

ВОЗМОЖНОСТИ ИССЛЕДОВАНИЯ ГИДРОФОБИЗАЦИИ КОЛЛЕКТОРОВ КОМПЛЕКСИРОВАНИЕМ МЕТОДАМИ РЕНТГЕНОВСКОЙ ТОМОГРАФИИ КЕРНА И ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО КАРОТАЖА

С.В. Галкин, И.Ю. Колычев, Я.В. Савицкий

*Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
614990, Пермь, Комсомольский просп., 29, Россия*

На примере терригенных коллекторов визейского возраста Соликамской депрессии изучены возможности изучения смачиваемости пород методом рентгеновской томографии керна. Исследования заключались в сопоставлении томограмм образцов керна в сухом состоянии и при насыщении раствором йодида натрия, выступающим рентгеноконтрастным аналогом пластовой воды. Установлены различия в пропитке образцов керна, характеризующие их смачиваемость. Для гидрофильных образцов, согласно данным томографии, раствор заполнил все поры за исключением незначительной доли самых крупных. Для гидрофобных образцов в центральной части установлено отсутствие пропитки порового пространства как мелких, так и крупных пор. При этом породы на основе вида томограмм по типу смачиваемости группированы: на абсолютно гидрофобные, с сильными признаками гидрофобности, с признаками гидрофобности и гидрофильные. Сравнение результатов томографии со стандартным подходом показало, что применяемый обычно для территории исследования метод Тульбовича не в полной мере отражает смачиваемость горных пород.

Сопоставление исследований на керне по данным томографии и шлифов с результатами электротометрического каротажа позволяет утверждать, что они удовлетворительно согласуются друг с другом. Породы с установленной по томографии абсолютной гидрофобностью имеют anomalously высокие УЭС — более 1000 Ом·м, а с признаками гидрофобности — более 120 Ом·м. Для гидрофильных интервалов типичны значительно более низкие УЭС в диапазоне от 17 до 100 Ом·м.

На образцах керна проведены исследования на шлифах. При анализе микроскопического анализа шлифов установлено, что для более гидрофобных пород характерно повышенное содержание ОВ в сравнении с гидрофильными. Установленные в ряде случаев исключения могут быть объяснены неохваченностью исследованиями шлифов всего объема образцов.

Таким образом, появилась возможность контроля смачиваемости электрическими методами, прежде всего боковым каротажем. Комплексирование результатов оценки смачиваемости пород по данным исследований керна и электротометрии скважин может использоваться при проектировании разработки визейских залежей Соликамской депрессии. Геологические модели, построенные с учетом выделения зон гидрофильных и гидрофобных коллекторов, могут применяться при оптимизации разработки залежей, особенно в части организации эффективного заводнения пластов.

Рентгеновская томография керна, удельное электрическое сопротивление, боковой каротаж, геофизические исследования скважин, смачиваемость, гидрофильный коллектор, гидрофобный коллектор, структура порового пространства.

POTENTIALITIES OF INVESTIGATION OF RESERVOIR HYDROPHOBIZATION BY COMPILATION OF X-RAY CORE TOMOGRAPHY AND LATERAL LOGGING

S.V. Galkin, I.Yu. Kolychev, and Ya.V. Savitskii

The potentialities of studying rock wettability by X-ray core tomography are considered using Visayan terrigenous reservoirs of the Solikamsk depression as an example. The studies included comparison of the tomograms of core samples in a dry state and saturated with a sodium iodide solution, which acts as a radiopaque analog of formation water. Differences in impregnation of the core samples, characterizing their wettability, have been established. According to the tomography data, in the hydrophilic samples the solution filled all pores, except for a small portion of the largest ones. In the hydrophobic samples, there was no impregnation of both small and large pores in the central zone. Based on the tomograms, the rocks were divided into groups by the type of wettability: absolutely hydrophobic, with strong signs of hydrophobicity, with signs of hydrophobicity, and hydrophilic. Comparison of the results of tomography with the standard approach showed that the Tulbovich method commonly used for the study area does not fully reflect the rock wettability.

