

Неоднозначность определения нефтегазонасыщенности карбонатных коллекторов осинского горизонта и пути решения данной проблемы

Кошкарлова Е.Ф.¹, Наумов В.А.¹, Бухарова И.А.¹, Тихонова К.В.¹, Чиргун А.С.²

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, ²ООО «Таас-Юрх Нфтегазодобыча», Иркутск, Россия
efkoshkarova@tnc.rosneft.ru

Аннотация

В статье представлены результаты анализа зависимостей Дахнова-Арчи $P_n = f(K_v)$, построенных на керновых данных Среднеботуобинского месторождения до и после экстрагирования. По уравнениям этих зависимостей в карбонатных коллекторах осинского горизонта были определены значения коэффициентов нефтегазонасыщенности. Проведено сравнение значений коэффициента нефтегазонасыщенности ($K_{нг}$) по геофизическим исследованиям скважин (ГИС) и K_v керн по газо- и нефтенасыщенной части пласта. Наиболее достоверной оказалась зависимость, построенная на керновых исследованиях до экстрагирования. Данная зависимость впервые применена для определения $K_{нг}$ коллекторов осинского горизонта при подсчете запасов.

Материалы и методы

Построены две петрофизические зависимости для определения нефтегазонасыщенности карбонатных коллекторов осинского горизонта на керновых данных до и после экстрагирования. Зависимость после экстрагирования построена на керновых данных 13 скважин (1 029 образцов), зависимость до экстрагирования — по керну одной скважины (67 образцов).

Ключевые слова

осинский горизонт, карбонатный коллектор, смачиваемость, нефтегазонасыщенность, экстрагирование керна, петрофизическая зависимость

Для цитирования

Кошкарлова Е.Ф., Наумов В.А., Бухарова И.А., Тихонова К.В., Чиргун А.С. Неоднозначность определения нефтегазонасыщенности карбонатных коллекторов осинского горизонта и пути решения данной проблемы // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 6. С. 32–36.
DOI: 10.24412/2076-6785-2023-6-32-36

Поступила в редакцию: 31.08.2023

GEOLOGY

UDC 550.8.053 | Original paper

Debatable interpretation of hydrocarbon saturation of osinsky carbonate reservoirs and solution methods

Koshkarova E.F.¹, Naumov V.A.¹, Bukharova I.A.¹, Tikhonova K.V.¹, Chirgun A.S.²

¹“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia, ²“Taas-Yuryakh Neftegazodobycha” LLC, Irkutsk, Russia
efkoshkarova@tnc.rosneft.ru

Abstract

The paper describes the analysis of the Dakhnov-Archie functions $FRF = f(S_w)$ based on core data from Srednebotuobinskoye field before and after extraction. The equations were used to determine the hydrocarbon saturation indices in the carbonate reservoirs of the osinsky horizon. The values of the log-based oil and gas saturation coefficient and the core-based geophysical surveys of wells for the gas- and oil-saturated part of the reservoir were compared. The function based on the core studies before extraction proved to be the most reliable one. This function was applied for the first time to determine the oil and gas saturation coefficient of the osinsky reservoirs for reserves estimation purposes.

Materials and methods

Two petrophysical functions were built to determine the hydrocarbon saturation of carbonate reservoirs of the osinsky horizon based on core data before and after extraction. The post-extraction function is based on core data from 13 wells (1 029 samples), the pre-extraction function is based on the core from a single well (67 samples).

Keywords

osinsky horizon, carbonate reservoir, wettability, oil and gas saturation, core extraction, petrophysical function

For citation

Koshkarova E.F., Naumov V.A., Bukharova I.A., Tikhonova K.V., Chirgun A.S. Debatable interpretation of hydrocarbon saturation of osinsky carbonate reservoirs and solution methods. Exposition Oil Gas, 2023, issue 6, P. 32–36. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-6-32-36

Received: 31.08.2023

Введение

Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на территории Мирнинского улуса (района) Республики Саха (Якутия). Ближайшими месторождениями являются Курунгское, Кытыгасское, Кубалахское, Чаяндинское, Тас-Юряхское, Хотого-Мурбайское, Ильгычахское. Среднеботуобинское месторождение является одним из крупнейших по запасам нефти и газа в Восточной Сибири. В 1970-х годах здесь впервые на Сибирской платформе была доказана промышленная нефтегазоносность вендских и кембрийских отложений. До недавнего времени центром изучения являлись терригенные отложения венда — ботуобинский горизонт, где сосредоточена большая часть запасов. Изучению карбонатных отложений кембрия — осинского и юряхского горизонтов — уделялось гораздо меньше внимания. Опытно-промышленная эксплуатация низкопроницаемых карбонатных отложений осинского горизонта начата только в 2018 году [1].

