

УДК 550.822.2/3:622.276

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2017

СПОСОБ ОЦЕНКИ КОЭФФИЦИЕНТА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ НА ОСНОВЕ СТАНДАРТНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНА

Е.А. Гладких, Г.П. Хижняк, В.И. Галкин, Н.А. Попов¹

Пермский национальный исследовательский политехнический университет (614990, Россия, г. Пермь, Комсомольский пр., 29)
¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (614066, Россия, г. Пермь, ул. Советской Армии, 29)

METHOD FOR EVALUATION OF OIL DISPLACEMENT COEFFICIENT BASED ON CONVENTIONAL CORE ANALYSIS

Evgeniy A. Gladkikh, Grigoriy P. Khizhnyak, Vladislav I. Galkin, Nikita A. Popov¹

Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)
¹PermNIPneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm (29 Sovetskoy Armii st., Perm, 614066, Russian Federation)

Получена / Received: 06.06.2017. Принята / Accepted: 25.07.2017. Опубликовано / Published: 15.09.2017

Ключевые слова:

коэффициент вытеснения нефти, керн, аналитическая зависимость, дискриминантный анализ, регрессионный анализ, статистическая модель, вязкость нефти, пористость, проницаемость, остаточная водонасыщенность, объемная плотность породы, стандартные исследования керна, терригенные отложения, карбонатные отложения, регрессионное уравнение.

Key words:

oil displacement coefficient, core, analytical dependence, discriminant analysis, regression analysis, statistical model, oil viscosity, porosity, permeability, irreducible water saturation, rock bulk density, conventional core analysis, clastic deposits, carbonate deposits, regression equation.

Статья посвящена проблеме оценки коэффициента вытеснения нефти, определение которого является обязательным этапом при подсчете извлекаемых запасов, технико-экономическом обосновании коэффициента извлечения нефти и осуществлении контроля разработки месторождений. Сложность его лабораторного определения обусловлена трудоемкостью и длительностью опытов. При недостаточном для фильтрационных экспериментов количестве керна или его полном отсутствии коэффициент вытеснения оценивается либо по аналогии с соседними месторождениями, либо по аналитическим зависимостям, получение которых является актуальной задачей.

В процессе обобщения и анализа значительного объема экспериментальных данных авторами разработан способ оценки коэффициента вытеснения нефти без его лабораторного определения. Предложенный способ основан на использовании данных ранее проведенных исследований для построения статистических моделей оценки коэффициента вытеснения с использованием линейного пошагового регрессионного и дискриминантного анализа.

Для реализации способа, наряду с вязкостью нефти, требуется знание фильтрационно-емкостных параметров: пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности, а также объемной плотности породы, определяемых при стандартных исследованиях керна.

В работе приведены основные этапы реализации способа для визейских терригенных отложений месторождений Башкирского свода и Соликамской депрессии Пермского края, а также результаты его применения для башкирских карбонатных отложений указанных тектонических элементов. В процессе анализа исходных данных установлено наличие классов значений, для которых статистически обоснованы регрессионные уравнения, демонстрирующие высокую близость модельных и экспериментальных значений коэффициента вытеснения. По параметрам, входящим в уравнения, сделан вывод об исключительном влиянии начальной нефтенасыщенности на коэффициент вытеснения. Показано, что в коллекторах с низкими фильтрационными характеристиками коэффициент вытеснения определяется их емкостными свойствами.

The article is devoted to the problem of evaluation of oil displacement coefficient. Determination of oil displacement coefficient is essential stage for estimation of recoverable reserves, feasibility study of oil recovery factor and control of field development. Complexity of its laboratory determination is caused by labor intensity and duration of a process. When the number of cores is not enough for flow experiments or absent oil recovery factor is evaluated either similarly to neighbor fields or by analytical dependencies that are important to obtain.

During the generalization and analysis of a significant amount of experimental data the authors developed a method for estimation of oil displacement coefficient without its laboratory determination. A proposed method is based on use of data from previous studies to built statistical models for estimation of displacement coefficient using linear step-by-step regression and discriminant analysis.

In order to implement the method along with oil viscosity, knowledge of reservoir parameters such as porosity, permeability, irreducible water saturation and bulk density of a rock, determined by conventional core studies, is required.

The main stages of implementation of the method for Visean clastic deposits of the Bashkir arch and Solikamsk depression of the Perm Region are presented. Results of implementation of the method for Bashkir carbonate deposits of the indicated tectonic elements are presented as well. Analysis of initial data allow establishing that there are classes of values for which regression equations are statistically justified. According to the equations model and experimental values of the displacement coefficients are very close to each other. It was concluded based on parameters of the equations that there is abnormal influence of initial oil saturation on the displacement coefficient. It is shown that for reservoirs of low flow characteristics a displacement coefficient is determined by their capacitive properties.

Гладких Евгений Александрович – заведующий лабораторией моделирования процессов фильтрации и повышения нефтеотдачи (тел.: +007 342 219 85 44, e-mail: gladkih.ea@mail.ru). Контактное лицо для переписки.

Хижняк Григорий Петрович – доктор технических наук, доцент кафедры нефтегазовых технологий (тел.: +007 342 219 82 92, e-mail: xgp@mail.ru).

Галкин Владислав Игнатьевич – доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедрой геологии нефти и газа (тел.: +007 342 219 80 17, e-mail: vgalkin@pstu.ru).

Попов Никита Андреевич – заведующий лабораторией стандартных исследований (тел.: +007 342 717 01 23, e-mail: Nikita.Popov@pnn.lukoil.com).

Evgeniy A. Gladkikh (Author ID in Scopus: 6601914558) – Head of the Laboratory of Modelling of Flow and Enhanced Oil Recovery (tel.: +007 342 219 85 44, e-mail: gladkih.ea@mail.ru). The contact person.

Grigoriy P. Khizhnyak (Author ID in Scopus: 36711848000) – Doctor of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Technologies (tel.: +007 342 219 82 92, e-mail: xgp@mail.ru).

Vladislav I. Galkin (Author ID in Scopus: 55418067700) – Doctor of Geology and Mineralogy, Professor, Head of the Department of Oil and Gas Geology (tel.: +007 342 219 80 17, e-mail: vgalkin@pstu.ru).

Nikita A. Popov – Head of the Laboratory for Conventional Studies (tel.: +007 342 717 01 23, e-mail: Nikita.Popov@pnn.lukoil.com).

Введение

Определение коэффициента вытеснения нефти является обязательным этапом при подсчете извлекаемых запасов, технико-экономическом обосновании коэффициента извлечения нефти и осуществлении контроля за разработкой месторождений. Для этого необходимо проведение лабораторных экспериментов с использованием реальных кернов и пластовых флюидов в условиях, моделирующих естественное залегание [1–6]. Этим обусловлена трудоемкость, сложность и длительность лабораторных исследований. При невозможности лабораторного определения коэффициента вытеснения его значение оценивается либо по аналогии с соседними месторождениями [7–9], либо по аналитическим зависимостям [10–15], получение которых является актуальной задачей.

За почти полувековой период исследований коэффициента вытеснения в Пермском крае накоплен значительный объем экспериментальных данных, включающий более 1100 лабораторных экспериментов для 170 месторождений и 400 объектов разработки. Такой объем статистических данных может послужить основой для разработки моделей для оценки коэффициента вытеснения.

Авторами предложен способ, который позволяет по значениям параметров, определяемых при стандартных исследованиях керна, а также известным значениям вязкости нефти, с высокой точностью оценить значение коэффициента вытеснения без его лабораторного определения [16, 17]. В работе представлены основные этапы реализации данного способа для залежей нефти в визейских терригенных отложениях и полученные результаты для карбонатных башкирских отложений месторождений Башкирского свода и Соликамской депрессии. В результате применения способа статистически обоснованы регрессионные уравнения для оценки коэффициента вытеснения.

