

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

Автореферат
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Пермь – 2019

Работа выполнена в ФГБОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет».

Научный руководитель: **Хижняк Григорий Петрович**
доктор технических наук, доцент

Официальные оппоненты: **Антониади Дмитрий Георгиевич**
доктор технических наук, профессор, директор
Института нефти, газа и энергетики (ИНГЭ),
заведующий кафедрой нефтегазового дела имени
профессора Г.Т. Вартумяна ФГБОУ ВО «Кубанский
государственный технологический университет» (г.
Краснодар)

Соснин Николай Евгеньевич
кандидат геолого-минералогических наук,
заведующий отделом геологии и нефтегазоносности
Волго-Урала, Акционерное общество «Камский
научно-исследовательский институт комплексных
исследований глубоких и сверхглубоких скважин»
(АО «КамНИИКИГС») (г. Пермь)

Ведущая организация: Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ПермНИПИнефть» в г. Перми

Защита диссертации состоится «21» марта 2019 г. в 16.00 часов на заседании диссертационного совета Д 999.207.02, созданного на базе ФГБОУ ВО «Пермский государственный национальный исследовательский университет» и ФГБОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет», по адресу: 614990, г. Пермь, ул. Букирева, 15, зал заседаний Ученого совета.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеках и на сайтах ФГБОУ ВО «Пермский государственный национальный исследовательский университет» (www.psu.ru) и ФГБОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет» (www.pstu.ru).

Автореферат разослан « ___ » _____ 2019 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
кандидат технических наук



О.Ю. Мещерякова

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

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 недостаточным количеством или полным отсутствием кернового материала. 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_{em} параметров, определяемых стандартными исследованиями керна.

2. Оценить особенности влияния характеристик пласта на величину K_{em} в условиях различных геолого-тектонических обстановок.

3. Разработать модели для обоснования значений K_{em} башкирских карбонатных и визейских терригенных отложений Башкирского свода и Соликамской депрессии.

Методы исследования. Поставленные задачи решались путем обработки и анализа методами математической статистики данных лабораторных определений K_{em} .

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 одновозрастных 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_{em} определяется в первую очередь емкостным параметром – начальной нефтенасыщенностью, а также вязкостью нефти. В продуктивных отложениях Соликамской депрессии Предуралья Краевого прогиба величина K_{em} зависит преимущественно от фильтрационных параметров – проницаемости и подвижности.

2. Методика оценки K_{em} 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_{em} по стандартным исследованиям керна без его лабораторного определения, защищенный патентами РФ.

Построены модели оценки K_{em} 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.), на Международной научно-практической конференции на базе Кубанского государственного технологического университета совместно с Российской академией естественных наук г. Краснодар (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 наименования. Текст изложен на 132 страницах машинописного текста, включает 39 рисунков и 23 таблицы.

Автор выражает глубокую благодарность своему научному руководителю, доктору технических наук, доценту Григорию Петровичу Хижняку и заслуженному деятелю науки РФ, доктору геолого-минералогических наук, профессору Владиславу Игнатьевичу Галкину.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во **введении** обоснована актуальность проблемы, сформулированы цель и задачи исследования, научная новизна, защищаемые положения и практическая значимость.

В **первой главе** выполнен обзор методов определения коэффициента вытеснения нефти, среди которых экстракционно-дистилляционный, сушки, по данным геофизических исследований, бесконечной промывки модели пласта вытесняющим агентом по ОСТ 39-195-86, аналогии, по аналитическим зависимостям.

Оценкой коэффициента вытеснения нефти с использованием аналитических зависимостей занимались как зарубежные ученые США и Китая, так и российские исследователи из Татарстана, Западной Сибири, Саратовской и Ульяновской областей, Башкортостана. Вид полученных аналитических зависимостей и используемые для расчета K_{em} параметры зависят от региона добычи и возраста отложений.

Пермскими учеными Михневичем В.Г. и Тульбовичем Б.И. впервые получены зависимости для оценки K_{em} , в которых наряду с проницаемостью коллектора и вязкостью нефти учитывается содержание в нефти смол и асфальтенов. Позднее Хижняком Г.П. совместно с Михневичем В.Г. и Тульбовичем Б.И. предложено использовать для построения зависимостей K_{em} «коэффициент подвижности» ($K_{подв}$), представляющий собой отношение проницаемости породы к вязкости флюида, для которого определена проницаемость.

За продолжительный период разработки нефтяных месторождений, который для Пермского края насчитывает около пятидесяти лет, в лабораториях ПермНИПИнефть проведено более полутора тысяч определений коэффициента вытеснения нефти. Накоплен значительный объем статистических данных, в результате обработки и анализа которого коллективом авторов с участием диссертанта разработан способ [7, 8] и получены аналитические зависимости для оценки коэффициента вытеснения нефти в башкирских карбонатных [1, 2, 3, 4, 6, 11, 12, 13] и визейских терригенных [3, 4, 5, 6, 9, 10, 12, 14] отложениях месторождений Башкирского свода и Соликамской депрессии Пермского края.

Во **второй главе** дана краткая геолого-физическая характеристика объектов разработки и приведено описание разработанного способа оценки коэффициента вытеснения нефти с привлечением данных стандартных исследований керна.

В диссертационной работе на примере продуктивных отложений двух крупных структур Пермского края рассмотрены территории с различными геолого-тектоническими условиями:

1) платформа – на примере месторождений Башкирского свода, расположенного на юге;

2) прогиб – для месторождений Соликамской депрессии Предуралья Краевого прогиба, расположенной на севере края.

В работе рассмотрены карбонатные башкирские и терригенные визейские продуктивные отложения, содержащие большую часть запасов нефти, для которых были привлечены данные лабораторных определений K_{em} и стандартных исследований керна.

Башкирские карбонатные отложения находятся 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, газопроницаемость – от 0,0214 до 0,576 мкм². Башкирская нефть одноименного свода в среднем легче визейской, а динамическая вязкость изменяется от 5,7 до 16,4 мПа·с.

Продуктивные отложения Соликамской депрессии отличаются меньшими значениями пористости 0,114–0,170, газопроницаемости 0,0062–0,180 мкм² и динамической вязкости нефти 0,88–13 мПа·с.

Визейский терригенный нефтегазоносный комплекс развит на большей части территории Пермского края. Промышленно нефтеносны отложения тульского и бобриковского горизонтов и малиновского надгоризонта, с которыми связано более половины разведанных запасов территории. Из 176 разрабатываемых нефтяных месторождений залежи визейской нефти открыты в 134. Из них 46 месторождений расположены на территории Башкирского свода, 20 в районе Соликамской депрессии.

Пористость и газопроницаемость (по керну) отложений Башкирского свода изменяются от 0,153 до 0,251 д.ед. и от 0,0245 до 3,19 мкм² соответственно, динамическая вязкость нефти различается от 1,87 до 50 мПа·с, при этом общая тенденция такова, что вязкость в пределах Башкирского свода увеличивается в направлении с севера на юг и с востока на запад.

В пределах Соликамской депрессии пористость визейских коллекторов изменяется от 0,092 до 0,195 д.ед., а газопроницаемость – от 0,0126 до 0,922 мкм². Нефть легкая и маловязкая по сравнению с большей частью залежей Башкирского свода, с динамической вязкостью от 0,75 до 6,6 мПа·с.

