

Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21, № 6. С. 15-26. ISSN 2073-0128 (print)

Petroleum Engineering. 2023. Vol. 21. No. 6. P. 15-26. ISSN 2073-0128 (print)

Научная статья

УДК 550.8.053

DOI: 10.17122/ngdelo-2023-6-15-26

ОЦЕНКА ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕННОСТИ ПРОДУКТИВНЫХ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИХСЯ НИЗКИМИ ЗНАЧЕНИЯМИ СОПРОТИВЛЕНИЯ

Гузель Ринатовна Вахитова, Рим Абдуллович Валиуллин,
Светлана Римовна Кофонова

Уфимский университет науки и технологий, Уфа, Россия

Автор, ответственный за переписку

Гузель Ринатовна Вахитова, guzel.geotec@mail.ru

Аннотация. Основная проблема, которая рассматривается в данной работе, связана с интерпретацией и анализом низкоомных продуктивных отложений васюганской свиты одного из месторождений Западной Сибири. Особенностью коллекторов васюганской свиты являются заниженные значения коэффициента нефтенасыщенности. В этом случае при оценке характера насыщенности и обоснования положения флюидальных контактов в пласте возникают определенные сложности.

В работе выполнен детальный анализ результатов измерений физических свойств на образцах керна, уточнена петрофизическая модель и граничные значения параметров для интерпретации такого типа отложений васюганской свиты. В результате исследований авторы выявили наиболее вероятные причины занижения значений удельного электрического сопротивления в продуктивных коллекторах, которые следует объяснить структурой и фракционным составом горных пород и присутствием пирита.

Авторы предлагают уточненную методику с обоснованием новых граничных значений удельного электрического сопротивления и использованием капиллярной модели, повышающей достоверность результатов интерпретации данных геофизических исследований скважин при оценке характера насыщенности в низкоомных продуктивных пластах и положения флюидальных контактов.

В работе сформулированы определенные рекомендации для доисследования нетрадиционного типа отложений васюганской свиты, которые включают отбор и анализ образцов керна (гранулометрический, рентгеноструктурный, исследования минерального состава глин и др.) и включение в комплекс ГИС методов ВИКИЗ и многозондового бокового каротажа и ядерно-магнитного каротажа.

По мнению авторов, это повысит достоверность оценки литологического состава пород-коллекторов и коллекторских свойств в низкоомных нефтенасыщенных коллекторах пластах.

Для цитирования

Вахитова Г.Р., Валиуллин Р.А., Кофонова С.Р. Оценка характера насыщенности продуктивных терригенных коллекторов Западно-Сибирского месторождения, характеризующихся низкими значениями сопротивления // Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21, № 6. С. 15-26. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-6-15-26>.

Ключевые слова

низкоомный коллектор;
петрофизическая модель;
модель водонасыщенности;
комплекс ГИС; корреляционные
связи; сложный коллектор

Original article

ESTIMATION OF SATURATION OF PRODUCTIVE SEDIMENTARY RESERVOIRS OF THE WEST SIBERIAN FIELD WITH LOW RESISTIVITY VALUES

Guzel R. Vakhitova, Rim A. Valiullin, Svetlana R. Kofonova

Ufa university of science and technology, Ufa, Russia

Corresponding author

Guzel R. Vakhitova, guzel.geotec@mail.ru

Abstract. The main problem that is discussed in this article is related to the interpretation and analysis of low-resistivity productive reservoirs of the Vasyugan formation of one field in Western Siberia. A feature of the reservoirs of the Vasyugan formation is the underestimated values of the oil saturation coefficient. In this case, certain difficulties arise when determining the nature of saturation and justifying the position of fluid contacts in the formation.

The work carried out a detailed analysis of the measurements results of physical properties on core samples, refined the petrophysical model and boundary values of parameters for interpreting this type of reservoirs of the Vasyugan formation. As a result of the research, the authors identified the most likely reasons for the underestimation of electrical resistivity values in productive reservoirs, which should be explained by the structure and fractional composition of rocks and the presence of pyrite.

The authors propose a refined methodology with justification for new cutoff values of electrical resistivity and the use of a capillary model, which increases the reliability of the well logging data analysis on assessing the nature of saturation in low-resistivity productive formations and the depth of oil-water contacts.

Certain recommendations are given in the article for further research of the unconventional type of the Vasyugan formation, which include the coring and core analysis like granulometric, X-ray diffraction, studies of the mineral composition of clays and use of VIKIZ and multi-probe lateral logging and nuclear magnetic logging.

According to the authors, this will increase the reliability of assessing the lithological composition of reservoir rocks and reservoir properties in low-resistivity oil-saturated reservoirs.

Keywords

low-resistance reservoir;
petrophysical model;
water saturation model; log
complex; correlation relationships;
complex collector

For citation

Vakhitova G.R., Valiullin R.A., Kofonova S.R. Ocenka haraktera nasyschennosti produktivnyh terrigennyh kollektorov Zapadno-Sibirskogo mestorozhdeniya, harakterizuyushchihsya nizkimi znacheniyami soprotivleniya// [Estimation of saturation of productive sedimentary reservoirs of the West Siberian field with low resistivity values] // *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2023, Vol. 21, No. 6. pp. 15-26. [in Russian]. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-6-15-26>.

Введение

Продуктивные отложения васюганской свиты одного из месторождений западной Сибири характеризуются как высокоомными коллекторами, так и нетрадиционными, низкоомными. В низкоомных продуктивных коллекторах с межзерновой пористостью отмечаются заниженные значения коэффициента нефтенасыщенности (K_n). Низкие значения удельного электрического сопротивления продуктивных пород-коллекторов создают опре-

деленные трудности при оценке характера насыщенности и положения флюидальных контактов, что может привести к ошибкам при создании геологической модели исследуемого объекта и подсчёте запасов углеводородов.

Анализ процесса разработки и динамики добычи нефти из коллекторов васюганской свиты показал практическое отсутствие или очень низкий рост обводненности продукции при перфорации. Этот факт привел к необходимости изучения данного геологического

разреза, выявления причин, вызывающих снижение удельного электрического сопротивления продуктивных коллекторов, и, как следствие, поиск альтернативных методов расчета коэффициента нефтенасыщенности.

В связи с этим, чтобы выполнить достоверную интерпретацию данных ГИС и оценить характер насыщенности коллекторов, необходима уточненная методика расчета коэффициента нефтенасыщенности.