Определение нефтегазонасыщенности карбонатных коллекторов является актуальной проблемой, которая имеет длительную историю развития. Применение стандартных зависимостей электрической модели Дахнова-Арчи, построенных для гидрофильных коллекторов, приводит к занижению коэффициента водонасыщенности и, соответственно, к завышению значений коэффициента нефтегазонасыщенности в карбонатных коллекторах.

Еще в 1981 году в работе [2] отмечалось, что в карбонатных коллекторах низкие значения остаточной водонасыщенности, определенные прямым методом, часто объясняются гидрофобизацией пор, поэтому при обосновании коэффициента нефтенасыщенности при подсчете запасов нефти и газа необходим учет пластовых условий, повышающий величину $K_{во}$ [2].

В последующие годы данной теме также были посвящены многие работы. В учебном пособии РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина указывается, что эффективное решение задач оценки фильтрационно-емкостных свойств пласта связано с проблемой воссоздания в лабораторных условиях смачиваемости, адекватной по своей структуре и свойствам реальной смачиваемости пласта. Показатель насыщения n необходимо измерять в условиях смачиваемости на керне с естественной или восстановленной водонасыщенностью, поскольку он влияет на корректное определение водонасыщенности, которая участвует в подсчете запасов. В противном случае водонасыщенность, определенная по ГИС, будет занижена [3].

Проблема важности сохранения естественной смачиваемости была рассмотрена в работах Н.А. Скибицкой совместно с соавторами в 2014–2022 годах [4–7]. Авторы отмечали в статье [5], что на рассматриваемых месторождениях породы имеют различную характеристику по смачиваемости. По данным исследований керна были получены связи типа «кern-кern» и построены объемные модели распределения величин углов избирательной и относительной смачиваемости, на основе которых можно обосновывать рекомендации по воздействию на пласты с целью увеличения коэффициента извлечения углеводородов.

Вопрос о необходимости сохранения естественной смачиваемости поднимался

в работе Д.А. Кожевникова и К.В. Коваленко в 2011 году [8].

В данной статье проведен анализ зависимостей для определения нефтегазонасыщенности карбонатных коллекторов осинского горизонта, построенных на керновых данных Среднеботуобинского месторождения до и после экстрагирования.

Геологическое строение и литологическая характеристика осинского горизонта

Осинский горизонт билирской свиты приурочен к подошве нижекембрийского карбонатного комплекса, перекрывающегося галогенно-сульфатно-карбонатными породами юрегинской свиты. Билирская свита залегает согласно на юряхской и соответствует нижним частям усольской свиты, выделяемой в западных и юго-восточных частях Сибирской платформы. Толщина билирской свиты изменяется от 32 до 84 м. Отложениям билирской свиты соответствует продуктивный пласт Б1-2.

Отложения осинского горизонта характеризуются низкой пластовой температурой 10–11 °С. Вскрытие продуктивных отложений и промыслово-геофизические исследования в скважинах проведены преимущественно на рассолах, полимерно-соленасыщенных и полимерных растворах.

Пластовые воды представлены рассолами хлоркальциевого состава, среднее значение минерализации по результатам исследований проб воды Среднеботуобинского месторождения составляет 355 г/л.

Отложения пласта Б1-2 представлены известняками, доломитами и их переходными разностями (рис. 1). Непроницаемые пропластки, помимо карбонатных плотных пород, включают ангидриты доломитизированные и известковистые аргиллиты.

Известняки — литокласто-ооидные с фитокластами, в различной степени доломитизированные, окремненные, редко — тонкими прослоями — глинистые, перекристаллизованные, мелкотонкокристаллические, органогенно-микробийальные, первично водорослевые.

Доломиты вторичные разно-, мелко- и микрокристаллические, прослоями пластово-строматолитовые, с реликтами микробийально-водорослевых остатков, мозаичной структуры, в различной степени известковистые, сульфатизированные, с реликтами литокластов, онколитами, включениями галита, ангидрита, неравномерно окремненные,

глинистые, битуминозные, стилолитизированные, в различной степени мелкокаверновые, микротрещиноватые, пористые. Трещины открытые и залеченные сульфатом, кальцитом, глинисто-битуминозным веществом. Вторичные преобразования высокой степени интенсивности представлены выщелачиванием, перекристаллизацией, доломитизацией по битуминозно-известковому микриту, кальцитизацией, сульфатизацией.

