

Прогноз капиллярных кривых полиминерального терригенного коллектора по геофизическим данным

Показаны преимущества учета литологической неоднородности полиминерального терригенного коллектора при прогнозе кривых капиллярного давления. Улучшение зависимости управляющего параметра модели капиллярной кривой от эффективной пористости достигнуто с помощью данных о минеральном составе коллектора на основе параметра полной водоудерживающей способности. Значимость влияния данного параметра подтверждена формальной статистической проверкой. Получаемые зависимости отличаются высокими коэффициентами детерминации, что открывает возможность надежного прогноза капиллярных кривых неоднородного коллектора по данным геофизических исследований скважин.

Ключевые слова: капиллярное давление, структура порового пространства, эффективное поровое пространство, неоднородность, полиминеральный коллектор, минеральный состав, эффективная пористость, полная водоудерживающая способность, критерий Чоу.

Кривые капиллярного давления являются одной из важнейших характеристик коллекторов нефти и газа, определяемых по результатам специальных петрофизических исследований керн. Функция капиллярного давления для режима дренирования используется для оценки величины предельной нефтенасыщенности продуктивного пласта, построения модели переходной зоны и зоны непередельного насыщения, влияет на начальные запасы залежи и состав притока к скважине в водонефтяной зоне (Тиаб, Доналдсон, 2009). Кривая капиллярного давления для режима пропитки должна учитываться при моделировании заводнения сильно неоднородных коллекторов, а также в лабораторных экспериментах по вытеснению и при эксплуатации скважин в зонах непередельного насыщения.

Еще одна важная роль кривой капиллярного давления характеризуется ее взаимосвязью со структурой порового пространства коллектора. Интерпретация капиллярной кривой в терминах зависимости капиллярного давления от эффективного радиуса порового канала позволяет построить их распределение по размерам в рамках эквивалентной модели пористой среды. Это распределение используется для качественной характеристики коллектора и количественных оценок проницаемости, функций относительных фазовых проницаемостей (Тиаб, Доналдсон, 2009).

Для учета вариации кривой капиллярного давления в объеме неоднородного продуктивного пласта используют различные модели ее зависимости от параметров коллектора. Наибольшее распространение получили функция Леверетта (J-функция), различные варианты нормирования и разделения по классам коллектора или фациям (Косетино, 2007).

Полиминеральные терригенные коллекторы характерны для различных продуктивных объектов, в частности, для месторождений Западной Сибири. Они образовывались в сложных условиях осадконакопления в различные геологические эпохи, с последующими процессами уплотнения пород и их цементации, переотложения солей и многих других явлений, происходящих при формировании коллекторов нефти и газа. Поэтому преобладающая часть полиминеральных пород-коллекторов характеризу-

ется высокой изменчивостью минерального и гранулометрического состава, распределения и упаковки зерен, цементирующего материала. Литологическая неоднородность в свою очередь обуславливает значительную неоднородность продуктивных отложений по текстурно-структурным признакам, структуре порового пространства. Это объясняет существенную вариацию геолого-физических свойств коллекторов в объеме залежи.

В подобных условиях существующие методы обобщения керновых данных о функциях капиллярного давления дают недостаточно достоверные результаты. В основном, это связано с отсутствием надежных связей между параметрами, характеризующими неоднородность капиллярных кривых, и результатами интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС).

Считается, что структура порового пространства может быть детально охарактеризована на основе метода ядерно-магнитного каротажа (ЯМК). Однако этот метод, во-первых, дорогостоящий и применяется на малой доле фонда скважин. Во-вторых, интерпретация данных ЯМК в терминах распределения пор по размерам не имеет прямого соответствия с данными капиллярных измерений из-за иного эквивалентного представления порового пространства.

Для решения задачи количественного описания неоднородности капиллярных характеристик и структуры порового пространства полиминерального коллектора в данной работе привлекается петрофизическая модель Д.А. Кожевникова и К.В. Коваленко (Кожевников, Коваленко, 2011). Она находится в идейном русле концепции эффективного порового пространства (ЭПП) (Закиров и др., 2009). Преимуществом данной модели и основанных на ней методов интерпретации является возможность непосредственного определения по данным стандартного комплекса ГИС двух высокоинформативных параметров: эффективной пористости коллектора $K_{п.эф}$ и параметра μ , количественно характеризующего изменение минерального состава породы. Так, в предшествующих исследованиях показана возможность использования $K_{п.эф}$ и μ для существенного повышения достоверности прогноза проницаемости в неоднородном полиминеральном коллекторе (Индрупский и др., 2013).