В данной работе решались следующие задачи:

- исследование причин занижения удельного сопротивления в продуктивных коллекторах;
- уточнение петрофизических зависимостей с учетом новых керновых данных;
- обоснование капиллярной модели для оценки характера насыщенности низкоомных коллекторов.

Геологическая характеристика объекта

Исследуемый объект, пласт Ю₁¹, является неоднородным по составу. Исследования образцов керна показали, что коллекторы представлены песчаниками полимиктовыми, средне- и мелкозернистыми, средне-отсортированными, по своей структуре являются псаммитовыми, по текстуре — однородными, иногда смешаннослоистыми за счет неравномерности присутствия в составе битума. Гранулометрический анализ выявил в составе коллекторов алевролиты крупно- и мелкозернистые, кварц-полевошпатового состава с хлорит-гидрослюдистым цементом с псаммитовой и алевроитовой структурами. По текстуре алевролиты — однородные, с элементами слоистости за счет ориентированных линзочек пирита и сидерита, намывов слюды, растительных остатков. Цементирующее вещество по составу характеризуется каолинитами и хлоритами гидрослюдистыми с наличием сидерита, кальцита и пирита, обладает пористостью.

Состав глинистого цемента исследуемого объекта по рентгеноструктурному анализу, выполненному на 44 образцах керна, представлен каолинитом (53 %), гидрослюдой (24 %), хлоритом (21 %), смешано-слоистыми образованиями (2 %).

В результате гранулометрического анализа на 57 образцах керна выявлено повышенное содержание мелкозернистого песчаника.

Минералогический состав пород определен на 10 образцах керна, при этом содержание полевого шпата составляет 45 %, кварца 35 %, обломков пород 18 %, слюд 2 %.

Изучение геологических особенностей строения коллекторов пласта Ю₁¹ стало основой для определения петрофизических зависимостей для дальнейшей интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС). На рисунке 1 приведены распределения основных петрофизических параметров по изучаемому пласту.

Петрофизическая модель

В результате измерения пористости методами водонасыщения (1109 образцов), керосинонасыщения (683 образцов) и газонасыщения (185 образцов) построены графики сопоставления значений пористости с определениями K_p по керосину и по воде, K_p по газу и по воде, приведенные на рисунке 2.

Из рисунка 2 видно, что значения K_p по воде и керосину очень близки. Это означает, что в скелете коллекторов или глинистом цементе нет набухающих компонентов и нет компонентов, изменяющих смачиваемость пустотного пространства коллекторов. K_p принят как среднее значение между этими пористостями. Пористость по газонасыщению определяется по уравнению:

$$K_{p_вода} = 0,95 \cdot K_{p_газ} + 1,2. \quad (1)$$

Сопоставление коэффициента проницаемости $K_{пр}$ от пористости K_p для коллекторов пласта Ю₁¹, определенных на образцах керна, описывается уравнением:

$$K_{пр} = 10^{0,37 \cdot K_p - 5,06}. \quad (2)$$

Зависимость коэффициента проницаемости $K_{пр}$ от водоудерживающей способности $K_{вс}$ описывается уравнением (3) и показывает уменьшение $K_{вс}$ с увеличением проницаемости:

$$K_{пр} = 5 \cdot 10^9 \cdot K_{вс}^{-5,4}. \quad (3)$$

На образцах керна получена общая зависимость (4) объемной плотности от пористости:

$$\sigma = -0,03K_p + 2,71. \quad (4)$$

Зависимость остаточной водонасыщенности $K_{во}$ и водоудерживающей способности $K_{вс}$ от величины пористости K_p показывает тенденцию увеличения пористости с уменьшением коэффициента водонасыщенности.

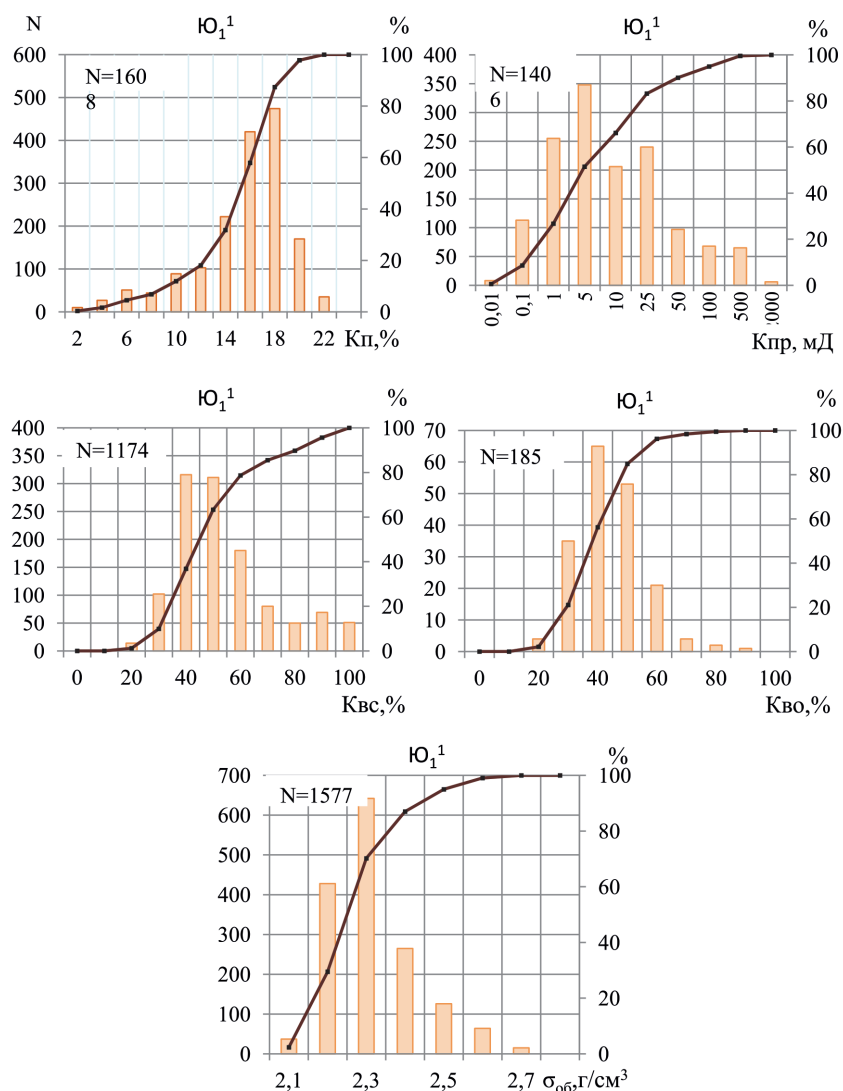


Рисунок 1. Распределение основных петрофизических параметров по данным ядра пласта Ю₁¹

