

К вопросу об оценке коэффициента нефтегазонасыщенности в «низкоомных» терригенных коллекторах с учетом явления «капиллярной сверхпроводимости»

Кузьмичев О.Б.

ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
kuzmichevob@bnipi.rosneft.ru

Аннотация

В представленной работе приводится скорректированное с учетом удельной электрической проводимости (УЭП) двойного электрического слоя (ДЭС) уравнение Дахнова-Арчи для расчета коэффициента нефтегазонасыщенности «низкоомных» терригенных коллекторов. Разработана методика численной оценки УЭП ДЭС как функции УЭП пластовой воды и относительной глинистости терригенного коллектора с рассеянной глинистостью. На примере одного из месторождений Широтного Приобья Западной Сибири приводится расчет коэффициента нефтегазонасыщенности с учетом УЭП ДЭС. Показано, что учет влияния УЭП ДЭС позволяет выделять в разрезе нефтенасыщенные пласты, ранее пропускавшиеся как водонасыщенные. Разработанный алгоритм расчета коэффициента нефтегазонасыщенности с учетом УЭП ДЭС предполагается включить в корпоративный программный комплекс «РН-Петролог».

Материалы и методы

Геолого-промысловые характеристики месторождений юрских нефтегазоносных комплексов Западной Сибири: фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов, их относительные фазовые проницаемости; статистический анализ связи петрофизических параметров коллекторов. Методы анализа физики поверхностных явлений и коллоидной химии.

Ключевые слова

«низкоомные» коллекторы, уравнение Дахнова-Арчи, коэффициент нефтегазонасыщенности, удельная электрическая проводимость (УЭП), удельное электрическое сопротивление (УЭС), двойной электрический слой (ДЭС), поверхностная проводимость, явление «капиллярной сверхпроводимости»

Для цитирования

Кузьмичев О.Б. К вопросу об оценке коэффициента нефтегазонасыщенности в «низкоомных» терригенных коллекторах с учетом явления «капиллярной сверхпроводимости» // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 8. С. 54–59. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-8-54-59

Поступила в редакцию: 13.11.2024

GEOLOGY

UDC 552.578.2 | Original Paper

On the issue of estimating the coefficient of oil and gas saturation in low-resistance terrigenous reservoirs, taking into account the phenomenon of “capillary superconductivity”

Kuzmichev O.B.

“RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia
kuzmichevob@bnipi.rosneft.ru

Abstract

The presented paper presents the Dahnov-Archi equation adjusted for the specific electrical conductivity (UEP) of the double electric layer (DES) to calculate the coefficient of oil and gas saturation of “low-resistance” terrigenous reservoirs. A method has been developed for the numerical evaluation of the UEP DES as a function of the UEP of reservoir water and the relative clay content of a terrigenous reservoir with scattered clay. Using the example of one of the Latitudinal Ob deposits in Western Siberia, the calculation of the oil and gas saturation coefficient is given, taking into account the UEP DES. It is shown that taking into account the influence of UEP DES makes it possible to isolate oil-saturated formations in the section that were previously passed as water-saturated. The developed algorithm for calculating the oil and gas saturation coefficient, taking into account the UEP DES, is supposed to be included in the corporate software package “RN-Petrolog”.

Materials and methods

Geological and commercial characteristics of the deposits of the Jurassic oil and gas complexes of Western Siberia: filtration and capacitance properties of reservoir rocks, their relative phase permeability; statistical analysis of the relationship of petrophysical parameters of reservoirs. Methods of analysis of physics of surface phenomena and colloidal chemistry.

Keywords

“low-resistance” collectors, the Dakhnov-Archi equation, oil and gas saturation coefficient, specific electrical conductivity (UEP), specific electrical resistance (resistivity), double electric layer (DES), surface conductivity, the phenomenon of “capillary superconductivity”

For citation

Kuzmichev O.B. On the issue of estimating the coefficient of oil and gas saturation in low-resistance terrigenous reservoirs, taking into account the phenomenon of “capillary superconductivity”. Exposition Oil Gas, 2024, issue 8, P. 54–59. (In Russ). DOI:10.24412/2076-6785-2024-8-54-59

Received: 13.11.2024.

Введение

В практике обоснования коэффициента нефтегазонасыщенности для подсчета запасов нефти и газа нередко случаются отклонения от уравнения Дахнова-Арчи:

$$P_n = \frac{a}{k_n^m}, \quad (1)$$

где P_n — параметр пористости, определяемый как отношение удельного электрического сопротивления (УЭС) породы, полностью насыщенной водой, к удельному электрическому сопротивлению воды; k_n — коэффициент пористости; a и m — некоторые структурные константы, определяемые эмпирически, как правило, на коллекции образцов.

Отклонения от закона Дахнова-Арчи могут быть объяснены наличием в глинистых терригенных коллекторах с рассеянной глинистостью поверхностной проводимости, во много раз превышающей объемную проводимость [1].

Одной из причин понижения УЭС терригенных коллекторов может быть наличие высокого количества пирита в коллекторе и процессов его окисления, как было показано в работе М.Ю. Зубкова [2]. Процессы окисления приводят к увеличению количества свободных ионов, уменьшающих УЭС коллектора.

Присутствие в породе трехслойных глинистых минералов, содержащих межслоевые катионы гидрослюда (иллита), хлорита и монтмориллонита, также может приводить к снижению УЭС терригенных коллекторов, что отмечалось как зарубежными, так и отечественными исследователями [3–5].

