

УДК 550.84.08

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСТАТОЧНОЙ ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ В ЛАБОРАТОРНЫХ УСЛОВИЯХ НЕТРАДИЦИОННЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ОТЛОЖЕНИЙ I–III ПАЧКИ РЕЧИЦКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В. С. ДАЛБА¹, Е. Н. ХОДЬКОВ², А. А. ЦАГЕЛЬНИК²

¹Государственное предприятие «НПЦ по геологии»
Филиал «Институт геологии», г. Минск, Республика Беларусь

²Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти
РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», г. Гомель

Аннотация. Описан порядок проведения и результаты исследований в лабораторных условиях по моделированию остаточной водонасыщенности на примере нетрадиционных пород-коллекторов из отложений елецко-петриковского возраста (D3el-D3(ptr)) (I–III пачки) Речицкого месторождения. Показаны преимущества и недостатки в определении количественного содержания пластовой воды косвенными методами (центрифугирования, полупроницаемой мембраны) и прямым методом (дистилляционно-экстракционным). Достоверное определение количественного содержания пластовой воды при геологоразведочных работах, а также разработка нетрадиционных пород-коллекторов входит в число актуальных задач, решение которых обеспечивает высокую оценку надежности запасов углеводородов.

Ключевые слова: остаточная водонасыщенность, елецко-петриковские отложения, экстрагирование, центрифугирование, полупроницаемая мембрана.

Для цитирования: Далба, В. С. Определение остаточной водонасыщенности в лабораторных условиях нетрадиционных пород-коллекторов отложений I–III пачки Речицкого месторождения / В. С. Далба, Е. Н. Ходьков, А. А. Цагельник // Нефтегазовый инжиниринг. – 2025. – № 1 (2). – С. 100–107.

DETERMINATION OF RESIDUAL WATER SATURATION IN LABORATORY CONDITIONS OF UNCONVENTIONAL RESERVOIR ROCKS OF DEPOSITS OF THE I–III PACK OF THE RECHITSKY FIELD

V. S. DALBA¹, E. N. KHODKOV², A. A. CAGELNIK²

¹State Enterprise "Research and Production Center of Geology"
Branch "Institute of Geology", Minsk, the Republic of Belarus

²The Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil
RUE "Production Association "Belorusneft", Gomel

Annotation. The procedure and results of laboratory studies on modeling residual water saturation are described using the example of unconventional reservoir rocks from Yeletsco-Petrikovsky deposits (D3el-D3(ptr)) (I–III pack) of the Rechitsky field. The advantages and disadvantages of determining the quantitative content of reservoir water by indirect methods (centrifugation, semi-permeable membrane) and direct method (distillation-extraction) are shown. Reliable determination of the quantitative content of reservoir water during geological exploration, as well as the development of unconventional reservoir rocks, are among the urgent tasks, the solution of which provides a high assessment of the reliability of hydrocarbon reserves.

Keywords: residual water saturation, Yeletsco-Petrikovsky deposits, extraction, centrifugation, semipermeable membrane.

For citation. Dalba V. S., Khodkov E. N., Cagelnik A. A. Determination of residual water saturation in laboratory conditions of unconventional reservoir rocks of deposits of the I–III pack of the Rechitsky field. *Oil and gas engineering*, 2025, no. 1 (2), pp. 100–107 ((in Russian).

Введение. Формирование залежи углеводородов сопровождается вытеснением поровой (пластовой) воды углеводородной фазой, при этом часть воды остается в порах горной породы вследствие действия поверхностно-молекулярных и капиллярных сил [1]. Пластовую воду, содержащуюся вместе с нефтью или газом в залежи после ее формирования, в петрофизике называют остаточной водой и характеризуют величиной остаточной водонасыщенности, или остаточного водосодержания [2].

Характерная особенность нетрадиционных пород-коллекторов из отложений елецко-петриковского возраста (D3el-D3(ptr)) I–III пачки Речицкого месторождения заключается в том, что значительная часть открытого пустотного пространства занята остаточной водой.

