.C. Statistics and experimental design. – New York; London; Sydney; Toronto, 1977. – 606 p.

112. Messer E.S. Interstitial Water Determination by an Evaporation Method.- Trans. AIME. -1951. -Vol. 192.

113. Montgomery D.C., Peck E.A. Introduction to linear regression analysis. – New York: John Wiley & Sons, 1982. – 504 p.

114. Society of Petroleum Engineers, American Association of Petroleum Geologists, World Petroleum Council, et al. Petroleum resources management system. SPE, 2007.

115. Statistics for petroleum engineers and geoscientists / J.L. Jensen, L.W. Lake, P.W.M. Corbett, D.J. Goggin; ed. L.W. Lake. – New Jersey: Prentice Hall PTR, 1997.

116. Tiab D. Modern core analysis. Vol. 1. Theory, core laboratories. – Houston, 1993. – 200 p.

117. U.S. Securities and Exchange Commission. Financial accounting and reporting for oil and gas producing activities pursuant to the federal securities laws and the Energy Policy and Conservation Act of 1975. 2011.

118. U.S. Securities and Exchange Commission. Modernization of oil and gas reporting. 2009.

119. Wang Honge, Zhou Hu. Estimation methods of proved reserves for low permeability reservoir in Ordos Basin, north of China. In PetroChina Exploration &

Production Company. Symposium in reserves estimation of crude oil and natural gas based on US SEC regulation. Beijing: Petroleum Industry Press, 2012: 200–201.

120. Wang Jingyun, Wang Boli, Yuan Zixue, et al. Methods and requirements of recovery efficiency determination under SEC new rule. Beijing: PetroChina SEC Reserves Estimation Team, 2009.

121. Zhu Yadong Estimation methods of new additional measured reserves of carbonate oil reservoir in Jizhong region of China. / Renqiu: Huabei Petroleum Administration, 1994. – P. 17–18.