Таким образом, причины низкоомности нефтегазосодержащих коллекторов могут быть различными в зависимости от условий осадконакопления и последующих вторичных геохимических преобразований, а также методик измерения (керна, ГИС), слабо коррелирующих с реальной пространственной геометрией напластования.

В нашей работе будет рассмотрено влияние поверхностной проводимости, обусловленной удельной электрической проводимостью (УЭП) двойного электрического слоя (ДЭС).

Теоретическое обоснование

Согласно Д.А. Фридрихсбергу [6], проведем следующий мысленный эксперимент. Допустим, что в раствор электролита (внутрипластовая вода), обладающего УЭС ρ_v , мы помещаем между двумя электродами пористую перегородку (образец керна), находящуюся в равновесии с тем же раствором. При этом в отсутствие поверхностной проводимости (при размерах капилляров, много больших толщины двойного электрического слоя) величина УЭС увеличится до $\rho_{вп}$ вследствие замены части электролита непроводящим скелетом твердой фазы. Это изменение можно охарактеризовать параметром пористости, определяемым как [1]:

$$P_n = \frac{\rho_{вп}}{\rho_v}, \quad (2)$$

и показывающим, во сколько раз возрастает УЭС при замене раствора электролита капиллярной системой (образцом керна). В случае же высокодисперсной системы, к каковым относятся, например, глины, мелкозернистые песчаники или же песчаники с повышенным содержанием глинистой фракции в межзерновом пространстве, увеличение УЭС в P_n раз при такой замене будет

сопровождаться уменьшением УЭС в α раз за счет поверхностной проводимости:

$$\frac{\rho_{вп}}{\rho_v} = \frac{P_n}{\alpha}, \quad (3)$$

где $\alpha = \frac{\sigma_v + \sigma_{сл}}{\sigma_v}$ — коэффициент эффективности по Д.А. Фридрихсбергу, равный отношению фактической электропроводности к поверхностной электропроводности [6]; σ_v — удельная электрическая проводимость объемной фазы в капилляре; $\sigma_{сл}$ — удельная электрическая проводимость (ДЭС) в капилляре (поверхностная проводимость). В петрофизике коэффициент эффективности α называется коэффициентом поверхностной проводимости [1].

В капиллярах горных пород, где ионы ДЭС составляют малую долю от всех ионов, содержащихся в поровом растворе, то есть при $\sigma_{сл} \ll \sigma_v$, коэффициент эффективности $\alpha \rightarrow 1$. С увеличением дисперсности горной породы и площади внутрипорового пространства (рост $\sigma_{сл}$), а также с разбавлением (уменьшением концентрации) раствора (уменьшением σ_v) доля избыточных ионов ДЭС в общем количестве подвижных ионов возрастает и α увеличивается, достигая во многих случаях весьма высоких значений ($\alpha > 10$) [3]. Поэтому учет поверхностной проводимости особенно важен в области малых значений радиусов капилляров и малых минерализаций пластовой воды.

Перепишем (1) с учетом (3), определив параметр пористости через отношение проводимостей водонасыщенной породы к пластовой воде, тогда уравнение Дахнова-Арчи с учетом поверхностной проводимости будет иметь вид:

$$\begin{aligned} P_n &= a \cdot k_n^m / \alpha = \\ &= a \cdot k_n^m / \left(\frac{\sigma_v + \sigma_{сл}}{\sigma_v} \right) = \\ &= a \cdot k_n^m / \left(\frac{\rho_v + \rho_{сл}}{\rho_{сл}} \right), \end{aligned} \quad (4)$$

где σ_v, ρ_v — удельная электрическая проводимость и сопротивление объемной фазы в капилляре соответственно; $\sigma_{сл}, \rho_{сл}$ — удельная электрическая проводимость и сопротивление поверхностной фазы в капилляре (поверхностная проводимость) соответственно.

Поскольку P_n не зависит от концентрации пластовой воды C_v , а α растет с уменьшением C_v и увеличением дисперсности породы (уменьшением размера зерен и увеличением глинистости), то в разрезах скважин могут встречаться продуктивные пласты, в которых $\sigma_{вп}$ может быть много больше σ_v за счет того, что $\sigma_{сл} \gg \sigma_v$. То есть в этом случае замена раствора на равновесную с ним диафрагму (пористую перегородку) с непроводящим скелетом не только не увеличит, но уменьшит сопротивление системы (горной породы). Это парадоксальное явление, подробно исследованное в физической химии поверхностных явлений [7], получило название «капиллярной сверхпроводимости».

В конце 50-х — начале 60-х годов прошлого столетия Б.Ю. Вендельштейн предложил на основе электрокинетических исследований, проведенных отечественной школой электрохимиков (О.Н. Григоров, Д.А. Фридрихсберг) [7], модель глинистого коллектора с рассеянной глинистостью (рис. 1). Эта модель в дальнейшем совершенствовалась отечественными исследователями М.М. Эланским, Е.И. Леонтьевым, Б.Л. Александровым [8]. Следует отметить, что предложенная

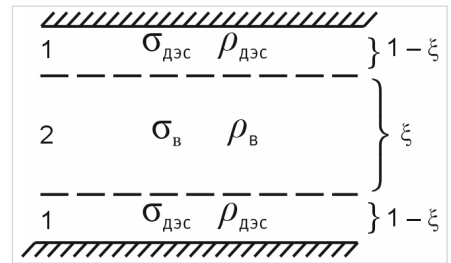


Рис. 1. Схема, поясняющая выражение для электропроводности капилляра горной породы при наличии на поверхности капилляра двойного электрического слоя (ДЭС) по Б.В. Вендельштейну [1]

Fig. 1. A scheme explaining the expression for the electrical conductivity of a rock capillary in the presence of a double electric layer (DEL) on the surface of the capillary in accordance with B.V. Wendelstein [1]

Б.Ю. Вендельштейном модель электропроводности глинистых терригенных пород, учитывающая диффузионно-адсорбционные и кинетические явления в поровом пространстве горной породы, была разработана раньше модели Ваксмана-Смита [9] и модели «двойной воды» С. Клавье, Г. Коатса, Дж. Думануара [10].

