

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХАРАКТЕРА ПРИТОКА ИЗ КОЛЛЕКТОРОВ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ ПО ДАННЫМ ЯДЕРНО-МАГНИТНОГО КАРОТАЖА

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

Сибирский федеральный университет, Красноярск, Россия

Объектом исследования являются сложнопостроенные засоленные венд-кембрийские карбонатные горизонты: осинский, усть-кутский, преображенский и ербогаченский, расположенные в пределах Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области. Непрерывное поступление углеводородов на протяжении венда, палеозоя и отчасти мезозоя в пределы Непско-Ботуобинской антеклизы и последующее охлаждение территории привело к повышению плотности и вязкости нефтей. В результате по первичному описанию керна зачастую наблюдается повсеместное насыщение нефтью, что не всегда отражается на результатах испытаний. Нефте-насыщенные по керну объекты могут оказаться продуктивными либо не дать никаких притоков нефти (сухие интервалы) или заработать водой. В связи с этим встает вопрос о разделении таких объектов по данным геофизических исследований скважин. Если для выделения продуктивных интервалов ранее были выработаны надежные критерии, то вопрос разделения сухих и работающих водой интервалов оставался открытым. Решение данной задачи является особенно актуальным на этапе геолого-разведочных работ.

В работе показано, что использование только лишь данных электрометрии для решения поставленной задачи на рассматриваемых участках не представляется возможным вследствие сложной структуры пустотного пространства, смешанной смачиваемости, повсеместного насыщения пород нефтью. В качестве альтернативного метода для разделения сухих и работающих водой нефтенасыщенных интервалов предложено использовать результаты определений пустотности и водонасыщенности по данным ядерно-магнитного каротажа. Показано, что коэффициенты пустотности в каждом из типов интервалов распределены по нормальному закону. Рассмотрено использование коэффициента эффективной пустотности для разделения сухих и работающих водой интервалов. Предложены уравнения для расчета величины коэффициента нефтегазонасыщенности для каждого из типов рассмотренных интервалов.

**Ключевые слова:** Непско-Ботуобинская нефтегазоносная область, карбонатные коллекторы, ядерно-магнитный каротаж, удельное электрическое сопротивление пород, электрометрия, коэффициент пустотности, коэффициент нефтегазонасыщенности, характер насыщения.

## DETERMINATION OF INFLUX PARAMETERS OF EAST SIBERIA'S CARBONATE RESERVOIRS BY NUCLEAR MAGNETIC LOGGING

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

Siberian Federal University, Krasnoyarsk, Russian Federation

The subject of inquiry is Vendian-Cambrian complex saline carbonate horizons, namely Osinsky, Ust'-kutsky, Preobrazhensky and Erbogachensky located within the Nepsko-Botuobinskaya antecline. A continuous input of hydrocarbons into the Nepsko-Botuobinskaya antecline during the Vendian, Paleozoic and partly Mesozoic periods, followed by cooling of the territory increased oil density and viscosity. As a result, the initial logging reveals extensive oil saturation, which does not necessarily affect the research results. Oil-saturated prospects may prove productive or give no oil influx (dry intervals) or produce water. Hence, there is a need to classify the prospects according to the geophysical analysis of the wells. While the are reliable criteria for identifying pay intervals, to distinguish dry and water-producing intervals has been up in the air. Solving the problem is especially important at the stage of exploration work.

The paper demonstrates that electric logging alone used to solve the above problem within the area studied cannot be sufficient because of complex structure of voids, mixed wettability, general oil saturation. A novel alternative to distinguish dry and water-producing oil-saturated intervals draws on the results of voids and water-saturation analysis made by nuclear magnetic logging. It is shown that void ratios in each interval type obey the normal law of distribution. Application of effective void ratio is demonstrated to distinguish dry and water-producing intervals. The equations are advanced to calculate values of oil-and-gas saturation for each interval type.

**Keywords:** Nepsko-Botuobinskaya antecline, carbonate reservoirs, nuclear magnetic logging, specific electric rock resistance, electric logging, void ratio, oil-and-gas saturation ratio, saturation parameters.