Геолого-физическая характеристика объекта исследования

Визейский терригенный нефтегазоносный комплекс. Представлен отложениями малиновского, тувльского и бобриковского горизонтов, играет особую роль для нефтяной промышленности Пермского края. С этими отложениями связано более половины разведанных запасов нефти для данной территории. Из 176 разрабатываемых нефтяных

месторождений (по состоянию на 1 января 2015 г.) залежи визейской нефти открыты в 134. Из них 46 месторождений расположены на территории Башкирского свода, 20 – в районе Соликамской депрессии. Геолого-физические условия в пределах Башкирского свода могут значительно отличаться, например, пористость и газопроницаемость (по образцам керна) изменяются от 0,153 до 0,251 долей ед. и от 0,0245 до 3,19 мкм² соответственно, 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 долей ед. (д. ед.), а газопроницаемость – от 0,0126 до 0,922 мкм². Нефть легкая и маловязкая по сравнению с большей частью залежей Башкирского свода, вязкость изменяется от 0,75 до 6,6 мПа·с.

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 долей ед., газопроницаемость от 0,0214 до 0,576 мкм². Башкирская нефть одноименного свода в среднем легче визейской, а вязкость изменяется от 5,7 до 16,4 мПа·с.

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

Визейские терригенные отложения

Башкирский свод

По 71-му лабораторному определению коэффициента вытеснения¹ была составлена исходная выборка для визейских терригенных отложений (табл. 1), охватывающая 27 месторождений Башкирского свода.

По этим данным были построены корреляционные поля и определены коэффициенты корреляции r (см. матрицу).

¹ Работа выполнена с использованием УНУ «Установка для моделирования технологий водогазового воздействия с целью повышения нефтеотдачи пластов» ЦКП «Центр фильтрационно-емкостных свойств горных пород» Пермского национального исследовательского политехнического университета.

Таблица 1

Сводные данные лабораторных определений коэффициента вытеснения в визейских терригенных отложениях месторождений Башкирского свода

№ п/п	Месторождение	$K_{п,}$ д. ед.	$K_{прг,}$ мкм ²	$K_{ов,}$ д. ед.	$\rho,$ г/см ³	$\mu_{н,}$ мПа·с	$K_{п/\rho,}$ см ³ /Г	$K_{прг/\mu_{н,}}$ мкм ² /(мПа·с)	$K_{вт,}$ д. ед.
1	Быркинское	0,166	0,1130	0,226	2,16	8,40	0,0769	0,01345	0,500
2	Трифоновское	0,174	0,0245	0,461	2,17	5,37	0,0802	0,00456	0,500
3	Калмиярское	0,163	0,0461	0,179	2,22	8,20	0,0734	0,00562	0,526
4	Гондыревское	0,222	0,2058	0,100	2,06	10,30	0,1078	0,01998	0,527
5	Южинское	0,189	0,1124	0,111	2,15	11,70	0,0879	0,00961	0,528
...
71	Красноярско-Куединское	0,229	3,1900	0,040	2,03	13,10	0,1128	0,24351	0,720

Корреляционная матрица для выборки Башкирского свода

	$K_{п,}$ д. ед.	$K_{прг,}$ мкм ²	$K_{ов,}$ д. ед.	$\rho,$ г/см ³	$\mu_{н,}$ мПа·с	$K_{п/\rho,}$ см ³ /Г	$K_{прг/\mu_{н,}}$ мкм ² /(мПа·с)	$K_{вт,}$ д. ед.
$K_{п,}$ д. ед.	1,00	0,68 0,000	-0,60 0,000	-0,94 0,000	0,37 0,002	0,99 0,000	0,31 0,009	0,58 0,000
$K_{прг,}$ мкм ²		1,00	-0,53 0,000	-0,70 0,000	0,37 0,000	0,70 0,000	0,53 0,000	0,68 0,000
$K_{ов,}$ д. ед.			1,00	0,57 0,000	-0,19 0,115	-0,60 0,000	-0,40 0,001	-0,68 0,000
$\rho,$ г/см ³				1,00	-0,36 0,000	-0,96 0,000	-0,35 0,003	-0,58 0,000
$\mu_{н,}$ мПа·с					1,00	0,38 0,001	-0,36 0,002	-0,05 0,683
$K_{п/\rho,}$ см ³ /Г						1,00	0,32 0,007	0,59 0,000
$K_{прг/\mu_{н,}}$ мкм ² /(мПа·с)							1,00	0,66 0,000
$K_{вт,}$ д. ед.								1,00

Примечание: в ячейках в числителе указано значение коэффициента корреляции, в знаменателе – уровня статистической значимости (p); жирным выделены статистически значимые коэффициенты корреляции, для которых $p < 0,05$.

Корреляционная матрица показывает, что практически все изучаемые параметры хорошо коррелируют между собой, кроме двух пар связей – вязкость нефти и остаточная водонасыщенность, вязкость нефти и $K_{вт,}$ для которых статистически значимая связь отсутствует.

По данным выборки методом пошагового регрессионного анализа [18–25] было построено многомерное уравнение для оценки модельных значений коэффициента вытеснения:

$$K_{вт,}^M = 0,6056 + 0,0265 K_{прг,} - 0,3229 K_{ов,} + 0,1921 \frac{K_{прг,}}{\mu_{н,}} \quad (1)$$

при $R^2 = 0,69$, $p < 10^{-5}$, $N = 71$, где R^2 – коэффициент детерминации; N – объем выборки.

Порядок параметров в регрессионном уравнении определяет степень их влияния на коэффициент вытеснения. Так, в уравнении (1) значение $K_{вт,}^M$ формируется в первую очередь

под влиянием газопроницаемости породы, затем величины остаточной водонасыщенности и отношения $K_{прг,}/\mu_{н,}$.

Сопоставление модельных и экспериментальных значений $K_{вт,}$ приведено на рис. 1.

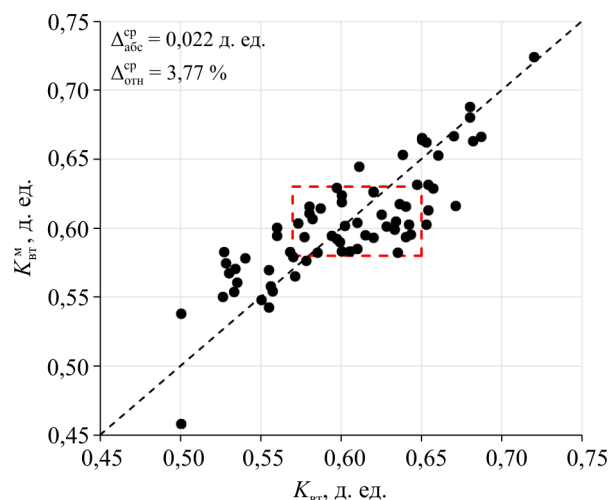


Рис. 1. Корреляционное поле модельных и экспериментальных значений $K_{вт,}$

На рис. 1 можно условно выделить три области значений:

- 1) левее красного прямоугольника – модельные значения $K_{вт}$ превышают экспериментальные;
- 2) правее красного прямоугольника – модельные значения $K_{вт}$ ниже экспериментальных;
- 3) в пределах красного прямоугольника – модельные и фактические значения $K_{вт}$ слабо коррелируют между собой. Аналогичные результаты получены в работе [26] при обработке выборки меньшего объема. Отсюда можно предположить, что на значение коэффициента вытеснения для выделенных групп влияют различные показатели.