По Б.Ю. Вендельштейну [1], удельная электропроводность цилиндрического канала:

$$\sigma_{кан} = \xi \sigma_v + (1 - \xi) \sigma_{сл},$$

где ξ — доля объема канала, занимаемого свободным раствором; $\sigma_{сл} = \sigma_{ДЭС}$ — электропроводность ДЭС.

Коэффициент эффективности α по Д.А. Фридрихсбергу аналогичен коэффициенту поверхностной проводимости Π , определяемому согласно Б.В. Вендельштейну следующим образом [1]:

$$\Pi = \frac{\sigma_v}{\xi \sigma_v + (1 - \xi) \sigma_{сл}}, \quad (5)$$

где σ_v — удельная электрическая проводимость объемной фазы в капилляре; $\sigma_{сл}$ — удельная электрическая проводимость поверхностной фазы в капилляре (поверхностная проводимость).

Поправка к уравнению Дахнова-Арчи в формуле (4) и поправка по Б.В. Вендельштейну (5) отличаются только наличием в поправке Π величины ξ , представляющей собой долю объема канала, занимаемого свободным раствором, и величины $(1 - \xi)$, которая должна представлять собой толщину диффузного слоя ДЭС. Определение величины ξ является достаточно сложной задачей, и, как показывают расчеты на фактических скважинных материалах, в первом приближении ей можно пренебречь и вводить поправку по формуле (4). Предложенный подход к оценке поверхностной проводимости близок методическим рекомендациям Д.А. Шапиро, изложенным в монографии [11].

Анализ влияния поправки и методика ее расчета

Характер влияния глинистости на удельное сопротивление породы зависит от соотношения удельных сопротивлений двойного ионного слоя $\rho_{сл}$ и пластовой воды ρ_v . Двойной слой образуется на активной (в том числе глинистой) поверхности порового пространства и обеспечивает электропроводность адсорбированной воды.

Если $\sigma_b \gg \sigma_{cl}$, то $\alpha \rightarrow 1$. Если же $\sigma_b \ll \sigma_{cl}$, то поправка α может быть значительной и ее необходимо учитывать. Величина удельного сопротивления двойного электрического слоя не зависит от минералогического состава и количества глинистого материала, но зависит от его структуры.

На рисунке 2 приведена зависимость УЭС двойного слоя от УЭС пластовой воды [8], построенная по данным измерений на образцах коллекции Ваксмана-Смита [9].

Удельное электрическое сопротивление двойного слоя ρ_{cl} , как функции от УЭС пластовой воды ρ_b и относительной глинистости β_0 , хорошо аппроксимируется формулой следующего вида [8]:

$$\rho_{cl} = 0,22 \cdot 10^{0,2 \cdot \beta_0 \rho_b}.$$

Поправка за температуру для УЭС двойного слоя вводится так же, как для УЭС пластовой воды [9]:

$$\rho_{cl}(t_2) = \rho_{cl}(t_1) \left[\frac{t_1 + 21,5}{t_2 + 21,5} \right],$$

где $\rho_{cl}(t_1)$ — величина УЭС двойного слоя при температуре t_1 , t_2 — температура, при которой нужно оценить УЭС двойного слоя $\rho_{cl}(t_2)$. Величина УЭС двойного слоя, равная 0,22 (Ом·м), получена при температуре 18 °С.

Относительная глинистость $\beta_0 = (K_{gl} \times K_{n,gl}) / K_n$ может быть рассчитана различными способами по данным лабораторных исследований керна [12] и по данным промысловой геофизики. Коэффициент объемной глинистости K_{gl} может быть получен по данным гамма-каротажа. Коэффициент пористости глин $K_{n,gl}$ и коэффициент пористости коллектора K_n может быть получен по данным нейтрон-нейтронного каротажа. В нашей работе для определения величин, входящих в расчет относительной глинистости β_0 , была использована интерпретация данных каротажа самопроизвольной поляризации по методике, изложенной в работах [13, 14], и лабораторных

исследований керна верхних юрских отложений месторождений Западной Сибири.

Для определения относительной глинистости β_0 была построена зависимость $K_{gl} = f(E_{пс})$ с использованием данных исследования керна юрских отложений месторождений Западной Сибири (рис. 3). Здесь и далее в функциональных зависимостях используется статический потенциал $E_{пс}$, рассчитываемый по методике комплексной интерпретации метода самопроизвольной поляризации и скважинной электротометрии [13, 14].

Установленная зависимость $K_{gl} = f(E_{пс})$ характеризуется высокой «теснотой» связи ($R = 0,97$). Уравнение данной зависимости можно рекомендовать в качестве «среднестатистической» зависимости для пород юрских отложений Западной Сибири.

Для определения коэффициента пористости глин $K_{n,gl}$ и коэффициента пористости коллектора K_n может быть использована зависимость «керна-ГИС» $K_p = f(E_{пс})$, представленная на рисунке 4. Значению $K_{n,gl}$ соответствуют значения пористости ниже граничных. В нашем случае принято значение $K_{n,gl} = 10,5\%$.