Особенности интерпретации ГИС при подсчете запасов

Ранее, при выполнении оперативных подсчетов запасов по пласту Б1-2 осинского горизонта, из-за недостаточной изученности для расчета коэффициента нефтегазонасыщенности применялась зависимость остаточной водонасыщенности от пористости, построенная по керновым данным Среднеботуобинского месторождения. При среднем значении пористости по зависимости $K_{во} \text{ керн-Кп}$ (вода) значение $K_{во}$ было определено равным 20 %, соответственно, значение $K_{нг}$ для коллекторов в предельно нефтегазонасыщенной зоне принималось равным 80% ($K_{нг} = 100 - K_{во}$).

В настоящее время определение подсчетных параметров всех типов пород при подсчете запасов регламентируется методическими рекомендациями по подсчету геологических запасов нефти и газа [9]. Согласно методическим рекомендациям, при определении коэффициента нефтегазонасыщенности по данным ГИС с использованием УЭС и зависимостей типа «кern-кern»:

$$P_{II} = aK_{II}^m \text{ и } P_{II} = bK_{II}^n$$

по методике Дахнова-Арчи показатели степеней в уравнениях меняются в следующих пределах: $a=b=1$, m — показатель, значение которого определяется структурой порового пространства; n — показатель, значение которого определяется смачиваемостью и глинистостью пород.

Для гидрофильных пород в зависимости от глинистости $n = 1,3-2$. Гидрофобность коллектора увеличивает его удельное сопротивление. В частично гидрофобных коллекторах, которыми представлен пласт Б1-2 осинского горизонта, коэффициент n должен изменяться от 2 до 5. Полностью гидрофобный коллектор характеризуется $n > 5$ [10].

Смачиваемость влияет на многие параметры пласта: нефтенасыщенность,

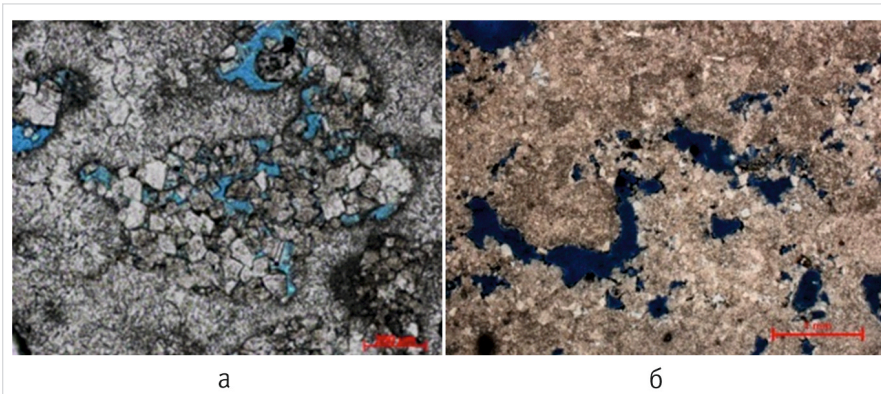


Рис. 1. Отложения пласта Б1-2: а — известняк доломитистый, разнокристаллический, с фитокластовой структурой, пятнисто-пористый; б — доломит, мелко- и тонкокристаллический, вторичный, галитизированный, пористый

Fig. 1. Deposits of formation B1-2: а — dolomitic limestone, multicrystalline, with phytoclastic texture, spotty-porous; б — dolomite, fine- and very fine-crystalline, secondary, halitized, porous

относительные фазовые проницаемости для нефти и воды, коэффициенты вытеснения нефти газом. Смачиваемость системы порода–нефть–вода может быть любой: от гидрофильной до гидрофобной, в зависимости от специфического взаимодействия всех трех фаз.

По результатам определений показателя смачиваемости методами Амотта-Тулбовича и USBM смачиваемость образцов пород осинского горизонта промежуточная, показатель смачиваемости в среднем составляет 0,48. Наибольшее количество образцов, как видно из гистограммы, сосредоточено в классе 0,2–0,4 с преимущественно гидрофобной смачиваемостью (рис. 2).

При выполнении подсчета запасов по керновым данным 13 скважин для осинского горизонта были построены по зависимости Дахнова-Арчи для определения коэффициента нефтегазонасыщенности. Показатель цементации $m \approx 2$ характеризует коллектор как плотный, с межзерновыми порами, показатель смачиваемости $n = 1,75$ указывает на гидрофильность пород, в большей степени

приобретенную при экстрагировании образцов (рис. 3а, б). Красным цветом на рисунке 3б выделены керновые данные по скважине X, которые соответствуют данным керна по другим скважинам.