## Введение

Объектом исследования в данной работе являются сложнопостроенные венд-кембрийские карбонатные горизонты: осинский, усть-кутский, преображенский и ербогаченский, расположенные в пределах Непско-Ботуобинской нефтегазонасыщенной области (НГО) Лено-Тунгусской нефтегазонасыщенной провинции (НГП). Непско-Ботуобинская НГО признана первоочередным районом концентрации региональных и поисковых работ в южных районах Лено-Тунгусской НГП [1–3]. На протяжении венда, палеозоя и отчасти мезозоя отмечалось непрерывное поступление углеводородов в пределы Непско-Ботуобинской антеклизы (НБА) как из местных источников, так и из смежных зон нефтегазообразования, что создавало благоприятные условия для заполнения резервуаров углеводородами и формирования залежей нефти и газа. Охлаждение недр привело к засолонению коллекторов в пределах НБА, а также к повышению плотности и вязкости нефтей во всех продуктивных горизонтах и высокому содержанию парафина во вторичных битумах [1–4]. Поэтому по первичному описанию керна скважин, расположенных в пределах рассматриваемой территории, наблюдаются повсеместные обильные выпоты нефти, но в результате испытания такой интервал может оказаться непродуктивным или дать хорошие притоки пластовой воды.

Таким образом, встает вопрос о разделении по данным геофизических исследований скважин (ГИС) продуктивных интервалов, интервалов, содержащих неподвижную нефть, и водонасыщенных интервалов, но с большой долей остаточной нефти. Использование граничных значений пустотности и глинистости не позволяет ответить на поставленный вопрос. Так, при величине коэффициента пустотности  $K_n$  больше установленного граничного значения интервал при испытании может оказаться сухим, и, наоборот, при величине  $K_n$

ниже граничной отсечки могут быть получены притоки пластового флюида.

Определение характера притока по данным только электрометрических исследований скважин также затруднено вследствие повсеместного насыщения объектов нефтью.

При бурении скважин на данной территории в обязательный комплекс ГИС рекомендуется включать метод ядерно-магнитного каротажа (ЯМК). ЯМК зарекомендовал себя как надежный инструмент решения основных петрофизических задач, таких как определение пустотности и нефтегазонасыщенности. Кроме того, было найдено решение по выделению продуктивных интервалов на основе анализа спектров ЯМК [5–7].

Однако задача разделения нефтенасыщенных непродуктивных интервалов и водонасыщенных, содержащих большое количество остаточной нефти, остается открытой. Так, при величине коэффициента нефтегазонасыщенности  $K_{нг}$  вплоть до 50 % из интервала может быть получен приток лишь пластовой воды. В работе [7] показано, что разделение таких интервалов только лишь по форме спектра ЯМК не представляется возможным ввиду того, что сигналы от смеси «пластовая вода + фильтрат бурового раствора» и от нефти на спектре ЯМК перекрываются.

В данной работе описан подход для разделения по данным ГИС нефтенасыщенных, но непродуктивных интервалов и водонасыщенных, содержащих большое количество остаточной нефти. Предложены уравнения для расчета коэффициента нефтегазонасыщенности изучаемого разреза для каждого из рассматриваемых типов интервалов.

## Определение характера насыщения и коэффициента нефтегазонасыщенности по данным электрометрии

Удельное электрическое сопротивление (УЭС) породы является одним из ос-

новых петрофизических параметров при определении характера притока и расчета  $K_{нт}$  пород-коллекторов [8, 9]. Для рассматриваемой территории статистика испытаний скважин свидетельствует, что при УЭС пласта выше 800 Ом·м имеет место, как правило, однофазный приток нефти, а при УЭС пласта ниже 360 Ом·м – однофазный приток воды. Удельным сопротивлением в пределах 360–800 Ом·м обладают и нефтегазонасыщенные, и водоносные интервалы, а также интервалы со смешанным типом притока, что вносит существенную неопределенность в расчет  $K_{нт}$  и, как следствие, в подсчет запасов.