Стоит отметить, что и карбонатные башкирские и терригенные визейские отложения в пределах свода характеризуются лучшими коллекторскими свойствами по сравнению с территорией Соликамской депрессии, при этом нефти Соликамской депрессии менее вязкие, чем на Башкирском своде.

Разработанный коллективом авторов с участием диссертанта способ оценки $K_{см}$ предполагает обработку данных стандартных исследований керна и результатов лабораторного определения $K_{см}$ с использованием корреляционного, регрессионного и дискриминантного анализа и получение многомерных уравнений оценки $K_{см}$.

Исходной информацией для построения статистических моделей оценки $K_{см}$ служат данные определения $K_{см}$ в лабораторных условиях на моделях пласта продуктивных отложений. Значения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) образцов керна, из которых комплектуется составная модель – пористость K_n , газопроницаемость $K_{прг}$, остаточная водонасыщенность $K_{ов}$, объемная плотность горной породы ρ , усредняются по модели в целом. Затем по этим значениям формируется исходная выборка в виде таблицы (табл. 1), в которую также включается динамическая вязкость нефти μ_n в пластовых условиях и значения комплексных параметров $K_{подв}$ ($K_{подв} = K_{прг} / \mu_n$) и отношения пористости к объемной плотности горной породы K_n / ρ .

Для всех параметров исходной выборки строятся корреляционные поля. По значениям коэффициентов корреляции параметров с $K_{см}$ и уровня статистической значимости определяется степень влияния изучаемых параметров на коэффициент вытеснения. С использованием регрессионного анализа строится многомерное уравнение регрессии, в котором зависимой переменной выступает модельное значение коэффициента вытеснения ($K_{см}^M$), а независимыми - остальные параметры выборки.

Пример исходной выборки

№ п/п	Месторождение	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_{npz} / μ_n , мкм ² /мПа·с	$K_{эм}$, 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
...
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

В общем виде уравнение записывается следующим образом:

$$K_{эм}^M = A_0 + A_1 K_n + A_2 K_{npz} + A_3 K_{ов} + A_4 \rho + A_5 \mu_n + A_6 \frac{K_n}{\rho} + A_7 \frac{K_{npz}}{\mu_n}, \quad (1)$$

где A_0, A_1, \dots, A_7 – регрессионные коэффициенты, определяемые методом наименьших квадратов.

Корреляционное поле модельных $K_{эм}^M$ и экспериментальных значений $K_{эм}$ анализируется на предмет его неоднородности. Наличие в нем обособленных групп значений предполагает разделение исходной выборки на классы, в пределах которых на $K_{эм}$ влияют различные параметры.

Для выделения классов в исходной выборке может применяться дискриминантный анализ, при котором определяются коэффициенты (a_i) линейной дискриминантной функции Z

$$Z = a_0 + a_1 K_n + a_2 K_{npz} + a_3 K_{ов} + a_4 \rho + a_5 \mu_n + a_6 \frac{K_n}{\rho} + a_7 \frac{K_{npz}}{\mu_n}, \quad (2)$$

а также рассчитываются вероятности $P(Z)$ отнесения данных к тому или иному классу: при $P_1(Z) > 0,5$ данные относятся к 1–му классу, при $P_1(Z) < 0,5$ – ко 2–му (рис. 1).

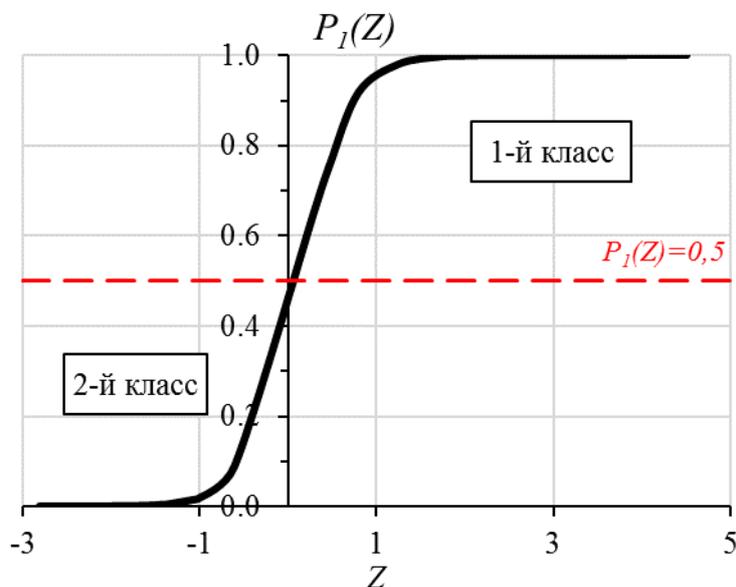


Рис. 1. Пример разделения данных по классам по функции вероятности $P_1(Z)$

Методом пошагового регрессионного анализа строятся регрессионные уравнения оценки K_{em}^M отдельно для каждого класса значений исходной выборки, например:

$$\text{для 1-го класса: } K_{em}^{M1} = A_0^{M1} - A_3^{M1} K_{ов} + A_5^{M1} \mu_n - A_4^{M1} \rho - A_1^{M1} K_n, \quad (3)$$

$$\text{для 2-го класса: } K_{em}^{M2} = A_0^{M2} - A_5^{M2} \mu_n + A_2^{M2} K_{нрг} - A_6^{M2} \frac{K_n}{\rho} - A_4^{M2} \rho. \quad (4)$$

Рассчитанные по (3), (4) модельные значения K_{em}^M , как правило, имеют более высокую сходимость с экспериментальными, чем в случае (1). Использование полученных таким образом многомерных моделей позволяет с высокой точностью оценивать значения коэффициента вытеснения без проведения специальных потоковых исследований.

В **третьей главе** выполнен анализ данных лабораторных исследований и получены модели оценки K_{em} в башкирских карбонатных продуктивных отложениях Башкирского свода и Соликамской депрессии.

Башкирский свод. Исходная выборка для башкирских карбонатных отложений месторождений Башкирского свода составлена по 19 определениям K_{em} для 8 месторождений (табл. 2).

Таблица 2

Характеристики моделей пласта башкирских карбонатных отложений месторождений Башкирского свода

№ п/п	Месторождение	K_n , д.ед.	$K_{нрг}$, мкм ²	$K_{ов}$, д.ед.	ρ , г/см ³	μ_n , мПа·с	K_n / ρ , см ³ /г	$K_{нрг} / \mu_n$, мкм ² /мПа·с	K_{em} , д.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	0,538
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	Калмиарское	0,170	0,1692	0,130	2,23	10,7	0,0762	0,0158	0,577
8	Калмиарское	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

Для всех параметров исходной выборки построены корреляционные поля. Для парных зависимостей определены коэффициенты корреляции r и уровни статистической значимости p (табл. 3).

Параметры, характеризующие ФЕС, хорошо коррелируют между собой. Так, связь пористости и проницаемости имеет коэффициент корреляции $r=0,68$ при уровне статистической значимости $p = 0,001$. $K_{\text{ем}}$ имеет статистически значимые связи с остаточной водонасыщенностью, тем самым и с начальной нефтенасыщенностью ($1-K_{\text{ов}}$), с объемной плотностью породы ρ и параметром K_n/ρ . Корреляционные связи между вязкостью нефти и ФЕС не установлены.