Comparison of the results of core tomography and study of thin sections with the results of electrometric logging shows their good agreement. The rocks with absolute hydrophobicity established by tomography have an anomalously high electric resistivity, >1000 Ohm·m, and the rocks with signs of hydrophobicity, >120 Ohm·m. For the hydrophilic intervals, the electric resistivity values are significantly lower, from 17 to 100 Ohm·m.

Thin sections of the core samples were studied. Their microscopic analysis has shown a higher content of organic matter in the hydrophobic rocks as compared with the hydrophilic ones. Few exceptions might be due to the study of only local thin sections of the samples.

Thus, rock wettability can be monitored by electrical methods, especially lateral logging. The results of the assessment of rock wettability by core study and well logging can be compiled for the exploration of Visean pools of the Solikamsk depression. Geological models constructed with regard to the recognized zones of hydrophilic and hydrophobic reservoirs can be effectively used to optimize the exploration of pools, especially reservoir flooding.

X-ray core tomography, electric resistivity, lateral logging, well logging, wettability, hydrophilic reservoir, hydrophobic reservoir, pore space structure

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время для территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП) большинство крупных и средних нефтяных месторождений характеризуются высокой степенью выработки запасов, а новые открытия прогнозируются лишь на мелких и мельчайших по запасам месторождениях. Для южной части территории Пермского края в связи с ее высокой изученностью сегодня прогнозируется ввод в бурение исключительно малоамплитудных структур с начальными извлекаемыми запасами (НИЗ) менее 1 млн т. Аналогичная ситуация наблюдается для сопредельных территорий Волго-Уральской НГП (Удмуртия, Башкортостан). Например, для территории Башкортостана начиная с 1991 г. открыто лишь одно месторождение с НИЗ более 5 млн т [Конторович и др., 2016].

Принципиально иная ситуация наблюдается для территории севера Пермского края, где лишь с 90-х годов прошлого столетия началось разбуривание перспективных объектов в Соликамской депрессии. Для данного района сегодня большинство эксплуатационных объектов характеризуются невысокой степенью выработки запасов, причем пять месторождений имеют НИЗ более 5 млн т. За последнее десятилетие здесь открыт ряд месторождений, находящихся пока на начальных стадиях эксплуатации, в том числе Ростовицкое (НИЗ 4.2 млн т) и им. Сухарева (НИЗ 14.2 млн т). Согласно экспертным оценкам, в перспективе на территории Соликамской депрессии также вероятны открытия новых крупных структурных объектов [Курчиков и др., 2013].

Данный район характеризуется легкими нефтями с вязкостью в диапазоне 1—3 мПа·с и относительно высокими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) коллекторов с проницаемостью (k) около $100 \cdot 10^{-3}$ мкм². Наибольшим по запасам нефти является терригенный визейский комплекс, который представлен мелкозернистыми и среднемелкозернистыми песчаниками. Коллекторы характеризуются низкой глинистостью (1—5 %), пористость составляет от 10 до 20 %.

Отличительной особенностью некоторых нефтенасыщенных интервалов визейских коллекторов являются их аномально высокие удельные электрические сопротивления (УЭС). Как правило, по данным геофизических исследований скважин (ГИС), сопротивления терригенных нефтенасыщенных коллекторов ограничены 100 Ом·м (чаще 5—50 Ом·м) как для Пермского края [Соболева и др., 2014], так и для других территорий [Никифорова, 2008; Шиланов и др., 2011; Искендеров, 2014]. УЭС для визейских коллекторов не всегда укладываются в этот диапазон, часто превышая 200 Ом·м и доходя в ряде случаев до 2000 Ом·м и более. Причем в одной и той же скважине против нефтенасыщенных коллекторов могут быть встречены как стандартные, так и аномально высокие величины УЭС.