Моделирование кривых капиллярного давления

В отечественных и зарубежных публикациях предложено много моделей взаимосвязи капиллярного давления с водонасыщенностью коллектора. Они отличаются качеством описания реальных кривых капиллярного давления в области высоких или низких капиллярных давлений. Кроме того, некоторые модели привлекают дополнительные параметры коллектора, например, проницаемость для модели Тиксье (Дахнов, 1985), что привносит дополнительную погрешность при их оценке по данным ГИС.

В публикации (Кожевников и др., 2013) предложена модель связи капиллярного давления с водонасыщенностью, имеющая ряд преимуществ перед аналогами. Её проверка на коллекции керн юрских отложений показала, что для образцов как с высокими, так и со средними значениями проницаемости обеспечивается более точное описание результатов лабораторных исследований. Кроме того, управляющий параметр модели имеет тесную связь с эффективной пористостью.

Для авторов настоящей статьи основным интерес представляет анализ взаимосвязи капиллярных характеристик с минеральным составом коллектора. Используется отмеченный выше параметр μ . Его значение соответствует величине пористости, при которой удерживаемая матрицей и цементом заданного минерального состава связанная вода полностью заполняет поровое пространство коллектора. В (Индрупский и др., 2013) на основе сопоставлений с данными рентгеноструктурного анализа (РСА) показано, что μ количественно характеризует минеральный состав породы, с преимущественным влиянием состава глинистого цемента.

В качестве примера рассмотрим пачку продуктивных пластов в юрских отложениях месторождения *N* Западной Сибири. Исследуемые пласты представлены неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов, с прослоями и линзами карбонатных пород. Для цемента характерно преобладающее содержание каолинита с небольшими вкраплениями смешаннослойных образований, гидрослюды, хлорита, а также карбонатных примесей.

Анализ результатов стандартных и специальных исследований коллекции образцов позволил определить ха-

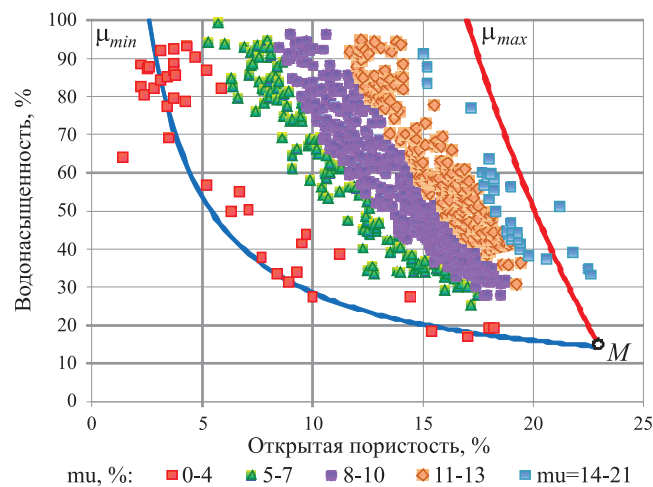


Рис. 1. Полигон зависимостей K_n - $K_{во}$ для разных значений полной водоудерживающей способности коллектора μ .

рактеристические параметры петрофизической модели: пористость и водоудерживающую способность матрицы, диапазон изменения водоудерживающей способности цемента, а также рассчитать величину параметра μ для каждого образца (Рис. 1). На основе сопоставления с данными гранулометрии и РСА подтверждена применимость модели и взаимосвязь μ с минеральным составом цемента.

Для аппроксимации данных капиллярметрических исследований рассмотрены три модели.

1) Модель Брукса-Кори (Brooks & Corey, 1964):

$$K_e = K_{во} + (1 - K_{во}) * \left(\frac{P_{выт}}{P_k} \right)^{1/\lambda}, \quad (1)$$

где K_e – текущее значение коэффициента водонасыщенности; $K_{во}$ – коэффициент остаточной (неснижаемой) водонасыщенности; $P_{выт}$ – давление вытеснения; P_k – текущее капиллярное давление; λ – параметр кривизны. Основным управляющим параметром модели, требующим настройки для каждой капиллярной кривой, является величина λ .