По этой же скважине X проведены определения УЭС образцов пород до экстрагирования. По результатам данных исследований была построена зависимость $P_H = f(K_B)$, приведенная на рисунке 3в. Показатель смачиваемости из уравнения зависимости составил 2,398, что соответствует частично гидрофобным породам. Несмотря на то, что данные исследования проведены только по одной скважине, зависимость вполне применима. Распределение точек по скважине в общем поле равномерное, характеризующее весь диапазон изменений параметров (рис. 3б), количество образцов для построения зависимости — 67 — также удовлетворяет требованиям методических рекомендаций к лабораторным исследованиям керна: «при построении петрофизических связей типа «кern-кern» необходимо использовать не менее 30 образцов керна» [9].

На соседних месторождениях с доказанной продуктивностью осинского горизонта, где отсутствуют керновые исследования на неэкстрагированном крене, для определения $K_{нг}$ применялась методика Дахнова-Арчи, значения коэффициента n в зависимостях составляли 1,753–1,769:

Курунгское месторождение:
 $P_H = K_B^{-1,769}$ ($R^2=0.918, n=109$)

Кытыгасское месторождение:
 $P_H = K_B^{-1,753}$ ($R^2=0.929, n=176$).

Величина коэффициента n менее 2 характеризует коллекторы как гидрофильные, что не соответствует коллекторам данного региона. Использование связей «кern-кern» $P_H = f(K_B)$, полученных при стандартных методиках исследования, для определения коэффициента нефтегазонасыщенности гидрофобных карбонатных, низкопроницаемых коллекторов со сложной структурой порового пространства, не решает задачу корректного определения $K_{нг}$, поскольку условия подготовки образцов керна (экстрагирование, отмыв от солей) и исследованиям значительно меняют естественные их характеристики (смачиваемость и др.).

Для оценки величины $K_{нг}$ проинтерпретированы материалы ГИС и проанализированы данные керна по всем скважинам Среднеботуобинского месторождения. Рассчитаны значения $K_{нг}$ по зависимостям, построенным по крену до и после экстракции. По пласту Б1-2 по газо- и нефтенасыщенной части были определены средневзвешенные значения $K_{нг}$ (табл. 1).

Как видно из таблицы 1, средневзвешенные значения $K_{нг}$, рассчитанные по зависимости после экстрагирования керна, по сравнению с $K_{нг}$ по крену, значительно выше: на 14,6 % в газе и 8,8 % в нефти. Таким образом, применение данной зависимости приводит к завышению значений $K_{нг}$.

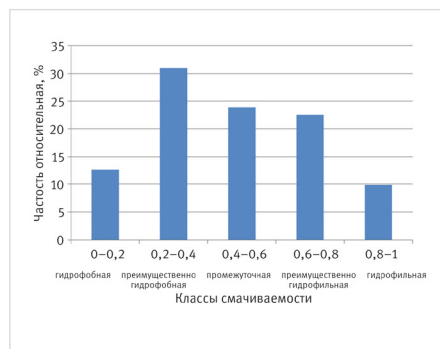


Рис. 2. Гистограмма распределения смачиваемости для пород пласта Б1-2
 Fig. 2. Histogram of wettability distribution for B1-2 rocks

Табл. 1. Сравнение значений $K_{нг}$ по ГИС и крену по пласту Б1-2
 Tab. 1. Comparison of log-based and core-based oil and gas saturation coefficient values for B1-2 reservoir

Флюид-насыщение	$K_{нг}$ ср.взв. после экстракции, %	$K_{нг}$ ср.взв. до экстракции, %	$K_{нг}/K_{во}$ керна, %
Газ	87,8	80,3	73,2/26,8
Нефть	81,9	73,4	73,1/26,9

