

УДК 622.276.21

ВЛИЯНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ОБЪЕКТОВ РАЗРАБОТКИ НА ВЕЛИЧИНУ КОЭФФИЦИЕНТА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Гладких Евгений Александрович¹,
gladkih.ea@mail.ru

Хижняк Григорий Петрович¹,
xgp@mail.ru

Галкин Владислав Игнатьевич¹,
vgalkin@pstu.ru

¹ Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29.

Актуальность исследования обусловлена недостаточной изученностью мелких и мельчайших месторождений нефти, что создает определенные сложности при подсчете запасов, составлении документов на разработку и оценке ее рентабельности. Такие месторождения располагаются часто вблизи крупных разрабатываемых объектов, поэтому произвести некоторые расчеты, например, оценить коэффициент вытеснения нефти в условиях отсутствия керн, можно по аналогии с соседними месторождениями, используя аналитические зависимости, получение которых является актуальной задачей.

Цель исследования: изучить влияние фильтрационно-емкостных свойств на величину коэффициента вытеснения нефти в различных геолого-физических условиях.

Объекты: башкирские карбонатные и визейские терригенные продуктивные отложения месторождений Башкирского свода и Соликамской депрессии Пермского края.

Методы: метод пошагового регрессионного анализа данных лабораторных определений коэффициента вытеснения.

Результаты. Показан способ аналитической обработки статистических данных лабораторных определений коэффициента вытеснения нефти методом пошагового регрессионного анализа. Установлено, что на коэффициент вытеснения в пределах структурного элемента влияют различные параметры пласта и свойства флюидов. На примере башкирских карбонатных и визейских терригенных отложений показано наличие значимых корреляционных связей коэффициента вытеснения с фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов и вязкостью нефти. Установлены диапазоны влияния этих параметров на коэффициент вытеснения. Полученные для изучаемых пластов регрессионные уравнения свидетельствуют о том, что процессы вытеснения в разновозрастных отложениях Башкирского свода отличаются от таковых в Соликамской депрессии. Параметры, включенные в регрессионные уравнения, показывают, что на начальном этапе значения коэффициента вытеснения обеспечиваются начальной нефтенасыщенностью и пористостью коллектора. Дальнейший рост коэффициента, связанный, вероятно, с доотмывом подвижной нефти после прорыва фронта вытеснения, определяется фильтрационными характеристиками пласта и вязкостью нефти.

Ключевые слова:

Коэффициент вытеснения, керн, регрессионное уравнение, нефтенасыщенность, пористость, проницаемость, вязкость нефти, фильтрационно-емкостные свойства.

Введение

Эпоха открытий месторождений «гигантов» уже позади. Большая часть таких месторождений, в разное время обеспечивавших основную долю годовой добычи нефти в стране, сегодня находится на 3-й, 4-й стадиях разработки с падающей добычей. Удержание или даже увеличение уровня добычи нефти может быть связано с запуском в разработку значительного числа вновь открываемых мелких месторождений. Однако зачастую это сопряжено с рядом трудностей, среди которых недостаточная изученность залежей. Как правило, такие объекты расположены неподалеку от более крупных разрабатываемых и достаточно изученных месторождений. В этой ситуации геолого-физическая информация по ним проецируется на разновозрастные отложения более мелких «соседей», что позволяет в значительной мере сократить время составления проектной документации и введения залежей в разработку.

Важным этапом на стадии проектирования разработки месторождений является обоснование

проектного значения коэффициента извлечения нефти (КИН). Для его расчета академиком А.П. Крыловым предложена формула [1]

$$\text{КИН} = K_{\text{вт}} \cdot K_{\text{охв}},$$

где $K_{\text{вт}}$ – коэффициент вытеснения нефти; $K_{\text{охв}}$ – коэффициент охвата пласта вытеснением. Эта формула позже была дополнена рядом коэффициентов [2], характеризующих технологии разработки залежи, но коэффициент вытеснения остался в неизменном виде, что характеризует степень значимости данного параметра.

По причине непостоянства коэффициента вытеснения нефти по площади залежи в неоднородных пластах [3] лабораторное определение $K_{\text{вт}}$ с использованием кернового материала и флюидов изучаемого объекта [4] желательно проводить для различных геолого-физических условий [5]. Тем не менее при освоении мелких и мельчайших месторождений оно обычно слабо освещено керновым материалом, либо он полностью отсутствует. Тогда коэффициент вытеснения может быть оценен по

аналогии с соседними разрабатываемыми месторождениями с использованием аналитических зависимостей, получение которых является актуальной задачей.

Пермский край является относительно старым районом нефтедобычи. По состоянию на 01.01.2017 на территории края открыто 225 нефтяных месторождений, 176 из которых разрабатываются. В лабораториях крупнейшего в регионе научно-исследовательского и проектного института ПермНИПИнефть с 1970 г. выполнено более 1500 лабораторных определений $K_{вт}$. Накоплен значительный объем статистических данных по разрабатываемым месторождениям нефти в крае. Авторами выполнены систематизация и анализ этих данных. Некоторые результаты этой работы изложены в данной статье.

Сведения об объектах исследования

В тектоническом отношении территория края довольно разнообразна и объединяет 19 крупных тектонических структур, которые подразделяются на структуры платформенного типа и приуроченные к зоне прогибов.