2) Модель Тиксье (Дахнов, 1985):

$$K_e = \left[\sqrt{1 + \left(\sqrt{K_{np}} / b \right) * P_k} \right]^{-1}, \quad (2)$$

с управляющим параметром b . Недостаток данной модели состоит в использовании величины абсолютной проницаемости K_{np} , которая оценивается по связям с другими параметрами коллектора.

3) Модель Д.А. Кожевникова, К.В. Коваленко и др. (Кожевников, Коваленко, 2011; Кожевников и др., 2013):

$$P_k = P_{выт} + \frac{P_{max} * (1 - \kappa)}{K_{н.эф}^{-1} - \kappa}, \quad (3)$$

где P_{max} – капиллярное давление, при котором нефтенасыщенность достигает предельного значения $1 - K_{во}$. Нефтенасыщенность $K_{н.эф}$ здесь выражается в долях эффективного порового объема. При пересчете на традиционное нормирование (по открытой пористости) она представляется выражением:

$$K_{н.эф} = 1 - (K_e - K_{во}) / (1 - K_{во}).$$

Модель управляется одним основным параметром κ , тесно связанным с фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) породы.

В качестве примера на рисунке 1 приведены результаты наилучшей аппроксимации каждой из моделей (1)-(3) экспериментальных кривых капиллярного давления (режим дренирования) для двух образцов месторождения *N*. Модель Брукса-Кори позволяет достаточно хорошо воспроизвести форму кривых как в случае средних для данного объекта значений проницаемости (Рис. 2а, абсолютная проницаемость $K_{np} = 23.5$ мД), так и в случае низкопроницаемого коллектора ($K_{np} = 0.19$ мД, рис. 2б) при правильном задании давления вытеснения $P_{выт}$. Модель (3) также обеспечивает качественную аппроксимацию лабораторных кривых для обоих образцов. Модель Тиксье в обоих случаях должна быть признана неудовлетворительной. Данные выводы в целом подтверждаются для всей керновой коллекции по рассматриваемому объекту.

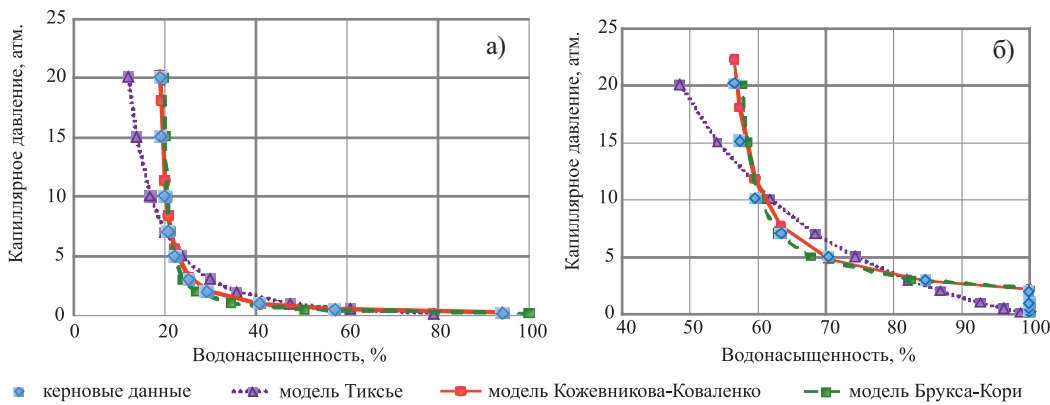


Рис. 2. Кривые капиллярного давления двух образцов месторождения N по результатам исследований ядра.

На примере рисунка 2 отметим следующую особенность. Полученные по модели Брукса-Кори кривые по форме близки к лабораторным. Тем не менее, модельные значения водонасыщенности при малых и средних величинах капиллярного давления недостаточно точно воспроизводят замеренные. Разница достигает 10-15%. Это имеет важное значение при расчёте водонасыщенности в переходной зоне или оценке распределения пор по размерам. А именно, обе соответствующие процедуры предполагают определение доли объема пор, соответствующей конкретному значению P_k .

С другой стороны, неснижаемая водонасыщенность (предельная нефтенасыщенность) определяется асимптотой капиллярной кривой. Поэтому умеренные погрешности в расчете P_k в области его высоких значений, при ма-

лом изменении насыщенности, допустимы.

Таким образом, при выборе модели, описывающей зависимость $K_v - P_k$, необходимо учитывать дальнейшие цели её использования. С этих позиций предпочтение для рассмотренного объекта следует отдать модели (3).