Для подтверждения этого предположения подробнее изучены корреляционные зависимости характеристик пластов. Так, по зависимости коэффициента подвижности ($K_{подв} = K_{прг}/\mu_n$) от вязкости нефти (рис. 2) можно также выделить три группы значений:

- 1) в интервале значений $K_{подв}$ от максимального значения 0,353 до 0,123 мкм²/мПа·с – при увеличении вязкости нефти $K_{подв}$ изменяется наиболее интенсивно;
- 2) в интервале значений $K_{подв}$, соответствующих изменению μ_n от 17,7 до 50 мПа·с, значения $K_{подв}$ при увеличении вязкости нефти изменяются незначительно;
- 3) связь между изменениями $K_{подв}$ и μ_n слабая или отсутствует.

В координатах «проницаемость – коэффициент подвижности» (рис. 3) значения в пределах выделенных групп также лежат довольно обособленно друг от друга.

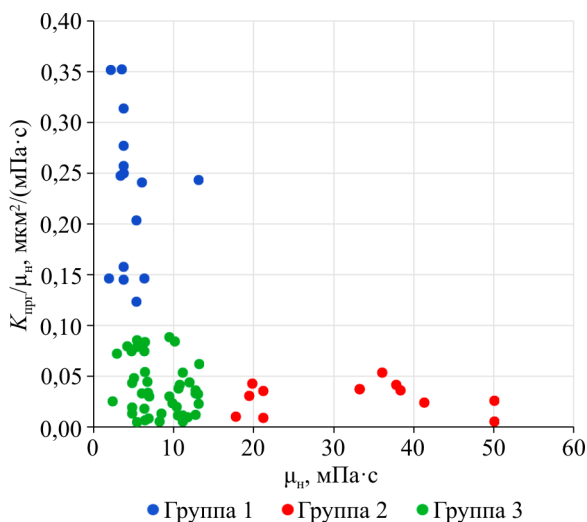


Рис. 2. Изменение коэффициента подвижности в зависимости от вязкости нефти

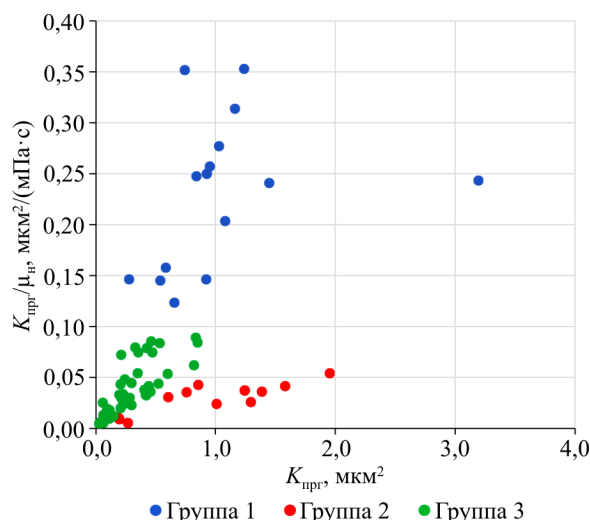


Рис. 3. Зависимость коэффициента подвижности от проницаемости

С помощью пошагового регрессионного анализа для выделенных групп (классов) получены многомерные уравнения для оценки коэффициента вытеснения нефти:

– для 1-го класса

$$K_{вт}^{M1} = 0,5883 - 0,3541K_{ов} + 0,0291K_{прг} + 0,2358 \frac{K_{прг}}{\mu_n} \quad (2)$$

при $R^2 = 0,82, p < 10^{-4}, N = 16;$

– для 2-го класса

$$K_{вт}^{M2} = -0,5486 - 0,7384K_{ов} + 1,9497K_n + 0,3784\rho \quad (3)$$

при $R^2 = 0,85, p < 3,4 \cdot 10^{-4}, N = 13;$

– для 3-го класса

$$K_{вт}^{M3} = 0,8217 + 0,9362 \frac{K_{прг}}{\mu_n} - 0,1975K_{ов} - 0,1161\rho \quad (4)$$

при $R^2 = 0,65, p < 10^{-5}, N = 42.$

Значения $p < 0,05$ свидетельствуют о статистической значимости полученных уравнений.

На рис. 4 модельные, рассчитанные по уравнениям (2)–(4), и экспериментальные значения $K_{вт}$ для первого и второго классов лежат достаточно близко к линии равных значений – коэффициенты корреляции r соответственно равны 0,91 и 0,93 при $p < 10^{-5}$ в обоих случаях. Корреляционное поле значений третьего класса при $K_{вт} < 0,6$ находится

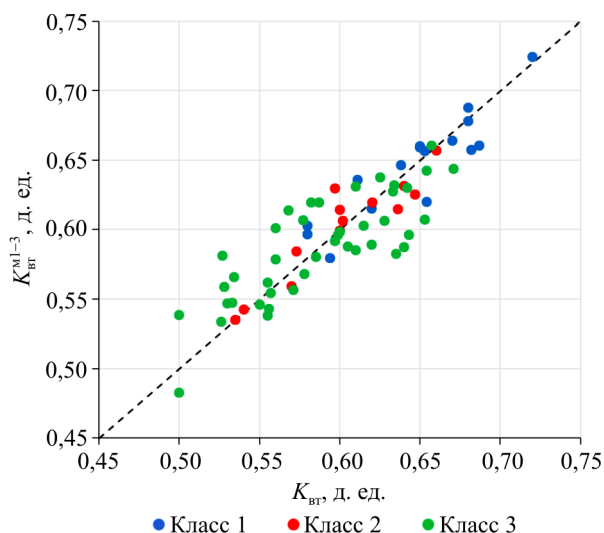


Рис. 4. Корреляционное поле модельных и экспериментальных значений $K_{вт}$ для трех классов

в основном выше линии равных значений, т.е. смещено в сторону модельных значений, при $K_{вт} > 0,6$ – в сторону экспериментальных. Из этого можно предположить, что выборка для третьего класса объединяет две группы значений с границей между ними в районе $K_{вт} = 0,6$, поэтому для данной выборки был выполнен пошаговый регрессионный анализ с построением уравнений сначала по трем значениям ($N = 3$), затем по четырем ($N = 4$) и так далее до $N = 42$ (табл. 2). Это позволило в динамике проследить влияние параметров на коэффициент вытеснения.

В полученных регрессионных уравнениях до $N = 20$ ($K_{вт} < 0,6$) на первом месте присутствует емкостной параметр «остаточная водонасыщенность $K_{ов}$ », который затем сменяется фильтрационной характеристикой –

коэффициентом подвижности $K_{прг}/\mu_n$, т.е. на $K_{вт}$ в группах влияют различные параметры. Это подтверждают и значения регрессионных коэффициентов при параметрах в уравнениях. Так, зависимости от $K_{вт}$ значений коэффициентов при $K_{ов}$ и μ_n имеют перегибы в районе $K_{вт} = 0,61$ (рис. 5).

Таблица 2

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

Номер	Уравнение	Коэффициент
3	$K_{вт}^M = -0,4985 + 0,4613\rho$	$R^2 = 0,98$ $p < 0,099$
4	$K_{вт}^M = 0,5314 - 0,0753K_{ов}$	$R^2 = 0,58$ $p < 0,236$
5	$K_{вт}^M = 0,5337 - 0,0813K_{ов}$	$R^2 = 0,65$ $p < 0,101$
...		...
41	$K_{вт}^M = 0,9070 - 0,0628 \frac{K_{прг}}{\mu_n} - 0,2721K_{ов} - 0,1262\rho - 0,0060\mu_n$	$R^2 = 0,67$ $p < 10^{-5}$
42	$K_{вт}^M = 0,8217 - 0,9362 \frac{K_{прг}}{\mu_n} - 0,1975K_{ов} - 0,1161\rho$	$R^2 = 0,65$ $p < 10^{-5}$

Для зависимости коэффициента детерминации R^2 от коэффициента вытеснения (рис. 6) перегиб графика наблюдается при $K_{вт} = 0,60$, т.е. до этого значения точность аппроксимации возрастает, а после – уменьшается, что указывает на то, что параметры, хорошо «работающие» в левой части графика, в правой части «работают» хуже.