Известно, что для определения  $K_{нт}$  по данным электрометрии используются связи типа керн – керн и керн – ГИС [9]. По результатам сопоставления УЭС, определенного при проведении лабораторных исследований керна и по данным ГИС, установлено значительное занижение первого относительно второго [10]. Это может быть связано с такими факторами, как сложная структура пустотного пространства, вымывание солей из пустот керна материала при экстракции и взаимодействие образцов с водой в процессе экспериментов, нарушение естественной смачиваемости (гидрофилизация) образцов керна и др. В работе [10] предложена методика определения  $K_{нт}$  по связям керн – ГИС с использованием электрического каротажа для рассматриваемой территории.

Однако если для разделения флюидов по ГИС, следовательно, и для расчета  $K_{нт}$  в продуктивных интервалах определены достаточно четкие критерии [5–7, 10], то для нефтенасыщенных по керну интервалов, оказавшихся по результатам испытаний сухими или работающими водой, их попросту нет. Покажем это на примере сопоставления модельных связей типа керн – керн и керн – ГИС с данными каротажа.

Для анализа были выбраны сначала попластовые значения УЭС и коэффициента остаточной водонасыщенности  $K_{в.о}$ , вычисленного по данным ЯМК [6]. Эти попластовые значения соответствуют интервалам, из которых по результатам испытаний были получены: а) промышленные притоки нефти и газа; б) дебит которых составил не более 5 м<sup>3</sup>/сут нефти или не более 10 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа; в) притоки пластовой воды. При этом во всех рассматриваемых интервалах керн по первичному описанию на скважине был нефтенасыщен. Для краткости далее эти интервалы будем обозначать соответственно как: а) продуктивные; б) нефтенасыщенные сухие; в) нефтенасыщенные, работающие водой.

На рис. 1 приведены результаты сопоставления попластовых значений УЭС по данным бокового каротажа и объемной водонасыщенности (как произведение  $K_{п}$  и  $K_{в.о}$ ) по данным ЯМК. Также на рис. 1 вынесены модельные кривые типа керн – керн и керн – ГИС для разных  $K_{п}$  в диапазоне 5–20 % с шагом 5 %. Полученные уравнения связей керн – керн характеризуют неэкстрагированный керн, приведенный к барическим условиям.

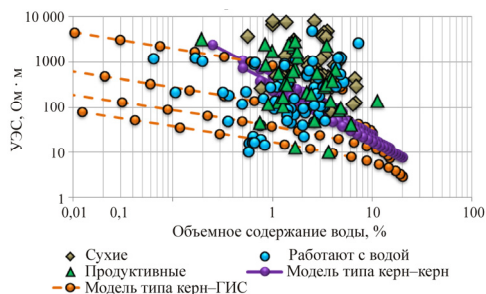


Рис. 1. Сопоставление УЭС и объемного содержания воды для скважинных данных и модели типа керн – керн и керн – ГИС

Из приведенных на рис. 1 данных видно, что модель типа керн – керн лишь узкой полосой перекрывает статистическое поле скважинных значений. Модель типа керн – ГИС покрывает гораздо

больше скважинных данных. Однако для заметной части прослоев пустотность должна быть менее 5 %, чего по факту в исследуемых интервалах не наблюдается.

В пластовых условиях на величину УЭС пород влияет множество факторов, в том числе и смачиваемость пород, что показано в работах [11–14]. Одним из основных выводов этих работ является то, что в случаях, когда порода имеет непрерывную пленку нефти и при этом низкое насыщение пластовой водой, не позволяющее создать электропроводящие каналы, сопротивление будет завышенным. В результате этого при интерпретации данных электротометрии будут завышены величина  $K_{нт}$  и, соответственно, геологические запасы. Однако также возможен случай, когда находящаяся в поровом объеме, смоченном нефтью, вода связана и образует проводящие каналы, тогда  $K_{нт}$  будет недооценено. Влияние конфигурации центров адсорбции водной и нефтяной фаз внутри пустотного пространства на удельное сопротивление пород рассмотрено в работе [15].

Всё представленное выше свидетельствует о том, что в рамках моделей типа керн – керн и керн – ГИС с использованием попластовых данных практически невозможно разделить продуктивные,

нефтенасыщенные сухие и нефтенасыщенные, работающие водой интервалы и получить адекватную оценку  $K_{нт}$  для изучаемых объектов. В качестве альтернативного варианта рассмотрим возможность такого разделения на основе статистического анализа данных.

