

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

DOI: 10.15593/2224-9923/2014.11.4

УДК 550.8.05

© Киселев В.М., Назаров Д.В., Колесов В.А., 2014

ВОССТАНОВЛЕНИЕ КРИВЫХ КАПИЛЛЯРНОГО ДАВЛЕНИЯ И ПАРАМЕТРА НАСЫЩЕНИЯ ПО КОЭФФИЦИЕНТУ ОСТАТОЧНОГО ВОДОНАСЫЩЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

В.М. Киселев, Д.В. Назаров, В.А. Колесов

Сибирский федеральный университет, Красноярск, Россия

Сложное строение пустотного пространства и низкая проницаемость месторождений Восточной Сибири с продуктивными горизонтами, приуроченными к вендским и нижнекембрийским карбонатным отложениям, приводят к тому, что одно только время экстракции образцов керн достигает двух-трех месяцев. В целом низкая проницаемость пород приводит к продолжительному времени проведения всех фильтрационных экспериментов, а также экспериментов с насыщением пород. Помимо этого, карбонатные породы зачастую содержат значительное количество галита. Лабораторные исследования керн по рассоливанию образцов показали, что пустотность исследуемых образцов может возрастать до 30 % в абсолютных единицах пустотности, а проницаемость – на четыре порядка. В этой связи актуально лабораторные исследования пород такого типа спланировать так, чтобы, с одной стороны, минимизировать время взаимодействия образца с водой, с другой стороны, извлечь максимальную информацию об его фильтрационно-емкостных свойствах. Одним из методов получения такой информации является лабораторное определение кривых капиллярного давления на образцах керн. В работе показана возможность восстановления всей кривой капиллярного давления по краевой точке, соответствующей остаточному водонасыщению.

Проанализированы кривые капиллярного давления, полученные методом центрифугирования, образцов сложно построенных карбонатных отложений Восточной Сибири. Показано, что эти кривые являются функцией коэффициента остаточного водонасыщения. Предложен алгоритм восстановления кривых капиллярного давления по остаточному водонасыщению. Установлено, что для исследуемого разреза параметр насыщения является не только функцией водонасыщенности, но и функцией остаточного водонасыщения.

Ключевые слова: кривые капиллярного давления, остаточная водонасыщенность, параметр насыщения керн лабораторные исследования керн, карбонатные породы, Непско-Ботуобинская антеклиза, Восточная Сибирь.

BUILD-UP OF CAPILLARY PRESSURE CURVES AND SATURATION PARAMETER USING RESIDUAL WATER SATURATION FACTOR BY THE EXAMPLE OF EASTERN SIBERIA CARBONATE DEPOSITS

V.M. Kiselev, D.V. Nazarov, V.A. Kolesov

Siberian Federal University, Krasnoyarsk, Russian Federation

Complex structure of voids and low permeability of Eastern Siberia deposits – productive intervals of which are confined to Vendian and Lower Cambrian carbonate deposits – result in that the time of core samples extraction alone takes two-three months. Overall, low permeability of rocks cause prolonged time of all filtration experiments and experiments with rock saturation. Besides that, carbonate rocks often contain a significant amount of halite. Laboratory-based core studies on salt extraction from core samples indicated that void content of test samples might increase up to 30 % in absolute units, permeability might increase by 10^4 times. In this respect, it seems to be relevant to plan the laboratory studies of such rocks to minimize the time of sample interaction with water on the one hand and to obtain maximum information about filtration-volumetric characteristics of the sample on the other hand. One of the methods that can be used to obtain this information is laboratory determination of capillary pressure curves on the core samples. The present paper demonstrates the opportunity of build-up of the whole capillary pressure curve by edging point corresponding with residual water saturation.

There were analyzed capillary pressure curves of samples belonging to Eastern Siberia complex structured carbonate deposits, capillary pressure curves were obtained by the samples centrifuge method. It was detected that these curves are the function of the residual water saturation coefficient. There was suggested an algorithm of build-up of capillary pressure curves using residual water saturation. It was determined that for the section under research resistivity index is not only a function of water saturation, but also of residual water saturation.