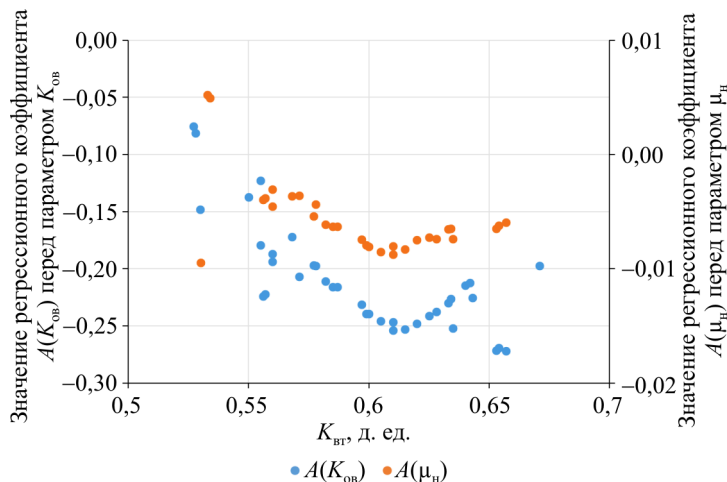


Рис. 5. Зависимости значений коэффициентов при $K_{ов}$ и μ_n от $K_{вт}$ в уравнениях при пошаговом регрессионном анализе для визейских терригенных отложений месторождений Башкирского свода

Близкие единице значения R^2 в данном контексте не рассматривались, так как они соответствуют уравнениям, построенным по минимальному количеству данных. Экстремум в районе $K_{вт} = 0,55$ можно объяснить локальным изменением параметров в уравнениях и включением параметра «объемная плотность породы ρ ».

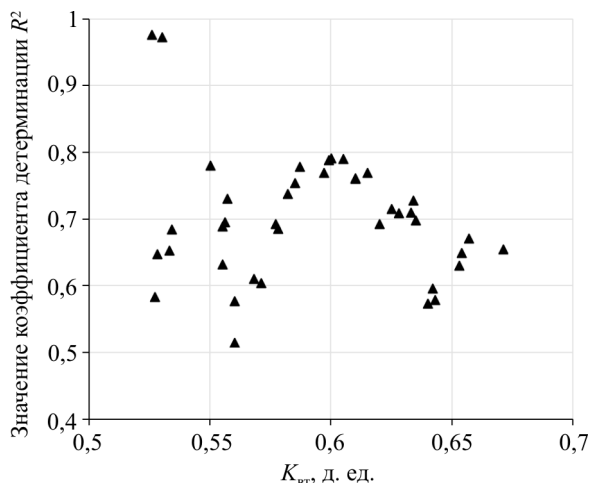
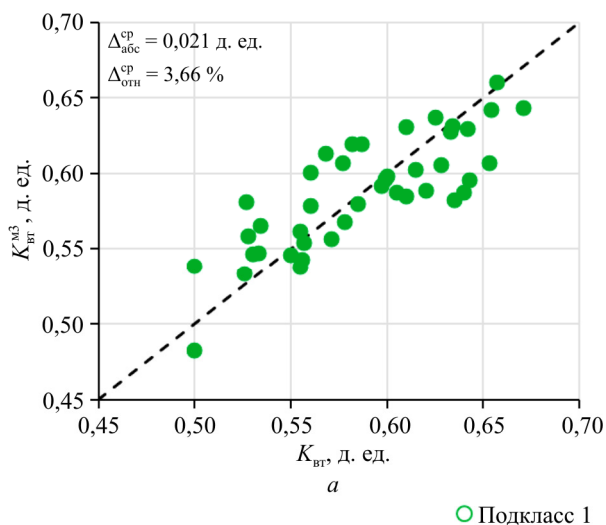


Рис. 6. Зависимость значения коэффициента детерминации от $K_{вт}$ при пошаговом регрессионном анализе для визейских терригенных отложений месторождений Башкирского свода

На основании проведенного анализа установлено, что выборка третьего класса включает два подкласса с условной границей между ними в районе $K_{вт} = 0,6$, которому соответствует наибольшее значение R^2 . Более точно принадлежность данных к первому или второму подклассу определена при помощи



линейного дискриминантного анализа (ЛДА) [27–29]. Линейная дискриминантная функция (ЛДФ), разделившая выборку по значениям коэффициента подвижности, остаточной водонасыщенности и плотности, имеет вид

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

при $R^2 = 0,79$, $p < 10^{-5}$. При значениях $Z < 1,2$ данные относятся к первому подклассу, при больших 1,2 – ко второму.

Для выделенных подклассов получены регрессионные уравнения для оценки $K_{вт}$:

– для 1-го подкласса 3-го класса

$$K_{вт}^{м3-1} = 0,5501 - 0,1500 K_{ов} + 1,7990 \frac{K_{прг}}{\mu_n} \quad (6)$$

при $R^2 = 0,62$, $p < 10^{-5}$, $N = 31$;

– для 2-го подкласса 3-го класса

$$K_{вт}^{м3-2} = 0,5214 + 2,0426 \frac{K_{прг}}{\mu_n} - 0,6285 K_{ов} \quad (7)$$

при $R^2 = 0,77$, $p < 5,18 \cdot 10^{-3}$, $N = 11$.

Уравнения (6) и (7) включают одни параметры, но различаются значениями регрессионных коэффициентов.

В результате выделения подклассов корреляционное поле равномерно распределено вдоль линии равных значений (рис. 7, б) и состоит из трех областей (при $K_{вт} < 0,57$ – область значений 1-го подкласса; при $K_{вт} > 0,63$ – область

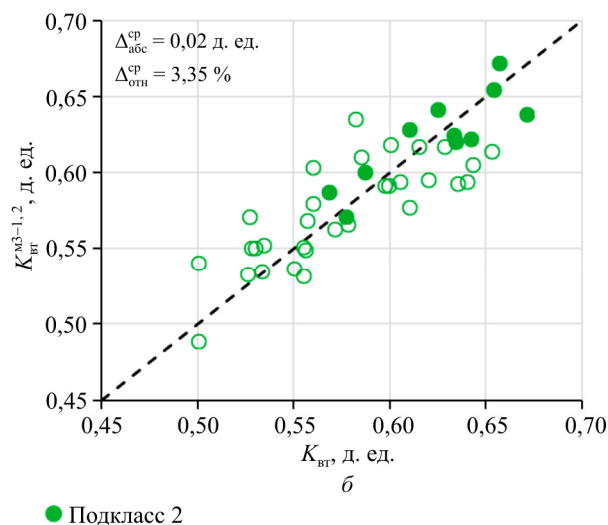


Рис. 7. Сопоставление модельных и экспериментальных значений $K_{вт}$ для 3-го класса до (а) и после (б) выделения подклассов

значений 2-го подкласса; $0,57 < K_{вт} < 0,63$ – переходная область от 1-го ко 2-му подклассам), плавно переходящих одна в другую, при этом точность оценки модельных значений $K_{вт}$ для третьего класса в целом повысилась по сравнению с вариантом без выделения подклассов (рис. 7, а).

Таким образом, выборку для визейских отложений месторождений Башкирского свода удалось описать четырьмя регрессионными уравнениями (2), (3), (6) и (7), что позволило снизить относительную погрешность оценки модельных значений $K_{вт}$ (рис. 8).