Связь капиллярных характеристик с эффективной пористостью и минеральным составом коллектора

Для возможности достоверного прогноза капиллярных кривых в неоднородном пласте необходимо наличие надежных связей управляющих параметров модели с характеристиками коллектора, определяемыми по результатам интерпретации ГИС. Рисунок 3 показывает, что параметры кривизны λ и b моделей Брукса-Кори и Тиксье соответственно не обнаруживают видимой количественной взаимосвязи с ФЕС коллектора. Не приводит к выявлению таких зависимостей и учет минерального состава коллектора (параметра μ).

Напротив, в случае модели (3) рисунок 4а подтверждает вывод авторов статьи (Кожевников и др., 2013) о наличии тесной связи параметра k с эффективной пористостью. А разделение образцов по величине μ указывает на

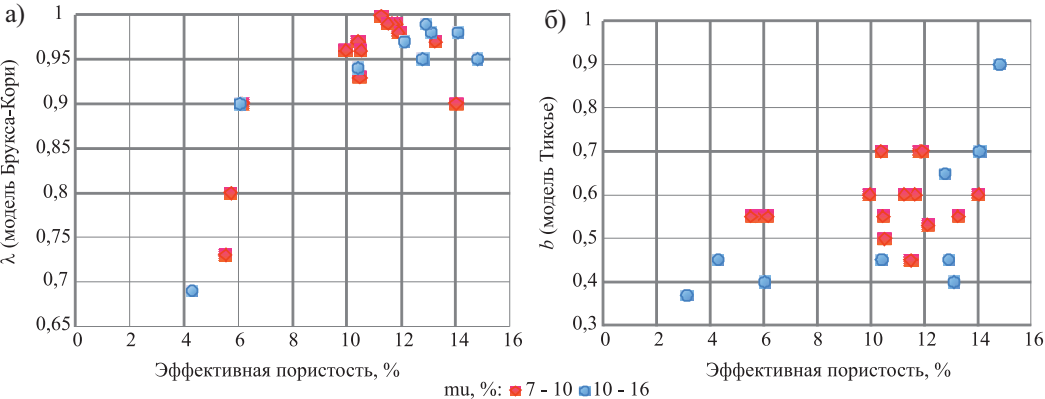


Рис. 3. Связь значений параметров λ модели Брукса-Кори (а) и b модели Тиксье (б) с эффективной пористостью образцов.

некоторое влияние минерального состава. Так, отдельную зависимость можно выделить для малых значений μ , что соответствует для данной группы объектов преимущественно каолиновому составу цемента (Рис. 4б).

В целом, на рисунке 4а заметно, что значение параметра k увеличивается с ростом эффективной пористости коллектора. Разделение трендов по параметру μ приводит к дальнейшему увеличению и без того высокого коэффициента детерминации зависимостей.

Для низких значений μ характерен более равномерный рост k с увеличением $K_{н.эф}$. Это может быть связано как с различиями в структуре порового пространства, не полностью нашедшими отражение в величине $K_{н.эф}$, так и с изменением количественных показателей смачиваемости отдельных групп поровых ка-

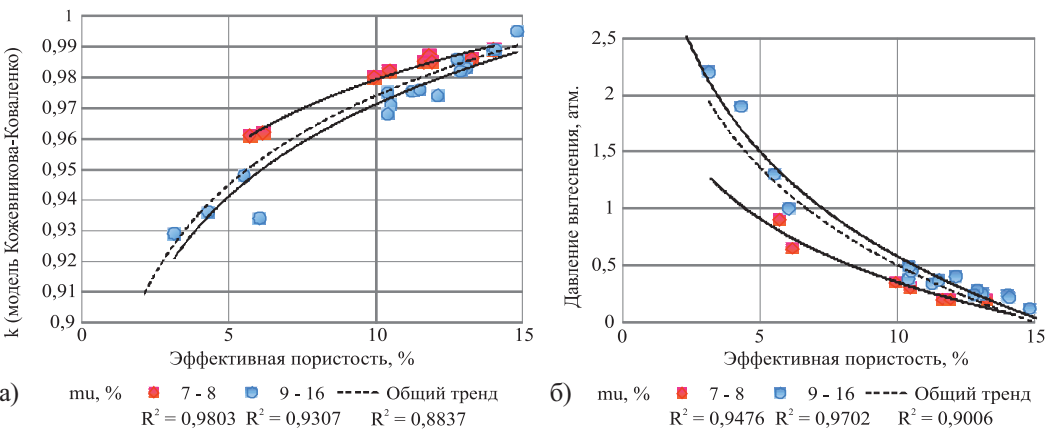


Рис. 4. Связь параметра k модели (3) (а) и давления вытеснения $P_{выт}$ (б) с эффективной пористостью с разделением трендов по параметру μ .