Keywords: capillary pressure curves, residual water saturation, resistivity index, core, laboratory core studies, carbonate rocks, Nepsko-Botuobinskaiia anticline, Eastern Siberia.

Введение

Данные о водо- и нефтенасыщенности продуктивных коллекторов необходимо иметь на всех стадиях освоения месторождений нефти и газа, начиная с их разведки и подсчета запасов и далее в процессе разработки. Одним из распространенных методов получения такой информации является лабораторное определение кривых капиллярного давления (ККД) на образцах керна [1]. Помимо этого, в результате лабораторных исследований керна определяют такие характеристики пород-коллекторов, как параметры пористости p_n и насыщения p_n [2], которые затем используются при интерпретации данных геофизических исследований скважин [3].

Лабораторные исследования керна, без которых немислимы построения петрофизической модели месторождения, требуют достаточно продолжительного времени. С момента приемки керна в лабораторию до выдачи окончательного отчета проходит зачастую не менее года, что не позволяет оперативно вносить коррективы в технологии разведки месторождения. Особенно актуально это при разведке и разработке нефтегазовых месторождений Восточной Сибири с продуктивными горизонтами, приуроченными к вендским и нижнекембрийским карбонатным отложениям. Из-за сложного строения пустотного пространства и низкой проницаемости этих отложений одно только время экстракции образцов керна достигает двух-трех месяцев. В целом низкая проницаемость пород приводит к продолжительному времени проведения всех фильтрационных экспериментов, а также экспериментов с насыщением пород. Помимо этого, карбонатные породы зачастую содержат значительное количество галита [4]. Лабораторные исследования керна по рассоливанью образцов показали, что пустотность исследуемых образцов может возрастать до 30 % в абсолютных едини-

цах пустотности, а проницаемость – на четыре порядка.

Все эти факты свидетельствуют о необходимости минимизации взаимодействия образцов в процессе эксперимента с водой, чтобы избежать проблем, связанных с размывом и перераспределением солей в структуре пустотного пространства.

В настоящей работе предложен алгоритм восстановления ККД и зависимости параметра насыщения от коэффициента водонасыщения только по коэффициенту остаточного водонасыщения $K_{в,о}$, т.е. фактически по концевой точке кривой капиллярного давления, соответствующей максимальному давлению, приложенному к образцу.

Объект и метод исследования

Проанализированы данные лабораторных исследований 522 образцов керна, отобранных из продуктивных горизонтов восьми скважин Иркутских лицензионных участков ОАО НК «Роснефть», расположенных на северо-западном, западном склоне Непского свода Непско-Ботубинской антеклизы. Основными продуктивными горизонтами этих участков являются подсолевые карбонатные комплексы: нижнего кембрия – осинский (пласты Б1 и Б2) и усть-кутский горизонты (пласты Б3-4 и Б5); венда – преобразенский (пласт Б12) и ербогаченский горизонты (пласт Б13). Они характеризуются сложным строением резервуаров и высокой изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств коллекторов как за счет изменения литологии пород, так и вследствие локального засоления их порового пространства [4]. Именно засоление во многом определяет ФЕС нефтегазоносных горизонтов. В этой связи, как отмечено выше, при проведении лабораторных исследований таких образцов желательнее свести к минимуму их контакт с водой.

В качестве исходных экспериментальных данных были рассмотрены ККД

для всех 522 образцов, полученные методом центрифугирования.

Существует много методов для расчета капиллярного давления и текущей насыщенности по данным центрифугирования. Наиболее распространенными являются методы Тульбовича [5] и Хасслера – Бруннера [6, 7].

В методе Тульбовича текущая водонасыщенность рассчитывается как средняя для всего образца по объему вытесненной жидкости. При этом капиллярное давление, МПа, находится по эмпирической формуле

$$p = 1,09 \cdot 10^{-9} \Delta\rho \cdot n^2 \cdot \left(\frac{9rl + 2l^2}{36} \right),$$

где $\Delta\rho$ – разность плотностей вытесняемого и вытесняющего флюида, г/см³; n – частота вращения ротора, мин⁻¹; r – радиус вращения образца, см; l – длина образца, см. Эта формула позволяет максимально приблизить искомую зависимость капиллярного давления от водонасыщенности, полученную методом центрифугирования, к той, что получается из данных капиллярометрии с использованием метода полупроницаемой мембраны.