Figure 1. Distribution of the main petrophysical parameters of the U₁¹ formation according to the core data

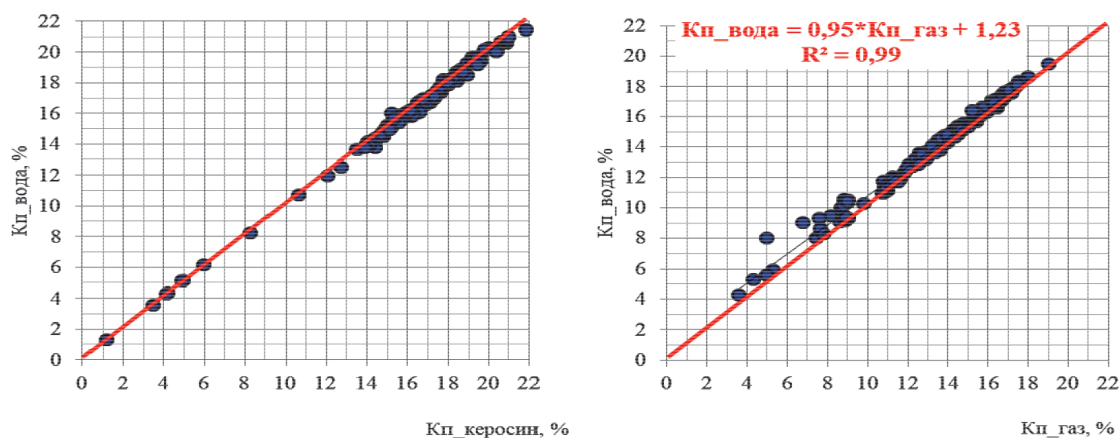


Рисунок 2. Сопоставление пористости, определенной керосинонасыщением, газонасыщением и водонасыщением по данным ядра пласта Ю₁¹

Figure 2. Comparison of porosity determined by kerosene saturation, gas saturation and water saturation of U₁¹ formation according to core data

Графики петрофизических зависимостей, описанных выше, приведены на рисунке 3.

Выполнено обоснование граничных значений петрофизических параметров с использованием связи (5) динамической пористости с коэффициентом открытой пористости:

$$K_{п.дин} = K_{п} \cdot (1 - K_{во} - K_{но}), \quad (5)$$

где $K_{во}$ — остаточная водонасыщенность; $K_{но}$ — остаточная нефтенасыщенность. На рисунке 4 приведена связь динамической пористости от открытой и эффективной пористости.

Из рисунка 4 видно, что граничное значения открытой и эффективной пористости равны 12,4 и 3,7 %, соответственно.

Результаты интерпретации ГИС

В процессе анализа данных ГИС авторы выполнили задачи корреляции пластов, литологического расчленения разреза, выделения коллекторов, оценки фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и оценки характера насыщенности.

Исходные данные, которые учитывались при ведении поправок в каротаж сопротивления и оценке характера насыщенности, взяты из отчета по подсчету запасов за 2007 год: это значение минерализации пластовой воды для пласта Ю₁¹, равное 30 г/л, значение температуры пласта, равного 90 °С, значение удельного электрического сопротивления пласто-

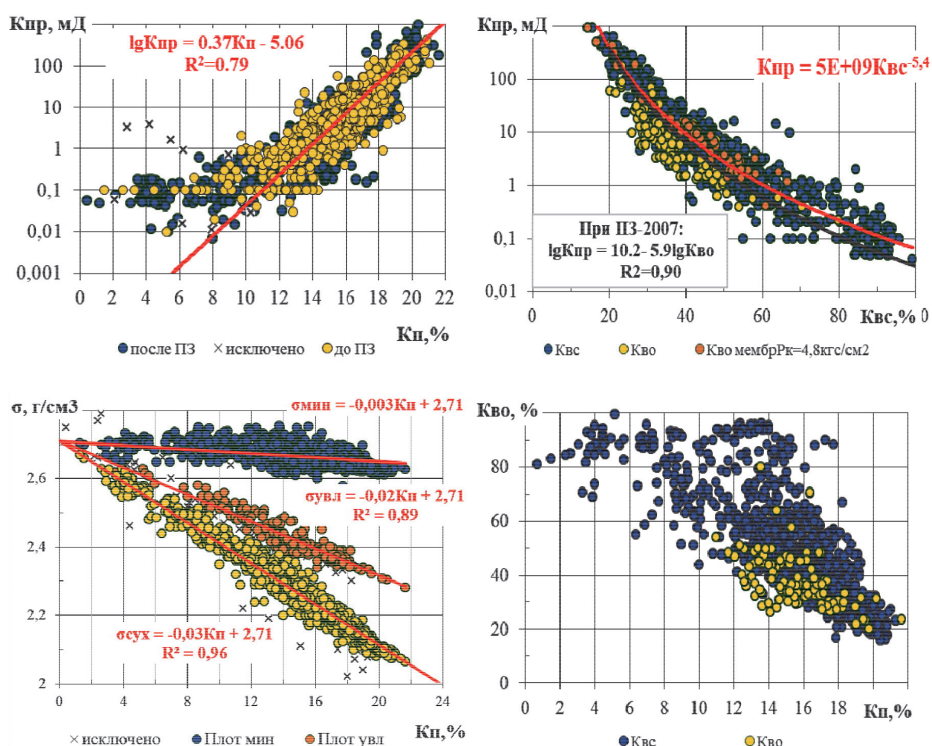


Рисунок 3. Основные петрофизические зависимости по результатам анализов керна для пласта Ю₁¹

Figure 3. The main petrophysical correlations for the U₁¹ formation based on the results of core analysis

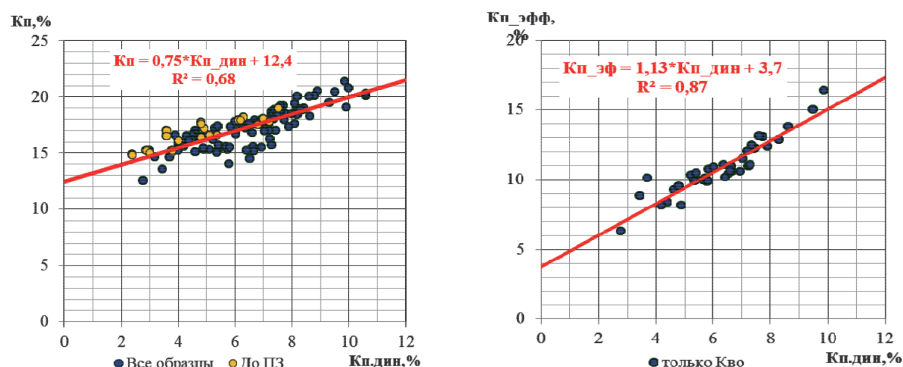


Рисунок 4. Связь динамической пористости от открытой и эффективной пористости

Figure 4. Correlation between dynamic, open and effective porosity

вой воды, $\rho_b = 0,08 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, значения сопротивления буровых растворов в скважинах ρ_c от 0,03 до 2,6 $\text{Ом} \cdot \text{м}$.