Практическое приложение

С учетом удельного электрического сопротивления двойного слоя, согласно формуле (4), была введена поправка в уравнение Дахнова-Арчи $P_n = 0,847 K_n^{-1,909}$ для юрских низкоомных пластов одного из месторождений Широтного Приобья Западной Сибири и рассчитано значение коэффициента нефтенасыщенности K_n для ряда скважин этого месторождения (табл. 1). Граничное значение коэффициента нефтегазонасыщенности в верхнеюрских пластах рассматриваемого региона по данным ОФП равнялось 45 % [15]. Температура пласта ЮВ₁ равна 85 °С, УЭС пластовой воды $\rho_b = 0,065$ Ом·м.

Окончательная формула для расчета коэффициента нефтенасыщенности без учета поверхностной проводимости имеет вид:

$$K_{нт} = 1 - \left(\frac{0,813}{K_n^{1,909}} \cdot \frac{\rho_b}{\rho_n} \right)^{0,572}.$$

Для расчета коэффициента нефтенасыщенности с учетом влияния поверхностной проводимости использовалась формула следующего вида:

$$K_{нт} = 1 - \left(\frac{0,813}{K_n^{1,909}} \cdot \frac{\rho_b}{\rho_n} \cdot \frac{\rho_{cl}}{\rho_b + \rho_{cl}} \right)^{0,572}.$$

Анализ результатов показал, что учет удельного электрического сопротивления двойного слоя в уравнении Дахнова-Арчи позволяет получать коэффициенты нефтенасыщенности при низком значении удельного электрического сопротивления коллектора, который без введения поправки интерпретируется как водонасыщенный.

Итоги

Получено скорректированное с учетом удельной электрической проводимости (УЭП) двойного электрического слоя (ДЭС) уравнение Дахнова-Арчи для расчета коэффициента нефтегазонасыщенности «низкоомных» терригенных коллекторов. Разработана методика численной оценки удельной электрической проводимости (УЭП) двойного электрического слоя (ДЭС) как функции УЭП пластовой воды и относительной глинистости терригенного коллектора с рассеянной глинистостью. На основе среднестатистической зависимости коэффициента объемной глинистости от статического потенциала самопроизвольной поляризации для пород юрских отложений месторождений Широтного Приобья и Урайской нефтегазоносной провинции Западной Сибири и зависимости коэффициента пористости от статического потенциала самопроизвольной поляризации для юрского пласта с учетом граничных значений получены значения коэффициентов общей глинистости, пористости коллектора и глин для расчета коэффициента относительной глинистости. На примере одного из месторождений Широтного Приобья Западной Сибири показана эффективность расчета коэффициента нефтегазонасыщенности с учетом УЭП ДЭС.

Выводы

Возникающие отклонения от закона Дахнова-Арчи могут быть объяснены наличием в горной породе поверхностной проводимости, обусловленной наличием УЭП ДЭС и во много раз превышающей объемную УЭП. На основе анализа данных электрокинетических явлений обоснована поправка на поверхностную электрическую проводимость в уравнении Дахнова-Арчи для расчета коэффициента нефтегазонасыщенности глинистых терригенных коллекторов с рассеянной глинистостью. На примере одного из месторождений Широтного Приобья Западной Сибири приведен расчет коэффициента нефтегазонасыщенности с учетом УЭП ДЭС. Показано, что учет влияния УЭП ДЭС позволяет выделять в разрезе нефтенасыщенные пласты, ранее пропускавшиеся как водонасыщенные. Разработанный алгоритм расчета коэффициента нефтегазонасыщенности с учетом УЭП ДЭС предполагается включить в корпоративный программный комплекс «РН-Петролог».

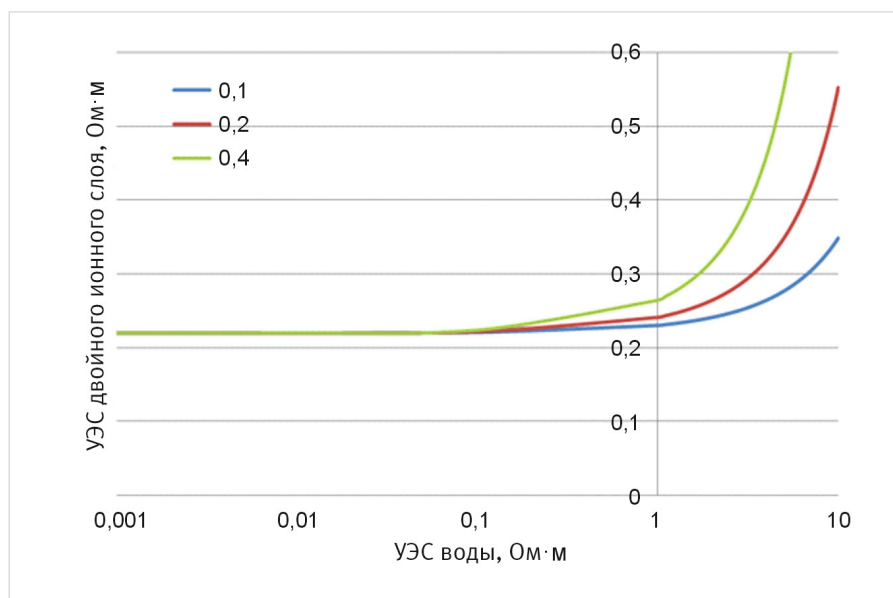


Рис. 2. Зависимость удельного электрического сопротивления двойного слоя от УЭС пластовой воды [8]. Шифр кривых — относительная глинистость β_0 , определяемая как $\beta_0 = (K_{gl} \times K_{n,gl}) / K_n$