В методе Хасслера – Бруннера на внешнем торце зерна насыщенность смачивающей фазой остается равной 100 % при любых скоростях вращения центрифуги. Таким образом, метод Хасслера – Бруннера сводится к расчету капиллярного давления на внешнем торце исследуемого образца при разных частотах вращения ротора и вычислениям соответствующей водонасыщенности в различных сечениях образца по мере их удаленности от центра вращения. В работе [1] отмечается, что использование метода Хасслера – Бруннера для слабопроницаемых пород вызывает определенные трудности.

Анализируемые в нашей работе кривые капиллярных давлений были получены методом Тульбовича. Измерения были выполнены на девяти режимах ра-

боты центрифуги с частотами вращения ротора 0; 1700; 2700; 3840; 5420; 8130; 10 140; 12 120; 13 270 об/мин. Соответствующие им рассчитанные капиллярные давления равны 0; 0,2; 0,5; 1; 2; 4,5; 7; 10 и 12 атм.

Некоторые модели восстановления кривых капиллярного давления

На данный момент существует достаточно много моделей, описывающих связь кривой капиллярного давления с различными петрофизическими параметрами. Хронологический обзор основных моделей представлен в работе [8]. В России достаточно широкое применение получили модели Леверетта и Брукса – Кори.

Модель Леверетта (модель J -функции) является первой полуэмпирической моделью, которая хорошо описывает кривую капиллярного давления. Эта функция учитывает изменения проницаемости, пористости и смачиваемости коллектора при условии, что геометрия порового пространства остается неизменной. Выражение для нее имеет вид

$$J = \frac{p}{\sigma \cdot \cos\theta} \left(\frac{K_{пр}}{K_n} \right)^{1/2} = a \cdot (K_v)^{-b}, \quad (1)$$

где p – капиллярное давление; σ – межфазное натяжение; θ – краевой угол смачивания; $K_{пр}$ – коэффициент проницаемости; K_n – коэффициент пористости; K_v – коэффициент водонасыщенности; a и b – эмпирические константы. Сначала модель Леверетта рассматривалась применительно только к терригенным коллекторам, но, как показал дальнейший опыт, в определенных ситуациях ее можно использовать и для карбонатных коллекторов [8].

Как можно видеть из выражения (1), связь между капиллярным давлением p и текущей водонасыщенностью K_v определяется шестью константами. В работе [8] с использованием уравнения Козени – Кармана число констант в опреде-

лении функции $p = p(K_B)$ сведено до двух (коэффициентов проницаемости и пористости). Получено хорошее согласие между теоретически рассчитанными и экспериментально определенными ККД для карбонатных пород.

В модели Брукса – Кори [9] используется входное капиллярное давление $p_{вх}$, при котором водонасыщенность становится меньше 100 %, и коэффициент λ , характеризующий распределение пор по размерам:

$$p = p_{вх} \cdot (K_B^*)^{-1/\lambda}, \quad (2)$$

где

$$K_B^* = \frac{K_B - K_{B,0}}{1 - K_{B,0}}$$

представляет собой нормированное водонасыщение. В работе [10] представлены различные модификации модели Брукса – Кори и новый вариант этой модели, параметры которой определяются из условия минимизации функционала невязки между расчетными и экспериментально определенными ККД.

Восстановление ККД по остаточному водонасыщению

Сравнивая уравнения (1) и (2), трудно заметить, что с точностью до постоянных множителей и в модели Левретта, и в модели Брукса – Кори кривые капиллярного давления можно аппроксимировать функциями вида

$$p = a_1 K_B^{-b_1}, \quad (3)$$

где p – давление, атм, соответствующее текущей водонасыщенности K_B ; a_1 и b_1 – константы. Для всех 552 рассмотренных образцов среднее значение коэффициента достоверности аппроксимации ККД $R^2 = 0,93$. Только для нескольких образцов значение R^2 составило величину порядка 0,7–0,8.