Наиболее ярким представителем платформенного типа является Башкирский свод (БС), расположенный на юге края. В его границах расположено 68 месторождений, что составляет 29 % месторождений нефти и газа Пермского края. На территории Соликамской депрессии (СД) – представителя второй группы структур, открыто 38 месторождений углеводородов (УВ) или 16 % разведанных месторождений рассматриваемой территории. Ввиду интенсивной разработки месторождений на выделенных структурных элементах – 54 (79 %) на БС и 28 (74 %) на СД, а также их перспективности к открытию более мелких месторождений УВ, данные структуры были выбраны для анализа.

Более половины разведанных запасов нефти края содержится в визейских песчаниках тульского и бобринского горизонтов. Залежи визейской нефти открыты в 134 месторождениях, в том числе 46 месторождений на территории БС, 20 на СД.

Второе место по запасам принадлежит башкирским карбонатам, залежи нефти в которых присутствуют в 77 месторождениях – 22 на БС, 16 на СД.

Из-за особенностей геологического развития и осадконакопления разновозрастные отложения в зоне прогибов залегают на значительно больших глубинах, по сравнению со структурами платформенного типа. Так, абсолютные отметки кровли башкирского яруса на Соликамской депрессии изменяются от –1400 до –1800 м против –800...–1000 м на Башкирском своде [6]. Этим определяется большая упакованность пород на Соликамской депрессии, ее большая плотность и меньшие фильтрационно-емкостные свойства по сравнению с Башкирским сводом. В то же время нефти месторождений Соликамской депрессии легкие и маловязкие в отличие от БС. В работе исследовалось влияние фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) на фор-

мирование величины $K_{вт}$ в карбонатных и терригенных породах рассмотренных тектонических структур.

Исходные данные для анализа

В работе [5] показано наличие тесных корреляционных связей $K_{вт}$ с пористостью и проницаемостью коллекторов, которые также связаны друг с другом [7, 8]. В данном исследовании количество изучаемых параметров было увеличено. В работе использованы результаты лабораторных определений коэффициента вытеснения нефти и соответствующие ФЕС моделей пласта. В рассматриваемых отложениях (табл. 1) выполнено 156 определений $K_{вт}$. В исходные выборки были включены основные параметры, характеризующие ФЕС моделей, – пористость (K_n), газопроницаемость ($K_{прг}$), остаточная водонасыщенность ($K_{ов}$), объемная плотность горной породы (ρ), свойства флюида – вязкость нефти (μ_n), комплексный параметр ($K_{прг}/\rho$) и коэффициент подвижности ($K_{прг}/\mu_n$), а также соответствующие им экспериментально определенные значения $K_{вт}$ (табл. 1).

Таблица 1. Характеристики исходных выборок

Table 1. Characteristics of initial samples

Структурный элемент Structural element	Продуктивные отложения Productive deposits	Параметры выборки Sample parameters	Объем выборки (N) Sample size (N)
Башкирский свод Bashkir arch	башкирские карбонатные (Бш) Bashkirian carbonate deposits	$K_n, K_{прг}, K_{ов}, \rho, \mu_n, K_n/\rho, K_{прг}/\mu_n, K_{вт}$	19 определений 19 cases
	визейские терригенные (С _{IV}) Visean terrigenous deposits		71 определение 71 cases
Соликамская депрессия Solikamsk depression	башкирские карбонатные (Бш) Bashkirian carbonate deposits	$\phi, k_{air}, S_{ов}, \rho, \mu_o, \phi/\rho, k_{air}/\mu_o, E_D$	20 определений 20 cases
	визейские терригенные (С _{IV}) Visean terrigenous deposits		46 определений 46 cases

Примечание: $K_{вт}$ – коэффициент вытеснения нефти; K_n – пористость; $K_{прг}$ – проницаемость; $K_{ов}$ – остаточная водонасыщенность; ρ – объемная плотность породы; μ_n – вязкость нефти.

Note: E_D – displacement efficiency; ϕ – porosity; k_{air} – air permeability; $S_{ов}$ – residual oil saturation; ρ – bulk density of rock; μ_o – oil viscosity.

Обработка и анализ данных

Обработка данных выполнена, руководствуясь [9–15], с применением метода пошагового регрессионного анализа и изложена в [16–18]. Суть его заключалась в том, что исходная выборка ранжировалась по возрастанию значений $K_{вт}$. Затем по значениям выборки строились регрессионные уравнения сначала по первым трем определениям, где зависимой переменной выступал $K_{вт}$, а независи-

мыми – остальные параметры выборки. Далее добавлялось еще одно определение $K_{вт}$, и уравнение регрессии перестраивалось уже по четырем определениям, и так далее. При получении уравнения на первом шаге в него включается параметр, оказывающий наибольшее влияние на зависимую переменную. На следующем шаге добавляется параметр с меньшей степенью влияния и т. д. Каждое уравнение строилось исходя из условий его наибольшей статистической значимости. Такой подход при обработке данных позволил в динамике проследить влияние параметров пласта и флюида на формирование коэффициента вытеснения нефти для пласта в целом.