В ходе интерпретации коллекторы были выделены с учетом граничного значения относительного параметра ПС для пласта Ю₁¹ $\alpha_{\text{пс}}$, равного 0,31.

Для пород-коллекторов пласта Ю₁¹ с глинистым цементом пористость и проницаемость зависят от глинистости. На рисунке 5 представлена корреляционная связь «кern-ГИС» $K_{\text{п}}$ от $\alpha_{\text{пс}}$. Для построения зависимости использовались интервалы для осреднения данных ГИС и керна с плотностью образцов более 3 на 1 метр. Для уточнения зависимости привлечены данные ядерно-магнитного каротажа.

Как видно из рисунка 5, уравнение для определения пористости и имеет вид (6):

$$K_{\text{п}} = 10,3 \cdot \alpha_{\text{пс}} + 9,2. \quad (6)$$

Таким образом, границы коллекторов и их эффективную толщину авторы определили на основе критического значения $\alpha_{\text{пс}}$.

Для решения задачи оценки характера насыщенности коллекторов устанавливалось критическое значение сопротивления на основе анализа данных ГИС с учетом результатов испытания пластов (рисунок 6). Критическое значение сопротивления для условия притока безводной нефти равно 5,6 $\text{Ом} \cdot \text{м}$, для условия притока чистой воды — 4 $\text{Ом} \cdot \text{м}$.

Основной проблемой определения характера насыщения в пласте Ю₁¹ являются «низ-

коомные» продуктивные коллекторы. Оценивать характер насыщенности по величине сопротивления, в данном случае, серьезная проблема [1, 3, 5, 6]. Авторы данной работы выполнили анализ возможных причин занижения сопротивления в таких коллекторах [11-13].

Первая причина может быть связана с наличием микрослоистости, т.е. чередованием песчаников и тонкослоистых глин, которые оказывают шунтирующее влияние на сопротивление пласта. В то же время, по фотографиям керна и анализу проницаемости параллельно и перпендикулярно выпиленным образцов отсутствует анизотропия или аномальная микрослоистая последовательность песчаников и глин (рисунок 7). Отмечается незначительное занижение $K_{\text{пр}}$ перпендикулярных образцов, но диапазон изменений значений находится в области изменения $K_{\text{пр}}$ параллельных образцов.

Вторая причина может быть связана с локальным присутствием аномально минерализованной пластовой воды. Изучаемые отложения составляют единую гидродинамическую систему, к которой наряду с пластом Ю₁¹ принадлежит пласт Ю₁³. Пластовые воды васюганских отложений имеют типичную для верхнеюрских отложений минерализацию. При одинаковой минерализации их пластовой воды, пласт Ю₁³ интерпретируется по методам ГИС как традиционный коллектор, а пласт Ю₁¹ является низкоомным в определенной локализации.

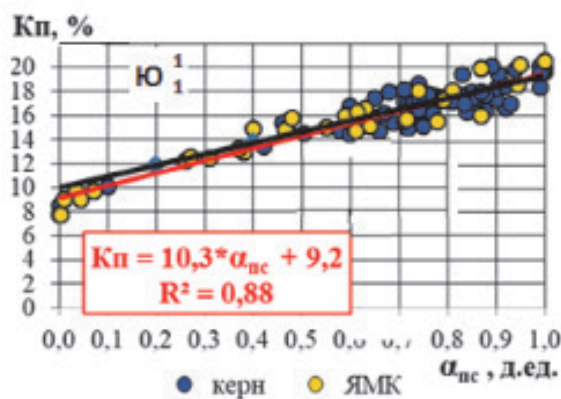


Рисунок 5. Сопоставление $\alpha_{\text{пс}}$ с величиной пористости, определенной по лабораторным исследованиям керна и ЯМК для коллекторов

Figure 5. Comparison of alpha SP ($\alpha_{\text{пс}}$) and porosity determined from core samples and NMR for reservoirs

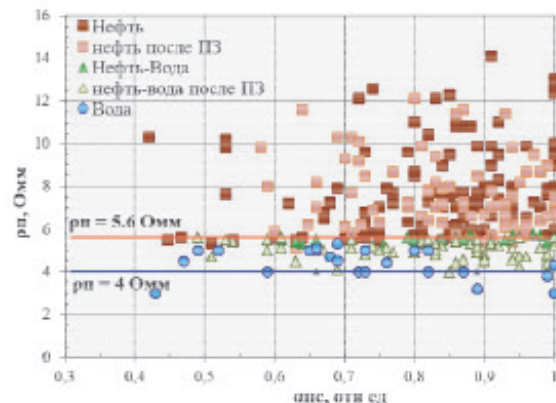


Рисунок 6. Обоснование критических значений сопротивления для оценки характера насыщенности коллекторов

Figure 6. Rationale for resistivity cut-offs to assess reservoir saturation

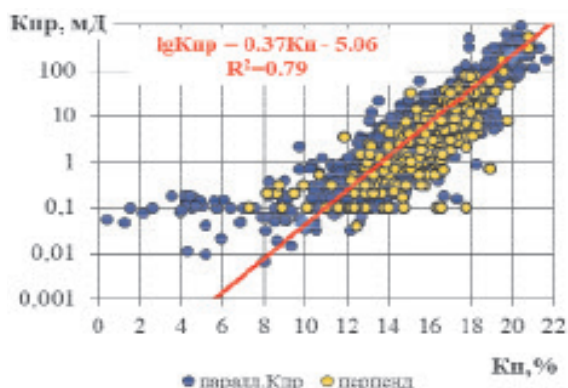


Рисунок 7. Зависимости $K_{\text{оп}} = f(K_{\text{п}})$ по данным кривых относительных фазовых проницаемостей и капилляриметрии

Figure 7. Correlations $Sw = f(\text{Porosity})$ based on relative phase permeabilities diagrams and capillarimetry

Третья возможная причина связана с наличием акцессорных проводящих минералов, в частности, пирита. Их присутствие увеличивает электронную проводимость самой матрицы породы и тем, самым, занижает сопротивление продуктивной части. Вместе с тем, содержание пирита в пласте Ю₁¹ невелико, однако он встречается повсеместно и равномерно. А в отдельных случаях присутствует локально в виде прослоев со значительной пиритизацией. Содержание пирита здесь изменяется в пределах от 1 до 3 %, составляя в среднем 1 %. Следует отметить, что литературные источники [2, 4] говорят о влиянии пирита на величину сопротивления при его содержании в породе более 7 %.