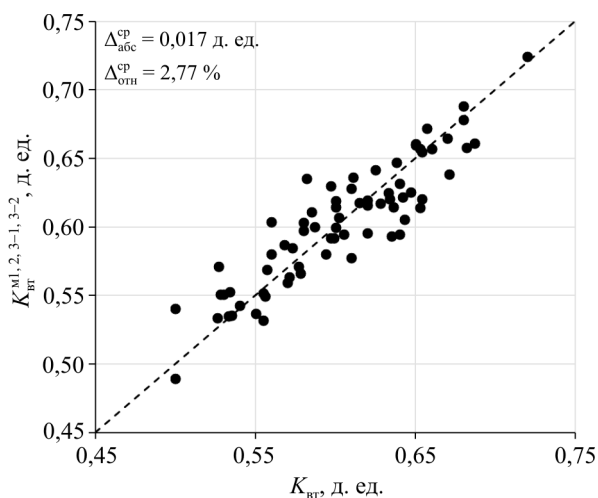


Рис. 8. Сопоставление модельных и экспериментальных значений $K_{вт}$ после выделения классов и подклассов в исходной выборке для визейских терригенных отложений месторождений Башкирского свода

Соликамская депрессия

Исходная выборка для терригенных отложений визейского возраста месторождений Соликамской депрессии, рассмотренная в работе [30], была расширена до 46 определений $K_{вт}$.

По данным выборки построены корреляционные поля и определены коэффициенты корреляции r (см. матрицу).

Корреляционная матрица показывает, что все изучаемые параметры, за исключением вязкости нефти, хорошо коррелируют друг с другом. Для всей выборки получено многомерное уравнение регрессии

$$K_{вт}^м = 0,6978 - 0,4725K_{ов} + 0,0943 \frac{K_{прг}}{\mu_n} \quad (8)$$

при $R^2 = 0,69, p < 10^{-4}, N = 46$.

Сопоставление рассчитанных по уравнению (8) и экспериментальных значений $K_{вт}$ (рис. 9) показало, что корреляционное поле при $K_{вт} < 0,62$ (левее красной линии) имеет больший разброс значений относительно правой части поля, в которой модельные значения $K_{вт}$ преимущественно ниже экспериментальных.

Аналогично визейским терригенным отложениям Башкирского свода можно предположить, что на $K_{вт}$ в левой и правой относительно красной линии частях корреляционного поля влияют различные параметры.

Корреляционная матрица для выборки Соликамской депрессии

	$K_{п}$, д. ед.	$K_{прг}$, мкм ²	$K_{ов}$, д. ед.	ρ , г/см ³	μ_n , мПа·с	$K_{п/\rho}$, см ³ /г	$K_{прг}/\mu_n$, мкм ² /мПа·с	$K_{вт}$, д. ед.
$K_{п}$, д. ед.	1,00	<u>0,81</u> 0,000	<u>-0,66</u> 0,000	<u>-0,96</u> 0,000	0,04 0,776	<u>0,99</u> 0,000	<u>0,67</u> 0,000	<u>0,65</u> 0,000
$K_{прг}$, мкм ²		1,00	<u>-0,54</u> 0,000	<u>-0,72</u> 0,000	-0,05 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	-0,20 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	0,03 0,834	<u>-0,28</u> 0,058	<u>-0,04</u> 0,792
$K_{п/\rho}$, см ³ /г						1,00	<u>0,68</u> 0,007	<u>0,66</u> 0,000
$K_{прг}/\mu_n$, мкм ² /(мПа·с)							1,00	<u>0,55</u> 0,000
$K_{вт}$, д. ед.								1,00

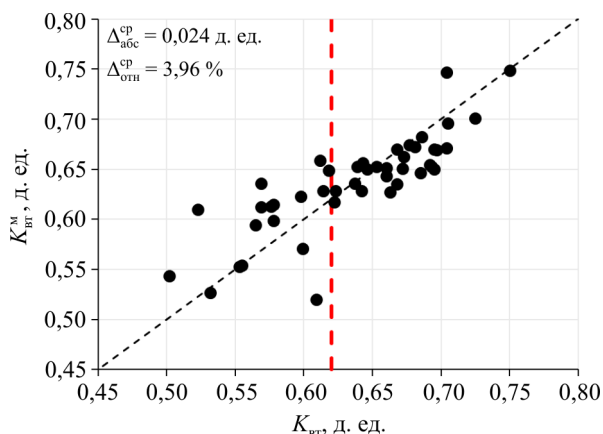


Рис. 9. Корреляционное поле модельных и экспериментальных значений $K_{вт}$ в визейских терригенных отложениях месторождений Соликамской депрессии

Подтверждением этого является зависимость коэффициента детерминации R^2 от $K_{вт}$ (рис. 10), полученная пошаговым регрессионным анализом с построением уравнений сначала для $N = 3$ значений выборки, затем для $N = 4$ и так далее до $N = 46$. Эта зависимость имеет тенденцию к снижению до $K_{вт} = 0,62$, а после перегиба – к возрастанию и разделяет выборку на два класса.

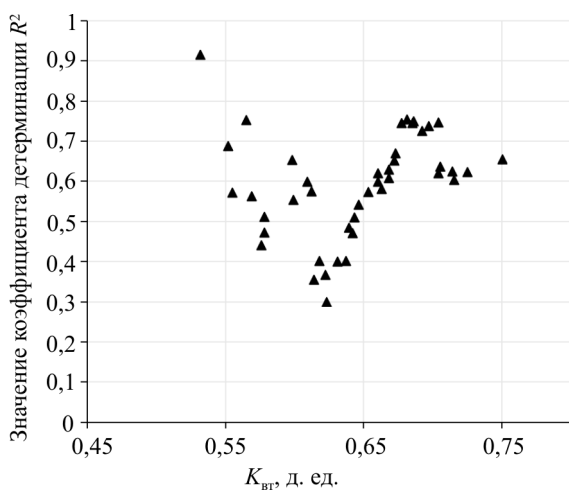


Рис. 10. Зависимость коэффициента детерминации от $K_{вт}$ при пошаговом регрессионном анализе для визейских терригенных отложений месторождений Соликамской депрессии

Для определения классовой принадлежности применен ЛДА. Дискриминантная функция Z , разделившая выборку на два класса, имеет вид

$$Z = -56,7220 + 132,0232K_{п} - 13,2649K_{ов} - 5,3172K_{прг} + 17,8673\rho \quad (9)$$

при $R^2 = 0,77$, $p < 10^{-5}$, $N = 46$.

Данные при $Z < -0,5$ относятся к первому классу, при $Z > -0,5$ – ко второму. После выделения в исходной выборке двух классов для них получены линейные регрессионные уравнения:

– для 1-го класса

$$K_{вт}^{M1} = -0,5483 - 0,2514K_{ов} + 0,4811\rho + 2,6959 \frac{K_{прг}}{\mu_{н}} - 1,1552K_{прг} + 0,0159\mu_{н} \quad (10)$$

при $R^2 = 0,79$, $p < 1,94 \cdot 10^{-3}$, $N = 18$;

– для 2-го класса

$$K_{вт}^{M2} = 0,7885 - 0,0759 \frac{K_{прг}}{\mu_{н}} - 0,7088K_{ов} - 0,0203\mu_{н} + 0,0671K_{прг} \quad (11)$$

при $R^2 = 0,84$, $p < 10^{-5}$, $N = 28$.

Сопоставление модельных и экспериментальных значений $K_{вт}$ (рис. 11) показало, что они хорошо контролируют друг друга ($r = 0,93$). При этом уменьшилась погрешность оценки модельных значений коэффициента вытеснения по сравнению с вариантом без выделения классов.