СВЯЗЬ СМАЧИВАЕМОСТИ ПОВЕРХНОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД С ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ СВОЙСТВАМИ

Как было показано выше, УЭС более 200 Ом·м чрезвычайно редки для нефтенасыщенных пород, особенно в терригенном разрезе. Согласно литературным данным, повышенные УЭС могут быть встречены для нефтегазоматеринских толщ [Куляпин, 2013] вследствие присутствия в них большого количества органики. Однако для визейских песчаников содержание органического вещества невысоко и составляет в среднем около 1 %. Согласно работе [Пермяков и др., 2017], снижение проводимости может отмечаться для мерзлых или гидратосодержащих пород. Это также не может быть отождествлено с визейскими отложениями Соликамской депрессии, где температура составляет порядка 29—33 °С, причем в экспериментах при закачке холодной воды температура не опускалась ниже 12 °С.

На взгляд авторов, интервалы с аномально высокими УЭС связаны с гидрофобизацией коллекторов. Необходимо заметить, что, согласно исследованиям на керновом материале месторождений Соликамской депрессии, терригенные визейские коллекторы в среднем более гидрофобны, чем карбонатные [Злобин, Юшкова, 2014]. Для других районов типична иная ситуация, так как карбонатные породобразующие минералы более гидрофобны в сравнении с кварцем [Митрофанов, Ермакова, 2009].

На взгляд авторов, наиболее вероятной причиной гидрофобизации визейских коллекторов Соликамской депрессии является длительное пребывание их в условиях стабилизации древних водонефтяных контактов (ВНК). Для ряда районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП) (Башкортостан, Татарстан и др.) многочисленные проявления битуминозных, или как их принято называть «черных» песчаников, связывают именно с окислением нефтей на древних ВНК [Мухаметшин, Галеев, 2014]. При этом битуминозные продукты окисления нефтей могут экстрагироваться последующими порциями УВ. Экстракция битумов происходит избирательно в зависимости от проницаемости пород, что в случае интенсивной экстракции во всем геологическом разрезе приводит к полному осветлению пород. Именно такие условия преобладают для визейских коллекторов Соликамской депрессии. В связи с отсутствием для них явных признаков битуминозности, формирование визейских залежей ранее никогда не рассматривалось в увязке с древними ВНК и, соответственно, с интенсивной остаточной гидрофобизацией коллекторов.

Вывод о гидрофобности части интервалов косвенно подтверждает высокая неоднородность визейских залежей по эффективности реализации заводнения пластов. Для некоторых участков типично снижение приемистости в первый месяц работы, в результате чего для них не достигается проектная степень компенсации отборов нефти закачкой [Соболева и др., 2014].

До настоящего времени информация о типе смачиваемости коллектора практически не используется при проектировании разработки данных объектов, хотя, несомненно, влияет на процессы заводнения, капиллярную пропитку и распределение остаточных запасов. Так, при реализации системы заводнения в гидрофильном пласте, вода в нем будет мигрировать значительно легче, чем в гидрофобном, что делает характеристики нефтеизвлечения гидрофильных коллекторов на начальных этапах более эффективными. Однако на поздних этапах в гидрофильном коллекторе в крупных порах остаются целики невытесненной нефти. Напротив, в гидрофобном пласте нефть, прилипая к поверхности пор, увеличивает характеристики вытеснения за счет непрерывной фильтрации к добывающей скважине [Anderson, 1987]. Все это очевидно должно иметь определяющее значение при планировании геолого-технических мероприятий.

Установление закономерностей влияния смачиваемости на электрические свойства горных пород имеет важное практическое значение, так как позволяет оценивать смачиваемость в каждой скважине по ГИС практически для любого интервала геологического разреза. Известно, что УЭС нефтеносных коллекторов определяется объемом и структурой порового пространства занятого водной фазой. При этом, в отличие от гидрофильного пласта, в гидрофобном непрерывность водной фазы может быть нарушена, что ведет к уменьшению проводимости тока.