Fig. 2. Dependence of the electrical resistivity of the double layer on the electrical resistivity of reservoir water [8]. The cipher of the curves is the relative clay content β_0 , defined as $\beta_0 = (K_{gl} \times K_{n,gl}) / K_n$

Литература

1. Вендельштейн Б.Ю. Исследование разрезов нефтяных и газовых скважин методом собственных потенциалов. М.: Недра, 1966. 206 с.
2. Зубков М.Ю. Влияние наличия проводников и процессов окисления пирита на электрические свойства пласта Ю1 (Западная Сибирь) // Горные ведомости. 2017. № 5. С. 16–36.
3. Pirson S.J. Elements of oil reservoir engineering. New York: McGraw-Hill Book Company Inc., 1950, 441 p. (In Eng).
4. Грим Р.Э. Минералогия и практическое использование глин. М.: Мир, 1967. 512 с.
5. Мельник И.А. Выявление нефтегазонасыщенных низкоомных коллекторов на основе определения геохимических показателей по данным ГИС. Диссертация. Томск: 2014. 253 с.
6. Фридрихсберг Д.А. Курс коллоидной химии. СПб: Химия, 1995. 400 с.
7. Григоров О.Н., Козьмина З.П., Маркович А.В., Фридрихсберг Д.А. Электрокинетические свойства капиллярных систем. М.-Л.: АН СССР, 1956. 352 с.
8. Элланский М.М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин (методическое пособие). М.: ГЕРС, 2001. 229 с.
9. Waxman M.N., Smits L.J.M. Electrical conductivities in oil-bearing shaly sands. Society of Petroleum Engineers Journal, 1968, Vol. 8, issue 2, P. 107–122. (In Eng).
10. Clavier C., Coates G., Dumanoir J. Theoretical and experimental bases for the dual-water model for interpretation of shaly sands. Society of Petroleum Engineers Journal, 1968, Vol. 24, issue 2, P. 153–168. (In Eng).
11. Шапиро Д.А. Физико-химические явления в горных породах и их использование в нефтепромысловой геофизике. М.: Недра, 1977. 191 с.
12. Шульга Р.С., Жижимонтов И.В., Гильманов Я.И., В.М. Яценко. Определение проводимости глинистой составляющей при измерении удельного электрического сопротивления образцов керна и учет емкости катионного обмена при интерпретации результатов геофизических исследований скважин. Нефтяное хозяйство. 2024. № 3. С. 8–14.
13. Кузьмичев О.Б. Исследование естественных электрических полей в нефтегазоразведочных скважинах (теория, аппаратура, методика, скважинные испытания). СПб: Недра, 2006. 252 с.
14. Кузьмичев О.Б., Астафьев А.А. Методика обоснования подсчетных параметров сложно построенных терригенных коллекторов Западной Сибири, в том числе с ТРИЗ, по данным исследования керна и ГИС // Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21. № 4. С. 86–98.
15. Мельников В.Н., Вахрушев В.В., Москвитин С.А. Влияние значений геолого-физических параметров на прогнозирование показателей разработки нефтяных залежей // Актуальные проблемы нефтегазовой отрасли. 2019. С. 130–137.

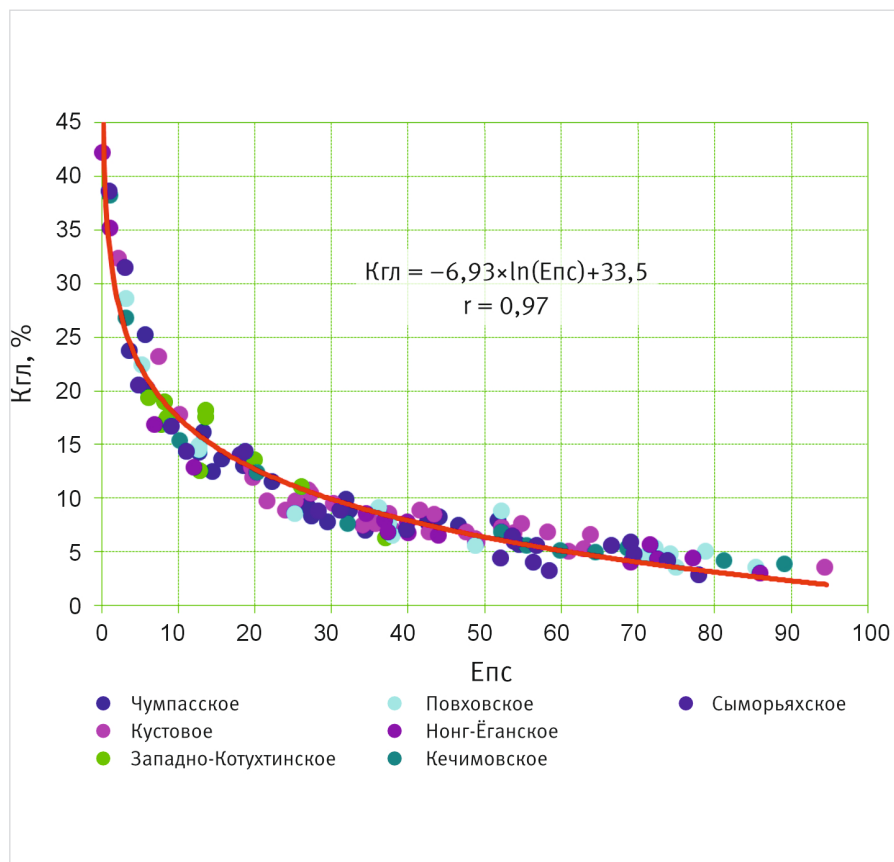


Рис. 3. Среднестатистическая зависимость $K_{gl} = f(Enc)$ для пород юрских отложений Западной Сибири