Результаты и обсуждение

В процессе реализации пошагового регрессионного анализа для каждой из исходных выборок было получено $N-2$ линейных регрессионных уравнений, где N – объем выборки данных. Общий вид уравнений был следующим:

$$K_{вт}^M = A_0 + A_1 \cdot K_{п} + A_2 \cdot K_{прг} + A_3 \cdot K_{ов} + A_4 \cdot \rho + A_5 \cdot \mu_{п} + A_6 \cdot \frac{K_{п}}{\rho} + A_7 \cdot \frac{K_{прг}}{\mu_{п}},$$

где $K_{вт}^M$ – модельное значение коэффициента вытеснения; A_{0-7} – регрессионные коэффициенты, подбираемые по методу наименьших квадратов.

Порядок включения параметров в уравнение (слева направо) определяется степенью их участия в формировании значений $K_{вт}$, т. е. первым (после свободного члена A_0) указывается наиболее значимый параметр, затем второй по значимости и т. д.

Каждое уравнение характеризуется коэффициентом детерминации R^2 .

Башкирский свод

Рассмотрим зависимость коэффициента детерминации R^2 от $K_{вт}$ для башкирских карбонатных и визейских терригенных отложений месторождений Башкирского свода (рис. 1).

В корреляционном поле можно выделить следующие диапазоны:

- при $K_{вт} < 0,56$ точность аппроксимации уменьшается для обоих типов пород;
- при $0,56 < K_{вт} < 0,6$ значения R^2 возрастают;
- при $0,6 < K_{вт} < 0,64$ (0,62 для Бш) коэффициент детерминации уменьшается;
- при $K_{вт} > 0,64$ (только для C_{1v}) коэффициент детерминации возрастает.

Средние значения параметров выборок Башкирского свода в выделенных диапазонах $K_{вт}$ представлены табл. 2.

Для выделенных диапазонов $K_{вт}$ были получены регрессионные уравнения:

- при $K_{вт} < 0,56$:

$$\text{Бш} : K_{вт}^M = 0,6218 - 0,4282K_{ов}; \quad (1)$$

$$C_{1v} : K_{вт}^M = 0,5587 - 0,1267K_{ов}. \quad (2)$$

- при $0,56 < K_{вт} < 0,6$:

$$\text{Бш} : K_{вт}^M = 0,6359 - 0,3597K_{п}; \quad (3)$$

$$C_{1v} : K_{вт}^M = 0,5390 - 0,4746 \frac{K_{п}}{\rho}; \quad (4)$$

- при $0,6 < K_{вт} < 0,64$ (0,62 для Бш):

$$\text{Бш} : K_{вт}^M = 0,6103 + 0,0011\mu_{п} - 0,0521 \cdot K_{ов}; \quad (5)$$

$$C_{1v} : K_{вт}^M = 0,7411 - 0,4706K_{ов} - 0,3720K_{п}; \quad (6)$$

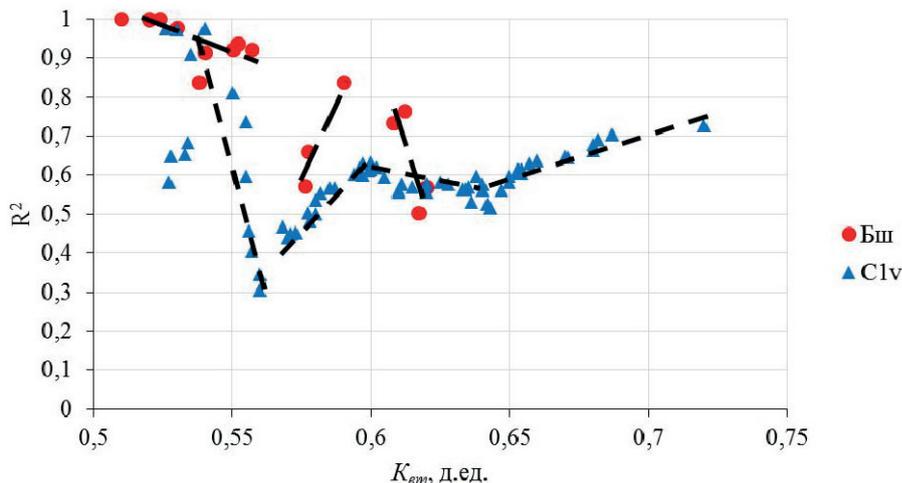


Рис. 1. Корреляционное поле значений R^2 и $K_{вт}$ для башкирских карбонатных и визейских терригенных отложений месторождений Башкирского свода Пермского края

Fig. 1. Correlation field of the values of R^2 and E_D in the Bashkirian carbonate and Visean terrigenous deposits of the Bashkir arch of the Perm region