Далее для всей выборки методом пошагового регрессионного анализа получено многомерное уравнение:

$$K_{\text{ем}}^M = 1,9274 - 0,6199K_{\text{ов}} - 0,4852\rho - 2,0792\frac{K_n}{\rho}, R^2=0,64, p<0,0014, \quad (5)$$

где R^2 – коэффициент детерминации. Уравнение (5) подтверждает сделанный по корреляционной матрице (табл. 3) вывод о влиянии параметров $K_{\text{ов}}$, ρ и K_n/ρ на коэффициент вытеснения. Порядок включения параметров выборки в модель (5) определяется степенью их влияния на $K_{\text{ем}}$, т.е. первым в уравнение включен наиболее значимый для $K_{\text{ем}}$ параметр остаточная водонасыщенность ($r = -0,78$), вторым по значимости – объемная плотность породы с коэффициентом $r = -0,52$, третьим – отношение пористости к плотности ($r = 0,46$).

Таблица 3

Корреляционная матрица для выборки башкирских карбонатных отложений месторождений Башкирского свода

	K_n , д.ед.	$K_{\text{прг}}$, мкм ²	$K_{\text{ов}}$, д.ед.	ρ , г/см ³	μ_n , мПа·с	K_n/ρ , см ³ /г	$K_{\text{прг}}/\mu_n$, мкм ² /мПа·с	$K_{\text{ем}}$, д.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
$K_{\text{прг}}$, 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
$K_{\text{ов}}$, 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
$K_{\text{прг}}/\mu_n$, мкм ² /мПа·с							1,00	<u>0,36</u> 0,132
$K_{\text{ем}}$, д.ед.								1,00

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

Сопоставление рассчитанных по уравнению (5) модельных $K_{\text{ем}}^M$ и экспериментальных $K_{\text{ем}}$ значений показывает, что корреляционное поле состоит из двух частей (рис. 2).

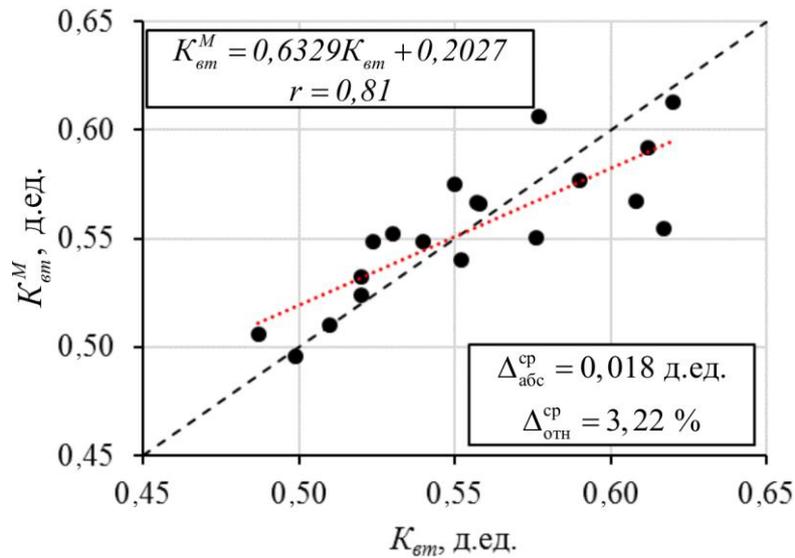


Рис. 2. Корреляционное поле модельных ($K_{эм}^M$) и экспериментальных ($K_{эм}$) значений коэффициента вытеснения для башкирских отложений месторождений Башкирского свода

При значениях $K_{эм} < 0,56$ модельные значения коэффициента вытеснения достаточно хорошо контролируют экспериментальные, при $K_{эм} > 0,56$ разброс значений более существенный. Исходя из этого сделано предположение о том, что на значения $K_{эм}$ в пределах этих групп действуют различные показатели. Для подтверждения этого предположения выполнен пошаговый регрессионный анализ выборки следующим образом:

- данные в табл. 1 ранжировались по значению $K_{эм}$ от минимального к максимальному;

- строилось многомерное уравнение регрессии по первым трем значениям выборки ($N=3$) (табл. 4). Затем уравнение строилось по первым четырем значениям $N = 4$, по первым пяти значениям ($N=5$) и так далее до $N=19$. Уравнение при $N=19$ совпадает с уравнением (1).

Таблица 4

Многомерные уравнения при выполнении пошагового регрессионного анализа для башкирских карбонатных отложений месторождений Башкирского свода

N	Уравнение	Коэффициенты
3	$K_{эм}^M = 0,4808 + 0,2851K_{npz}$	$R^2=0,999$ $p<0,0114$
4	$K_{эм}^M = 0,5013 + 0,3039K_{npz} - 0,0786K_{ов}$	$R^2=0,999$ $p<0,0102$
5	$K_{эм}^M = 0,5127 + 0,2901K_{npz} - 0,1548K_{ов} + 0,0741K_n$	$R^2=0,997$ $p<0,0664$
6	$K_{эм}^M = 0,2228 - 1,0459K_{npz} - 20,6264 \frac{K_{npz}}{\mu_n} + 0,0130\mu_n + 0,0245\rho$	$R^2=0,999$ $p<0,0063$
7	$K_{эм}^M = 0,5119 + 0,4021K_{npz} - 1,8127 \frac{K_{npz}}{\mu_n} - 0,0020\mu_n$	$R^2=0,977$ $p<0,0057$
8	$K_{эм}^M = 0,6889 + 0,4422K_{ов} - 0,0046\mu_n - 0,8282 \frac{K_{npz}}{\mu_n}$	$R^2=0,821$ $p<0,0561$

N	Уравнение	Коэффициенты
9	$K_{\text{вм}}^M = 0,7032 - 0,4912K_{\text{ов}} - 0,0046\mu_n - 0,9180 \frac{K_{\text{нрг}}}{\mu_n}$	$R^2=0,870$ $p<0,0117$
10	$K_{\text{вм}}^M = 0,6292 - 0,4572K_{\text{ов}}$	$R^2=0,689$ $p<0,0030$
11	$K_{\text{вм}}^M = 0,6301 - 0,4606K_{\text{ов}}$	$R^2=0,753$ $p<0,0005$
12	$K_{\text{вм}}^M = 0,6342 - 0,4769K_{\text{ов}}$	$R^2=0,785$ $p<0,0001$
13	$K_{\text{вм}}^M = 0,6423 - 0,4989K_{\text{ов}}$	$R^2=0,642$ $p<0,0010$
14	$K_{\text{вм}}^M = 0,6420 - 0,4977K_{\text{ов}}$	$R^2=0,710$ $p<0,0002$
15	$K_{\text{вм}}^M = 1,7100 - 0,5927K_{\text{ов}} - 1,0804K_n - 0,3843\rho$	$R^2=0,771$ $p<0,0008$
16	$K_{\text{вм}}^M = 0,1740 - 0,6790K_{\text{ов}} - 0,0042\mu_n - 0,2071\rho$	$R^2=0,756$ $p<0,0006$
17	$K_{\text{вм}}^M = 0,8185 - 0,7148K_{\text{ов}} - 0,0040\mu_n - 0,4704K_n$	$R^2=0,778$ $p<0,0002$
18	$K_{\text{вм}}^M = 0,6844 - 0,6468K_{\text{ов}}$	$R^2=0,539$ $p<0,0005$
19	$K_{\text{вм}}^M = 1,9274 - 0,6199K_{\text{ов}} - 0,4852\rho - 2,0792 \frac{K_n}{\rho}$	$R^2=0,635$ $p<0,0014$

Использование данного подхода позволяет проследить в динамике влияние параметров выборки на $K_{\text{вм}}$ во всем диапазоне его изменения.