Формулу определения УЭС породы для неглинистых коллекторов можно представить в следующем виде:

$$УЭС = \rho_v \cdot T \cdot K_{\Pi}^{-m} \cdot K_v^{-n}, \quad (1)$$

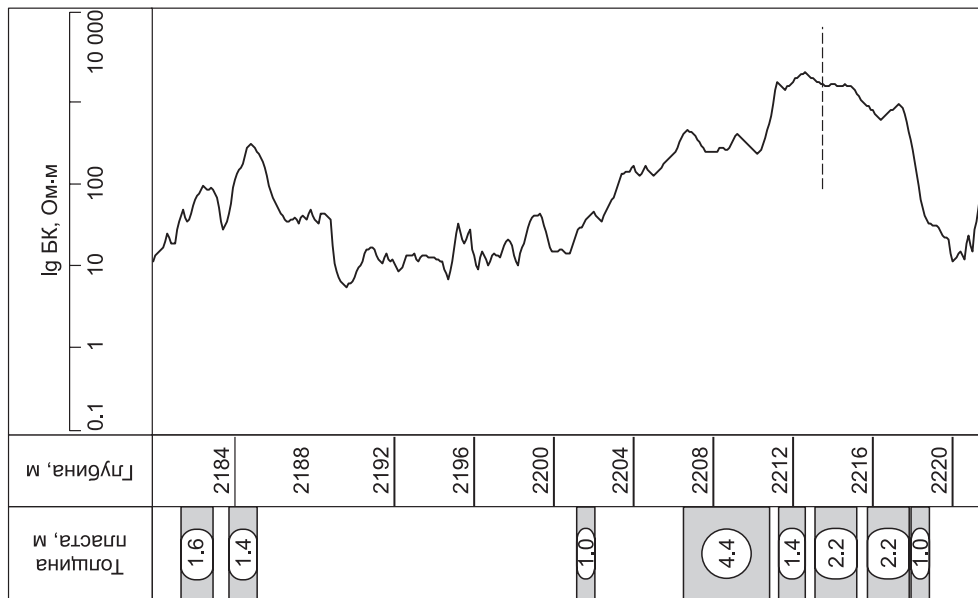
где ρ_v — сопротивление пластовой воды, Ом·м; T — извилистость токопроводящих каналов; K_{Π} — коэффициент пористости, доли ед.; K_v — коэффициент водонасыщенности, доли ед.; m — структурный коэффициент; n — показатель смачиваемости.

Предполагается, что для гидрофильных коллекторов величины n находятся в диапазоне от 1.3 до 2.0, а $n > 2$ свидетельствует о гидрофобизации поверхности породы [Абасов и др., 2004]. Из данной формулы видно, что с увеличением показателя смачиваемости начинает резко нелинейно расти УЭС пород.

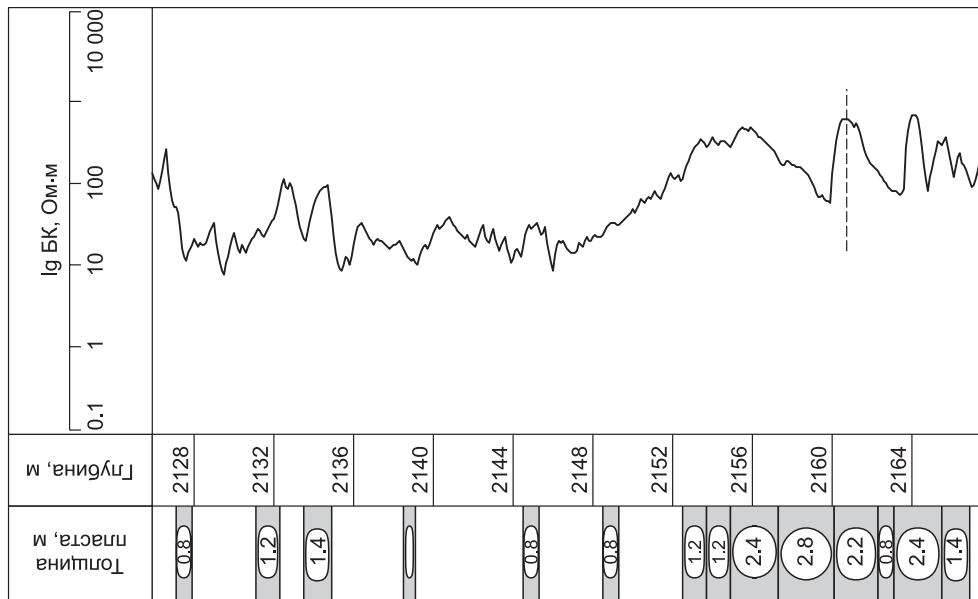
При исследованиях ГИС наиболее достоверным методом определения УЭС пород представляется боковой картаж (БК). Благодаря фокусировке тока в радиальном направлении с помощью экранных электродов, измеренные УЭС слабо искажаются влиянием скважины и вмещающих пород при глубинности исследования 1.5 м. Ввиду этого метод эффективен в условиях геологических разрезов с частым чередованием пластов. Максимальная вертикальная разрешающая способность метода при этом составляет 50 см. В результате для визейских отложений БК более эффективен в сравнении с обычными электродными, так как позволяет уверенно оценивать маломощные пласты даже в не самых благоприятных условиях ρ_{Π}/ρ_c (где ρ_{Π} — сопротивление пласта, ρ_c — сопротивление бурового раствора). Кондиционными для численной оценки УЭС принимались данные скважин, пробуренных на буровых растворах с $\rho_c > 0.03$ Ом·м для интервалов с толщинами более 0.8 м.