Четвертая причина может быть объяснена повышенным содержанием связанной воды. На увеличение остаточной водонасыщенности

сти возможно влияет аномальный вещественный состав глинистой компоненты. На основе данных детального гранулометрического состава образцов керна пласта Ю₁¹ содержание алевритовой и глинистой фракций высокое.

Пятая возможная причина — влияние разработки на величину коэффициента нефтенасыщенности $K_{\text{н}}$. Анализ 54 скважин с низкоомными коллекторами показал, что $K_{\text{н}}$ после начала разработки значительно снизился (рисунок 8).

Снижение коэффициента нефтенасыщенности в скважинах с низкоомными коллекторами обусловлено уменьшением удельного электрического сопротивления и не связано с влиянием разработки.

Все фактические данные были проанализированы на возможные причины неоднозначности показаний методов ГИС: изменение технологии бурения скважин, литологические особенности пород, минерализация пластовых вод и влияние разработки.

По мнению авторов работы наиболее вероятной причиной неоднозначности УЭС в продуктивных коллекторах является структура пород и их фракционный состав, наличие поверхностной проводимости, связанное с присутствием пирита и других железосодержащих минералов.

Для установления действительной причины снижения сопротивления в продуктивных коллекторах рекомендуется увеличить статистику для гранулометрического анализа образцов керна и дополнительно провести исследования минерального состава глинистых пород пласта Ю₁¹.

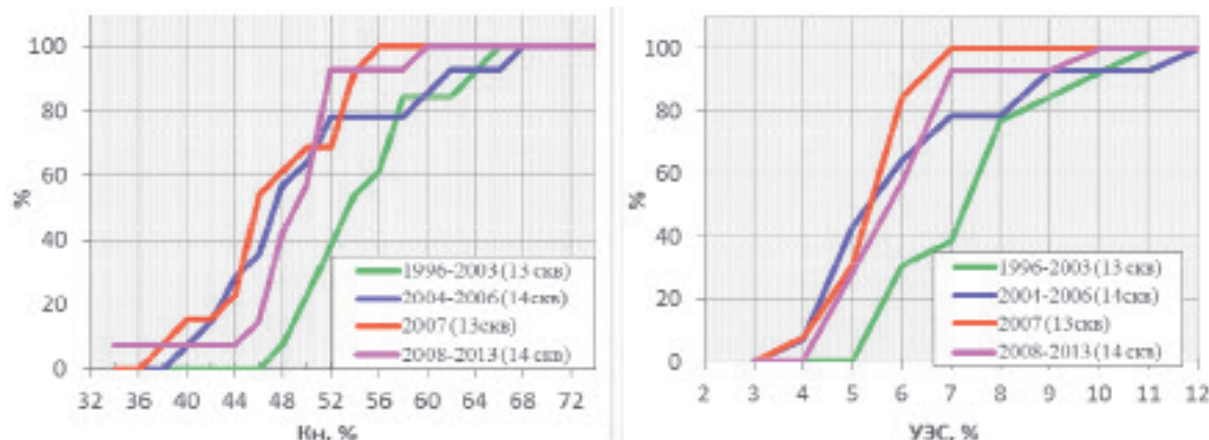


Рисунок 8. Распределение значений коэффициента нефтенасыщенности УЭС по годам бурения скважин

Figure 8. Distribution of oil saturation and resistivity values over the time of well drilling

Расчет коэффициента нефтенасыщенности

В основе определения коэффициентов пористости и нефтенасыщенности лежат зависимости $P_n = f(K_n)$ и $P_n = f(K_v)$, созданные по данным лабораторных исследований керн.

На основе анализа измерений УЭС на 263 образцах при минерализации модели пластовой воды $C=30$ г/л получены следующие уравнения Арчи-Дахнова:

$$P_n = K_n^{-1,72}, P_n = K_v^{-1,67}. \quad (7)$$

Выполнен сравнительный анализ расчета коэффициента нефтенасыщенности по принятой ранее зависимости в проекте по подсчету запасов 2007 и с учетом данных доисследования образцов керн только за счет изменения зависимости Арчи-Дахнова. Результаты показаны в таблице 1 (при среднем значении $K_n = 17\%$ и УЭС пласта в 6 Ом·м).

Таблица 1. Сравнение результатов оценки коэффициента нефтенасыщенности по методике ПЗ и уточненным зависимостям

Table 1. Comparison of the results of evaluation of the oil saturation factor by DBE method and updated dependencies

Пласт	K_n , %	ρ_n , Ом·м	K_n , % ПЗ	K_n , % по уточненной методике
Ю ₁ ¹	17	6	55,7	53,2

Чтобы увеличить достоверность оценки характера насыщенности и расчета коэффициента водонасыщенности K_v (следовательно, и K_n) в сложных геологических условиях (неуверенная оценка сопротивления пласта-коллектора ρ_n , малая толщина прослоев и пр.) используется модель переходной зоны, описываемой функцией Леверетта (J). Функция Леверетта позволяет учесть значения капиллярного давления по образцам керн с различными значениями пористости и проницаемости:

$$J = 3,183 \cdot \frac{P_c \cdot \sqrt{\frac{K_{np}}{K_n}}}{\sigma_{пл} \cdot \cos \theta_{пл}}, \quad (8)$$

где $\sigma_{пл}$ — сила поверхностного натяжения в пластовых условиях, дин/см;

$\cos \theta_{пл}$ — косинус угла смачивания в пластовых условиях (на границе углеводороды-пластовая вода);

P_c — капиллярное давление в пластовых условиях атм;

K_{np} — коэффициент проницаемости;

K_n — коэффициент пористости.