### Разделение нефтенасыщенных сухих и нефтенасыщенных, работающих водой интервалов по данным ЯМК

В качестве исходных данных воспользуемся не попластовыми значениями УЭС и коэффициентов пористости  $K_{п}$ , вычисленными по данным ЯМК, а их точечными значениями. На рис. 2 представлены связи между точечными значениями УЭС и  $K_{п}$  для трех типов интервалов, в которых керн по первичному описанию нефтенасыщен. Ярко выраженного тренда УЭС продуктивных интервалов в зависимости от  $K_{п}$ , как можно видеть из рис. 2, не наблюдается. Наоборот, удельное сопротивление нефтенасыщенных сухих и работающих водой интервалов заметно возрастает с уменьшением коэффициента пустотности. При этом облака точек, соответствующих сухим и работающим водой интервалам, перекрываются преимущественно при значениях  $K_{п}$  от 3 до 6 %.

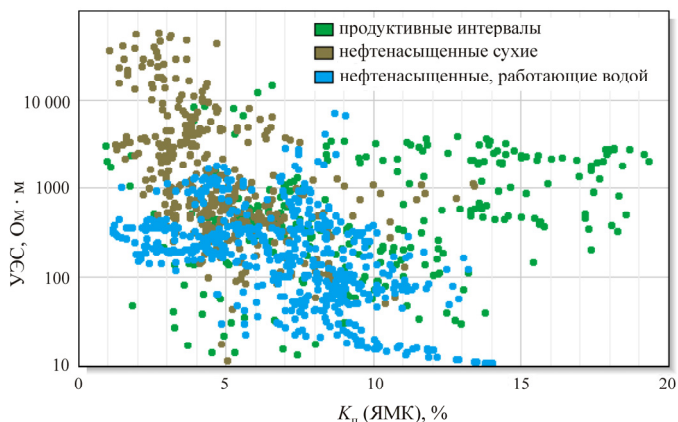


Рис. 2. Сопоставление УЭС и  $K_{п}$  для нефтенасыщенных по керну интервалов в зависимости от характера притока по результатам испытаний

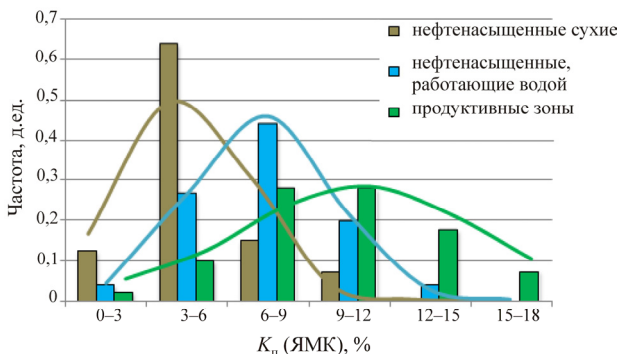


Рис. 3. Гистограммы распределений коэффициента пористости  $K_{п}$  для трех типов нефтенасыщенных интервалов: кривые – нормальные распределения с параметрами из таблицы

Интервалы	М	$\sigma$	$\chi^2$
Продуктивные	10,18	4,25	1,19
Сухие	5,13	2,17	6,79
Работающие водой	7,27	2,45	0,93

Гистограммы распределений  $K_{п}$  для трех типов интервалов показаны на рис. 3, из которого следует, что все эмпирические распределения можно аппроксимировать кривыми нормальных распределений (кривые на рис. 3) с математическими ожиданиями  $M$  и среднеквадратичными отклонениями  $\sigma$ , значения которых приведены в таблице.

Последний столбец таблицы – это вычисленные значения статистики Пирсона  $\chi^2$ . Критическое значение  $\chi^2$  на уровне значимости 0,05 для рассматриваемого случая (три степени свободы) составляет 7,81. Таким образом, с вероятностью 0,95 гипотезу о нормальном законе распределения  $K_{п}$  для всех трех типов интервалов отвергнуть нельзя, хотя, как следует из таблицы, для сухих интервалов вычисленное значение статистики  $\chi^2$  меньше критического, но максимально из трех рассмотренных. Вряд ли это имеет под собой какую-нибудь физическую основу, а связано, скорее всего, с ограниченностью рассмотренной выборки.