Для определения констант a_1 и b_1 используем два уравнения. Первое соответствует концевой точке ККД:

$$12 = a_1 K_{B,0}^{-b_1}. \quad (4)$$

В качестве второго уравнения рассмотрим условие минимизации функционала невязки между эмпирическими и теоретическими значениями капиллярного давления:

$$\Phi(a_1, b_1) = \sum_{j=1}^9 [p_j - a_1 (K_B)_j^{-b_1}]^2 \rightarrow \min.$$

Анализ полученных для всех ККД пар констант a_1 и b_1 показал, что между ними имеет место практически функциональная связь вида

$$a_1 = \alpha e^{\beta b_1} \quad (5)$$

с параметрами $\alpha = 0,2212$ и $\beta = 4,5772$. Коэффициент достоверности аппроксимации зависимости a_1 и b_1 уравнением (5) для всей выборки $R^2 = 0,999$ (рис. 1).

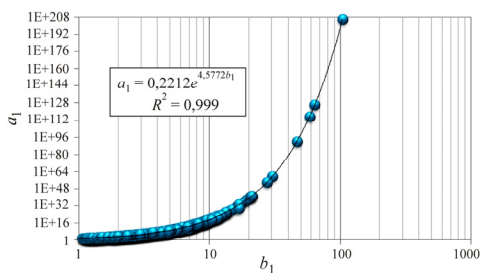


Рис. 1. Результат сопоставления коэффициентов a_1 и b_1

Согласно уравнениям (4) и (5) формулы для вычисления постоянных a_1 и b_1 принимают следующий вид:

$$b_1 = \frac{\ln 12 - \ln 0,2212}{4,5772 - \ln K_{B,0}},$$

$$a_1 = 0,2212 \cdot e^{4,5772 b_1}. \quad (6)$$

Таким образом, для построения функции $p = f(K_B)$ для горной породы необходимо знать только ее остаточную водонасыщенность. На рис. 2 представлен пример сопоставления экспериментальной и теоретически рассчитанной за-

висимости $p = f(K_B)$ (т.е. кривой капиллярного давления) для одного из рассмотренных образцов. Во всех случаях коэффициенты корреляции между экспериментальными и теоретически рассчитанными кривыми превышают 0,9.

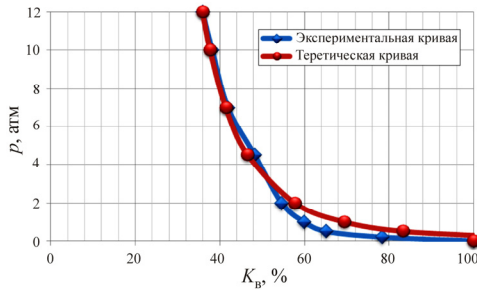


Рис. 2. Экспериментальная и теоретически рассчитанная ККД

Восстановление кривых $p_n(K_B)$ по остаточному водонасыщению

Параметр насыщения p_n определяется как отношение удельного электрического сопротивления образца, частично или полностью насыщенного углеводородами, к сопротивлению этого же образца, полностью насыщенного водой. Из этого определения следует, что параметр насыщения является функцией водонасыщенности [2], а следовательно, и коэффициента нефтегазонасыщенности, определение которого является одной из основных петрофизических задач.

В ходе проведения капилляриметрических исследований на каждом режиме работы центрифуги производится замер удельного электрического сопротивления ядра при текущей водонасыщенности. Это позволяет определять значения параметра насыщения для данного образца при различном насыщении.

Выполненный нами анализ зависимости параметра насыщения p_n от коэффициента водонасыщенности K_B показал, что для всех образцов эта зависимость может быть аппроксимирована функцией вида

$$p_n = a_2 K_B^{-b_2}, \quad (7)$$

где a_2 и b_2 – константы. Средний коэффициент достоверности аппроксимации параметра насыщения p_n функцией вида (7) равен 0,963, лишь для нескольких образцов он несколько ниже. Вид уравнения (7) находится в согласии с общепринятыми представлениями о связи p_n и K_B .