Fig. 3. The average dependence of $K_{gl} = f(Enc)$ for rocks of the Jurassic deposits of Western Siberia

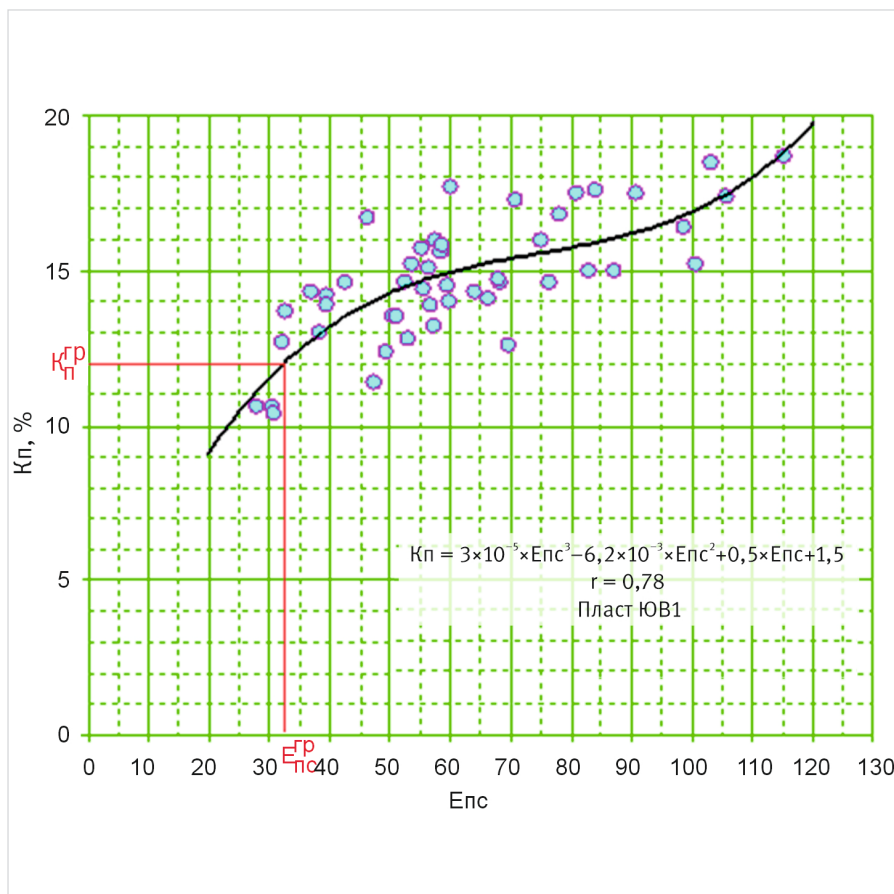


Рис. 4. График зависимости $K_p = f(Enc)$ для пласта ЮВ1

Fig. 4. Dependence graph $K_p = f(Enc)$ for formation ЮВ1

Табл. 1. Результаты расчета коэффициента нефтенасыщенности КН по формулам Дахнова-Арчи и с учетом УЭС ДЭС ряда скважин месторождения Широтного Приобья Западной Сибири
 Tab. 1. The results of calculating the КН using the Dakhnov-Archi formulas and taking into account the electric resistivity of DEL for a number of wells in the Latitudinal Ob region of Western Siberia