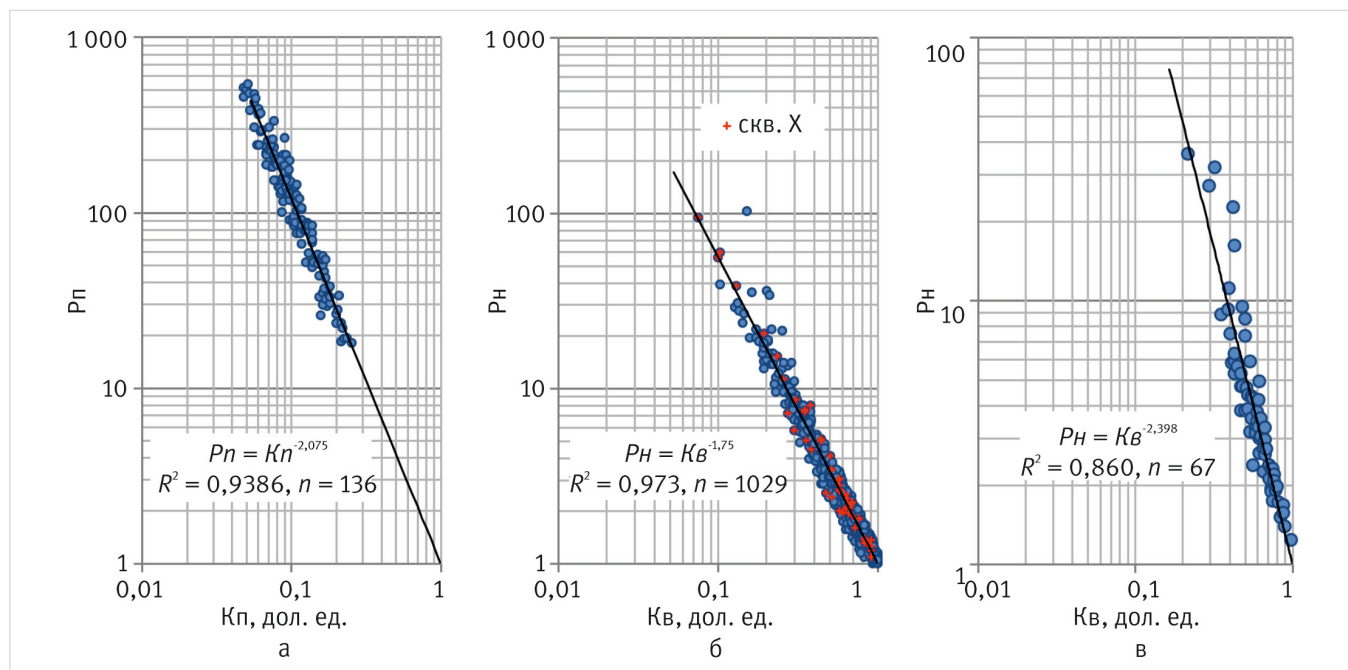


Рис. 3. Зависимости для определения $K_{нг}$: а — параметра пористости от открытой пористости (пластовые условия); б — параметра насыщения от водонасыщенности (стандартная зависимость после экстрагирования керна); в — параметра насыщения от водонасыщенности по определениям на образцах до экстрагирования скважины X
 Fig. 3. Oil and gas saturation coefficient functions: а — formation resistivity factor vs. open porosity (reservoir conditions); б — resistivity index vs. S_w (standard function after core extraction); в — resistivity index vs. S_w based on measurements of samples before extraction from well X

При определении $K_{нг}$ параметры насыщенности P_n рассчитываются по высоким значениям УЭС по ГИС, которые, как правило, превышают значения P_n по керну после экстракции гидрофобных образцов, что приводит к их частичной гидрофилизации и снижению УЭС [11].

Средневзвешенные значения $K_{нг}$, рассчитанные по зависимости до экстрагирования керна, выше значений $K_{нг}$ по керну на 7,1% в газе, практически совпадают в нефти и сопоставимы с величинами $K_{нг}$, числящимися на госбалансе.

Завышение значений $K_{нг}$ в газонасыщенной части пласта относительно керна можно объяснить недоучетом коэффициента остаточной нефтенасыщенности ($K_{но}$). Ввиду недостаточного количества керновых исследований в газовой шапке, величина $K_{но}$ экспериментально принималась 3%.

Для повышения достоверности определения $K_{нг}$ и снижения неопределенности в оценке запасов необходимы дополнительные исследования керна по определению остаточной нефтенасыщенности из газовой шапки пласта Б1-2.

На рисунке 4 приведено сопоставление значений $K_{нг}$, определенных по данным ГИС и значений $K_{во}$ по керну в зоне предельного насыщения: $K_{нг} = 1 - K_{во}$.

Остаточная водонасыщенность определялась методом центрифугирования.

Зона предельного насыщения подтверждается результатами испытаний: при проведении перфорации в скважине XX получены безводные притоки газа и нефти.