Для первых значений исходной выборки ($N=3, 4, 5, \dots, 9$) формирование $K_{\text{вм}}$ происходит под влиянием газопроницаемости, остаточной водонасыщенности, вязкости нефти и коэффициента подвижности. Далее, при $N=10\dots 14$, в уравнения включена только остаточная водонасыщенность, а при $N=15\dots 19$ на значение $K_{\text{вм}}$ влияют $K_{\text{ов}}$, K_n , ρ , μ_n и параметр K_n/ρ .

В корреляционном поле $R^2 - K_{\text{вм}}$ выделяются две группы значений: при $K_{\text{вм}}<0,57$ и при $K_{\text{вм}}>0,57$. Линейная дискриминантная функция Z , разделившая выборку башкирских карбонатных отложений месторождений Башкирского свода на два класса по значениям остаточной водонасыщенности, плотности породы и пористости, имеет вид

$$Z = 96,2606 + 48,8722K_{\text{ов}} - 41,1925\rho - 78,8568K_n, R^2=0,77 \text{ и } p<0,00003. \quad (6)$$

Из корреляционной матрицы (табл. 5) видно, что некоторые параметры имеют близкие коэффициенты корреляции в обоих классах, например, K_n с ρ и K_n/ρ ; $K_{\text{нрг}}$ с ρ , K_n/ρ и $K_{\text{нрг}}/\mu_n$ и др. Однако для параметров K_n с $K_{\text{нрг}}$, $K_{\text{ов}}$ и $K_{\text{нрг}}/\mu_n$; $K_{\text{ов}}$ с ρ , K_n/ρ и $K_{\text{вм}}$; ρ с μ_n ; μ_n с $K_{\text{нрг}}/\mu_n$ эти связи различны по величине r , а для $K_{\text{нрг}}$ с μ_n ; μ_n с $K_{\text{вм}}$ – по знаку. Сильное статистически значимое влияние $K_{\text{ов}}$ на $K_{\text{вм}}$ отмечено для значений 1–го класса, для 2–го это влияние снижается. Для первого класса зависимость $K_{\text{вм}}$ от вязкости практически отсутствует в отличие от второго класса. Таким образом установлено, что в пределах выделенных классов на $K_{\text{вм}}$ влияют различные параметры и многомерные уравнения должны строиться для двух классов отдельно.

Корреляционная матрица для двух классов башкирских отложений месторождений Башкирского свода

	Класс	K_n , д.ед.	K_{npz} , мкм ²	$K_{ов}$, д.ед.	ρ , г/см ³	μ_n , мПа·с	K_n/ρ , см ³ /г	K_{npz}/μ_n , мкм ² / мПа·с	K_{em} , д.ед.
K_n , д.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_{npz} , 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
$K_{ов}$, д.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_{npz}/μ_n , мкм ² /мПа·с	1							1,00	-0,03
	2							1,00	0,62
K_{em} , д.ед.	1								1,00
	2								1,00

В результате получены следующие уравнения регрессии:

для 1–го класса:

$$K_{em}^{M1} = 6,2282 - 0,5105K_{ов} + 0,0122\mu_n - 2,2167\rho - 4,3314K_n, R^2=0,98 \text{ и } p<0,0014; \quad (7)$$

для 2–го класса:

$$K_{em}^{M2} = 2,2325 - 0,0079\mu_n + 0,2005K_{npz} - 3,4625\frac{K_n}{\rho} - 0,5951\rho, R^2=0,94 \text{ и } p<0,0032. \quad (8)$$

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

Сопоставление рассчитанных по уравнениям (7), (8) модельных $K_{em}^{M1,2}$ и экспериментальных K_{em} значений показывает, что они хорошо контролируют друг друга (рис. 3), при этом средняя относительная погрешность оценки не превышает 0,93 %.

Границы применимости разработанных моделей приведены в табл. 6.

Разделение исходной выборки на классы обосновано, так как средние значения ряда параметров выделенных классов отличаются между собой. При близких значениях вязкости нефти 1–й класс характеризуется худшими, по сравнению со 2-м, коллекторскими свойствами – значениями пористости, проницаемости и остаточной водонасыщенности.

Таким образом, выделение классов привело к существенному увеличению точности оценки коэффициента вытеснения, при этом погрешность оценки модельных значений уменьшилась в 2,6 раза.

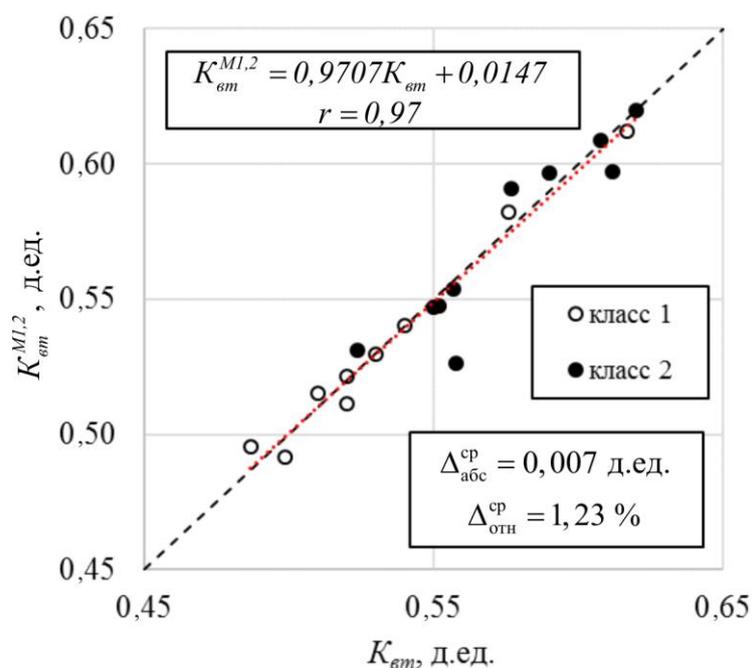


Рис. 3. Поле корреляции модельных и экспериментальных значений коэффициента вытеснения для двух классов башкирских карбонатных отложений месторождений Башкирского свода $K_{вт}^{M1,2}$, д.ед.

Таблица 6

Диапазон изменения и средние значения параметров выборки для двух классов башкирских отложений месторождений Башкирского свода

Параметр	1-й класс	2-й класс
K_n , д.ед.	$\frac{0,128-0,198}{0,154}$	$\frac{0,124-0,226}{0,171}$
$K_{нрг}$, мкм ²	$\frac{0,0214-0,260}{0,1017}$	$\frac{0,034-0,576}{0,2022}$
$K_{ов}$, д.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	$\frac{0,0542-0,0912}{0,0676}$	$\frac{0,0523-0,1081}{0,0754}$
$K_{нрг}/\mu_n$, мкм ² /мПа·с	$\frac{0,0014-0,0404}{0,0104}$	$\frac{0,0028-0,0413}{0,0164}$
$K_{вт}$, д.ед.	$\frac{0,487-0,617}{0,533}$	$\frac{0,524-0,620}{0,575}$

Примечание: в числителе – диапазон изменения параметра, в знаменателе – среднее значение.