В настоящее время отложения I–III пачек являются наиболее полно охарактеризованными и всесторонне изученными (имеется большое количество научных работ и публикаций, посвященных данной проблематике) [3]. Особую значимость этим отложениям придаёт их уникальный статус: на сегодняшний день они остаются единственным нетрадиционным резервуаром в регионе с подтверждённой промышленной нефтегазоносностью [4].

Данные о количественном содержании остаточной водонасыщенности при разведке и разработке нетрадиционных пород-коллекторов позволяют обеспечить корректную оценку исходных значений для дальнейшего подсчета запасов нефти.

В лабораторных условиях для оценки остаточного водосодержания существуют прямые и косвенные методы. Прямые методы основаны на непосредственном измерении количества извлеченной поровой воды из образцов керна путем её экстрагирования органическим растворителем, например, толуолом, метанолом и др. [5]. Косвенные методы предусматривают определение остаточной воды после тщательной экстракции образца породы растворителями (толуолом, бензолом и т. д.), сушки при постоянной температуре, насыщения его флюидом (пластовой либо дистиллированной водой) с последующим моделированием остаточной водонасыщенности с применением методов центрифугирования, полупроницаемой мембраны или капиллярной вытяжки [6, 7].

Для определения величины остаточной неснижаемой водонасыщенности отложений D3el-D3(ptr) горизонтов I–III пачки Речицкого месторождения на образцах породы проводились лабораторные исследования двумя косвенными методами (центрифугирования, полупроницаемой мембраны) и одним прямым методом (дистилляционно-экстракционным). Следует учесть, что каждый из методов имеет ограничения из-за сильной дифференцированности по разрезу рассматриваемых отложений и слоисто-неоднородного строения образцов горной породы, отбираемых для исследований [3].

Цель работы. Выявление преимуществ и недостатков лабораторных методов при определении количественного содержания пластовой воды в образцах керна применительно к нетрадиционным породам Речицкого месторождения.

Определение остаточной водонасыщенности методом капилляриметрии с использованием полупроницаемой мембраны. Исследования выполнялись в соответствии с ОСТ 39-204-86 «Нефть. Метод лабораторного определения остаточной водонасыщенности коллекторов нефти и газа по зависимости насыщенности от капиллярного давления» на групповом капилляриметре ПИК-ГГК.

Метод заключается в измерении содержания воды в капилляриметрической установке с полупроницаемой мембраной при вытеснении воды из образца газом. Образ-

цы породы, высушенные до постоянной массы, взвешиваются на аналитических весах (m_1). Далее их насыщают раствором, моделирующим пластовую воду, и затем повторно взвешивают (m_2). По полученным данным, зная плотность воды, определяется полная водонасыщенность образца – $K_{в100\%}$ (ед. объема) [см. формулу (1)]:

$$K_{в100\%} = m_2 - m_1. \quad (1)$$

На подготовленную и установленную в капилляриметр мембрану помещаются образцы керна. В бюретке, установленной на выходе капилляриметра для индикации процесса вытеснения жидкости, устанавливается нулевой уровень и подается давление вытеснения, близкое к давлению прорыва для данной полупроницаемой мембраны (до 1,38 МПа). Вытеснение воды из образца осуществляется давлением несмачивающего флюида (газа). Давление поддерживается до тех пор, пока мениск в бюретке не стабилизируется. После этого образцы вынимаются, взвешиваются и определяется масса образцов с остаточной водой $K_{в}$. На основании полученных данных, вычисляется коэффициент остаточной водонасыщенности $K_{о.в}$ образцов [см. формулу (2)]:

$$K_{о.в} = \frac{K_{в}}{K_{в100\%}}. \quad (2)$$

Определение остаточной водонасыщенности методом центрифугирования. Исследования выполнялись в соответствии с ОСТ 39-204-86 на рефрижераторной петрофизической центрифуге RC-4500 (Vinci technologies) [4].