На рисунке отмечается завышение значений $K_{нг}$ по ГИС относительно керна по зависимости $P_n = f(K_{в})$ после экстрагирования керна. Значения $K_{нг}$, определенные по зависимости $P_n = f(K_{в})$ до экстрагирования, согласуются с керновыми данными.

Итоги

Проанализированы две зависимости $P_n = f(K_{в})$ Дахнова-Арчи для определения $K_{нг}$ карбонатных коллекторов осинского горизонта. Наиболее достоверной оказалась зависимость $P_n = f(K_{в})$, построенная на уникальных керновых исследованиях до экстрагирования. Данная зависимость впервые применена для определения $K_{нг}$ коллекторов осинского горизонта Непского кластера при подсчете запасов.

Стандартную зависимость $P_n = f(K_{в})$ для определения $K_{нг}$ по методике Дахнова-Арчи, построенную на экстрагированном керне, нельзя считать достоверной для негидрофильных коллекторов осинского горизонта из-за неучета смачиваемости, это приводит к завышению значений $K_{нг}$ и соответственно недостоверности оценки запасов [12]. Данная проблема актуальна и для аналогичных месторождений, где отсутствуют керновые данные до экстракции.

Выводы

Предложенная в статье зависимость для определения $K_{нг}$, построенная на неэкстрагированном керне, может быть использована при оценке запасов и мониторинге разработки пласта Б1-2 Среднеботубинского месторождения.

В лаборатории ООО «ТННЦ» в настоящее время проводятся исследования керна по восстановлению смачиваемости образцов осинского горизонта по нескольким скважинам. Применение этих исследований при определении $K_{нг}$ даст возможность получить

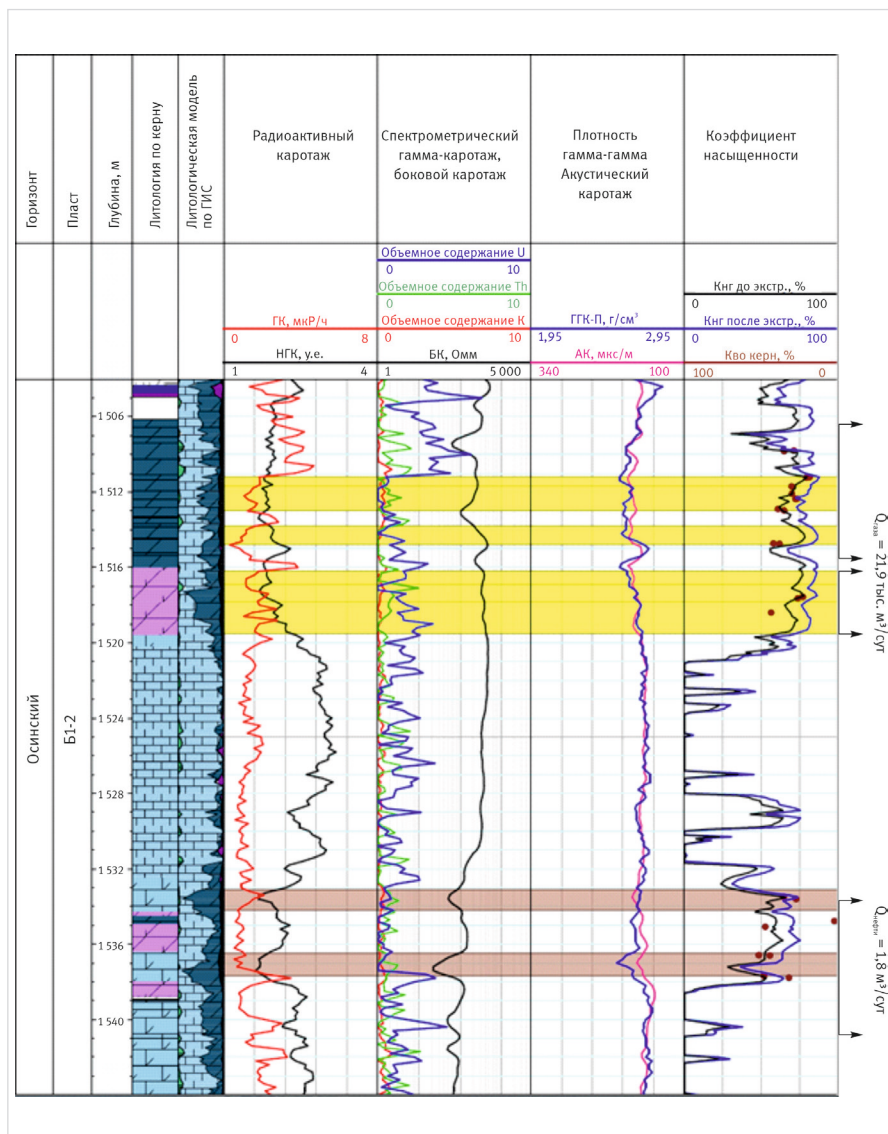


Рис. 4. Скважина XX. Сопоставление $K_{нг}$, определенных по ГИС по зависимостям до и после экстрагирования керна, с $K_{во}$ керна