№ скв.	Глубина кровли, м	Глубина подошвы, м	Нэф, м	Епс, мВ	Кгл, %	β0, %	ρсл, Ом·м	α	ρп, Ом·м	Кп, %	Кпр, 10 ⁻³ мкм ²	Кн, % (Дахнов-Арчи)	Насыщение (Дахнов-Арчи)	Кн, % (с учетом пров-ти ДЭС)	Насыщение с учетом пров-ти ДЭС
4P	2 654,6	2 656,9	2,3	75,4	3,54	2,4	0,088	1,741	7,7	0,16	2,3	55,68	Нефть	67,73	Нефть
4P	2 656,9	2 658,3	1,4	72,4	3,83	2,71	0,089	1,734	7,4	0,15	1,5	52,31	Нефть	65,20	Нефть
4P	2 658,3	2 659,3	1	65,9	4,47	3,17	0,090	1,724	6,2	0,15	1,5	47,24	Нефть	61,36	Нефть
4P	2 660,8	2 661,6	0,8	43,9	7,3	5,8	0,097	1,669	6,5	0,13	0,6	41,81	Вода	56,59	Нефть
4P	2 663,1	2 664	0,9	42,4	7,53	5,86	0,097	1,668	5	0,14	0,7	34,03	Вода	50,77	Нефть
5R	2 665,3	2 666,1	0,8	56,5	5,54	3,71	0,091	1,713	4,6	0,16	3,3	41,32	Вода	56,87	Нефть
5R	2 666,1	2 667,5	1,4	53,4	5,93	3,89	0,092	1,709	4	0,16	4,1	37,74	Вода	54,17	Нефть
5R	2 668,1	2 669,4	1,3	52,6	6,04	3,96	0,092	1,707	4,2	0,16	4	39,45	Вода	55,41	Нефть
14R	2 701,3	2 703,5	2,2	55,9	5,62	3,71	0,091	1,713	4,3	0,16	2,9	39,85	Вода	55,78	Нефть
14R	2 704,8	2 706,7	1,9	81,8	2,98	2,11	0,087	1,748	5,3	0,15	18,5	42,28	Вода	58,06	Нефть
14R	2 706,7	2 708,9	2,2	81,1	3,04	1,64	0,086	1,758	3,4	0,19	22,4	44,63	Вода	59,91	Нефть
14R	2 708,9	2 710,3	1,4	74,1	3,66	2,25	0,087	1,745	4	0,17	5,9	42,10	Вода	57,88	Нефть
14R	2 710,3	2 711,5	1,2	59,8	5,15	3,47	0,091	1,718	4,4	0,16	2,4	39,39	Вода	55,52	Нефть
14R	2 713,7	2 715,8	2,1	48,7	6,57	4,51	0,093	1,696	4,3	0,15	2	37,27	Вода	53,62	Нефть
80R	2 607,7	2 609,1	1,4	136	0,15	0,08	0,082	1,794	3,6	0,2	29,6	47,88	Нефть	62,70	Нефть
80R	2 609,1	2 610,9	1,8	122	0,21	0,12	0,082	1,794	3,7	0,19	16,4	45,72	Нефть	61,14	Нефть
80R	2 610,9	2 612,2	1,3	103	1,4	0,9	0,084	1,775	3,8	0,16	3,8	37,59	Вода	55,05	Нефть
80R	2 612,2	2 613,6	1,4	81,1	3,04	2,07	0,087	1,748	4,8	0,15	2,2	41,51	Вода	57,51	Нефть
80R	2 615,2	2 616,7	1,5	67,5	4,31	3,16	0,090	1,724	5,3	0,14	1,1	40,08	Вода	56,12	Нефть
81R	2 667,8	2 669,5	1,7	73,4	3,73	2,18	0,087	1,746	7	0,18	9,7	60,25	Нефть	71,10	Нефть
81R	2 671,2	2 672,1	0,9	67	4,36	2,84	0,089	1,731	5,7	0,16	3,3	49,50	Нефть	63,11	Нефть
81R	2 673,8	2 674,7	0,9	35,7	8,72	7,05	0,101	1,645	7	0,13	0,5	43,29	Вода	57,34	Нефть
81R	2 675,3	2 676,1	0,8	30,3	9,86	8,56	0,105	1,616	7,9	0,12	0,3	42,76	Вода	56,51	Нефть
82R	2 729,9	2 731	1,1	71,8	3,88	2,22	0,087	1,745	5	0,18	12,4	52,95	Нефть	65,79	Нефть
82R	2 732,7	2 735	2,3	84,1	2,79	1,47	0,085	1,762	3,1	0,2	29,6	43,23	Вода	58,94	Нефть
83R	2 680,8	2 682,5	1,7	66,5	4,41	2,68	0,088	1,735	6,1	0,17	6,4	55,09	Нефть	67,23	Нефть
83R	2 682,5	2 683,8	1,3	66,5	4,41	2,68	0,088	1,735	5,3	0,17	6,4	51,33	Нефть	64,49	Нефть
84R	2 663,3	2 664,6	1,3	63,8	4,7	2,87	0,089	1,731	4,5	0,17	6,1	46,21	Нефть	60,70	Нефть
84R	2 667	2 668,3	1,3	84,3	2,77	1,46	0,085	1,762	3	0,2	29,6	42,16	Вода	58,17	Нефть
84R	2 668,3	2 669,6	1,3	74,9	3,59	2,03	0,087	1,750	3,3	0,19	13,9	41,03	Вода	57,18	Нефть
84R	2 669,6	2 670,8	1,2	70,6	4	2,35	0,088	1,742	3,6	0,18	9,1	41,49	Вода	57,41	Нефть
84R	2 670,8	2 671,8	1	68,3	4,23	2,64	0,088	1,736	3,8	0,17	4,8	39,21	Вода	55,65	Нефть
84R	2 674,4	2 675,7	1,3	58,9	5,25	3,41	0,090	1,719	3,5	0,16	3,4	33,70	Вода	51,37	Нефть
85R	2 686,8	2 688,8	2	87,3	2,53	1,4	0,085	1,764	3,4	0,19	16,8	43,03	Вода	58,82	Нефть
85R	2 688,8	2 689,6	0,8	78,9	3,23	1,87	0,086	1,753	3,4	0,18	10,7	40,28	Вода	56,68	Нефть

№ скв.	Глубина кровли, м	Глубина подошвы, м	Нэф, м	Епс, мВ	Кгл, %	ρо, %	ρсл, Ом·м	α	ρп, Ом·м	Кп, %	Кпр, 10 ⁻³ мкм ²	Кн, % (Дахнов-Арчи)	Насыщение (Дахнов-Арчи)	Кн, % (с учетом пров-ти ДЭС)	Насыщение с учетом пров-ти ДЭС
85R	2 689,6	2 690,4	0,8	79,9	3,14	1,79	0,086	1,755	3,4	0,18	12,4	41,34	Вода	57,48	Нефть
85R	2 690,4	2 691,3	0,9	77,5	3,35	1,98	0,087	1,751	3,5	0,18	9	40,18	Вода	56,57	Нефть
85R	2 691,3	2 692,2	0,9	71,6	3,9	2,42	0,088	1,741	3,5	0,17	5	36,69	Вода	53,89	Нефть
85R	2 694,5	2 696,1	1,6	51,6	6,17	4,44	0,093	1,697	3,6	0,15	1,3	26,91	Вода	46,00	Нефть