налов в зависимости от минерального состава цемента.

Рисунок 46 демонстрирует, что тесную взаимосвязь с эффективной пористостью имеет и величина давления вытеснения, обычно интерпретируемая как отражение характерного радиуса наиболее крупного проточного порового канала. Привлечение параметра μ способствует дифференциации и дальнейшему уточнению зависимости $K_{n.эф} - P_{выт}$.

Влияние минерального состава коллектора на зависимость $K_{n.эф} - \mu$ подтверждается на основе формальной статистической проверки с применением критерия Чоу (Chow, 1960). Данный критерий используется для проверки гипотезы о том, что учет различия корреляционных трендов для двух подвыборок общей выборки приводит к значимому снижению общей погрешности корреляционного прогноза. В данном случае общая выборка образцов подразделяется на подвыборки образцов с низкими (7-8 %) и более высокими (9-16 %) значениями μ . Статистика критерия Чоу определяется выражением

$$F_{Чоу} = \frac{RSS - RSS_1 - RSS_2}{RSS_1 + RSS_2} \frac{n - k_1 - k_2}{k_1 + k_2 - k} \quad (4)$$

где RSS , RSS_1 и RSS_2 – остаточные суммы квадратов (суммы квадратов отклонений фактических значений от рассчитанных по тренду) для общего тренда всей выборки, трендов первой и второй подвыборок соответственно; k , k_1 и k_2 – число параметров соответствующих трендов; n – общее количество образцов в выборке.

Формальная проверка показала, что отклонения рассчитанных по трендам значений от фактически измеренных на керне можно считать подчиняющимися нормальному распределению. В этом случае статистика критерия Чоу (4) отвечает распределению Фишера с числом степеней свободы $(k_1 + k_2 - k, n - k_1 - k_2)$. Для проверки гипотезы ее необходимо сравнить с критическим значением – квантилем данного распределения для принятого уровня значимости $\alpha=0.05$. Применительно к рассматриваемой коллекции образцов $F_{Чоу} = 9,27$ при $F_{крит} = 3,49$. Следовательно, результат проверки не противоречит гипотезе о значимости влияния параметра минерального состава μ на зависимость $K_{n.эф} - \mu$.

Выводы

В рамках данной работы на примере продуктивных отложений месторождения *N* Западной Сибири исследована возможность прогноза капиллярных кривых в неоднородном полиминеральном терригенном коллекторе по

данным ГИС. Подтверждена высокая результативность подхода, основанного на использовании концепции ЭПП и петрофизической модели полиминерального терригенного коллектора. Зависимости параметров используемой модели капиллярных кривых от эффективной пористости отличаются высокими коэффициентами детерминации.

Для дальнейшего повышения достоверности прогноза капиллярных характеристик предложено учитывать влияние минерального состава неоднородного коллектора на основе параметра петрофизической модели μ , определяемого совместно с $K_{n.эф}$ по данным стандартного комплекса ГИС. Значимость влияния данного параметра подтверждена на основе формальных статистических критериев.

Авторы благодарят к.т.н. К.В.Коваленко за ценные советы и замечания.

Литература

- Brooks R.H., Corey A.T Hydraulic properties of Porous Media. Colorado State University Hydrology. 1964. №3.
- Chow G.C. Tests of equality between sets of coefficients in two linear regressions. *Econometrica*. 1960. 28 (3). Pp. 591-605.
- Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. М.: Недра. 1985.
- Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Закиров И.С. и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть 2. М.-Ижевск: Инст. комп. исслед. 2009. 484 с.
- Индрупский И.М., Блинова Е.Ю., Коваленко К.В. Влияние неоднородности вещественного состава цемента на петрофизические и фильтрационные характеристики коллектора. *Нефтяное хозяйство*. 2013. №7. С. 76-80.
- Кожевников Д.А., Коваленко К.В. Изучение коллекторов нефти и газа по результатам адаптивной интерпретации геофизических исследований скважин. М.: Изд. центр РГУ нефти и газа. 2011. 218 с.
- Кожевников Д.А., Коваленко К.В., Дешенков И.С., Петров А.Н. Моделирование насыщения в переходной зоне коллекторов в концепции эффективного порового пространства. *Теоретические основы и технологии поисков и разведки нефти и газа*. 2013. № 4. С. 51-56.
- Косетин Л. Системные подходы к изучению пластов. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. 400 с.
- Тиаб Дж., Доналдсон Э.Ч. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов. Пер. с англ. М.: «Премиум Инжиниринг». 2009. 868 с.