Fig. 4. Well XX. Comparison of the log-based oil and gas saturation coefficient defined by functions before and after core extraction with the core-based S_{wr}

более достоверные параметры для подсчета запасов, так как зависимость $P_n = f(K_{в})$ до экстрагирования построена на керновых исследованиях по одной скважине.

Литература

- Оленич П.А., Бухарова И.А., Новикова М.С., Хорольский Г.О., Чиргунов А.С. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности юрхского горизонта Среднеботубинского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 6. С. 58–61.
- Ручкин А.В., Орлов Л.И., Топорков В.Г., Фоменко В.Г. Изучение коллекторов по керну, отобранному при бурении на растворах с нефтяной основой // Геология нефти и газа. 1981. № 11. С. 28–35.
- Михайлов Н.Н., Моторова К.А., Сечина Л.С. Смачиваемость нефтегазовых систем. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2019. 360 с.
- Скибицкая Н.А., Кузьмин В.А., Доманова Е.Г. и др. Комплексный подход к изучению свойств пород-коллекторов нефти и газа нефтегазоматеринских карбонатных толщ месторождений

углеводородов // Каротажник. 2014. № 7. С. 20–31.

- Скибицкая Н.А., Кузьмин В.А., Марутян О.О. и др. Результаты изучения избирательной смачиваемости карбонатных пород продуктивных отложений месторождений углеводородов // Георесурсы, геознергетика, геополитика. 2016. № 1. 3 с.
- Скибицкая Н.А., Большаков М.Н., Марутян О.О. Петрофизическое обоснование интерпретации электрического каротажа в разрезах карбонатных нефтегазоматеринских отложений // Геофизика. 2021. № 6. С. 2–9.
- Бурханова И.О., Скибицкая Н.А., Большаков М.Н. и др. Влияние экстракции образцов пород из нефтегазоматеринских карбонатных отложений на результаты петрофизических исследований // Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности. 2022. С. 91–94.
- Кожевников Д.А., Коваленко К.В. Изучение коллекторов нефти и газа по результатам адаптивной

- интерпретации геофизических исследований скважин. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. 219 с.
9. Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Яценко Г.Г. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Москва — Тверь: ВНИИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. 29 с.
 10. Добрынин В.М. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин. Москва: «Недра», 1988. 476 с.
 11. Дьяконова Т.Ф., Гурбатова И.П. и др. Новое — хорошо забытое старое направление в петрофизике нефтегазовых коллекторов: учет природной смачиваемости при определениях коэффициента насыщенности по керну и каротажу // Каротажник, № 3. 2022. С. 32–45.
 12. Терентьев В.Ю., Дьяконова Т.Ф., Саетгараев А.Д. и др. Петрофизика негидрофильных коллекторов нефтяных месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Пермь: Астер Диджитал, 2020. 232 с.

ENGLISH

Results

Two Dakhnov-Archi functions of $FRF = f(S_w)$ for determination of oil and gas saturation coefficient of carbonate reservoirs of the osinsky horizon were analyzed. The $FRF = f(S_w)$ proved to be the most reliable function, based on unique pre-extraction core studies. This function was applied for the first time to determine the oil and gas saturation coefficient of the osinsky reservoirs within the Nepsky cluster for reserves estimation purposes.

The standard function $FRF = f(S_w)$ for determination of oil and gas saturation coefficient by the Dakhnov-Archie method, based on extracted core, cannot be considered reliable for non-water-wet reservoirs of the osinsky horizon due to neglect of wettability which leads to an overestimation of the oil and gas saturation coefficient values and, therefore, to unreliable reserves volumes [12]. This problem is also

relevant for similar fields with no pre-extraction core data.

Conclusions

The oil and gas saturation coefficient function proposed in the paper, built based on non-extracted core, can be used in estimating reserves and monitoring the development of B1-2 reservoir of the Srednebotuobinskoye field.