Таблица 2. Средние значения параметров выборки

Table 2. Average values of sample parameters

Значения $K_{вт}$ Values E_D	Пласт Layer	$K_{пг}$, д.ед. ϕ , u.f.	$K_{прг}$, мкм ² K_{air} , μm^2	$K_{обв}$, д.ед. $S_{гвп}$, u.f.	ρ , г/см ³ (g/cm ³)	$\mu_{нп}$, мПа·с μ_o , mPa·s	$K_{пг}/\rho$, см ³ /г ϕ/ρ , cm ³ /g	$K_{прг}/\mu_{нп}$, мкм ² /мПа·с k_{air}/μ_o , μm^2 /mPa·s	$K_{вт}$, д.ед. E_D , u.f.
<0,56	Бш	0,154	0,1120	0,226	2,29	12,75	0,0676	0,01041	0,525
	C _{lv}	0,185	0,1404	0,164	2,15	11,95	0,0865	0,01302	0,538
0,56–0,60	Бш	0,153	0,1410	0,170	2,28	12,70	0,0672	0,01199	0,581
	C _{lv}	0,205	0,5245	0,099	2,10	13,64	0,0979	0,05498	0,585
0,60–0,64	Бш	0,184	0,2297	0,166	2,20	11,01	0,0840	0,02088	0,614
	C _{lv}	0,211	0,5702	0,084	2,09	11,95	0,1009	0,07245	0,623
0,64–0,72	C _{lv}	0,219	1,0761	0,064	2,06	9,68	0,1068	0,17718	0,664

• при $K_{вт} > 0,64$:

$$C_{lv} : K_{вт}^M = 0,6437 + 0,0283K_{прг} - 0,0010 \cdot \mu_{нп} \quad (7)$$

Анализ уравнений (1)–(7) показывает, что на коэффициент вытеснения нефти в выделенных диапазонах влияют различные параметры. В диапазоне средних значений $K_{вт}$ (уравнения (1) и (2)) в карбонатных и терригенных породах с относительно низкими ФЕС (табл. 2) его значение формируется под влиянием остаточной водонасыщенности $K_{обв}$, т. е. начальной нефтенасыщенности ($K_{нп}$), где $K_{нп} = 1 - K_{обв}$. Чуть большие значения $K_{вт}$ (уравнения (3) и (4)) формируются уже при участии пористости коллектора, а в терригенных породах еще и плотности. При дальнейшем увеличении $K_{вт}$ (уравнения (5) и (6)) его величина в башкирских карбонатных отложениях определяется главным образом вязкостью нефти и в меньшей степени остаточной водонасыщенностью, в то время как в терригенных отложениях визейского комплекса на $K_{вт}$ влияют остаточная водонасыщенность и пористость. Наибольшие значения $K_{вт}$ визейских отложений формируются под влиянием фильтрационных характеристик коллектора и вязкости нефти (7).

Из вышесказанного можно сделать вывод, что $K_{вт}$ башкирских карбонатных и визейских терригенных отложений Башкирского свода до значения 0,64 обеспечивается, в первую очередь, емкостными свойствами, а для коллекторов с высокими фильтрационно-емкостными свойствами значения $K_{вт} > 0,64$ формируются под влиянием, преимущественно, фильтрационной составляющей – проницаемости.

Соликамская депрессия

Выборки данных по Соликамской депрессии были проанализированы аналогично Башкирскому своду. На рис. 2 приведены зависимости R^2 от $K_{вт}$ для башкирских карбонатных и визейских терригенных продуктивных отложений месторождений Соликамской депрессии.

Корреляционное поле для башкирских карбонатных отложений визуально более однородно и описывается одним уравнением (8) с высоким коэффициентом детерминации $R^2 = 0,84$:

$$K_{вт}^M = -0,1782 + 32,2373K_{пг} - 0,6420K_{обв} - 60,2686 \frac{K_{пг}}{\rho} \quad (8)$$

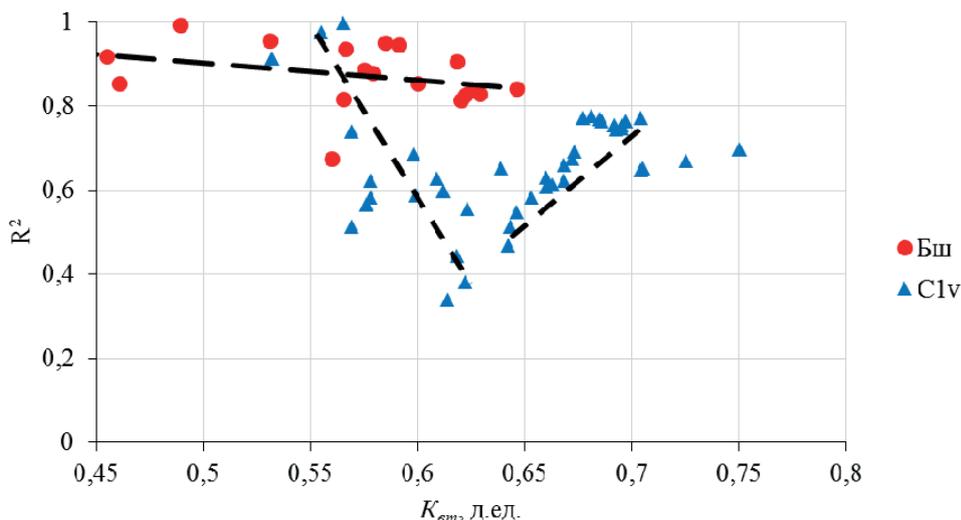


Рис. 2. Корреляционное поле значений R^2 и $K_{вт}$ для башкирских карбонатных и визейских терригенных отложений месторождений Соликамской депрессии Пермского края