Метод измерения остаточной водонасыщенности образца горной породы с использованием центрифуги основан на вытеснении подвижного флюида из образца горной породы. Образец подвергается воздействию давления (перепад давления до 1,8 МПа) при вращении образца в роторе центрифуги с заданной постоянной скоростью в течение определенного времени, необходимого для стабилизации значений насыщения флюидом образца. Вытеснение воды из образца осуществляется центробежной силой. Видеосистема захвата изображения отслеживает в режиме реального времени положения (координаты) границы раздела фаз в кювете, находящейся в кернодержателе с образцом. По окончании цикла фиксируется объем вышедшего из образца воды.

Определение остаточной водонасыщенности дистиляционно-экстракционным методом. Определение остаточной водонасыщенности выполнялось прямым (дистиляционно-экстракционным) методом на аппарате Закса ВН-2.

Аппарат состоит из четырех частей: стеклянной круглодонной колбы, ловушки со шкалой, обратного стеклянного холодильника и воронки Шотта [8]. Колба, ловушка и холодильник соединяются между собой при помощи шлифов, затем собранный аппарат размещается на колбонагревателе.

Принцип работы аппарата Закса следующий: в колбу наливают до половины растворитель (толуол), затем устанавливают воронку Шотта с предварительно взвешенным образцом в горловину колбы и собирают весь прибор. Установив циркуляцию воды в холодильнике, включается подогрев колбонагревателя. По мере закипания растворителя, попавшая в колбу вода, содержащаяся в порах образца вместе с толуолом, поднимаются в холодильник, где происходит их конденсация. Конденсат воды, вытесняя толуол вследствие большего удельного веса, скапливается в нижней части ловушки, а растворитель – в верхней. Окончание процесса устанавливают в момент, когда растворитель в ловушке и воронке Шотта становится прозрачным, а уровень

воды стабилизируется. Взвесив образец после экстрагирования и зная общую потерю в весе и количество воды, по разности также определяют количество содержащейся в образце нефти.

Результаты исследований. Косвенными методами определения остаточной водонасыщенности (капилляриметрии с полупроницаемой мембраной и центрифугированием) были исследованы образцы керна отобранных из отложений I–III пачки скважин 340, 342 Речицкого месторождения. Всего исследовано 26 образцов. Усредненное значение открытой пористости, определенной методом жидкостенасыщения по этой группе образцов – 9,02 %.

Исследования по определению водонасыщенности дистилляционно-экстракционным методом проведены на группе из двадцати образцов (обломков) из керна из отложений I пачки скважины 452 Речицкого месторождения. Усредненное значение открытой пористости, определенной методом жидкостенасыщения, – 14,30 %.

Следует отметить, что все изучаемые группы образцов относятся к одному объекту эксплуатации, а также имеют сходный минералогический состав (рис. 1).

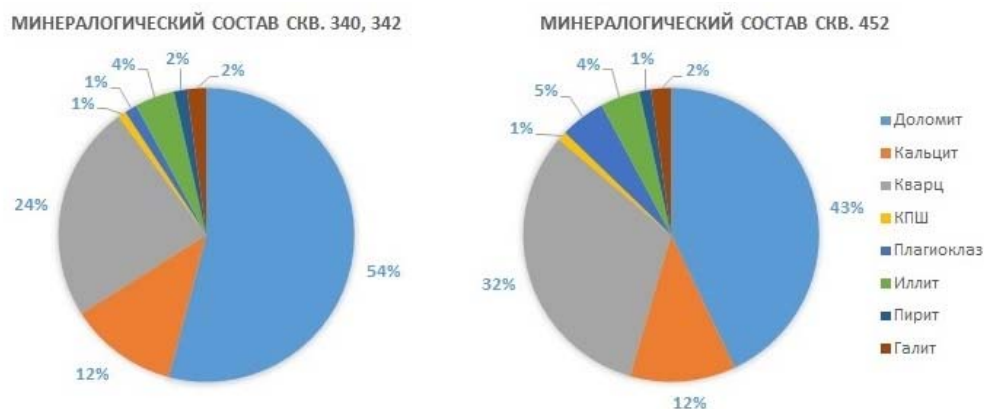


Рис. 1. Диаграммы минерального состава пород по исследуемым отложениям скважин 340, 342 и 452 Речицкого месторождения