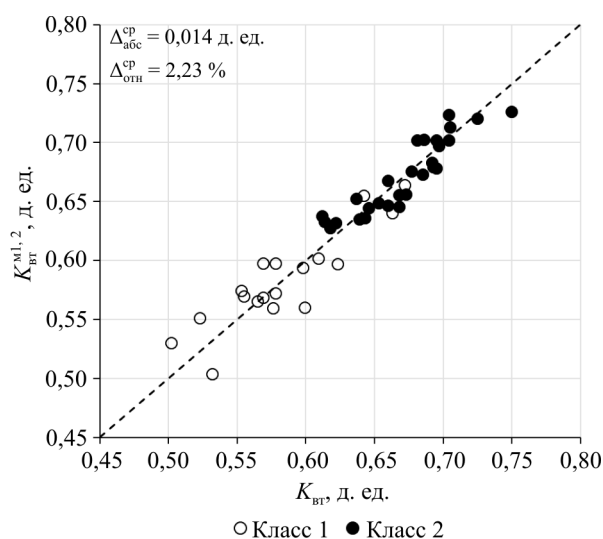


Рис. 11. Сопоставление экспериментальных и модельных значений $K_{вт}$ для двух классов визейских терригенных отложений месторождений Соликамской депрессии

Карбонатные башкирские отложения

С использованием описанного подхода выполнен анализ данных для башкирских карбонатных отложений месторождений Башкирского свода и Соликамской депрессии.

Для классификации данных Башкирского свода получена ЛДФ:

$$Z = 96,2606 + 48,8722 K_{\text{ов}} - 41,1925 \rho - 78,8568 K_{\text{п}} \quad (12)$$

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

При $Z > 0$ данные принадлежат первому классу, при $Z < 0$ – второму.

Для оценки коэффициента вытеснения в продуктивных башкирских отложениях Башкирского свода получены следующие уравнения с высокими значениями коэффициента детерминации:

– для 1-го класса

$$K_{\text{вт}}^{\text{м1}} = 6,2282 - 0,5105 K_{\text{ов}} + 0,0122 \mu_{\text{н}} - 2,2167 \rho - 4,3314 K_{\text{п}} \quad (13)$$

при $R^2 = 0,98$, $p < 0,0014$;

– для 2-го класса

$$K_{\text{вт}}^{\text{м2}} = 1,9903 - 0,0076 \mu_{\text{н}} + 0,1579 K_{\text{прг}} - 1,4349 K_{\text{п}} - 0,4935 \rho \quad (14)$$

при $R^2 = 0,95$, $p < 0,0021$.

Сопоставление экспериментальных и рассчитанных по уравнениям (13), (14) модельных значений $K_{\text{вт}}$ (рис. 12, б) показывает, что они хорошо контролируют друг друга ($r = 0,99$), при этом средняя относительная погрешность оценки $K_{\text{вт}}$

уменьшилась в 3,7 раза по сравнению с вариантом без выделения классов (рис. 12, а). Полученные в данной работе уравнения лучше аппроксимируют выборку, чем в работе [31].

Аналогично получены уравнения для двух классов башкирских карбонатных отложений месторождений Соликамской депрессии:

– для 1-го класса

$$K_{\text{вт}}^{\text{м1}} = 1,1483 - 5,6251 K_{\text{прг}} + 0,1718 \mu_{\text{н}} + 16,1795 \frac{K_{\text{прг}}}{\mu_{\text{н}}} - 0,4404 \rho - 0,1534 K_{\text{ов}} \quad (15)$$

при $R^2 = 0,99$, $p < 0,0026$;

– для 2-го класса

$$K_{\text{вт}}^{\text{м2}} = 0,5712 + 0,1914 K_{\text{прг}} + 0,2823 \frac{K_{\text{прг}}}{\mu_{\text{н}}} \quad (16)$$

при $R^2 = 0,40$, $p < 0,077$.

При этом к первому классу относятся данные, для которых значение дискриминантной функции (17) больше 0,5, а ко второму – при $Z < 0,5$:

$$Z = 101,442 - 191,381 K_{\text{п}} + 29,490 K_{\text{ов}} + 13,620 K_{\text{прг}} - 35,118 \rho \quad (17)$$

при $R^2 = 0,84$, $p < 7 \cdot 10^{-6}$.

Рассчитанные по формулам (15), (16) модельные значения $K_{\text{вт}}$ хорошо коррелируют с экспериментальными (рис. 13).

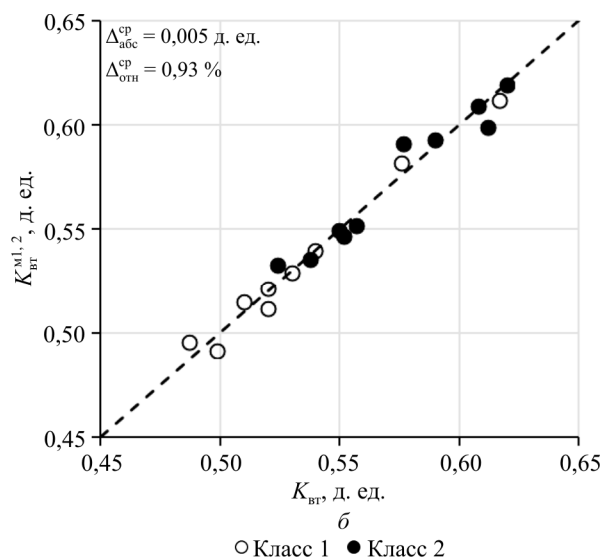
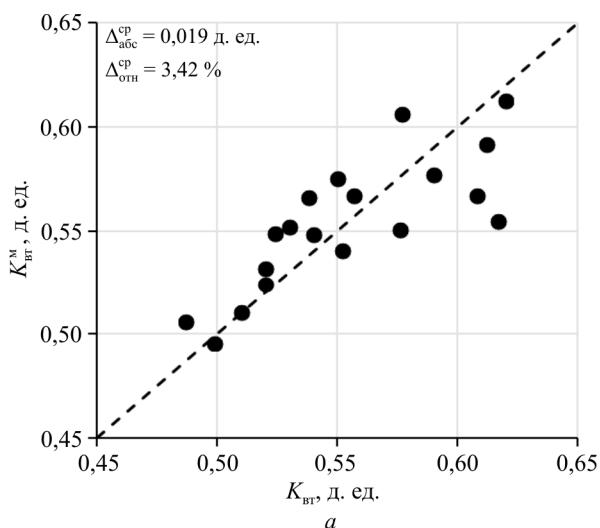


Рис. 12. Сопоставление экспериментальных и модельных значений коэффициента вытеснения до (а) и после (б) разделения на классы выборки башкирских карбонатных отложений месторождений Башкирского свода

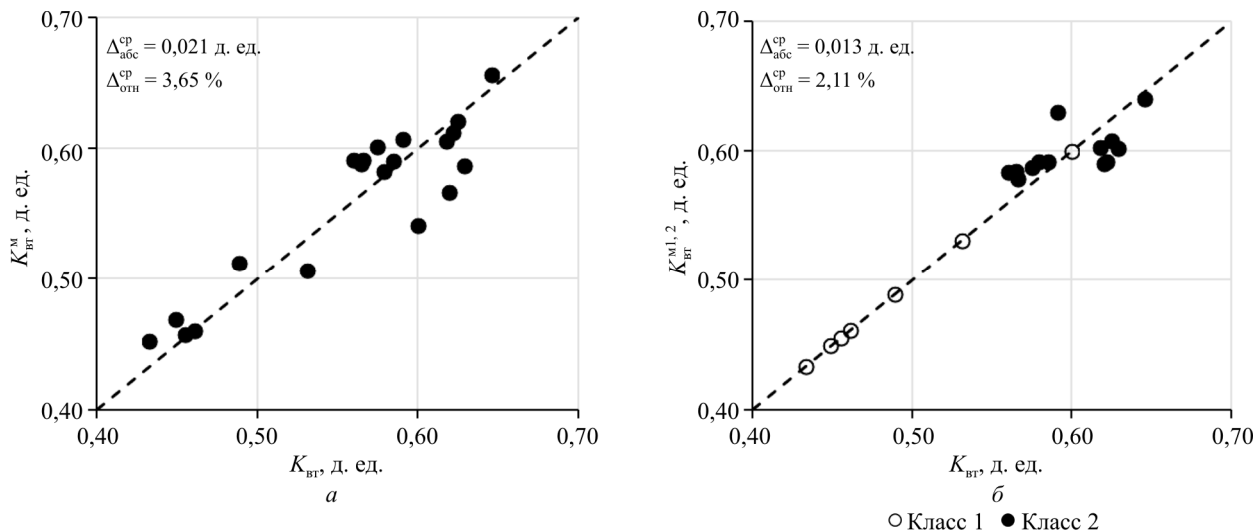


Рис. 13. Сопоставление модельных и экспериментальных значений коэффициента вытеснения до (а) и после (б) выделения классов в выборке башкирских карбонатных отложений месторождений Соликамской депрессии