Из рис. 3 (так же, как и из рис. 2) следует, что распределения  $K_{п}$  для сухих и работающих водой интервалов в значи-

тельной степени перекрываются. Для их разделения необходимо учесть то обстоятельство, что в нефтенасыщенных, работающих водой интервалах заметную долю составляет подвижная вода, которая полностью отсутствует в нефтенасыщенных сухих интервалах. Таким образом, если из  $K_{п}$  вычесть долю связанной воды, которая также определяется по данным ЯМК [6], то следует ожидать уменьшение зоны перекрытия распределений эффективной пустотности  $K_{п.эфф} = K_{п}(1 - K_{в.о})$  для рассматриваемых интервалов. Это демонстрирует рис. 4, из которого следует, что, во-первых, действительно существенно уменьшилось перекрытие распределений, а максимумы гистограмм, как и следовало ожидать, сместились влево (в область более низких процентов). Во-вторых, более 70 % вычисленных значений  $K_{п.эфф}$  для сухих интервалов приходится на диапазон 0–3 %, а более 50 % значений  $K_{п.эфф}$  для работающих водой интервалов приходится на диапазон 3–6 %. Более детальный анализ распределений, представленных на рис. 4, показал, что

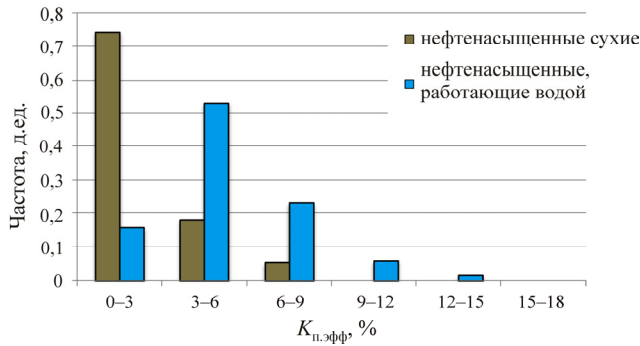


Рис. 4. Гистограммы распределений эффективной пористости  $K_{п.эфф}$  для нефтенасыщенных сухих и работающих водой интервалов

математическое ожидание  $K_{п.эфф}$  для сухих интервалов равно 2 %, а для работающих водой – 5 %.

Из рис. 4 следует, что при  $K_{п.эфф}$  до 3 % с большой долей вероятности по результатам испытаний интервал окажется сухим. При дальнейшем росте  $K_{п.эфф}$  вероятность обнаружения сухих интервалов резко снижается, однако возрастает вероятность обнаружения интервалов, работающих водой. Наибольшая вероятность того, что интервал работает водой, соответствует значениям  $K_{п.эфф}$  в диапазоне 3–6 %. Следует отметить, что для  $K_{п.эфф} \in 6-9 \%$  существует, пусть и незначительная, вероятность обнаружения бесприточного (или слабоприточного) интервала.

### Заключение

Результаты сопоставления попластовых значений УЭС по данным бокового каротажа и объемной водонасыщенности по данным ЯМК свидетельствуют о том, что для рассмотренных повсеместно нефтенасыщенных объектов использовать данные электрометрии для разделения продуктивных, сухих и работающих водой интервалов не представляется возможным. Анализ поточечных данных УЭС и  $K_{п.эфф}$ , полученных по результатам

ЯМК, показал, что облака точек, соответствующих сухим и работающим водой интервалам, перекрываются. Как следствие, имеет место и перекрытие распределений  $K_{п.эфф}$ , которые соответствуют нормальным распределениям. Посредством введения эффективной пустотности  $K_{п.эфф} = K_{п.эфф} (1 - K_{в.о})$  удалось определить критерий разделения так называемых сухих и работающих водой интервалов.

На основании проведенных работ и полученных результатов для разделения нефтенасыщенных сухих и работающих водой интервалов необходимо воспользоваться правилом: если  $K_{п.эфф} > K_{в.о} \cdot K_{п.эфф} + 3 \%$ , то интервал во время испытаний даст приток пластовой воды, в противном случае притока флюида не будет.