Fig. 1. Diagrams of the mineral composition of rocks for the studied sediments of the wells 340, 342 and 452 Rechitsa field

Проведенные исследования показали, что значения остаточной водонасыщенности по группам исследуемых образцов в среднем составили:

- капилляриметрия с полупроницаемой мембраной – 48,64 % (расчетная нефтенасыщенность – 51,36 %);
- центрифугирование – 42,69 % (расчетная нефтенасыщенность – 57,31 %);
- дистилляционно-экстракционным методом – 33,3 % (расчетная нефтенасыщенность – 67,7 %).

Как видно из результатов определения остаточной водонасыщенности (рис. 2), наблюдаются отличия между усредненными значениями, полученными косвенными методами (48,64 и 42,69 %) и прямым методом (33,30 %). Разница в значениях водонасыщенности между косвенными и прямым методами составляет 9,39–15,34 %.

Предположительно это связано с тем, что полученные данные по содержанию остаточной воды дистилляционно-экстракционным методом отображают как матричную, так и слабоконсолированную часть породы, в то время как для исследования по определению остаточной водонасыщенности косвенными методами отбираются образцы (выбуриваются цилиндры) преимущественно из матричной (консолидиро-

ванной) части породы, так как из слабоконсолидированной части полноразмерного керна выбурить образцы правильной геометрической формы часто не представляется возможным. Соответственно слабоконсолидированная часть породы имеет более высокую пористость (размеры пор), чем матричная часть и при формировании залежи в пластовых условиях (миграции нефти), углеводородная фаза замещает воду более активно в слабоконсолидированных частях. Это происходит вследствие более низкого капиллярного давления в высокопористых разностях породы, чем в матричных, и, чтобы нефтяной фазе вытеснить воду в таком же количестве из матричных частей породы, нужны более высокие градиенты давления. Поэтому при моделировании остаточной водонасыщенности на матричной части породы (при пористости 9,02 %) мы получаем значения остаточной воды от 42,69 до 48,64 %, в то время как на слабоконсолидированной части (при пористости 14,30 %), значения остаточной воды уже значительно ниже и составляют 33,30 %.

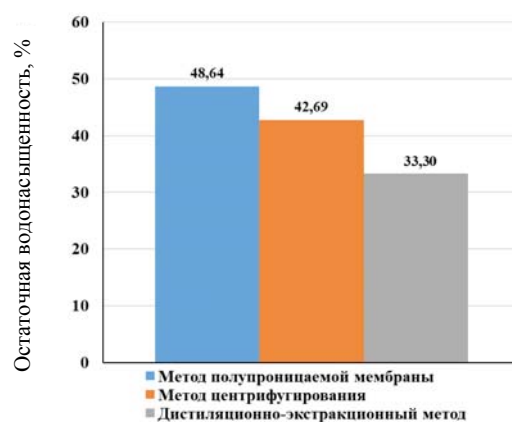


Рис. 2. График зависимости значений остаточной водонасыщенности, полученных разными методами исследований

Fig. 2. Graph of the dependence of the values of residual water saturation obtained by different research methods

Как видно из результатов определения остаточной водонасыщенности (рис. 2), наблюдаются отличия между усреднёнными значениями, полученными косвенными методами (48,64 и 42,69 %) и прямым методом (33,30 %). Разница в значениях водонасыщенности между косвенными и прямым методами составляет 9,39–15,34 %.