Для нахождения связи между постоянными a_2 и b_2 воспользуемся условием минимизации функционала невязки

$$\Phi(a_2, b_2) = \sum_{j=1}^9 [(p_n)_j - a_2 (K_B)_j^{-b_2}]^2 \rightarrow \min.$$

Оказалось, что для всей выборки образцов между a_2 и b_2 имеет место практически функциональная связь вида

$$a_2 = \gamma e^{\delta b_2}, \quad (8)$$

с параметрами $\gamma = 1,0771$, $\delta = 4,6273$. Эта связь представлена на рис. 3.

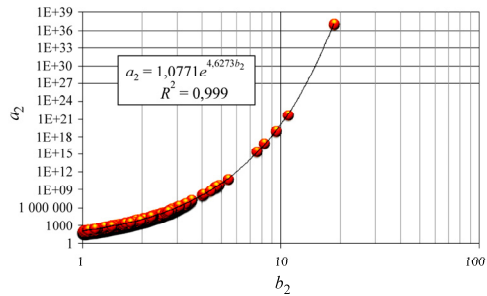


Рис. 3. Результат сопоставления коэффициентов a_2 и b_2

Как видно из рис. 3, значения коэффициента b_2 изменяются в основном в пределах от 1 до 5, что характерно для коллекторов со смешанной смачиваемостью. Значения же коэффициента a_2 для рассмотренной выборки изменяются в очень широких пределах и для подавляющего большинства образцов много больше единицы, что противоречит классической связи p_n и K_B . Дело в том, что свойства сложно построенных коллекторов Восточной Сибири не удовлетворяют

многочисленным допущениям, которые необходимы для использования классической связи вида $p_n = b \cdot K_{в.о}^{-n}$, где коэффициент b принимают близким к единице.

Для того чтобы выразить коэффициенты a_2 и b_2 через $K_{в.о}$, воспользуемся уравнением (8) и уравнением (7) при $K_{в} = K_{в.о}$. Решение этих двух уравнений будет следующим:

$$b_2 = \frac{\ln(p_n(K_{в.о})) - \ln(1,0771)}{4,6273 - \ln(K_{в.о})},$$

$$a_2 = 1,0771 \cdot e^{4,6273b_2}. \quad (9)$$

Вычисляемые по формулам (9) коэффициенты a_2 и b_2 индивидуальны для каждого образца и зависят от значений $K_{в.о}$ и $p_n(K_{в.о})$. Для восстановления кривой $p_n = p_n(K_{в})$ по коэффициенту остаточной водонасыщенности необходимо иметь связь $p_n(K_{в.о})$. Анализ данных ККД по всей выборке показал, что с коэффициентом достоверности аппроксимации на уровне 0,7 между p_n и $K_{в.о}$ имеет место статистическая связь вида

$$p_n(K_{в.о}) = 1585,6 \cdot K_{в.о}^{-1,491}. \quad (10)$$

Эта связь представлена на рис. 4.

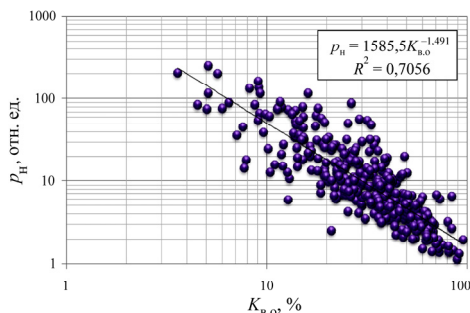


Рис. 4. Зависимость параметра насыщения p_n от $K_{в.о}$

Таким образом, имея только значение $K_{в.о}$, по формулам (7), (9) и (10) можно рассчитать зависимость параметра на-

сыщения от коэффициента водонасыщенности $K_{в}$. Пример такого расчета и результат сопоставления с экспериментальной кривой $p_n = f(K_{в})$ представлен на рис. 5. Во всех случаях коэффициент корреляции между экспериментальными и расчетными кривыми был не меньше 0,9.