В итоге для расчета  $K_{п.эфф}$  продуктивных и нефтенасыщенных сухих интервалов предлагается использовать классическое уравнение

$$K_{п.эфф} = 1 - K_{в.о}.$$

$K_{в.о}$  определяется по данным ЯМК как

$$K_{в.о} = \frac{\sum_{k=k_0}^{K_0} \varphi_k}{\sum_{k=1}^M \varphi_k},$$

где  $\Phi_k$  – инкрементная пористость, соответствующая  $k$ -му бину данных ЯМК;  $k_0$  – отсечка для капиллярно-связанной воды (больше 3 мс);  $M$  – номер последнего бина; а  $K_0$  определяется условием минимизации функционала невязки

$$\Phi(m, a, b) = \sum_{j=1}^n \left[ \frac{\left( \sum_{k=1}^m \Phi_k \right)_j}{\left( \sum_{k=1}^M \Phi_k \right)_j} - a \cdot (\ln T_{2mean})_j - b \right]^2 \rightarrow \min.$$

Здесь в дополнение к введенным обозначениям:  $m$  – варьируемое число бинов;  $n$  – число измерений сигнала ЯМК в интервале продуктивного горизонта [5];  $a, b$  – искомые коэффициенты связи;

$T_{2mean}$  – среднелогарифмическое время поперечной релаксации.

Для нефтенасыщенных, работающих водой интервалов, в которых выполняется условие  $\sum_{k=K_0}^M \Phi_k > 3\%$ , расчет  $K_{нг}$  необходимо производить следующим образом:

$$K_{нг} = K_{н.о} = \frac{3}{K_{п}},$$

где  $K_{н.о}$  – коэффициент остаточной нефтенасыщенности.

Следует отметить, что все описанные алгоритмы построены на данных ЯМК, полученных с помощью приборов отечественного производства, и могут быть неприменимы к данным других приборов ЯМК.

#### Список литературы

1. Непско-Ботубинская антеклиз – новая перспективная область добычи нефти и газа на Востоке СССР / под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. – Новосибирск: Наука, 1986. – 246 с.
2. Шемин Г.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботубинская, Байкитская антеклизы и Катангская седловина). – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2007. – 467 с.
3. Баженова Т.К. Формационно-циклический анализ отложений венда-палеозоя Сибирской платформы и их нефтегазоносность // Формации осадочных бассейнов. – М.: Наука, 1968. – С. 226–232.
4. Губина Е.А. Нефтегазоносность венд-нижнекембрийских карбонатных отложений центральной части Непско-Ботубинской нефтегазоносной области // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 1. – С. 40–43.
5. Киселев В.М., Колесов В.А., Чашков А.В. Комплексные исследования ядра карбонатных отложений усть-кутского горизонта методом ядерно-магнитного резонанса // Каротажник. – Тверь, 2014. – Вып. 7(241). – С. 42–51.
6. Расчет коэффициента остаточного водонасыщения коллекторов Восточной Сибири по данным ядерно-магнитного каротажа / В.А. Колесов, В.М. Киселев, Д.В. Назаров, А.В. Чашков, М.Ю. Николаев // Каротажник. – Тверь, 2014. – Вып. 8(242). – С. 50–58.
7. Колесов В.А., Хохолов А.Г., Чашков А.В. Изучение влияния смешивания пластовой воды и фильтрата бурового раствора на спектр ядерно-магнитного каротажа // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 11. – С. 34–37.
8. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазоносности горных пород. – М.: Недра, 1985. – 312 с.
9. Петерилье В.И., Пороскун В.И., Яценко Г.Г. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. – М.: Тверь, 2003. – 259 с.
10. Филатов Д.А., Красильникова Н.Б. Определение коэффициента нефтегазоносности карбонатных коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 11. – С. 4–7.
11. Anderson W.G. Wettability Literature Survey. Part 3: The Effects of Wettability on the Electrical Properties of Porous Media // Journal of Petroleum Technology. – 1986. – December. – Vol. 38. – P. 1371–1378. DOI: 10.2118/13934-PA
12. Evaluation of Low Resistivity Pay in Carbonates – A Breakthrough / R. Griffiths, A. Carnegie, A. Gyllensten, M.T. Ribeiro, A. Prasodjo, Y. Sallam // SPWLA 47th annual logging symposium. Veracruz, Mexico, June 4–7, 2006. – Veracruz, 2006. – 11 p.
13. Pirson S.J., Fraser C.D. Quantitative interpretation of electric logs in oil-wet rocks proposed procedure and example applications // SPE Annual Meeting, Denver, October 2–5, 1960. – Denver, 1960. SPE 1562-G. – 14 p. DOI: 10.2118/1562-G
14. Salah A., Hassan S., Sabra M. High resistivity high water saturation addressing the problem to avoid water production / SPE North Africa Technical conference and Exhibition. Cairo, Egypt, February 14–17, 2010. – Cairo, 2010. – SPE 128164. – 7 p. DOI: 10.2118/128164-MS
15. Montaron B. Connectivity theory – a new approach to modeling «non-archie» rocks // SPLWA 49th annual logging symposium, Austin, Texas, May 25–28, 2008. – Austin, 2008. – 12 p.