На рисунке 1 приведены примеры исследований методом БК ряда скважин, из которых видно, что нефтенасыщенные пласты могут характеризоваться как высокоомным разрезом (интервал 2207—2219 м, скв. 486; интервал 2152—2168 м, скв. 45), так и стандартными УЭС менее 100 Ом·м (интервал 2127—2149 м, скв. 45; интервал 2440—2462 м, скв. 588). Примечательно, что величины сопротивлений в визейских отложениях Соликамской депрессии могут кратно изменяться даже в пределах разреза одной скважины (см. рис. 1). В данной работе аномально большой диапазон УЭС отождествляется с изменением смачиваемости структуры горных пород.

Скв. 486



Скв. 45



Скв. 588

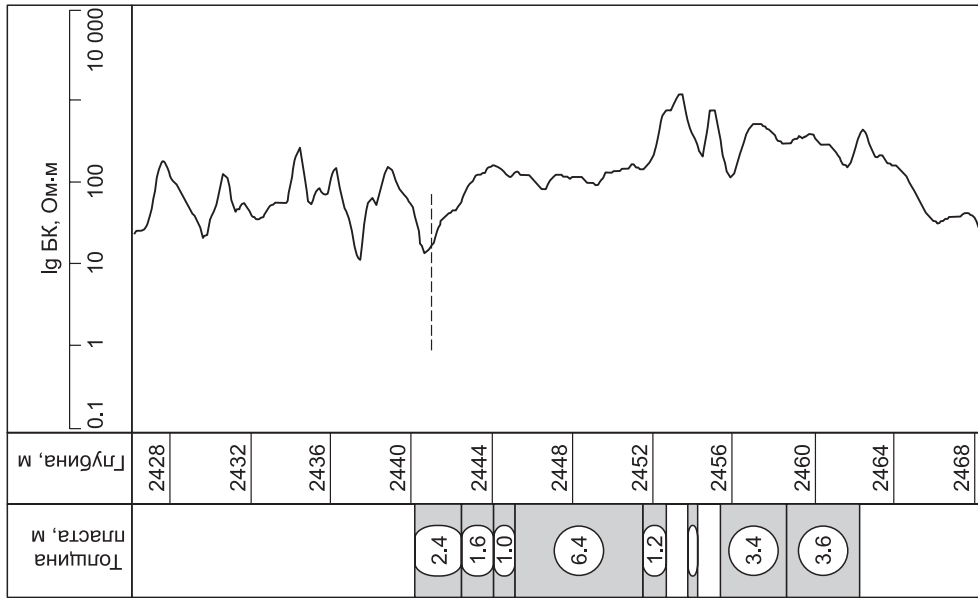


Рис. 1. Диаграммы бокового каротажа для визейских залежей Соликамской депрессии.

Штриховая линия — глубина отбора исследуемого томографией образца керны.