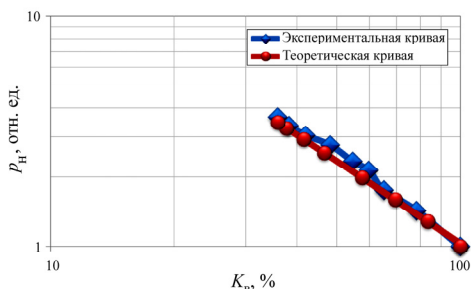


Рис. 5. Экспериментальная и теоретически рассчитанная зависимость параметра насыщения p_n от коэффициента водонасыщенности $K_{в}$

Заключение

Проведен анализ ККД свыше полутора образцов из интервалов продуктивных горизонтов венда и нижнего кембрия Непско-Ботуобинской антеклизы. Анализ кривых капиллярного давления и зависимостей p_n от $K_{в}$ показал, что все кривые с высокой степенью достоверности аппроксимации могут быть описаны степенными функциями вида (3) и (7). Установлена тесная корреляционная связь пар коэффициентов a_1 - b_1 и a_2 - b_2 . Предложены алгоритмы восстановления кривых капиллярного давления и $p_n = f(K_{в})$ по конечным точкам, соответствующим остаточной водонасыщенности $K_{в.о}$. Сопоставление экспериментальных и теоретических кривых показало их хорошую корреляционную связь.

Показано, что значения коэффициента b_2 в уравнении (7) изменяются преимущественно от 1 до 5, что характерно для коллекторов со смешанной смачиваемостью. Значения же коэффициента a_2 для рассмотренной выборки изменя-

ются в очень широких пределах и для подавляющего большинства образцов много больше единицы, что противоречит классической связи p_n-K_v .

Полученные результаты, касающиеся прежде всего восстановления зависимости параметра насыщения от остаточной водонасыщенности, открывают новые перспективы в интерпретации данных геофизических исследований скважин.

Дело в том, что в разрезах исследованного объекта, как показывает наш опыт, нельзя использовать уравнение Арчи – Дахнова с постоянными параметрами. Зависимость кривых $p_n = f(K_v)$ от $K_{v,0}$ диктует необходимость введения динамического уравнения Арчи – Дахнова, параметры которого должны изменяться в каждой точке разреза в соответствии со значением $K_{v,0}$ в этой точке.

Список литературы

1. Кузнецов А.М., Баишев А.Б., Кузнецов В.В. Определение начальной водонасыщенности и капиллярной кривой методом центрифугирования // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 1. – С. 49–51.
2. Меркулов В.П., Посысов А.А. Оценка пластовых свойств и оперативный анализ каротажных диаграмм / Том. политехн. ун-т. – Томск, 2006. – 176 с.
3. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. – М.: Недра, 1982. – 448 с.
4. Особенности петрофизической модели карбонатных коллекторов Иркутских лицензионных участков / Д.А. Филатов, В.А. Колесов, Н.Б. Красильникова, В.В. Исаева // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 10. – С. 42–45.
5. Тульбович Б.И. Методы изучения пород-коллекторов нефти и газа. – М.: Недра, 1979. – 199 с.
6. Коллинз Р. Течения жидкостей через пористые материалы. – М.: Мир, 1964. – 350 с.
7. Lorenz P.B., Donaldson E.C., Thomas R.D. Use of centrifugal measurements of wettability to predict oil recovery // USBM / Bartlasville Energy Technology Center, 1974. – P. 26.
8. Goda H., Behrenbruch P. A universal formulation for the prediction of capillary pressure // SPE 147078. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 30 October – 2 November, Denver, Colorado, USA, 2011. – P. 22.
9. Brooks R.H., Corey A.T. Hydraulic properties of porous media // Hydrology Papers / Colorado State University. – 1965. – № 3. – March. – P. 27.
10. Gang T., Kelkar M. A more general capillary pressure curve and its estimation from production data // SPE 108180. Rocky Mountain Oil & Gas Technology Symposium, 16–18 April, Denver, Colorado, USA, 2007. – P. 7.