#### References

1. Nepsko-Botubinskaya antekliza – novaya perspektivnaya oblast' dobychi nefiti i gaza na Vostoke SSSR [Nepsko-Botubinskaya anteklise as a new promising oil-and-gas source in the east of USSR]. Eds. A.E. Kontorovich, V.S. Surkov, A.A. Trofimuk. Novosibirsk: Nauka, 1986. 246 p.
2. Shemin G.G. Geologia i perspektivy neftegazonosnosti venda i nizhnego kembriia tsentral'nykh raionov Sibirskoi platformy (Nepsko-Botubinskaya, Baikitskaya anteklizy i Katangskaya sedlovina) [Geology and prospects of oil-and-gas content of the Vendian and Lower Cambrian of the central parts of the Siberian platform (Nepsko-Botubinskaya, Baikitskaya anteklise, Katangskaya saddle)]. Novosibirsk: Sibirskoe otdelenie Rossiiskoi akademii nauk, 2007. 467 p.
3. Bazhenova T.K. Formatsionno-tsiklicheskii analiz otlozhenii venda-paleozoi Sibirskoi platformy i ikh neftegazonosnost' [Formation-cyclic analysis of the Vendian-Paleozoic sediments of the Siberian platform and their oil-and-gas content]. *Formatsii osadочnykh basseinov*. Moscow: Nauka, 1968. pp. 226–232.
4. Gubina E.A. Neftegazonosnost' vend-nizhnembriiskikh karbonatnykh otlozhenii tsentral'noi chasti Nepsko-Botubinskoi neftegazonosnoi oblasti [Oil-and-gas content of the Vendian-Lower Cambrian carbonate deposits in the central part of the Nepsko-Botubinskaya petroleum and gas province]. *Neftyanoe khoziaistvo*, 2013, no. 1, pp. 40–43.