ОЦЕНКА ГИДРОФОБИЗАЦИИ ГОРНЫХ ПОРОД МЕТОДОМ РЕНТГЕНОВСКОЙ ТОМОГРАФИИ КЕРНА

Исследования смачиваемости на керне позволяют исследовать смачиваемость на микроструктурном уровне, оценив ее неоднородность в пределах отдельных пор и капилляров. При этом даже в единичном образце керна могут присутствовать различные типы поверхности. Согласно теоретическим представлениям, окружающие точки контактов зерен породы мелкие поры должны быть в большей степени гидрофильны, чем более крупные [Kovscek et al., 1993].

Существует достаточно много методических подходов оценки смачиваемости пород на керне (адсорбционные методы, Амотта, центрифугирования, изометрической сушки и др.) [Dixit et al., 2000]. Для месторождений Пермского края главным образом ввиду его относительно небольших временных затрат исследования проводятся методом Тульбовича. Метод основан на вытеснении за счет проявления капиллярных сил и гидродинамического давления воды из полностью водонасыщенного образца углеводородной жидкостью с последующим вытеснением из образца углеводородной жидкости водой. Количественной оценкой смачиваемости является параметр M , оценивающий на линейной шкале предпочтение породы смачиваться водой ($M = 0$) и керосином ($M = 1$) [Хижняк и др., 2013]. Сопоставление результатов оценки метода Тульбовича с результатами метода изотермической сушки показывает в целом высокую их коррелированность [Михайлов и др., 2011] с методикой Амотта — завышение гидрофобности [Гурбатова и др., 2016].

Необходимо заметить, что рассмотренные выше методы основаны на различных физических процессах и все являются косвенными по отношению к смачиваемости. В отличие от них структура порового пространства горных пород с визуализацией в них вмещающих флюидов может быть исследована методом рентгеновской томографии керна [Alemu et al., 2012; Efimov et al., 2015; Галкин и др., 2015]. Томограммы отображают рентгеновскую плотность исследованной среды в оттенках серого цвета, наименьшей плотности соответствует черный оттенок, наибольшей — белый оттенок. Компьютерное моделирование результатов метода проводится в программном комплексе Avizo Fire [Berg et al., 2014]. При стандартных размерах керна (30 мм) рентгеновская томография позволяет достаточно уверенно визуализировать объекты (включения, поры и т.д.) размером 0.04 мм и более.

Методика оценки смачиваемости методом рентгеновской томографии заключается в сопоставлении томограмм образцов керна в сухом состоянии и при насыщении раствором йодида натрия (NaI) плотностью 1146 кг/м³ [Ефимов и др., 2016]. Раствор NaI в данном случае выступает аналогом пластовой воды, имея с водой одинаковые фильтрационные характеристики. Использование NaI обусловлено близостью его рентгеновской плотности к плотности минерального каркаса горной породы и резкого отличия рентгеновской плотности с плотностью порового пространства в сухом состоянии (воздуха). Это позволяет использовать раствор NaI в качестве рентгеноконтрастного насыщающего раствора [Alemu, 2012]. Насыщение производится путем постепенного заполнения камеры с образцом в условиях вакуума предварительно отвакуумированным раствором NaI, с последующим нахождением образцов в растворе не менее 3 ч. Перед насыщением образцы подвергаются высушиванию и вакуумированию не менее 4 ч для того, чтобы предотвратить образование пузырьков воздуха, препятствующих полному насыщению. Следует отметить, что выбранные режимы насыщения и используемое оборудование полностью соответствовало ГОСТ 26450.1-85.

Томограммы, полученные в сухом состоянии и с насыщением раствором NaI, приведены на рис. 2. В сухом состоянии поровое пространство как наименее плотная среда отображается черным цветом, серым оттенком — скелет горной породы, белым — наиболее рентгеноконтрастные включения. При заполнении порового пространства раствором NaI его цветовая гамма меняется на более светлый оттенок серого. В случае отсутствия пропитки поры, по-прежнему, остаются заполненными воздухом и отображаются на томограмме в черном цвете.