На основе результатов капилляриметрических исследований образцов керн получена зависимость $J=f(K_v)$ для пласта Ю₁¹ (рисунок 9, а) и результат пересчета функции Леверетта в глубину через капиллярное давление и разность между значениями плотности воды и нефти (рисунок 9, б):

Для определения границ переходной зоны по данным ОФП определены критические значения K_v^* и K_v^{**} , и эти значения нанесены на кривую $H=f(K_v)$.

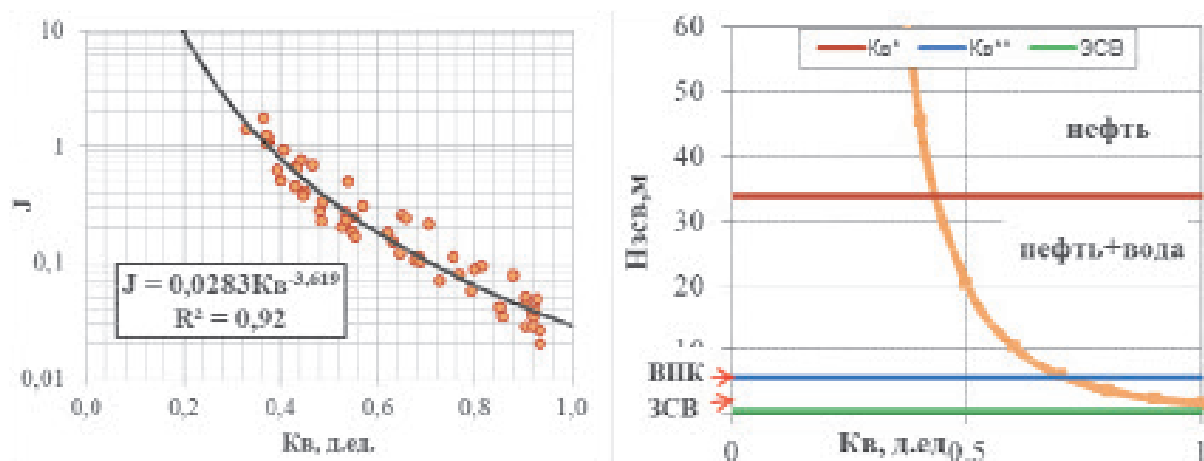
На рисунке 9, б уровень от зеркала свободной воды K_v^* означает глубину залежи, где величина водонасыщенности равна остаточной. Уровень от зеркала свободной воды K_v^{**} означает глубину залежи, где величина нефтенасыщенности равна остаточной. Эта глубина принимается также за уровень водо-нефтяного контакта (ВНК). Высоту над зеркалом свободной воды до ВНК получили равной 5,7 м. Зная положение ВНК для конкретной залежи, можно вычислить K_n .

Ниже на рисунке 10 приведены примеры оценки K_n по J-функции и по уравнению Арчи-Дахнова для скважины без занижения УЭС в продуктивном коллекторе (а) и с низкоомными продуктивными коллекторами (б), соответственно.

На рисунке 10, а по данным электрометрии видно, что коллекторы характеризуются повышением значений сопротивления в продуктивной части относительно их значений в водонасыщенной. Из рисунка 10, б значения сопротивления в продуктивной части по данным электрометрии занижены.

Таким образом, анализ коллекторов пласта Ю₁¹ васюганской свиты показал, что для них характерно снижение УЭС в продуктивных коллекторах. По данным ГИС они обычно интерпретируются как водоносные. По этой причине расчет коэффициента нефтенасыщенности по стандартной методике приводит к занижению значений K_n , что противоречит данным испытаний и добычи. В свою очередь, капиллярная модель позволяет оценить K_n без учета значений УЭС.

В работе выполнен пересчет значений K_n в 52 скважинах по модели J-функции. Сравнение результатов приведено в таблице 2.



а) зависимость $J=f(K_v)$ по данным; б) зависимость $H=f(K_v)$ капилляриметрии

a) dependence $J = f(K_v)$ according to the data; b) dependence $H = f(K_v)$ of capillarimetry

Рисунок 9. Результаты анализа капилляриметрии

Figure 9. Results of capillarimetry

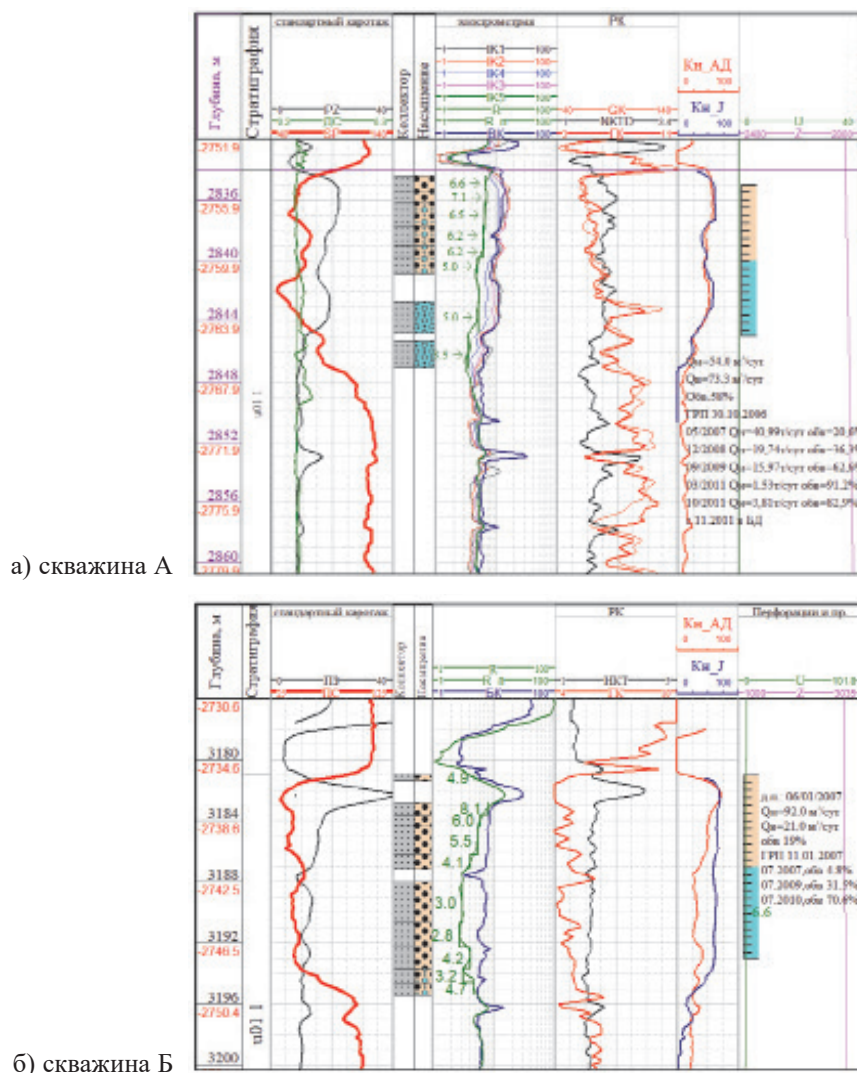


Рисунок 10. Результаты расчетов K_n по Арчи-Дахнова ($K_{n_АД}$) и J-функции ($K_{n_Ј}$)