Fig. 2. Correlation field of the values of R^2 and E_D in the Bashkirian carbonate and Visayan terrigenous deposits of the Solikamsk depression of the Perm region

Поле значений визейских терригенных отложений состоит из двух областей, в которых $K_{вт}$ аппроксимируется уравнениями (9) и (10):

• при $K_{вт} < 0,62$

$$K_{вт}^M = -2,6703 - 0,3045K_{об} + 1,3917\rho + 51,2591\frac{K_{п}}{\rho} - 21,4910K_{п}. \quad (9)$$

• при $K_{вт} > 0,62$

$$K_{вт}^M = 0,9294 - 0,5229K_{об} - 0,0138\mu_{н} - 0,0745\rho. \quad (10)$$

Выполненный анализ показал для отложений Соликамской депрессии, как и для Башкирского свода, наличие групп значений, в которых влияющие на $K_{вт}$ параметры различны. Однако полученные уравнения не могут быть использованы для оценки $K_{вт}$ новых мелких объектов разработки, поскольку значение $K_{вт}$ по ним неизвестно и выбрать то или иное уравнение не представляется возможным.

Решение этой проблемы описано в работе [16], где при помощи дискриминантного анализа [19, 20] тех же самых выборок башкирских карбонатных и визейских терригенных отложений Башкирского свода и Соликамской депрессии выделены классы, для которых получены следующие многомерные регрессионные уравнения (11)–(20) оценки $K_{вт}$:

• *Башкирский свод*

Бш:

$$K_{вт}^{M1} = 6,2282 - 0,5105K_{об} + 0,0122\mu_{н} - 2,2167\rho - 4,3314K_{п}, \quad R^2 = 0,98; \quad (11)$$

$$K_{вт}^{M2} = 2,2325 - 0,0079\mu_{н} + 0,2005K_{прг} - 3,4625\frac{K_{п}}{\rho} - 0,5951\rho, \quad R^2 = 0,94. \quad (12)$$

C_{lv} :

$$K_{вт}^{M1} = 0,5883 - 0,3541K_{об} + 0,0291K_{прг} + 0,2358\frac{K_{прг}}{\mu_{н}}, \quad R^2 = 0,82; \quad (13)$$

$$K_{вт}^{M2} = -0,5486 - 0,7384K_{об} + 1,9497K_{п} + 0,3784\rho, \quad R^2 = 0,85; \quad (14)$$

$$K_{вт}^{M3-1} = 0,5501 - 0,1500K_{об} + 1,7990\frac{K_{прг}}{\mu_{н}}, \quad R^2 = 0,62; \quad (15)$$

$$K_{вт}^{M3-2} = 0,5214 + 2,0426\frac{K_{прг}}{\mu_{н}} - 0,6285K_{об}, \quad R^2 = 0,77. \quad (16)$$

• *Соликамская депрессия*

Бш:

$$K_{вт}^{M1} = 1,1483 - 5,6251K_{прг} + 0,1718\mu_{н} + 16,1795\frac{K_{прг}}{\mu_{н}} - 0,4404\rho - 0,1534K_{об}, \quad R^2 = 0,99; \quad (17)$$

$$K_{вт}^{M2} = 0,5712 + 0,1914K_{прг} + 0,2823\frac{K_{прг}}{\mu_{н}}, \quad R^2 = 0,40. \quad (18)$$

C_{lv} :

$$K_{вт}^{M1} = -0,5483 - 0,2514K_{об} + 0,4811\rho + 2,6959\frac{K_{прг}}{\mu_{н}} - 1,1552K_{прг} + 0,0159\mu_{н}, \quad R^2 = 0,79; \quad (19)$$

$$K_{вт}^{M2} = 0,7885 - 0,0759\frac{K_{прг}}{\mu_{н}} - 0,7088K_{об} - 0,0203\mu_{н} + 0,0671K_{прг}, \quad R^2 = 0,81. \quad (20)$$

В приведенных уравнениях $K_{вт}^{M1}$, $K_{вт}^{M2}$, $K_{вт}^{M3}$ – модельные значения коэффициента вытеснения соответственно для 1, 2 и 3 классов; $K_{вт}^{M3-1}$, $K_{вт}^{M3-2}$ – модельные значения коэффициента вытеснения соответственно для 1 и 2 подклассов 3 класса.

Стоит отметить, что уравнение (18), полученное для башкирских отложений Соликамской депрессии, имеет низкий коэффициент детерминации. Используемые в данной работе параметры не позволили получить более тесную корреляционную связь, поэтому для $K_{вт}$ в этих отложениях может быть рекомендована формула (8).

По уравнениям рассчитаны модельные значения коэффициента вытеснения, и их значения сопоставлены с экспериментальными (рис. 3).

Выполненное сопоставление показало высокую сходимость модельных и экспериментальных значений $K_{вт}$, средние абсолютные ($\Delta_{абс}^{cp}$) и относительные ($\Delta_{отн}^{cp}$) погрешности не превысили 0,017 д.ед. и 2,77 % соответственно. Полученные уравнения могут применяться для оценки $K_{вт}$ мелких месторождений, открываемых в пределах рассматриваемых территорий, а также при контроле потоковых исследований.