The laboratory of the “Tyumen petroleum research center” LLC is currently conducting core studies to restore the wettability of samples from the osinsky horizon from several wells. These studies when used for oil and gas saturation coefficient measurements will allow to obtain more reliable parameters for estimating reserves, since the pre-extraction function $FRF = f(S_w)$ is based on core studies from a single well.

References

1. Olenich P.A., Bukharova I.A. et al. Geological structure and oil and gas potential of the Yuryakh horizon of Srednebotuobinskoye field. Exposition Oil and Gas, 2021, issue 6, P. 58–61. (In Russ).
2. Ruchkin A.V., Orlov L.I., Toporkov V.G., Fomenko V.G. Some peculiarities in the study of reservoir properties by cores sampled on oil-base solutions. Geology of oil and gas. 1981, issue 11, P. 28–35. (In Russ).
3. Mikhailov N.N., Motorova K.A., Sechina L.S. Wettability of oil and gas systems. Textbook. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas (NIU), 360 p. (In Russ).
4. Skibitskaya N.A., Kuzmin V.A., Domanova E.G. et al. A comprehensive approach to studying the properties of oil-and-gas reservoir rocks in oil-and-gas carbonate formations in hydrocarbon fields. Karotazhnik, 2014, issue 7, P. 20–31. (In Russ).
5. Skibitskaya N.A., Kuzmin V.A., Marutyan O.O. et al. Results of carbonate rocks of hydrocarbon reservoirs preferential wettability studies. Georesursy, geoenergetika, geopolitika, 2016, issue 1, 3 p. (In Russ).
6. Skibitskaya N.A., Bolshakov M.N., Marutyan O.O. Carbonate oil and gas source rocks petrophysical justification for interpretation of electrical log data. Geophysics, 2021, issue 6, P. 2–9. (In Russ).
7. Burkhanova I.O., Skibitskaya N.A., Bolshakov M.N. et al. The influence of extraction of rock samples from oil and gas source carbonate deposits on the results of petrophysical studies. Fundamental basis of innovative technologies in the oil and gas industry, 2022, P. 91–94. (In Russ).
8. Kozhevnikov D.A., Kovalenko K.V. Study of oil and gas reservoirs based on the results of adaptive interpretation of well logging data. Moscow: Gubkin russian state university of oil and gas, 2011, 219 p. (In Russ).
9. Petersile V.I., Poroskun V.I., Yatsenko G.G. Methodological recommendations for estimating in-place reserves of oil and gas by volumetric method. Moscow-Tver: VNIIGNI, Tvergeofizika, 2003, 29 p. (In Russ).
10. Dobrynin V.M. Interpretation of well logging data from oil and gas wells. Moscow: Nedra, 1988, 476 p. (In Russ).
11. Dyakonova T.F., Gurbatova I.P. et al. New is well-forgotten old trend in hydrocarbon reservoir petrophysics: correction for wetting in situ while evaluating core and logging saturations. Karotazhnik, 2022, issue 3, P. 32–45. (In Russ).
12. Terentyev V.Yu., Dyakonova T.F., Saetgaraev A.D. et al. Petrophysics of non-water-wet reservoirs of oil fields of the Timan-Pechora Petroleum Province. Perm: Aster Digital, 2020, 232 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Кошкарова Елена Федоровна, руководитель группы отдела подсчета запасов и ОПЗ месторождений ЯМАЛ, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: efkoshkarova@tnnc.rosneft.ru

Наумов Владимир Александрович, главный специалист отдела подсчета запасов и ОПЗ месторождений ЯМАЛ, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Бухарова Ирина Александровна, начальник отдела подсчета запасов и ОПЗ месторождений ЯМАЛ, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Тихонова Камила Васильевна, специалист отдела подсчета запасов и ОПЗ месторождений ЯМАЛ, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Чиргун Александр Сергеевич, начальник управления по геологоразведке, ресурсной базе и лицензированию, ООО «Таас-Юрхя Нефтегазодобыча», Иркутск, Россия

Koshkarova Elena Feodorovna, team leader, Yamal fields reserves estimation department, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: efkoshkarova@tnnc.rosneft.ru

Naumov Vladimir Alexandrovich, chief specialist, Yamal fields reserves estimation department, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Bukharova Irina Alexandrovna, head of the Yamal fields reserves estimation department, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Tikhonova Kamila Vasilievna, specialist, Yamal fields reserves estimation department, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Chirgun Alexander Sergeevich, head of the geological exploration, resource base and licensing division, “Taas-Yuryakh Neftegazodobycha” LLC, Irkutsk, Russia