Предположительно это связано с тем, что полученные данные по содержанию остаточной воды дистилляционно-экстракционным методом отображают как матричную, так и слабоконсолидированную часть породы, в то время как для исследования по определению остаточной водонасыщенности косвенными методами отбираются образцы (выбуриваются цилиндры) преимущественно из матричной (консолидированной) части породы, так как из слабоконсолидированной части полноразмерного керна выбурить образцы правильной геометрической формы часто не представляется возможным. Соответственно слабоконсолидированная часть породы имеет более высокую пористость (размеры пор), чем матричная часть и при формировании залежи в пластовых условиях (миграции нефти), углеводородная фаза замещает воду более активно в слабоконсолидированных частях. Это происходит вследствие более низкого капиллярного давления в высокопористых разностях породы, чем в матричных, и, чтобы нефтяной фазе вытеснить воду в таком же количестве из матричных частей породы, нужны более высокие градиенты давления. Поэтому при моделировании ос-

таточной водонасыщенности на матричной части породы (при пористости 9,02 %) мы получаем значения остаточной воды от 42,69 до 48,64 %, в то время как на слабоконсолидированной части (при пористости 14,30 %), значения остаточной воды уже значительно ниже и составляют 33,30 %.

Таким образом, после проведенных исследований можно выделить преимущества и недостатки каждого из использованных методов по определению остаточной водонасыщенности применительно для нетрадиционных пород-коллекторов D3el-D3(ptr) возраста I–III пачки Речицкого месторождения.

Основное преимущество метода центрифугирования: малое время длительности эксперимента (несколько часов) и, соответственно, получение больших статистических данных (массовое экспресс-определение водоудерживающей способности образцов керна). Недостатком метода центрифугирования являются капиллярные концевые эффекты на торцах образцов (неравномерное распределение остаточной воды по длине образца, т. е. повышенная насыщенность смачивающей фазы (воды) на выходном торце образца) [9]. Еще одним недостатком является присутствие вероятности разрушения образцов при высоких оборотах центрифуги (т. е. невозможность использования слабоконсолидированных и трещинных образцов), длительная пробо-подготовка.

Основное преимущество метода полупроницаемой мембраны заключается в том, что вытеснение воды из образцов идет равномерно по всему образцу, т. е. отсутствуют концевые эффекты (равномерное распределение остаточной воды). Недостатки метода полупроницаемой мембраны: в фильтрации не участвуют мелкие капилляры, заполнены связанной водой, радиус которых менее 0,15 мкм (что может привести к недостоверным результатам при применении этого метода на низкопроницаемых образцах), достаточно значительное время проведения эксперимента 2–4 недели, длительная пробоподготовка [6, 10].

Преимуществами дистилляционно-экстракционного метода являются: простая и быстрая пробоподготовка, возможность использования пробы породы (обломка), отобранной из центральной части изолированного керна, где коллекторские свойства, характер насыщения и смачиваемость имеют наилучшую сохранность [11], в то время как при применении косвенных методов возможно изменение смачиваемости образца породы (после экстракции в процессе пробоподготовки), а также невозможность использовать слабоконсолидированные образцы. К недостаткам метода можно отнести возможность незначительной потери части воды из-за конденсации в местах соединений прибора, что может повлиять на точность измеряемого параметра, а также длительное время эксперимента, которое может достигать до трех недель [12].

Заключение. Следует отметить, что при использовании данных об остаточной водонасыщенности при обосновании величины нефтенасыщенности, которая необходима при подсчете запасов, нужно учитывать данные, полученные в лабораторных условиях как прямыми, так и косвенными методами.

При определении остаточной водонасыщенности применительно к нетрадиционным породам-коллекторам рекомендуется использовать все рассмотренные выше методы. По результатам рентгеновской компьютерной томографии и описанию керна производить разделение пород на литотипы. Затем проводить отбор образцов керна согласно выделенным литотипам и формировать целевые группы, представляющие слабоконсолидируемую и матричную части породы. Исследования на матричной части породы рекомендуется проводить косвенными методами центрифугирования и капилляриметрии. Соответственно остаточную водонасыщенность на образцах, представленных слабоконсолидированной частью породы, выполнять прямым дистилляционно-экстракционным методом.