Соликамская депрессия. Исходная выборка башкирских карбонатных отложений месторождений Соликамской депрессии составлена по 20 определениям $K_{вт}$ для 10 месторождений.

Все параметры корреляционной матрицы, кроме вязкости нефти, хорошо коррелируют между собой (табл. 7). Коэффициент вытеснения тесно связан с пористостью K_n , остаточной водонасыщенностью $K_{ов}$ и отношением K_n/ρ .

Корреляционная матрица для выборки башкирских карбонатных отложений Соликамской депрессии

	K_n , д.ед.	K_{npz} , мкм ²	$K_{ов}$, д.ед.	ρ , г/см ³	μ_n , МПа·с	K_n/ρ , см ³ /г	K_{npz}/μ_n , мкм ² /МПа·с	$K_{эм}$, д.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_{npz} , мкм ²		1,00	<u>-0,63</u> 0,003	<u>-0,68</u> 0,001	<u>0,39</u> 0,085	<u>0,72</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> 0,000	<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> 0,272	<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_{npz}/μ_n , мкм ² /МПа·с							1,00	<u>0,54</u> 0,015
$K_{эм}$, д.ед.								1,00

Многомерное уравнение регрессии для $K_{эм}^M$ имеет вид

$$K_{эм}^M = -0,1782 + 32,2373 K_n - 0,6420 K_{ов} - 60,2686 \frac{K_n}{\rho}, R^2 = 0,84, p < 0,00001. \quad (9)$$

Сопоставление модельных и экспериментальных значений коэффициента вытеснения показывает, что корреляционное поле имеет большой разброс данных относительно линии равных значений (рис. 4, а).

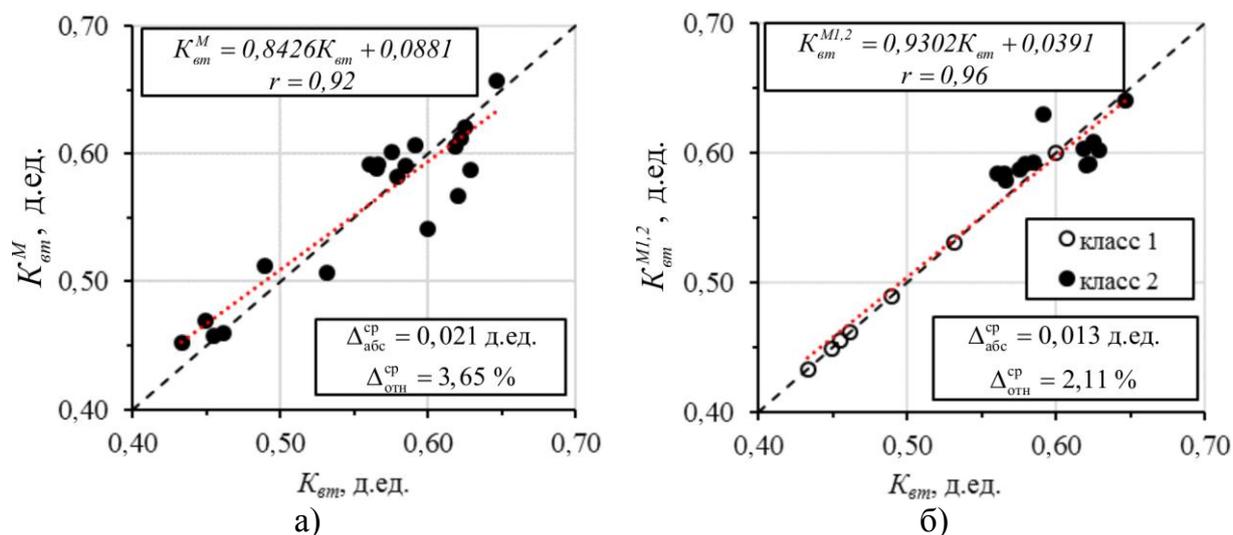


Рис. 4. Корреляционное поле модельных $K_{эм}^M$ и экспериментальных $K_{эм}$ значений коэффициента вытеснения в башкирских отложениях месторождений Соликамской депрессии: а – без разделения на классы; б – с разделением на классы.

Для разделения исходной выборки на два класса получена дискриминантная функция:

$$Z = 101,442 - 191,381 K_n + 29,490 K_{ов} + 13,620 K_{npz} - 35,118 \rho, R^2 = 0,84, p < 0,00001. \quad (10)$$

Для каждого класса построены уравнения регрессии:

Многомерное уравнение для выборки визейских терригенных отложений Башкирского свода имеет вид

$$K_{em}^M = 0,6056 + 0,0265K_{npz} - 0,3229K_{ov} + 0,1921 \frac{K_{npz}}{\mu_n}, R^2 = 0,69, p < 10^{-5}, N=71. \quad (13)$$

В уравнении (13) значение K_{em}^M формируется в первую очередь под влиянием газопроницаемости породы K_{npz} , затем величины остаточной водонасыщенности K_{ov} и коэффициента подвижности K_{npz}/μ_n .

При сопоставлении модельных и экспериментальных значений коэффициента вытеснения (рис. 5) можно условно выделить три области значений:

- 1) при $K_{em} < 0,52$ (левее красного прямоугольника) модельные значения K_{em}^M превышают экспериментальные значения K_{em} ;
- 2) при $K_{em} > 0,65$ (правее красного прямоугольника) модельные значения ниже экспериментальных значений K_{em} ;
- 3) в пределах красного прямоугольника – модельные и фактические значения K_{em} слабо коррелируют между собой.

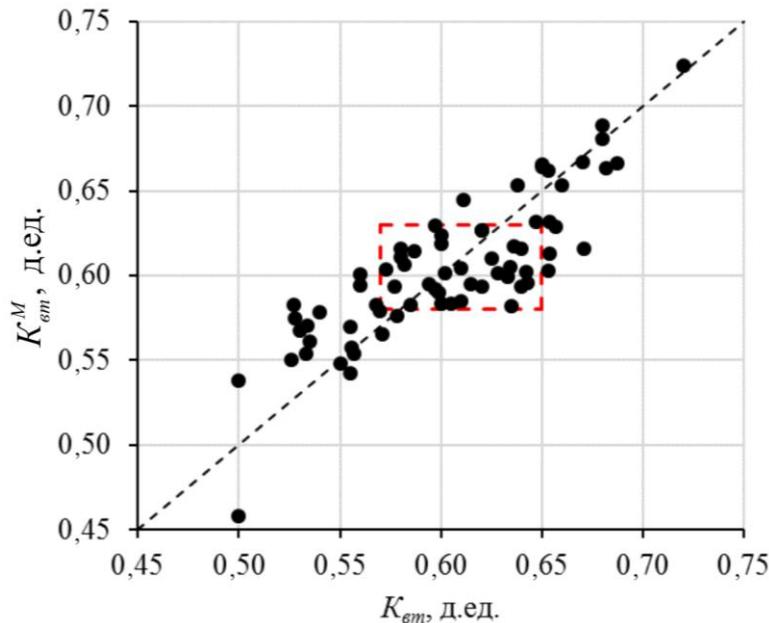


Рис. 5. Корреляционное поле модельных K_{em}^M и экспериментальных K_{em} значений коэффициента вытеснения для визейских терригенных отложений месторождений Башкирского свода

В зависимости коэффициента подвижности от вязкости нефти (рис. 6, а) также выделяются три области значений:

- 1) при малом изменении вязкости нефти характеризуется наибольшим изменением $K_{подв}$ от максимального значения 0,353 до 0,123 (синий цвет);
- 2) при значительном изменении вязкости нефти μ_n от 17,7 до 50 мПа·с значения $K_{подв}$ изменяются незначительно (красный цвет);
- 3) связь между $K_{подв}$ и μ_n слабая или отсутствует (зеленый цвет).