5. Kiselev V.M., Kolesov V.A., Chashkov A.V. Kompleksnye issledovaniia kerna karbonatnykh otlozhenii ust'-kutsogo gorizonta metodom iaderno-magnitnogo rezonansa [Integrated research of the core from carbonate deposits of Ust'-kutsky horizon by nuclear magnetic resonance]. *Karotazhnik*. Tver', 2014, iss. 7(241), pp. 42-51.
6. Kolesov V.A., Kiselev V.M., Nazarov D.V., Chashkov A.V., Nikolaev M.Iu. Raschet koefitsienta ostatnochnogo vodonasyschenia kolektorov Vostochnoi Sibiri po dannym iaderno-magnitnogo karotazha [Calculation of residual water saturation factor for the East Siberia reservoirs using nuclear magnetic logging]. *Karotazhnik*. Tver', 2014, iss. 8(242), pp. 50-58.
7. Kolesov V.A., Khokhlova A.G., Chashkov A.V. Izuchenie vliianiia smeshivaniia plastovoi vody i fil'trata burovogo rastvora na spektr iaderno-magnitnogo karotazha [Research of effects of mixing formation water with drill fluid filtrate on the nuclear magnetic logging spectrum]. *Nefitianoe khoziaistvo*, 2014, no. 11, pp. 34-37.
8. Dakhnov V.N. Geofizicheskie metody opredeleniia kolektorskikh svoistv i neftegazonasyscheniia gornyykh porod [Geophysical methods of identifying reservoir properties and oil-gas saturation in rocks]. Moscow: Nedra, 1985. 312 p.
9. Petersil'e V.I., Poroskun V.I., Iatsenko G.G. Metodicheskie rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zapasov nefiti i gaza ob'emnym metodom [Guidelines for evaluation of oil and gas reserves by volumetric method]. Moskva, Tver', 2003. 259 p.
10. Filatov D.A., Krasil'nikova N.B. Opredelenie koefitsienta neftegazonasyschennosti karbonatnykh kolektorov [Determining oil-and-gas saturation factor for carbonate reservoirs]. *Nefitianoe khoziaistvo*, 2013, no. 11, pp. 4-7.
11. Anderson W.G. Wettability Literature Survey. Part 3. The Effects of Wettability on the Electrical Properties of Porous Media. *Journal of Petroleum Technology*, December 1986, vol. 38, pp. 1371-1378. DOI: 10.2118/13934-PA
12. Griffiths R., Carnegie A., Gyllensten A., Ribeiro M.T., Prasodjo A., Sallam Y. Evaluation of Low Resistivity Pay in Carbonates – A Breakthrough. *SPWLA 47th annual logging symposium*, Veracruz, Mexico, June 4-7, 2006. 11 p.
13. Pirson S.J., Fraser C.D. Quantitative interpretation of electric logs in oil-wet rocks proposed procedure and example applications. *SPE Annual Meeting*, Denver, October 2-5, 1960. SPE 1562-G, 14 p. DOI: 10.2118/1562-G
14. Salah A., Hassan S., Sabra M. High resistivity high water saturation addressing the problem to avoid water production. *SPE North Africa Technical conference and Exhibition*, Cairo, Egypt, February 14-17, 2010. SPE 128164, 7 p. DOI: 10.2118/128164-MS
15. Montaron B. Connectivity theory – a new approach to modeling “non-archie” rocks. *SPWLA 49th annual logging symposium*, Austin, Texas, May 25-28, 2008, 12 p.

### Об авторах

**Колесов Владимир Анатольевич** (Красноярск, Россия) – аспирант кафедры геофизики Института нефти и газа Сибирского федерального университета (660041, г. Красноярск, Свободный пр., 82, стр. 6; e-mail: wheeloff@gmail.com).

**Назаров Денис Владимирович** (Красноярск, Россия) – Институт нефти и газа Сибирского федерального университета (660041, г. Красноярск, Свободный пр., 82, стр. 6; e-mail: denis.nazarov92@mail.ru).

**Киселев Валерий Михайлович** (Красноярск, Россия) – доктор физико-математических наук, профессор кафедры геофизики Института нефти и газа Сибирского федерального университета (660041, г. Красноярск, Свободный пр., 82, стр. 6; e-mail: kvm@akadem.ru).

### About the authors

**Vladimir A. Kolesov** (Krasnoyarsk, Russian Federation) – Postgraduate Student, Department of Geophysics, Institute of Oil and Gas, Siberian Federal University (660041, Krasnoyarsk, Svobodny av., 82, build. 6; e-mail: Wheeloff@gmail.com).

**Denis V. Nazarov** (Krasnoyarsk, Russian Federation) – Institute of Oil and Gas, Siberian Federal University (660028, Krasnoyarsk, Svobodny av., 82, build. 6; e-mail: denis.nazarov92@mail.ru).

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

Получено 30.03.2015

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Колесов В.А., Назаров Д.В., Киселев В.М. Определение характера притока из коллекторов карбонатных отложений Восточной Сибири по данным ядерно-магнитного каротажа // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 15. – С. 12–19. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.15.2

Please cite this article in English as:

Kolesov V.A., Nazarov D.V., Kiselev V.M. Determination of influx parameters of East Siberia's carbonate reservoirs by nuclear magnetic logging. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2015, no. 15, pp. 12-19. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.15.2