Заключение

В результате выполненных исследований установлено следующее:

1. На значение коэффициента вытеснения нефти в терригенных отложениях основное влияние оказывают остаточная водонасыщенность или величина начальной нефтенасыщенности породы.
2. Коэффициент вытеснения нефти в карбонатных породах формируется в основном за счет их фильтрационно-емкостных свойств.

3. Параметр «вязкость нефти» участвует в формировании значений коэффициента вытеснения как в терригенных, так и в карбонатных отложениях.

4. Предложенный способ позволяет оценивать значение коэффициента вытеснения без его лабораторного определения с использованием данных стандартных исследований керна и вязкости нефти.

Библиографический список

1. ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. – М.: Миннефтепром, 1986. – 19 с.
2. Результаты лабораторных исследований по полимерному вытеснению нефти / Г.П. Хижняк, Н.Ю. Балуева, В.А. Мордвинов, И.Р. Юшков // Вестник Пермского государственного технического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2006. – Т. 5, № 1. – С. 122–125.
3. Хижняк Г.П., Татаринев 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.
4. 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.
5. Andersen M.A., Duncan B., McLin R. Core truth in formation evaluation // Oilfield Review. – 2013. – № 2. – P. 16–25.
6. Owusu P.A., De Hua L., Nagre R.D. Prognostication of water flooding performance in communicating layered reservoir // International Journal of Earth Sciences and Engineering. – 2015. – Vol. 8(5). – P. 2004–2010. DOI: 10.13140/RG.2.1.3413.7360
7. Kerans C., Lucia F.J., Senger R.K. Integrated characterization of carbonate ramp reservoirs using Permian San Andres Formation outcrop analogs // American Association of Petroleum Geologists Bulletin. – 1994. – № 78. – P. 181–216. DOI: 10.1306/BDF905A-1718-11D7-8645000102C1865D
8. 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.
9. Хижняк Г.П. Комплексное решение проблемы оценки коэффициента вытеснения нефти в различных геолого-технологических условиях: автореф. дис. ... д-ра техн. наук. – Пермь, 2012.
10. Применение обобщенных петрофизических зависимостей при подсчете балансовых и извлекаемых запасов / Б.И. Тульбович, В.Г. Михневич, В.П. Митро-

фанов, В.Б. Бейзман, Г.П. Хижняк // Проблемы геологии и разработки нефтяных месторождений в районах с истощающимися ресурсами: сб. науч. тр. / БашНИПИнефть. – Уфа, 1989. – Вып. 79. – С. 117–123.

11. Impact of trapping of residual oil by mobile water on recovery performance in miscible enhanced oil recovery processes / P.R. Rampersad, D.O. Ogbe, V.A. Kamath, R. Islam // SPE – Rocky Mountain Regional/Low Permeability Reservoirs Symposium and Exhibition: Proceedings of the SPE Rocky Mountain Regional/Low Permeability Reservoirs Symposium and Exhibition / Society of Petroleum Engineers (SPE), Richardson, TX, United States. – Denver, 1995. – P. 203–213. DOI: /10.2118/29563-MS

12. 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. – Пермь, 2000.

13. Carbonate reservoir rock typing – the link between geology and SCAL / J.S. Gomes, M.T. Ribeiro, C.J. Strohmenger, S. Negahban, M.Z. Kalam // SPE – Proceedings of the 13th Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, ADIPEC 2008. – 2008. – Vol. 3. – P. 1643–1656. DOI: 10.2118/118284-MS

14. 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.

15. 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.

16. Способ определения коэффициента вытеснения нефти башкирских карбонатных отложений Башкирского свода: заявка на пат. № 028257 РФ, кл. МПК G01N 15/08 Рос. Федерация / 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.

17. Способ определения коэффициента вытеснения нефти башкирских карбонатных отложений Соликамской депрессии: заявка на пат. № 028256 РФ, кл. МПК G01N 15/08 Рос. Федерация / 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.

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

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

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

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

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

23. 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.

24. Оценка эффективности воздействия кислотных составов на керны с использованием регрессионного анализа / В.И. Галкин, Г.П. Хижняк, А.М. Амиров, Е.А. Гладких // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – № 13. – С. 38–48. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.13.4

25. 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. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.19.5

26. 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., Белгород, 31 марта 2017 г. – Белгород, 2017. – № 3–2. – С. 62–66.

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

28. 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

29. Галкин В.И., Пономарева И.Н., Черепанов С.С. Разработка методики оценки возможностей выделения типов коллекторов по данным кривых восстановления давления по геолого-промысловым характеристикам пласта (на примере фаменской залежи Озерного месторождения) // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 17. – С. 32–40. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.17.4

30. 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. междунар. науч.-практ. конф. – Пермь, 2017. – С. 211–213.

31. 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.