Сведения об авторах

Екатерина Юрьевна Блинова – соискатель, Институт проблем нефти и газа РАН

Илья Михайлович Индрупский – д.тех.н, ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН

119333, Россия, Москва, ул. Губкина, 3

Тел./Факс: (499) 135-54-67

Forecasting capillary pressure curves of polymineral terrigenous reservoir on the basis of well logging data

E. Yu. Blinova, I.M. Indrupskiy

Oil and Gas Research Institute of RAS (OGRI RAS), Moscow, Russia, e-mail: eublinova@ya.ru, i-ind@ipng.ru

Abstract. Benefits of forecasting capillary pressure curves of a polymineral terrigenous reservoir with account for lithological heterogeneity are demonstrated. A correlation improvement between the capillary curves control parameter and the effective porosity is achieved by introducing the total water retention factor which reflects

reservoir mineral composition. The significant influence of the factor is confirmed by formal statistical test. The resulting correlation trends have high determination factors providing an opportunity for reliable capillary curves forecast in heterogeneous reservoir on the basis of well logging data.

Keywords: capillary pressure, pore space structure, effective pore space, heterogeneity, polymineral reservoir, mineral composition, effective porosity, total water retention factor, Chow test.

References

- Brooks R.H., Corey A.T Hydraulic properties of Porous Media. Colorado State University Hydrology. 1964. №3.
- Chow G.C. Tests of equality between sets of coefficients in two linear regressions. *Econometrica*. 1960. 28 (3). Pp. 591-605.
- Dakhnov V.N. Geofizicheskie metody opredeleniya kollektorskikh svoystv i neftegazonasyscheniya gornyykh porod [Geophysical methods for the determination of reservoir properties and oil and gas saturation of rocks]. Moscow: «Nedra» Publ. 1985.
- Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S., Zakirov I.S. et al. Novye printsipy i tekhnologii razrabotki mestorozhdeniy nefiti i gaza [The new principles and technologies to develop oil and gas fields]. Part 2. Moscow-Izhevsk: «Institut kompyuternykh issledovaniy» Publ. 2009. 484 p.
- Indrupskiy I.M., Blinova E.Yu., Kovalenko K.V. The influence of heterogeneity of a clay component material composition on a reservoir petrophysical and filtration characteristics. *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil Industry]. 2013. №7. Pp. 76-80. (In russian)
- Kozhevnikov D.A., Kovalenko K.V. Izuchenie kollektorov nefiti

i gaza po rezul'tatam adaptivnoy interpretatsii geofizicheskikh issledovaniy skvazhin [The study of oil and gas reservoirs as a result of adaptive interpretation of well logging]. Moscow: RGU nefiti i gaza. 2011. 218 p.

Kozhevnikov D.A., Kovalenko K.V., Dshenenkov I.S., Petrov A.N. Modelirovanie nasyscheniya v perekhodnoy zone kollektorov v kontseptsii effektivnogo porovogo prostranstva [Simulation of saturation in the transition zone in the concept of effective reservoir pore space]. *Teoreticheskie osnovy i tekhnologii poiskov i razvedki nefiti i gaza* [Theoretical basis and technology of prospecting and exploration of oil and gas]. 2013. № 4. Pp. 51-56.

Cosentino L. Integrated reservoir studies. Technip Ed. 2001. 311 p.

Tiab D., Donaldson C. Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. II ed. Elsevier. 2004. 926 p.

Information about authors

Ekaterina Yu. Blinova – Ph.D applicant, Oil and Gas Research Institute of RAS

Ilya M. Indrupskiy – Dr. Sci. (Tech.), Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute of RAS

119333, Moscow, Russia, Gubkin str., 3.

Tel./Fax: (499) 135-54-67

Окончание статьи Е.Ю. Блиновой, И.М. Индрупского «Прогноз капиллярных кривых полиминерального терригенного коллектора по геофизическим данным»