Выводы

В рассмотренных продуктивных отложениях влияние фильтрационно-емкостных свойств на коэффициент вытеснения нефти не одинаково. При этом различие имеет место не только для разных

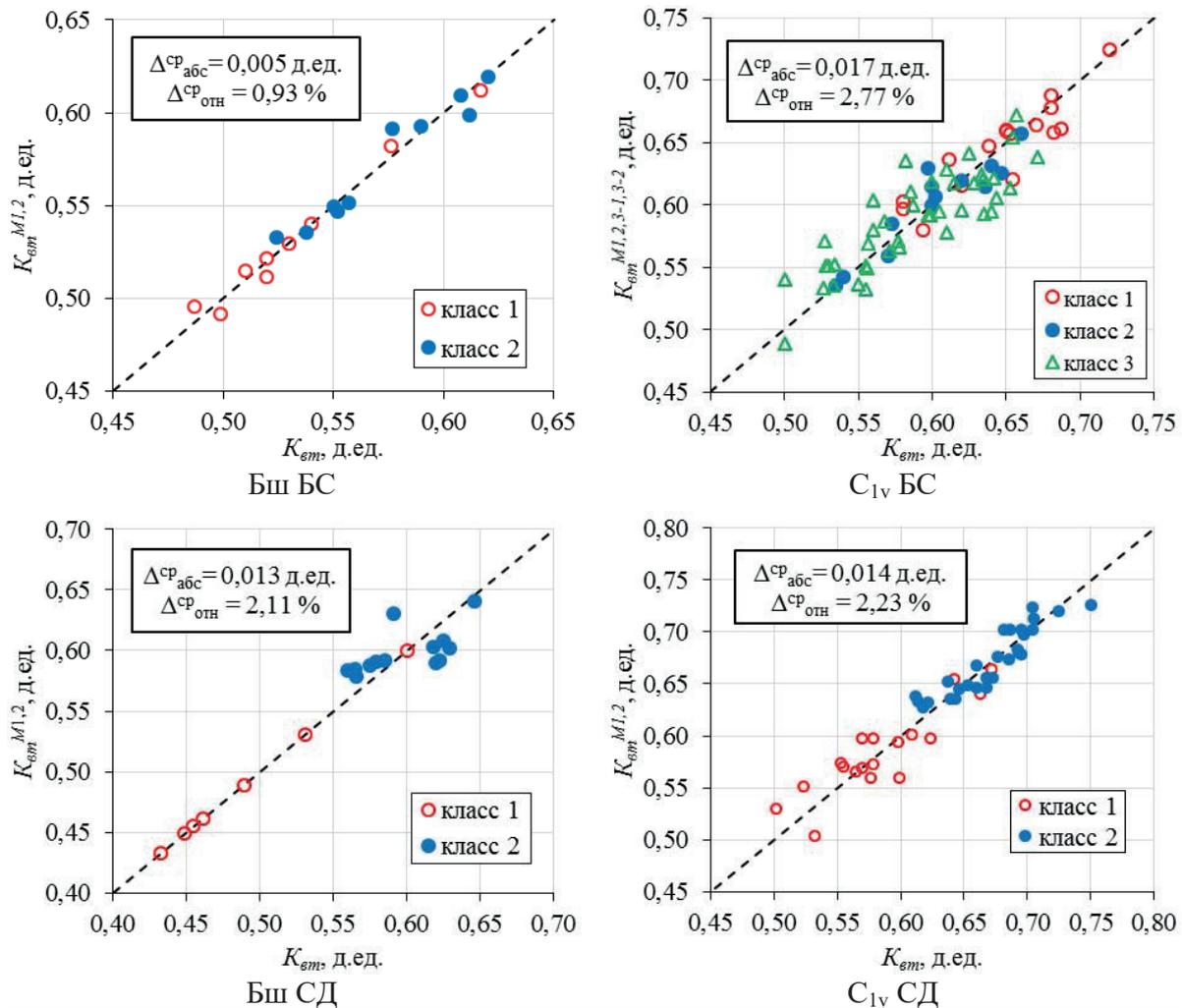


Рис. 3. Сопоставление модельных и экспериментальных значений коэффициента вытеснения

Fig. 3. Comparison of the model and experimental values of the displacement efficiency

структур, но и для отложений одного возраста в пределах одной структуры.

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 структу-

рам платформенного типа, величина коэффициента вытеснения определяется преимущественно емкостным параметром – начальной нефтенасыщенностью, а также вязкостью нефти.

В продуктивных отложениях Соликамской депрессии Предуралья краевого прогиба величина нефтьвытеснения зависит в большей степени от фильтрационных параметров – проницаемости и подвижности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Крылов А.П. Состояние теоретических работ по проектированию разработки нефтяных месторождений и задачи по улучшению этих работ // Опыт разработки нефтяных месторождений и задачи по улучшению этих работ. – М.: Гостоптехиздат, 1957. – С. 116–139.
2. Закиров И.С., Корпусов В.И. Коррекция структуры формулы для расчета коэффициента извлечения нефти // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 1. – С. 66–68.
3. Оценка распространения коэффициента вытеснения нефти по площади в неоднородных пластах / Р.Г. Сарваретдинов, А.А. Махмутов, Р.З. Нургалиев, В.А. Ленский, М.А. Токарев //

Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 12. – С. 59–61.