References

1. OST 39-195-86. Neft'. Metod opredeleniia koefitsienta vytesneniia nefti vodoi v laboratornykh usloviakh [Oil. The method of determination of the coefficient of displacement of oil by water in the laboratory]. Moscow, Minnefteprom, 1986, 19 p.
2. Khizhniak G.P., Balueva N.Iu., Mordvinov V.A., Iushkov I.R. Rezul'taty laboratornykh issledovaniia po polimernomu vytesneniiu nefti [Results of laboratory studies on polymer displacement of oil]. *Vestnik Permskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo*, 2006, vol.5, no.1, pp.122-125.
3. Khizhniak G.P., Tatarinov I.A., Spasibko A.V. Primenenie biopolimera BP-92 pri laboratornom opredelenii koefitsienta neftevytesneniia turneiskikh otlozhenii Aptugaiskogo mestorozhdeniia [The use of biopolymer BP-92 in the laboratory determination of the oil displacement coefficient of the Tournaisian deposits of the Aputaisky deposit]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neflianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2007, no.1, pp.50-54.
4. Khizhniak G.P., Liadova N.A. Opredelenie koefitsienta neftevytesneniia razlichnymi agentami dlia porod-kollektorov Permskogo kraia [Determination of the coefficient of oil displacement by various agents for reservoir rocks in Perm Krai]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neflianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2008, no.9, pp.49-54.
5. Andersen M. A., Duncan B., McLin R. Core truth in formation evaluation. *Oilfield Review*, 2013, no.2, pp.16-25.
6. Owusu P.A., De Hua L., Nagre R.D. Prognostication of water flooding performance in communicating layered reservoir. *International Journal of Earth Sciences and Engineering*, 2015, vol.8(5), pp.2004-2010. DOI: 10.13140/RG.2.1.3413.7360
7. Kerans C., Lucia F.J., Senger R.K. Integrated characterization of carbonate ramp reservoirs using Permian San Andres Formation outcrop analogs. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 1994, no.78, pp.181-216. DOI: 10.1306/BDF905A-1718-11D7-8645000102C1865D
8. Raspopov A.V., Khizhniak G.P. Obosnovanie koefitsienta vytesneniia nefti vodoi s privlecheniem rezul'tatov issledovaniia ob"ektov-analogov [Substantiation of the coefficient of oil displacement by water with the involvement of the results of research of analogical objects]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neflianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2009, no.6, pp.39-43.
9. Khizhniak G.P. Kompleksnoe reshenie problemy otsenki koefitsienta vytesneniia nefti v razlichnykh geologo-tekhnologicheskikh usloviakh [A comprehensive solution to the problem of estimating the oil displacement coefficient in various geological and technological conditions]. Abstract of Doctor's degree dissertation. Perm', 2012.
10. Tul'bovich B.I., Mikhnevich V.G., Mitrofanov V.P., Beizman V.B., Khizhniak G.P. Primenenie obobshchennykh petrofizicheskikh zavisimostei pri podschete balansovykh i izvlekaemykh zapasov [Application of generalized petrophysical dependencies in the calculation of balance and recoverable reserves]. *Problemy geologii i razrabotki neflianykh mestorozhdenii v raionakh s istoshchayushchimisya resursami: sbornik nauchnykh trudov*. Ufa, BashNIPIneft', 1989, iss.79, pp.117-123.
11. Rampersad P.R., Ogbе D.O., Kamath V.A., Islam R. Impact of trapping of residual oil by mobile water on recovery performance in miscible enhanced oil recovery processes. *SPE – Proceedings of the SPE Rocky Mountain Regional/Low Permeability Reservoirs Symposium and Exhibition*. Denver, 1995, pp.203-213. DOI: 10.2118/29563-MS
12. Khizhniak G.P. Petrofizicheskie issledovaniia dinamicheskikh osobennostei struktury porovogo prostranstva porod-kollektorov v sviazi s problemami nefteizvlecheniia (na primere zalezhei Permskogo Prikam'ia) [Petrophysical studies of the dynamic features of the pore space structure of reservoir rocks in connection with the problems of oil recovery (on the example of deposits of Perm Kama region)]. Abstract of Ph. D. thesis. Perm', 2000.
13. Gomes J.S., Ribeiro M.T., Strohmenger C.J., Negahban S., Kalam M.Z. Carbonate reservoir rock typing – The link between geology and SCAL. *SPE – Proceedings of the 13th Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, ADIPEC 2008. SPE*, 2008, vol.3, pp.1643-1656. DOI: 10.2118/118284-MS
14. Khizhniak G.P., Poplauhina T.B., Galkin S.V., Efimov A.A. Opyt primeneniia metodiki otsenki koefitsienta neftevytesneniia pri proektirovanii razrabotki neflianykh mestorozhdenii Permskogo kraia [Experience in applying the methodology for estimating the oil displacement coefficient in designing the development of oil deposits in Perm Krai]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neflianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2009, no.8, pp.42-45.
15. Khizhniak G.P., Raspopov A.V., Efimov A.A. Metodicheskie podkhody pri obosnovanii koefitsienta vytesneniia nefti v razlichnykh geologo-fizicheskikh usloviakh [Methodical approaches in substantiating the oil displacement coefficient in various geological and physical conditions]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neflianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2009, no.10, pp.32-35.
16. Galkin V.I., Gladkikh E.A., Khizhniak G.P. Sposob opredeleniia koefitsienta vytesneniia nefti bashkirskikh karbonatnykh otlozhenii Bashkirskogo svoda [The method for determining the oil displacement coefficient of the Bashkir carbonate deposits of the Bashkir Arch]. Zaiavka № 028257 RF, kl. MPK G01N 15/08, no. 2017116297.
17. Galkin V.I., Gladkikh E.A., Khizhniak G.P. Sposob opredeleniia koefitsienta vytesneniia nefti bashkirskikh karbonatnykh otlozhenii Solikamskoi depressii [Method for determining the oil displacement coefficient of Bashkir carbonate deposits of the Solikamsk depression]. Zaiavka № 028256 RF, kl. MIIK G01N 15/08, no. 2017116296.

18. Johnson N.L., Leone F.C. Statistics and experimental design. New York, London, Sydney, Toronto, 1977, 606 p.
19. Montgomery D.C., Peck E.A. Introduction to linear regression analysis. New York, John Wiley & Sons, 1982, 504 p.
20. Tiab D. Modern core analysis. Vol. 1. Theory, core laboratories. Houston, 1993, 200 p.
21. Jensen J.L., Lake L.W., Corbett P.W.M., Goggin D.J. Statistics for petroleum engineers and geoscientists. Ed. L.W. Lake. New Jersey, Prentice Hall PTR, 1997, 362 p.
22. Houze O., Viturat D., Fjaere O.S. Dynamic data analysis. Paris, Kappa Engineering, 2008, 694 p.
23. Galkin S.V., Poplauhina T.B., Raspopov A.V., Khizhniak G.P. Otsenka koefitsientov izvlecheniia nefiti dlia mestorozhdenii Permskogo kraia na osnove statisticheskikh modelei [Estimation of oil recovery coefficients for Perm Krai deposits on the basis of statistical models]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2009, no.4, pp.38-39.
24. Galkin V.I., Khizhniak G.P., Amirov A.M., Gladkikh E.A. Assessment of efficiency of core sample acidizing by means of regression analysis. *Bulletin of Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2014, no.13, pp.38-48. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.13.4
25. Galkin V.I., Ponomareva I.N., Repina V.A. Study of oil recovery from reservoirs of different void types with use of multidimensional statistical analysis. *Bulletin of Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2016, vol.15, no.19, pp.145-154. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.19.5
26. Gladkikh E.A., Galkin V.I., Khizhniak G.P. Ob otsenke koefitsienta vytesneniia nefiti vizeiskikh terrigennykh otlozhenii [On the evaluation of the oil displacement coefficient of Visean terrigenous deposits]. *Sovremennye tendentsii razvitiia nauki i tekhnologii. Materialy XXIV Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii. Belgorod*, 2017, no.3-2, pp.62-66.
27. Devis Dzh. Statistika i analiz geologicheskikh dannyykh [Statistics and analysis of geological data]. Moscow, Mir, 1977, 353 p.
28. Chumakov G.N. Probabilistic estimate of effectiveness of the method of cyclic bed fluid injection. *Bulletin of Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2014, no.13, pp.49-58. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.13.5
29. Galkin V.I., Ponomareva I.N., Cherepanov S.S. Development of the methodology for evaluation of possibilities to determine reservoir types based on pressure build-up curves, geological and reservoir properties of the formation (case study of famen deposits of Ozernoe field). *Bulletin of Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2015, no.17, pp.32-40. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.17.4
30. Gladkikh E.A., Galkin V.I., Khizhniak G.P. K voprosu opredeleniia koefitsienta vytesneniia nefiti vodoi dlia vizeiskikh terrigennykh otlozhenii mestorozhdenii Solikamskoi depressii Permskogo kraia [On the determination of the coefficient of oil displacement by water for Visean terrigenous deposits of the Solikamsk depression in the Perm region]. *Novaya nauka: istoriia stanovleniia, sovremennoe sostoianie, perspektivy razvitiia. Materialy mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii. Perm'*, 2017, pp.211-213.
31. Gladkikh E.A., Khizhniak G.P. Razrabotka modeli dlia otsenki koefitsienta vytesneniia nefiti (na primere bashkirskikh karbonatnykh otlozhenii) [Development of a model for estimating the oil displacement coefficient (using the example of Bashkir carbonate deposits)]. *Neftpromyslovoe delo*, 2017, no.5, pp.9-14.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

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. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.3.3

Please cite this article in English as:

Gladkikh E.A., Khizhnyak G.P., Galkin V.I., Popov N.A. Method for evaluation of oil displacement coefficient based on conventional core analysis. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2017, vol.16, no.3, pp.225-237. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.3.3