На рисунке 2, а представлен пример полного отсутствия пропитки в сердцевине образца. Данный образец отобран из высокоомной части геологического разреза скв. 486 (см. рис. 1). Боковые зоны исследуемого цилиндра, а также его верхняя и нижняя часть примерно на глубину 6 мм подвергаются пропитке вследствие бокового впитывания. В насыщенном образце наблюдаются две резко отличающиеся по характеру насыщения зоны: насыщенная зона — с редкими не до конца заполненными крупными порами и ненасыщенная — при практически полном отсутствии участков, заполненных раствором. Ненасыщенная зона расположена в центральной части образца, обладает неровными, но отчетливыми границами. В сердцевинах сухого и насыщенного образцов томограммы практически совпадают (см. рис. 2, а). Соответственно, образец не впитывает воду и является полностью гидрофобным. Необходимо заметить, что во всех проведенных авторами экспериментах для других эксплуатационных объектов Пермского края подобного эффекта не установлено.

Несколько иной вид томограммы насыщенного образца представлен на рис. 2, б, где в сердцевине также установлена зона низкой пропитки. Однако в данном случае в непромытой зоне видны единич-

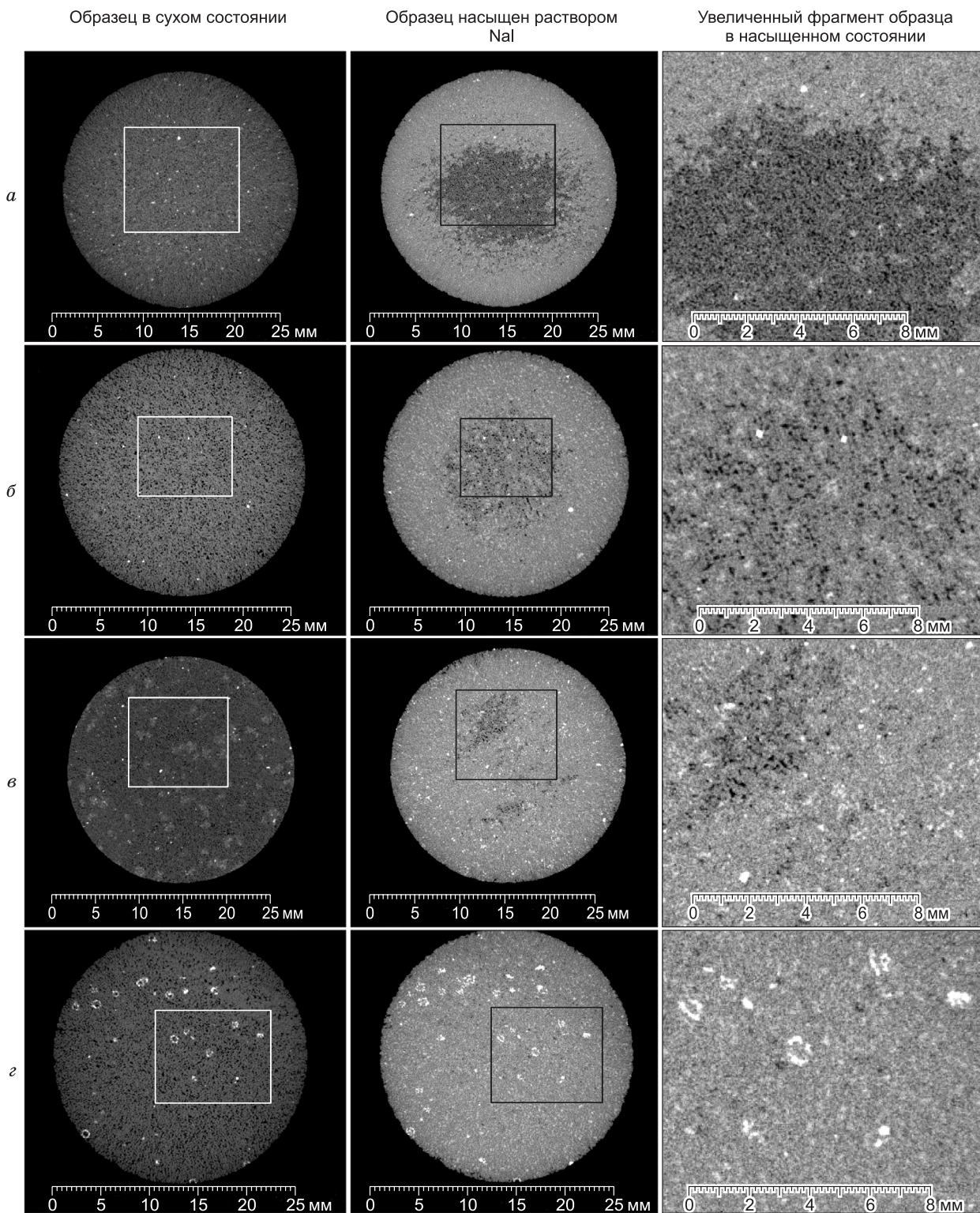


Рис. 2. Сравнение томографических срезов образцов керн, снятых в сухом и насыщенном состоянии.

a — гидрофобный образец (цилиндр 91712); *б* — образец с сильными признаками гидрофобности (цилиндр 66541); *в* — образец с признаками гидрофобности (цилиндр 101116); *г* — гидрофильный образец (цилиндр 109213).

ные токи проникновения раствора (светло-серые удлиненные местами сообщающиеся каналы), которые характеризуют участки с более гидрофильными свойствами. Образец по томографии характеризуется сильными признаками гидрофобности, что, несомненно, должно оказывать влияние на процессы фильтрации флюидов. Данный образец отобран из высокоомной части геологического разреза скв. 45 (см. рис. 1).

Томограммы образца с признаками гидрофобности, где зоны низкой пропитки установлены только в пределах нескольких небольших участков, приведены на рис. 2, в. Края ненасыщенных участков неровные, граница нечеткая. При увеличении разрешения ненасыщенной зоны видно, что все крупные поры и подавляющее большинство мелких, по-прежнему, заполнены воздухом.