ENGLISH

Results

The Dahnov-Archi equation, adjusted for the specific electrical conductivity (UEP) of the double electric layer (DES), was obtained to calculate the coefficient of oil and gas saturation of «low-resistance» terrigenous reservoirs. A technique has been developed for numerically estimating the specific electrical conductivity (UEP) of a double electric layer (DES) as a function of the UEP of reservoir water and the relative clay content of a terrigenous reservoir with scattered clay. Based on the average dependence of the volumetric clay content coefficient on the static potential of spontaneous polarization for rocks of Jurassic deposits of the Latitudinal Ob and Uraisk oil and gas province of Western Siberia and the dependence of the porosity coefficient on the static potential of spontaneous polarization for the Jurassic formation, taking into account boundary values, the values of the coefficients of total clay, reservoir porosity and clays for calculating the coefficient of relative clay content are obtained. Using the example of one of the Latitudinal Ob deposits in Western Siberia, the effectiveness of calculating the oil and gas saturation coefficient, taking into account the UEP DES, is shown.

Conclusions

The resulting deviations from the Dakhnov-Archi law can be explained by the presence of surface conductivity in the rock due to the presence of UEP DES and many times exceeding the volumetric UEP. Based on the analysis of the data of electrokinetic phenomena, the correction for surface electrical conductivity in the Dakhnov-Archi equation is justified for calculating the coefficient of oil and gas saturation of clay terrigenous reservoirs with scattered clay. Using the example of one of the Latitudinal Ob deposits in Western Siberia, the calculation of the oil and gas saturation coefficient is given, taking into account the UEP DES. It is shown that taking into account the influence of UEP DES makes it possible to isolate oil-saturated formations in the section that were previously passed as water-saturated. The developed algorithm for calculating the oil and gas saturation coefficient, taking into account the UEP DES, is supposed to be included in the corporate software package “RN-Petrolog”.

References

- Vendelstein B.Yu. Investigation of sections of oil and gas wells by the method of intrinsic potentials. Moscow: Nedra, 1966, 206 p. (In Russ).
- Zubkov M.Yu. The influence of the presence of conductors and pyrite oxidation processes on the electrical properties of the Yu1 formation (Western Siberia). Gorny Vedomosti, 2017, issue 5, P. 16–36. (In Russ).
- Pirson S.J. Elements of oil reservoir engineering. New York: McGraw-Hill Book Company Inc., 1950, 441 p. (In Eng).
- Grim R.E. Mineralogy and practical use of clay. Moscow: Mir, 1967, 512 p. (In Russ).
- Melnik I.A. Identification of oil and gas saturated low-resistance reservoirs based on the determination of geochemical parameters according to GIS data. Thesis. Tomsk: 2014, 253 p. (In Russ).
- Friedrichsberg D.A. Course of colloidal chemistry. St. Petersburg: Chemistry, 1995, 400 p. (In Russ).
- Grigorov O.N., Kozmina Z.P., Markovich A.V., Friedrichsberg D.A. Electrokinetic properties of capillary systems. Moscow-Leningrad: USSR Academy of Sciences, 1956, 352 p. (In Russ).
- Ellansky M.M. Petrophysical foundations of complex interpretation of data from geophysical well surveys (methodological guide). Moscow: GERS, 2001, 229 p. (In Russ).
- Waxman M.N., Smits L.J.M. Electrical conductivities in oil-bearing shaly sands. Society of Petroleum Engineers Journal, 1968, Vol. 8, issue 2, P. 107–122. (In Eng).
- Clavier C., Coates G., Dumanoir J. Theoretical and experimental bases for the dual-water model for interpretation of shaly sands. Society of Petroleum Engineers Journal, 1968, Vol. 24, issue 2, P. 153–168. (In Eng).
- Shapiro D.A. Physico-chemical phenomena in rocks and their use in oilfield geophysics. Moscow: Nedra, 1977, 191 p. (In Russ).
- Shulga R.S., Zhizhimontov I.V., Gilmanov Ya.I., Yatsenko V.M. The study of clay component conductivity during resistance measurements of core samples and further evaluation of cation exchange capacity by log data interpretation. Oil industry, 2024, issue 3, P. 8–14. (In Russ).
- Kuzmichev O.B. Investigation of natural electric fields in oil and gas exploration wells (theory, equipment, methodology, borehole tests). St. Petersburg: Nedra, 2006, 252 p. (In Russ).
- Kuzmichev O.B., Astafyev A.A. Methodology for substantiating the calculation parameters of complexly constructed terrigenous reservoirs in Western Siberia, including those with TRIZ, according to the core and GIS study. Petroleum engineering. 2023. Vol. 21, issue 4, P. 86–98. (In Russ).
- Melnikov V.N., Vakhurshev V.V., Moskvitin S.A. The influence of the values of geological and physical parameters on the forecasting of oil field development indicators. Actual problems of oil industry, 2019, P. 130–137. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Кузьмичев Олег Борисович, к.ф.-м.н, старший эксперт
Бюро старших экспертов, ООО «РН-БашНИПнефть»
(ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
Для контактов: kuzmichevob@bnipi.rosneft.ru

Kuzmichev Oleg Borisovich, ph.d. of physico-mathematical sciences,
senior expert of the Bureau of senior experts,
“RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia
Corresponding author: kuzmichevob@bnipi.rosneft.ru