Для получения большей статистики исследования для нетрадиционных пород-коллекторов рекомендуется проводить параллельно – согласно целевым группам.

Таким образом, комбинированное использование рассмотренных выше методов (косвенные методы – для консолидированной части, прямой метод – для слабоконсолидированной части) применительно для нетрадиционных пород-коллекторов елецко-петриковского возраста I–III пачки Речицкого месторождения позволяет получать большую статистику значений остаточной водонасыщенности по исследуемому объекту (как для участков с высокими фильтрационно-емкостными свойствами – 33,30 %, так и с низкими – 42,69–48,64 %), а также обеспечивать получение корректных результатов практически по всей части исследуемого разреза (с учетом всех неоднородностей и разностей).

Исследования по определению остаточной водонасыщенности выполнено в рамках тематики 11-6.2023 «Изучение дальнейшей перспективы освоения низкопроницаемых нетрадиционных пород-коллекторов отложений I–III пачки Речицкого месторождения» с использованием лабораторного комплекса ЦИК БелНИПИнефть.

Литература

1. Казак, Е. С. Лабораторные методы определения водосодержания низкопроницаемых пород-коллекторов / Е. С. Казак, И. А. Родькина, Я. В. Сорокоумова // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. – 2022. – № 6. – С. 56–70.
2. Зубков, М. Ю. Понятие «остаточная водонасыщенность» и возможность ее определения в лабораторных условиях / М. Ю. Зубков // Каротажник. – 2015. – Т. 7. – С. 63–78.
3. Войтехин, О. Л. Технологические подходы к оптимизации темпа разработки трудноизвлекаемых запасов нефтяного месторождения / О. Л. Войтехин, А. Б. Невзорова // Вестник Гомельского государственного технического университета имени П. О. Сухого. – 2023. – № 3 (94). – С. 67–79.
4. Повжик, П. П. Комплексные методические подходы к изучению нетрадиционных пород-коллекторов на керновом материале Республики Беларусь / П. П. Повжик, А. А. Ерошенко, Е. А. Калейчик // Нефтяник Полесья. – 2022. – № 2 (42). – С. 81–85.
5. Макфи, К. Лабораторные исследования керна: гид по лучшим практикам / К. Макфи, Дж. Рид, И. Зубизаретта. – М. : Ин-т компьютер. исслед., 2018. – 924 с.
6. Гудок, Н. С. Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород : учеб. пособие для вузов / Н. С. Гудок, Н. Н. Богданович, В. Г. Мартынов. – М., 2007. – С. 592.
7. Андреева, Р. Ю. Сопоставление значений капиллярного давления, полученных методами центрифугирования и капилляриметрии / Р. Ю. Андреева // Геология. – 2016. – № 2 (3). – С. 10–15.
8. Ковалева, Л. А. Физика нефтегазового пласта : учеб. пособие / Л. А. Ковалева. – Уфа : РИО БашГУ, 2013. – 197 с.
9. Коллинз, Р. Течения жидкостей через пористые материалы / Р. Коллинз ; под ред. Г. И. Баренблатта ; пер. с англ. Р. Л. Салганика. – М. : МИР, 1964. – 351 с.
10. Михайлов, С. П. Повышение информативности капилляриметрических исследований методом полупроницаемой мембраны / С. П. Михайлов, М. В. Мавлетов // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 7. – С. 78–81.
11. Остаточная водонасыщенность нефтематеринских пород баженовской свиты / А. В. Глозов, А. Г. Скрипкин, П. Б. Молоков, Н. Н. Михайлов // Neftegaz.RU. – 2022. – № 3 (123). – С. 40–46.
12. Оптимальный метод определения водосодержания нефтегазоматеринских пород баженовской свиты Западной Сибири / Е. С. Казак, А. В. Казак, Я. В. Сорокоумова [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 7. – С. 73–78.