4. ОСТ 39–195–86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. – М.: Миннефтепром, 1986. – 19 с.
5. Закиров С.Н., Муртазалиев А.Ш. К определению коэффициентов вытеснения для терригенных и карбонатных коллекторов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 9. – С. 45–47.
6. Лядова Н.А., Яковлев Ю.А., Расповов А.В. Геология и разработка нефтяных месторождений Пермского края. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2010. – 335 с.

7. Permeability dependency on stiff and compliant porosities: a model and some experimental examples / S.A. Shapiro, G.P. Khizhniak, V.V. Plotnikov, R. Niemann, P.Yu. Ilyushin, S.V. Galkin // *Journal of Geophysics and Engineering*. – 2015. – V. 12. – P. 376–385. DOI: 10.1088/1742-2132/12/3/376.
8. Jing-qiang L., Chao-mo Z., Zhansong Z. Combine the capillary pressure curve data with the porosity to improve the prediction precision of permeability of sandstone reservoir // *Journal of Petroleum and Engineering*. – 2016. – V. 139. – P. 43–48.
9. Davis J.C. *Statistics and data analysis in geology*. 3rd ed. – New York; Chichester; Brisbane; Toronto; Singapore: John Wiley & Sons, 2002. – 656 p.
10. Афифи А.А., Эйзен С.П. *Статистический анализ. Подход с использованием ЭВМ*. – М.: Мир, 1982. – 488 с.
11. Johnson N.L., Leone F.C. *Statistics and experimental design*. – New York; London; Sydney; Toronto: John Wiley & Sons, 1977. – 606 p.
12. Montgomery D.C., Peck E.A. *Introduction to linear regression analysis*. – New York: John Wiley & Sons, 1982. – 504 p.
13. Montgomery D.C., Peck E.A. *Introduction to Linear Regression Analysis*. – New York: John Wiley & Sons, 1982. – 504 p.
14. *Statistics for Petroleum Engineers and Geoscientists* / J.L. Jensen, L.W. Lake, P.W.M. Corbett, D.J. Goggin / Ed. by L.W. Lake. – New Jersey, USA: Prentice Hall PTR, 1997. – 390 p.
15. Afifi A., May S., Clark V.A. *Practical multivariate analysis*. 5th ed. – Hoboken: Chapman and Hall/CRC, 2011. – 537 p.
16. 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.
17. 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.
18. 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.
19. Девис Дж.С. *Статистический анализ данных в геологии*: в 2 кн. – М.: Недра, 1990. – Кн. 1. – 319 с.
20. Девис Дж.С. *Статистический анализ данных в геологии*: в 2 кн. – М.: Недра, 1990. – Кн. 2. – 426 с.

Поступила 06.04.2018 г.

Информация об авторах

Гладких Е.А., аспирант кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета.

Хижняк Г.П., доктор технических наук, заведующий кафедрой нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета.

Галкин В.И., доктор геолого-минералогических наук, заведующий кафедрой геологии нефти и газа Пермского национального исследовательского политехнического университета.

UDC 622.276.21

INFLUENCE OF FILTRATION–CAPACITIVE PROPERTIES OF DEVELOPMENT OBJECTS ON THE VALUE OF OIL DISPLACEMENT EFFICIENCY IN VARIOUS GEOLOGICAL AND PHYSICAL CONDITIONS

Evgeniy A. Gladkikh¹,
gladkikh.ea@mail.ru

Grigoriy P. Khizhnyak¹,
xgp@mail.ru

Vladislav I. Galkin¹,
vgalkin@pstu.ru

¹ Perm National Research Polytechnic University,
29, Komsomolskiy Avenue, Perm, 614990, Russia.

The relevance of the research is caused by the insufficient study of small and tiny oil fields, which creates certain difficulties in calculating reserves, drawing up documents for development and evaluation of its profitability. Such deposits are often located near large developed objects, therefore it is possible to make some calculations, for example, to estimate the oil displacement efficiency in the absence of core, by analogy with neighboring deposits, using analytical dependencies, the receipt of which is an actual task.

The main aim of the research is to study oil displacement and to determine the characteristics of the formation influencing the value of the displacement efficiency.

Objects of the research are Bashkirian carbonate and Visean terrigenous productive deposits of the Bashkir arch and Solikamsk depression of the Perm region.

The authors have applied the method of stepwise regression analysis of laboratory determinations of the displacement efficiency.

Results. The paper shows a method of analytical processing of statistical data of laboratory determinations of the oil displacement efficiency by the method of stepwise regression analysis. It is established that the displacement efficiency for formation within structural element is influenced by various parameters of formation and the properties of the fluids. The presence of statistically significant correlations between the displacement efficiency and the reservoir properties and the viscosity of oil is shown using the example of the Bashkir carbonate and Visean terrigenous deposits. The ranges of influence of these parameters on the displacement efficiency are established. The regression equations obtained for the strata studied by the layer indicate that the processes of displacement in the same-age sediments of the Bashkir arch differ from those in the Solikamsk depression. The parameters included in the regression equations indicate that at the initial stage the average values of the displacement efficiency are ensured by the initial oil saturation and porosity. A further increase in the displacement efficiency, probably associated with pre-washing of the mobile oil after the break-through of the displacement front, is determined by the filtration characteristics of formation and oil viscosity.