References

1. Kuznecov A.M., Baishev A.B., Kuznecov V.V. Opredelenie nachal'noj vodonasysshennosti i kapilljarnoj krivoj metodom centrifugirovanija [Determination of initial water saturation and capillary curve by centrifugation]. *Neftjanoe hozjajstvo*, 2010, no. 1, pp. 49–51.
2. Merkulov V.P., Posysoev A.A. Ocenka plastovyh svojstv i operativnyj analiz karotazhnyh diagram [Evaluation of reservoir properties and operational analysis of boring logs]. Tomskij politehnicheskij universitet, 2006. 176 p.
3. Dahnov V.N. Interpretacija rezul'tatov geofizicheskikh issledovanij razrezov skvazhin [Interpretation of the results of geophysical studies of well logs]. Moscow: Nedra, 1982. 448 p.
4. Filatov D.A., Kolesov V.A., Krasil'nikova N.B., Isaeva V.V. Osobennosti petrofizicheskoj modeli karbonatnyh kollektorov Irkutskih licenziornyh uchastkov [Features of petrophysical model of carbonate reservoirs of Irkutsk license blocks]. *Neftjanoe hozjajstvo*, 2013, no. 10, pp. 42–45.
5. Tul'bovich B.I. Metody izucheniya porod-kollektorov nefiti i gaza [Methods of studying oil and gas container rocks]. Moscow: Nedra, 1979. 199 p.
6. Kollinz R. Tehenija zhidkostej cherez poristye materialy [Fluid flow through porous materials]. Moscow: Mir, 1964. 350 p.
7. Lorenz P.B., Donaldson E.C., Thomas R.D. Use of centrifugal measurements of wettability to predict oil recovery. *USBM*. Bartlasville Energy Technology Center, 1974, report 7873, p. 26.

8. Goda H., Behrenbruch P. A universal formulation for the prediction of capillary pressure. *SPE 147078. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 30 October – 2 November*. Denver, Colorado, USA, 2011, p. 22.

9. Brooks R.H., Corey A.T. Hydraulic properties of porous media. *Hydrology Papers*. Colorado State University, 1965, no. 3, March, p. 27.

10. Gang T., Kelkar M. A more general capillary pressure curve and its estimation from production data. *SPE 108180. Rocky Mountain Oil & Gas Technology Symposium, 16–18 April*. Denver, Colorado, USA, 2007, p. 7.

Об авторах

Киселев Валерий Михайлович (Красноярск, Россия) – доктор физико-математических наук, профессор кафедры геофизики Института нефти и газа Сибирского федерального университета (660028, г. Красноярск, Свободный пр., 82, стр. 6; e-mail: kvm@akadem.ru).

Назаров Денис Владимирович (Красноярск, Россия) – Институт нефти и газа Сибирского федерального университета (660028, г. Красноярск, Свободный пр., 82, стр. 6; e-mail: denis.nazarov92@mail.ru).

Колесов Владимир Анатольевич (Красноярск, Россия) – аспирант кафедры геофизики Института нефти и газа Сибирского федерального университета (660028, г. Красноярск, Свободный пр., 82, стр. 6; e-mail: Wheeloff@gmail.com).

About the authors

Valerii M. Kiselev (Krasnoyarsk, Russian Federation) – Doctor of Physical and Mathematical Sciences, Professor, Geophysics Department, Institute of Oil and Gas, Siberian Federal University (660028, Krasnoyarsk, Svobodnyi av., 82, build. 6; e-mail: kvm@akadem.ru).

Denis V. Nazarov (Krasnoyarsk, Russian Federation) – Siberian Federal University (660028, Krasnoyarsk, Svobodnyi av., 82, build. 6; e-mail: Wheeloff@gmail.com).

Vladimir A. Kolesov (Krasnoyarsk, Russian Federation) – Postgraduate Student, Geophysics Department, Institute of Oil and Gas, Siberian Federal University (660028, Krasnoyarsk, Svobodnyi av., 82, build. 6; e-mail: Wheeloff@gmail.com).

Получено 3.04.2014

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Киселев В.М., Назаров Д.В., Колесов В.А. Восстановление кривых капиллярного давления и параметра насыщения по коэффициенту остаточного водонасыщения на примере карбонатных отложений Восточной Сибири // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – № 11. – С. 38–45.

Please cite this article in English as:

Kiselev V.M., Nazarov D.V., Kolesov V.A. Build-up of capillary pressure curves and saturation parameter using residual water saturation factor by the example of eastern siberia carbonate deposits. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2014, no. 11, pp. 38–45.