Figure 10. The results of saturation calculations by Archi-Dakhnov ($K_{n_АД}$) and the J-function ($K_{n_Ј}$)

Таблица 2. Сравнение средневзвешенного значения коэффициента нефтенасыщенности по разным методикам в пласте Ю₁¹

Table 2. Comparison of the weighted average oil saturation factor by different methods in the formation Yu₁¹

Пласт	Кн, %	
	J-функция	Арчи-Дахнова
Ю ₁ ¹	58.1	50.8
N(скважин)	52	
расхождения	абс.	7.3
	относ.	14.3

Выводы

В представленной работе приведены результаты комплексного анализа исследований образцов керн и геофизических исследований скважин, а также показателей разработки продуктивных низкоомных коллекторов пласта Ю₁¹ васюганской свиты одного из месторождений Западной Сибири.

Выполненные исследования позволили авторам выявить наиболее вероятные причины неоднозначных показаний удельного электрического сопротивления в продуктивных коллекторах, которые объясняются структурой и

фракционным составом пород и присутствием пирита.

Уточнены с учетом новых данных анализов керн петрофизические зависимости, обоснованы новые граничные значения сопротивления для оценки характера насыщенности пластов-коллекторов, показана необходимость применения капиллярной модели определения K_n в низкоомных продуктивных коллекторах.

Результаты исследования позволили авторам сформулировать следующие рекомендации, представленные ниже.

Необходимы отбор и анализ образцов керн (гранулометрический, рентгеноструктурный, исследования минерального состава глин и др.) в интервалах низкоомных нефтенасыщенных коллекторов пласта Ю₁¹ для достоверной оценки литологического состава.

Для успешного решения задач по оценке коллекторских свойств в низкоомных разрезах необходим оптимальный комплекс ГИС, включающий ВИКИЗ и многозондовый метод бокового каротажа при бурении на соленых буровых растворах [7], метод sГТКпи ЯМК при хорошей подготовке ствола скважины и создании соответствующих технических условий регистрации.

СПИСОК ИСПОЛЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ежова А.В. Методика оценки нефтенасыщенности низкоомных коллекторов в юрских отложениях Юго-Востока Западно-Сибирской плиты // Известия ТПУ. 2006. Т. 309. № 6. С. 23–26.

2. Кропачев Н.М., Рысев В.В., Корилов А.П., Корнев А.Н., Мордвинцев М.В., Скачек К.Г. Методика литолого-фациального моделирования пласта Ю1 васюганской свиты в пределах сургутского свода по данным сейсморазведки и бурения // Серийное издание: Технологии сейсморазведки. 2004. Вып. 2. С. 81–91.

3. Ежова А.В. Определение характера насыщения низкоомных коллекторов на примере нефтяных месторождений Томской области // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2007. № 12. С. 11–14.

4. Зарипов О.Г., Сонич В.П. Влияние литологии пород-коллекторов на удельное электрическое сопротивление пластов // Нефтяное хозяйство. 2001. № 9. С. 18–21.

5. Мельник И.А. Причины понижения электрического сопротивления в низкоомных коллекторах // Геофизические исследования. 2014. Т. 15. № 4. С. 44–53.

6. Мельник И.А. Причины образования нефтенасыщенных низкоомных коллекторов // Геология нефти и газа. 2018. № 6. С. 129–136. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-6-129-136.

7. Кузьмичев О.Б., Гарифуллин И.И. Аппаратурно-методический комплекс для исследования сложнопо-

строенных, в том числе низкоомных, коллекторов месторождений Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. 2016. № 8. С. 20–24.

8. Вахитова Г.Р., Гумерова А.И., Шайбекова Г.Ф., Иванов Д.Н., Костецкий К.В. Петрофизическая модель коллекторов с низкими фильтрационно-емкостными свойствами, учитывающая новые исследования керн и геофизические данные // Каротажник. 2022. № 3 (317). С. 46–58.

9. Вахитова Г.Р., Казарян А.А., Хайбуллин Т.Ф. Уточнение петрофизической модели ачимовских отложений на основе фациального анализа условий осадконакопления // PRОнефть. Профессионально о нефти. 2021. Т. 6. № 4. С. 22–31. DOI: 10.51890/2587-7399-2021-6-4-22-31.

10. Вахитова Г.Р., Дюдьбина А.А., Шайбекова Г.Ф. Петрофизическая модель пласта D3frфранского яруса с трудноизвлекаемыми запасами в разрезе Прикаспийского бассейна // Вестник АН РБ. 2020. Т. 36. № 3 (99). С. 5–15. DOI: 10.24411/1728-5283-2020-10101.

11. Chen Liqun, Zou Changchun, Wang Zhonghao Liu Haijun, Yao Shuang Chen Dong. Logging evaluation method of low resistivity reservoir—A case study of well block DX12 in Junggar basin // Journal of Earth Science. 2009. Vol. 20. No. 6. P. 1003–1011. DOI: 10.1007/s12583-009-0086-0.

12. Hamada G., Al-Awad M. Petrophysical Evaluation of Low Resistivity Sandstone Reservoirs // Journal of Canadian Petroleum Technology. 2000. No. 39 (7). DOI:10.2118/00-07-TN.

13. Li Min, Sang Qin. The research on the method of identifying low resistivity reservoir in Zhushan depression of the Pearl River Mouth basin // *Environmental and Earth sciences research journal*. 2015. Vol. 2. No. 2. P. 7–12. DOI: 10.18280/eesrj.020202.