Key words:

Displacement efficiency, core, regression equation, initial oil saturation, porosity, permeability, oil viscosity, filtration-capacitive properties of the rock.

REFERENCES

- Krylov A.P. Sostoyanie teoreticheskikh rabot po proektirovaniyu razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy i zadachi po uluchsheniyu etikh rabot [Theoretical works in development of oil fields and tasks in improving these works]. *Opyt razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy i zadachi po uluchsheniyu etikh rabot* [Experience in development of oil fields and tasks to improve these works]. Moscow, Gostoptekhizdat Publ., 1957. pp. 116–139.
- Zakirov I.S., Korpusev V.I. Correction of structure of the formula for calculation of oil-recovery ratio. *Oil industry*, 2006, no. 1, pp. 66–68. In Rus.
- Sarvaretdinov R.G., Makhmutov A.A., Nurgaliev R.Z., Lensky V.A., Tokarev M.A. Evaluation of the spread of oil displacement efficiency by area in heterogeneous beds. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2016, no. 12, pp. 59–61. In Rus.
- OST 39–195–86. *Neft. Metod opredeleniya koeffitsienta vytesneniya nefi vodoy v laboratornykh usloviyakh* [Oil. Method for determining the coefficient of oil displacement by water in laboratory conditions]. Moscow, Minnefteprom Publ., 1986. 19 p.
- Zakirov S.N., Murtazaliev A.S. Definition of replacement coefficients for terrigenous and carbonate collectors. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2009, no. 9, pp. 45–47. In Rus.
- Lyadova N.A., Yakovlev Yu.A., Raspopov A.V. *Geologiya i razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy Permskogo kraja* [Geology and development of oil deposits in Perm Krai]. Moscow, OAO VNIIO-ENG Publ., 2010. 335 p.
- Shapiro S.A., Khizhniak G.P., Plotnikov V.V., Niemann R., Ilyushin P.Yu., Galkin S.V. Permeability dependency on stiff and compliant porosities: a model and some experimental examples. *Journal of Geophysics and Engineering*, 2015, vol. 12, pp. 376–385. DOI: 10.1088/1742-2132/12/3/376.
- Jing-qiang L., Chao-mo Z., Zhansong Z. Combine the capillary pressure curve data with the porosity to improve the prediction precision of permeability of sandstone reservoir. *Journal of Petroleum and Engineering*, 2016, vol. 139, pp. 43–48.
- Davis J.C. *Statistics and data analysis in geology*. 3rd ed. New York; Chichester; Brisbane; Toronto; Singapore, John Wiley & Sons, 2002. 656 p.
- Afifi A.A., Eyzon S.P. *Statisticheskii analiz. Podkhod s ispolzovaniyem EVM* [Statistical analysis. Approach to computer use]. Moscow, Mir Publ., 1982. 488 p.
- Johnson N.L., Leone F.C. *Statistics and experimental design*. New York; London; Sydney; Toronto, John Wiley & Sons, 1977. 606 p.
- Montgomery D.C., Peck E.A. *Introduction to linear regression analysis*. New York, John Wiley & Sons, 1982. 504 p.

13. Montgomery D.C., Peck E.A. *Introduction to Linear Regression Analysis*. New York, John Wiley & Sons, 1982. 504 p.
14. Jensen J.L., Lake L.W., Corbett P.W.M., Goggin D.J. *Statistics for Petroleum Engineers and Geoscientists*. New Jersey, Prentice Hall PTR, 1997. 390 p.
15. Afifi A., May S., Clark V.A. *Practical multivariate analysis*. 5th ed. Hoboken, Chapman and Hall/CRC, 2011. 537 p.
16. Gladkikh E.A., Khizhnyak G.P., Galkin V.I., Popov N.A. Technique for evaluation of oil displacement coefficient based on the conventional core study. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2017, vol. 16, no. 3, pp. 225–237. In Rus. DOI: 10.15593/2224–9923/2017.3.3.
17. Gladkikh E.A., Galkin V.I., Khizhnyak G.P. The method for estimating the oil displacement coefficient based on standard core analysis. *Oil industry*, 2017, no. 5, pp. 90–93. In Rus.
18. Gladkikh E.A., Khizhnyak G.P. Development of a model applied to estimate the oil displacement factor (on the example of Bashkir carbonate deposits). *Oilfield engineering*, 2017, no. 5, pp. 9–14. In Rus.
19. Davis J.C. *Statisticheskiy analiz dannykh v geologii* [Statistics and data analysis in geology]. Moscow, Nedra Publ., 1990. B. 1, 319 p.
20. Davis J.C. *Statisticheskiy analiz dannykh v geologii* [Statistics and data analysis in geology]. Moscow, Nedra Publ., 1990. B. 2, 426 p.

Received: 6 April 2018.

Information about the authors

Evgeniy A. Gladkikh, postgraduate student, head of the Laboratory, Perm National Research Polytechnic University.

Grigoriy P. Khizhnyak, Dr. Sc., head of the Department, Perm National Research Polytechnic University.

Vladislav I. Galkin, Dr. Sc., head of the Department, Perm National Research Polytechnic University.