Наличие трех областей, или трех классов в исходной выборке подтверждается и корреляционным полем $K_{подв} - K_{npz}$ (рис. 6, б).

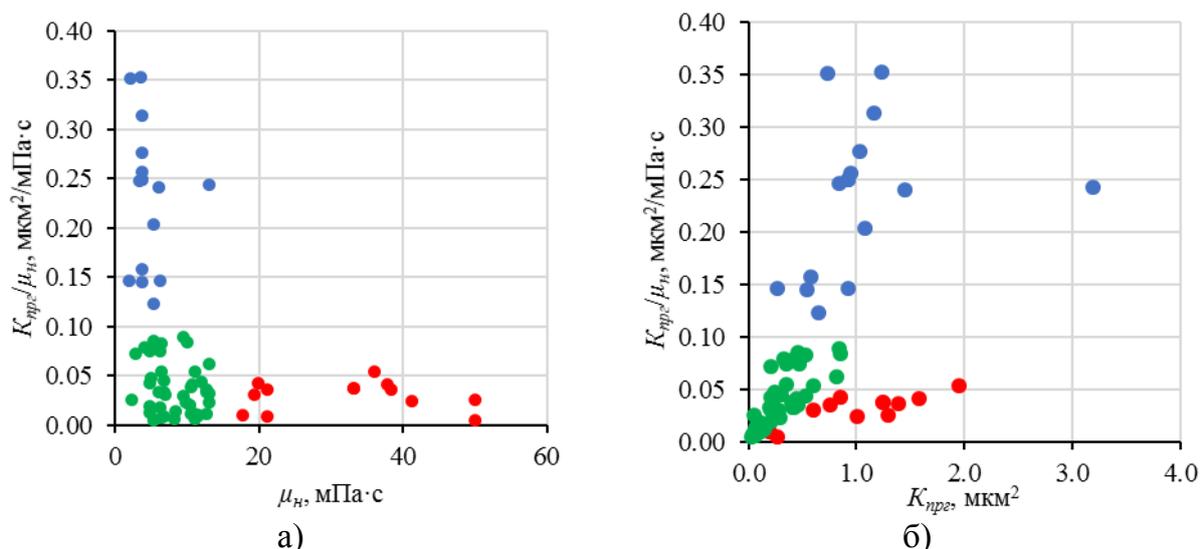


Рис. 6. Зависимость коэффициента подвижности от вязкости нефти (а) и проницаемости коллектора (б)

Для трех выделенных классов получены многомерные уравнения:

для 1–го класса:

$$K_{\text{вт}}^{M1} = 0,5883 - 0,3541K_{\text{ов}} + 0,0291K_{\text{npz}} + 0,2358 \frac{K_{\text{npz}}}{\mu_n}, R^2 = 0,82, p < 10^{-4}, N=16; \quad (14)$$

для 2–го класса:

$$K_{\text{вт}}^{M2} = -0,5486 - 0,7384K_{\text{ов}} + 1,9497K_n + 0,3784\rho, R^2 = 0,85, p < 3,4 \cdot 10^{-4}, N=13; \quad (15)$$

для 3–го класса:

$$K_{\text{вт}}^{M3} = 0,8217 + 0,9362 \frac{K_{\text{npz}}}{\mu_n} - 0,1975K_{\text{ов}} - 0,1161\rho, R^2 = 0,65, p < 10^{-5}, N=42. \quad (16)$$

Модельные значения коэффициента вытеснения для 1–го и 2–го классов, рассчитанные по уравнениям (14), (15), лежат достаточно близко к линии равных значений (рис. 7).

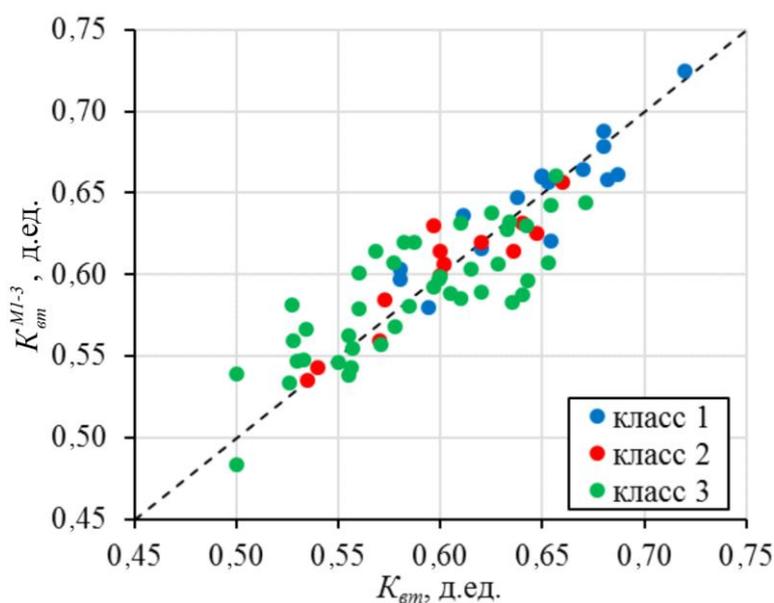


Рис. 7. Корреляционное поле модельных и экспериментальных значений $K_{\text{вт}}$ для трех классов визейских терригенных отложений БС $K_{\text{вт}}^{M1-3}$, д.ед.

Корреляционное поле значений 3–го класса при $K_{эм} < 0,6$ находится в основном выше линии равных значений, т.е. смещено в сторону модельных значений, при $K_{эм} > 0,6$ – в основном ниже линии равных значений, т.е. смещено в сторону экспериментальных. Можно предположить, что выборка для 3–го класса объединяет две группы значений с границей между ними в районе $K_{эм} = 0,6$. Дискриминантная функция разделила выборку 3–го класса на два подкласса, для каждого из которых построено многомерное уравнение регрессии:

для 1–го подкласса:

$$K_{эм}^{M3-1} = 0,5501 - 0,1500K_{оэ} + 1,7990 \frac{K_{нрз}}{\mu_n}, R^2 = 0,62, p < 10^{-5}, N=31; \quad (17)$$

для 2–го подкласса:

$$K_{эм}^{M3-2} = 0,5214 + 2,0426 \frac{K_{нрз}}{\mu_n} - 0,6285K_{оэ}, R^2 = 0,77, p < 5,18 \cdot 10^{-3}, N=11. \quad (18)$$

Уравнения (17) и (18) включают одни параметры, но различаются их порядком в уравнениях и значениями регрессионных коэффициентов.