References

1. Kazak E. S., Rod'kina I. A., Sorokoumova Ya. V. Laboratory methods for determining water content of low-permeability reservoir rocks. *Vestnik Moskovskogo universiteta. Seriya 4. Geologiya = Bulletin of Moscow University. Series 4. Geology*, 2022, no. 6, pp. 56–70 (in Russian).
2. Zubkov M. Yu. The concept of «residual water saturation» and the possibility of its determination in laboratory conditions. *Karotazhnik = Well logger*, 2015, vol. 7, pp. 63–78 (in Russian).
3. Voitekhin O. L., Nevzorova A. B. Technological approaches to optimizing the rate of development of hard-to-recover oil field reserves. *Vestnik Gomel'skogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta imeni P. O. Sukhogo*, 2023, no. 3, pp. 67–79 (in Russian).
4. Povzhik P. P. Modern approaches to the development of chemical formulation for surfactant-polymer flooding technology. *Neftyanik Polesya = Neftyanik Polesya*, 2022, no. 2 (42), pp. 81–85.
5. Makfi C., Reed J., Zubizaretta I. *Laboratory core testing: a guide to best practices*. Moscow, Institut komp'yuternykh issledovaniy, 2018. 924 p. (in Russian).
6. Gudok N. S., Bogdanovich N. N., Martynov V. G. *Determination of physical properties of oil and water bearing rocks*. Moscow, 2007. 592 p. (in Russian).
7. Andreeva R. Yu. Comparison of capillary pressure values obtained by centrifugation and capillary metry methods. *Geologiya = Geology*, 2016, no. 2 (3), pp. 10–15 (in Russian).
8. Kovaleva L. A. *Physics of oil and gas reservoir*. Ufa, RIO BashGU, 2013. 197 p. (in Russian).
9. Kollinz R. *Flow of liquids through porous materials*. Ed. Barenblatta G. I. Moscow, Mir Publ., 1964. 350 p. (in Russian).
10. Mikhajlov S. P., Mavletov M. V. Increasing the information content of capillary studies using the semipermeable membrane method. *Neftyanoe khozyajstvo = Oil industry*, 2018, no. 7, pp. 78–81 (in Russian).
11. Glotov A. V., Skripkin A. G., Molokov P. B., Mikhajlov N. N. Residual water saturation of oil source rocks of the Bazhenov formation. *Neftgaz. RU*, 2022, no. 3 (123), pp. 40–46 (in Russian).
12. Kazak E. S., Kazak A. V., Sorokoumova Ya. V. Optimal method for determining water content of oil and gas source rocks of the Bazhenov formation in Western Siberia. *Neftyanoe khozyajstvo = Oil industry*, 2019, no. 7, pp. 73–78 (in Russian).

Информация об авторах

Далба Виталий Сергеевич – инженер-технолог 2 категории. БелНИПИнефть, РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Чонгарской Дивизии, 16, 246007, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: V.Dalba@beloil.by

Ходьков Евгений Николаевич – ведущий инженер-технолог. БелНИПИнефть, РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Чонгарской Дивизии, 16, 246007, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: e.hodkov@beloil.by

Цагельник Андрей Александрович – ведущий инженер-технолог. БелНИПИнефть, РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Чонгарской Дивизии, 16, 246007, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: A.Cagel'nik@beloil.by

Information about the authors

Dalba Vitaly Sergeevich – process engineer 2nd category. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (16, Chongar Division Str., 246007, Gomel, Republic of Belarus). E-mail V.Dalba@beloil.by

Khodkov Evgeniy Nikolaevich – leading process engineer. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (16, Chongar Division Str., 246007, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: e.hodkov@beloil.by

Gagel'nik Andrey Alexandrovich – leading process engineer. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (16, Chongar Division Str., 246007, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: A.Cagel'nik@beloil.by

Поступила в редакцию 29.10.2024