REFERENCES

1. Ezhova A.V. Metodika ocenki neftenasyshchennosti nizkoomnykh kollektorov v yurskikh otlozheniyah YUGO-Vostoka Zapadno-Sibirskoy plity [Procedure for Assessing Oil Saturation of Low-Resistance Reservoirs in Jurassic Sediments of the South-East of the West Siberian Plate]. *Izvestiya TPU — News of TPU*, 2006, Vol. 309, No. 6, pp. 23–26. [in Russian].
2. Kropachev N.M., Rysev V.V., Korikov A.P., Kornev A.N., Mordvintsev M.V., Skachek K.G. Metodika litologofacial'nogo modelirovaniya plasta YU1 vasyuganskoj svity v predelakh surgut'skogo svoda po dannym sejsmorazvedki i bureniya [Methodology for Lithological and Facies Modeling of a Formation Yu1 the Vasyugan Formation Within the Surgut Arch According to Seismic and Drilling Data]. *Serial'noe izdanie: Tekhnologii sejsmorazvedki — Serial Edition: Seismic Technologies*, 2004, No. 2, pp. 81–91. [in Russian].
3. Ezhova A.V. Opredelenie haraktera nasyschcheniya nizkoomnykh kollektorov na primere neftyanykh mestorozhdenij Tomskoj oblasti [Determination of The Saturation Nature of Low-Resistance Reservoirs on the Example of Oil Fields of the Tomsk Region]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenij — Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2007, No. 12, pp. 11–14. [in Russian].
4. Zaripov O.G., Sonich V.P. Vliyanie litologii porodkollektorov na udel'noe elektricheskoe soprotivlenie plastov [Influence of lithology of reservoir rocks on specific electrical resistance of formations]. *Neftyanoe hozaystvo — Oil Industry*, 2001, No. 9, pp. 18–21. [in Russian].
5. Miller I.A. Prichiny ponizheniya elektricheskogo soprotivleniya v nizkoomnykh kollektorah [The Reasons for the Decrease in Electrical Resistance in Low-Resistance Collectors]. *Geofizicheskie issledovaniya — Geophysical Surveys*, 2014, Vol. 15, No. 4, pp. 44–53. [in Russian].
6. Miller I.A. Prichiny obrazovaniya neftenasyshchennykh nizkoomnykh kollektorov [Causes of Formation of Oil-Saturated Low-Resistance Reservoirs]. *Geologiya nefti i gaza — Oil and Gas Geology*, 2018, No. 6, pp. 129–136. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-6-129-136. [in Russian].
7. Kuzmichev O.B., Garifullin I.I. Apparturno-metodicheskij kompleks dlya issledovaniya slozhnopostroyennykh, v tom chisle nizkoomnykh, kollektorov mestorozhdenij Zapadnoj Sibiri [Apparatus and Methodological Complex for the Study of Complex, Including Low-Resistance, Reservoirs of Fields in Western Siberia]. *Neftyanoe hozaystvo — Oil Industry*, 2016, No. 8, pp. 20–24. [in Russian].
8. Vakhitova G.R., Gumerova A.I., Shaibekova G.F., Ivanov D.N., Kostetsky K.V. Petrofizicheskaya model' kollektorov s nizkimi fil'tracionno-emkostnymi svojstvami, uchityvayushchaya novye issledovaniya kerna i geofizicheskie dannye [Petrophysical Model of Reservoirs with Low Reservoir Properties, Taking into Account New Core Studies and Geophysical Data]. *Karotazhnik*, 2022, No. 3 (317), pp. 46–58. [in Russian].
9. Vakhitova G.R., Kazaryan A.A., Khaibullin T.F. Utochnenie petrofizicheskoy modeli achimovskikh otlozhenij na osnove facial'nogo analiza uslovij osadkonakopleniya [Clarification of The Petrophysical Model of Achimov Deposits Based On Facies Analysis of Depositional Conditions]. *PRoneft'. Professional'no o nefti — PRoneft. Professionally about Oil*, 2021, Vol. 6, No. 4, pp. 22–31. DOI: 10.51890/2587-7399-2021-6-4-22-31. [in Russian].
10. Vakhitova G.R., Dyudbina A.A., Shaibekova G.F. Petrofizicheskaya model' plasta D3franskogo yarusa s trudnoizvlekaemymi zapasami v razreze Prikaspijskogo bassejna [Petrophysical Model of the D3frfran Reservoir with Hard to Recover Reserves in the Caspian Basin]. *Vestnik Akademii nauk RB — The Herald of the ASRB*, 2020, Vol. 36, No. 3 (99), pp. 5–15. DOI: 10.24411/1728-5283-2020-10101. [in Russian].
11. Chen Liqun, Zou Changchun, Wang Zhonghao Liu Haijun, Yao Shuang Chen Dong. Logging evaluation method of low resistivity reservoir — A case study of well block DX12 in Junggar basin. *Journal of Earth Science*, 2009, Vol. 20, No. 6, pp. 1003–1011. DOI: 10.1007/s12583-009-0086-0.
12. Hamada G., Al-Awad M. Petrophysical Evaluation of Low Resistivity Sandstone Reservoirs. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2000, No. 39 (7), DOI:10.2118/00-07-TN.
13. Li Min, Sang Qin. The research on the method of identifying low resistivity reservoir in Zhushan depression of the Pearl River Mouth basin. *Environmental and Earth sciences research journal*, 2015, Vol. 2, No. 2, pp. 7–12. DOI: 10.18280/eesrj.020202.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Гузель Ринатовна Вахитова, кандидат технических наук, доцент кафедры «Геофизика», Уфимский университет науки и технологий, Уфа, Россия

Guzel R. Vakhitova, candidate of technical sciences, associate professor, Geophysics department, Ufa university of science and technology, Ufa, Russia

guzel.geotec@mail.ru

Рим Абдуллович Валиуллин, доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой Геофизика», Уфимский университет науки и технологий, Уфа, Россия

Rim A. Valiullin, doctor of technical sciences, professor, head of the Geophysics department, Ufa university of science and technology, Ufa, Russia

Светлана Римовна Кофонова, магистрант, Уфимский университет науки и технологий, Уфа, Россия
Svetlana R. Kofonova, undergraduate student, Ufa university of science and technology, Ufa, Russia

Статья поступила в редакцию 07.08.2023; одобрена после рецензирования 09.09.2023; принята к публикации 30.11.2023.

The article was submitted 07.08.2023; approved after reviewing 09.09.2023; accepted for publication 30.11.2023.