В уравнении для 1–го подкласса, который характеризуется более низкими ФЕС, на первом месте стоит остаточная водонасыщенность. Это означает, что для 1–го подкласса $K_{эм}$ в первую очередь зависит от начальной нефтенасыщенности.

Для 2–го подкласса с лучшими ФЕС $K_{эм}$ в первую очередь определяется фильтрационным параметром – коэффициентом подвижности.

Таким образом, выборку для визейских терригенных отложений месторождений Башкирского свода удалось описать четырьмя регрессионными уравнениями (14), (15), (17) и (18), что позволило снизить относительную погрешность оценки модельных значений $K_{эм}$ в 1,4 раза (рис. 8).

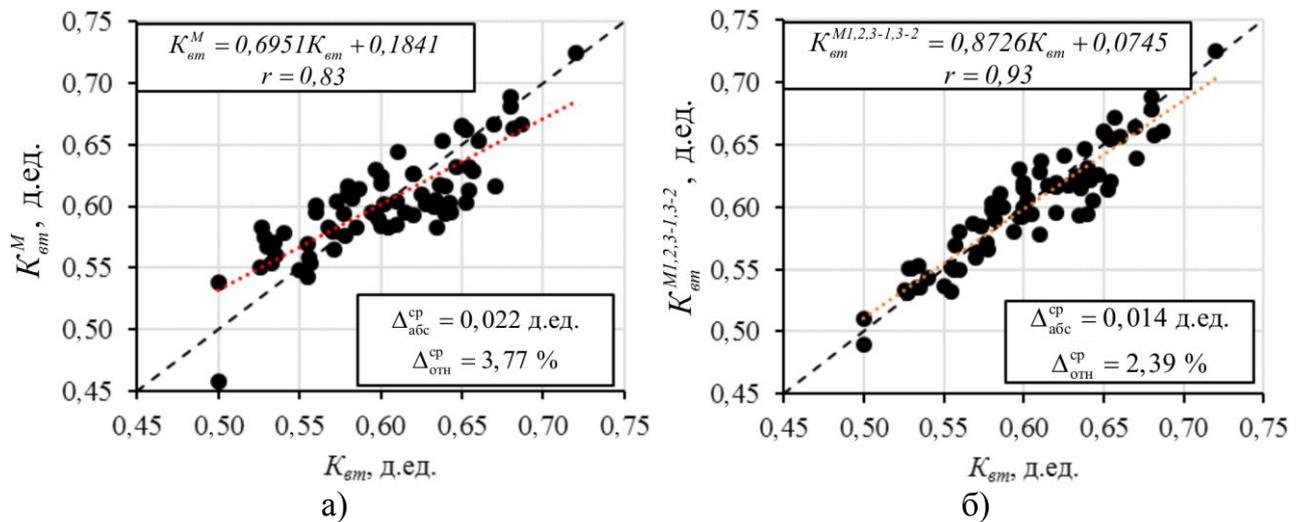


Рис. 8. Сопоставление модельных и экспериментальных значений $K_{эм}$ для визейских терригенных отложений БС: а – до выделения классов; б – после выделения классов и подклассов в исходной выборке

Соликамская депрессия. Исходная выборка визейских терригенных отложений Соликамской депрессии была составлена по 46 определениям $K_{эм}$ для 11 месторождений. Из корреляционной матрицы (табл. 9) следует, что все рассмотренные в ней параметры, за исключением вязкости нефти, хорошо коррелируют друг с другом.

Корреляционная матрица для выборки визейских терригенных отложений месторождений Соликамской депрессии

	K_n , д.ед.	K_{npz} , мкм ²	$K_{ов}$, д.ед.	ρ , г/см ³	μ_n , мПа·с	K_n/ρ , см ³ /г	K_{npz}/μ_n , мкм ² /мПа·с	$K_{эм}$, д.ед.
K_n , д.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>0,65</u> 0,000
K_{npz} , 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>0,61</u> 0,000
$K_{ов}$, д.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>-0,76</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> 0,003	<u>-0,61</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> 0,007	<u>0,66</u> 0,000
K_{npz}/μ_n , мкм ² /мПа·с							1,00	<u>0,55</u> 0,000
$K_{эм}$, д.ед.								1,00

Многомерное уравнение регрессии для всей выборки имеет вид

$$K_{эм}^M = 0,6978 - 0,4725K_{ов} + 0,0943 \frac{K_{npz}}{\mu_n}. \quad (19)$$

В корреляционном поле (рис. 9, а) при $K_{эм} < 0,62$ (левее красной линии) модельные значения $K_{эм}^M$, рассчитанные по уравнению (19), находятся преимущественно выше экспериментальных значений $K_{эм}$ и имеют больший разброс по сравнению с правой частью поля, в которой значения $K_{эм}^M$ преимущественно ниже экспериментальных.

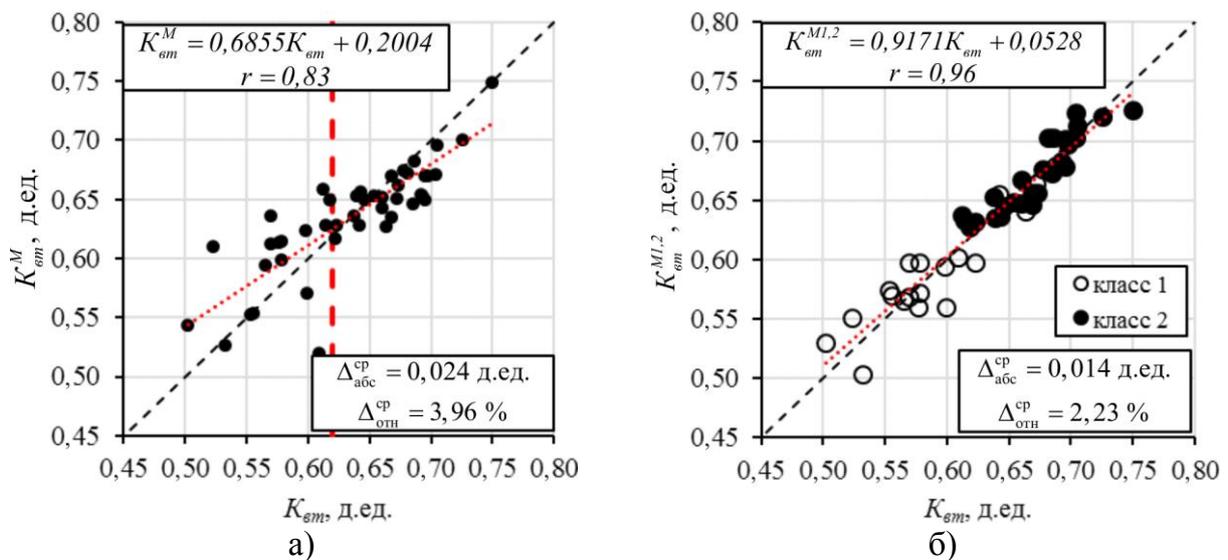


Рис. 9. Корреляционное поле модельных и экспериментальных значений $K_{эм}$ в визейских терригенных отложениях Соликамской депрессии: а - до выделения классов, б - после выделения классов и подклассов в исходной выборке

При обработке данных с использованием регрессионного и дискриминантного анализов в исходной выборке выделено два класса значений. Дискриминантная функция Z , разделившая выборку на два класса, имеет вид

$$Z = -56,7220 + 132,0232K_n - 13,2649K_{ов} - 5,3172K_{нрз} + 17,8673\rho, R^2 = 0,77, p < 10^{-5}. \quad (20)$$

Для каждого из двух классов получены линейные регрессионные уравнения:
для 1-го класса:

$$K_{эм}^{M1} = -0,5483 - 0,2514K_{ов} + 0,4811\rho + 2,6959 \frac{K_{нрз}}{\mu_n} - 1,1552K_{нрз} + 0,0159\mu_n, \quad (21)$$

$$R^2 = 0,79, p < 0,001,$$

для 2-го класса:

$$K_{эм}^{M2} = 0,7885 - 0,0759 \frac{K_{нрз}}{\mu_n} - 0,7088K_{ов} - 0,0203\mu_n + 0,0671K_{нрз}, R^2 = 0,81, p < 10^{-5}. \quad (22)$$

Для отложений 1-го класса с более низкими коллекторскими свойствами первоочередное влияние на $K_{эм}$ оказывает остаточная водонасыщенность, т.е. начальная нефтенасыщенность. Для более высоких ФЕС 2-го класса $K_{эм}$ формируется в первую очередь под влиянием подвижности.

Сопоставление модельных и экспериментальных значений коэффициента вытеснения с учетом деления на классы (см. рис. 9, б) показало, что они хорошо контролируют друг друга. Разделение исходной выборки на два класса позволило снизить погрешность оценки $K_{эм}$ в 1,8 раза.

Апробация многомерных моделей (21) и (22) для оценки нефтевытеснения визейских продуктивных отложений Соликамской депрессии была выполнена на контрольной выборке для пласта Тл Уньвинского и Логовского месторождений и пласта Бб Ростовицкого, Жилинского, Чашкинского и Юрчукского месторождений, для которых имеются лабораторные определения коэффициента вытеснения [5]. Расчеты показали, что данные зависимости позволяют достаточно точно оценить значение $K_{эм}$. В результате расчетов в 12 случаях из 18 точность оценки превысила 95 %, в 5 случаях она была более 90 %, и лишь в 1 случае относительная погрешность $\Delta K_{эм}^M$ равна 10,1 %, а в среднем по выборке составила 3,87 %.

Сопоставление многомерных моделей оценки $K_{эм}$ визейских терригенных отложений платформы (Башкирский свод) и прогиба (Соликамская депрессия) – свидетельствует об их отличии. В условиях платформы на коэффициент вытеснения во всем диапазоне коллекторских свойств влияют, в первую очередь, емкостные характеристики – остаточная водонасыщенность (т.е. начальная нефтенасыщенность) и пористость. В продуктивных отложениях прогиба (Соликамская депрессия) в породах с низкими коллекторскими свойствами $K_{эм}$ контролируется остаточной водонасыщенностью, а в породах с высокими коллекторскими свойствами – подвижностью.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

Установлено, что коэффициент вытеснения может быть оценен по определяемым при стандартных исследованиях керна параметрам пористость, абсолютная проницаемость, объемная плотность породы и вязкость нефти.

Точность оценки $K_{эм}$ увеличивается при применении разработанной с участием автора и защищенной патентами методики.

Получены многомерные модели оценки коэффициента вытеснения нефти в карбонатных башкирских и визейских терригенных отложениях месторождений Башкирского свода и Соликамской депрессии Пермского края.

Установлено, что для продуктивных отложений Башкирского свода, относящегося к структурам платформенного типа, величина K_{em} определяется в первую очередь емкостным параметром – начальной нефтенасыщенностью, а также вязкостью нефти.

В продуктивных отложениях Соликамской депрессии Предуралья величина K_{em} зависит преимущественно от фильтрационных параметров – проницаемости и подвижности.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Публикации в изданиях, входящих в перечень ВАК

1. 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.

2. Гладких Е.А., Хижняк Г.П., Галкин В.И. Оценка коэффициента вытеснения нефти на основе стандартных исследований ядра месторождений Пермского края // Нефтяное хозяйство. – 2017. - № 8. – С. 90–93. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-8-90-93 **SCOPUS**

3. Способ оценки коэффициента вытеснения нефти на основе стандартных исследований ядра / 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. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.3.3.

4. 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" (AIME 2017) (27-29 July, 2017, Tomsk, Russia). – 2017. – Vol. 133. – P. 240–247. DOI: 10.2991/aime-17.2017.40 **WoS**

5. 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. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-4-58-61. **SCOPUS**

6. 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. **SCOPUS**

Патенты

7. Пат. 2653178 Российская Федерация, МПК G 01 N 15/08, Способ определения коэффициента вытеснения нефти башкирских карбонатных отложений Башкирского свода / Галкин В.И., Гладких Е.А., Хижняк Г.П.; заявитель и патентообладатель Галкин В.И., Гладких Е.А., Хижняк Г.П. - № 2017116297; заявл. 10.05.2017; опубл. 07.05.2018, Бюл. № 13.

8. Пат. 2654315 Российская Федерация, МПК G 01 N 15/08, Способ определения коэффициента вытеснения нефти башкирских карбонатных отложений Соликамской депрессии / Галкин В.И., Гладких Е.А., Хижняк Г.П.; заявитель и патентообладатель Галкин В.И., Гладких Е.А., Хижняк Г.П. - № 2017116296; заявл. 10.05.2017; опубл. 17.05.2018, Бюл. № 14.

В других изданиях

9. Гладких Е.А., Галкин В.И., Хижняк Г.П. Об оценке коэффициента вытеснения нефти визейских терригенных отложений // Современные тенденции развития науки и технологий : материалы XXIV Междунар. науч.-практ. конф. (г. Белгород, 31 марта 2017 г.). – Белгород, 2017. – № 3–2. – С. 62–66.

10. Гладких Е.А., Галкин В.И., Хижняк Г.П. К вопросу определения коэффициента вытеснения нефти водой для визейских терригенных отложений месторождений Соликамской депрессии Пермского края // Новая наука: история становления, современное состояние, перспективы развития : сб. ст. по материалам Междунар. науч.-практ. конф. (8 апреля 2017 г.). – Пермь, 2017. – С. 211–213.

11. 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.

12. Гладких Е.А., Хижняк Г.П. Способ оценки коэффициента вытеснения нефти // Нефть и газ – 2017 : материалы 71-й Междунар. молодеж. науч. конф. (18-20 апреля 2017 г.). – М., 2017. – С. 199.

13. Гладких Е.А., Галкин В.И., Хижняк Г.П. Оценка коэффициента вытеснения нефти по стандартным исследованиям керна // Геология и полезные ископаемые Западного Урала : материалы Всерос. науч.-практ. конф. с междунар. участием (23-24 мая 2017 г.). – Пермь, 2017. – С. 83–86.

14. 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.