На рисунке 2, г представлена томограмма полностью гидрофильного образца из низкоомной части разреза скв. 588 (см. рис. 1). При пропитке цилиндра раствор NaI заполнил все мелкие и большинство крупных пор, в результате чего общий фон скелета горной породы меняется на светло-серый оттенок. При этом из томограммы видно, что в незначительную часть наиболее крупных пор раствор не проник, ввиду чего они остались черного цвета (см. рис. 2, г).

ИССЛЕДОВАНИЕ СОСТАВА И СТРУКТУРЫ ГОРНЫХ ПОРОД В ШЛИФАХ

Для более детального изучения структурного пространства горных пород из центральной части 12 кернов с оценкой смачиваемости по данным томографии изготовлены шлифы. На шлифах изучены минеральный состав пород и их включений, а также текстурно-структурные особенности. Путем сопоставления результатов анализа микроскопического описания шлифов с результатами рентгеновской томографии ставились задачи интерпретации на томограммах областей с повышенной рентгеновской плотностью, определения минерального состава зерен, а также поиски значимых различий для образцов с различным типом смачиваемости.

Необходимо отметить, что сравнение шлифов и рентгеновской томографии ограничивается разницей в масштабах, определяемой разрешающей способностью методов, площадью и объемом исследуемого объекта — у шлифов при разрешении до 0.002 мм, толщина шлифа составляет 0.02 мм, площадь 25×25 мм, поле зрения 2×3 мм. При применении метода рентгеновской томографии на стандартном керне разрешающая способность на порядок ниже (до 0.04 мм), зато изучается значительно больший объем породы.

Фотографии шлифов для выделенных групп с различной оценкой смачиваемости приведены на рис. 3. Микросъемка шлифов проводилась как в скрещенном (см. рис. 3 правый столбец), так и в параллельном положении николей (см. рис. 3, левый столбец) для одного и того же участка. Оба типа снимков приводятся для наиболее полной характеристики образцов: в скрещенном положении николей, ввиду анизотропности оптических свойств минералов, наиболее четко видны особенности минерального состава, а в параллельном положении лучше наблюдаются структура порового пространства и органическое вещество (ОВ), частично находящееся в рассеянно-дисперсном состоянии.

Большинство исследуемых образцов по данным шлифов являются кварцевыми среднетонкозернистыми песчаниками. Породы образцов сложены полуокатанными, угловатыми зернами кварца размером от 0.02 до 0.80 мм, алевритовых зерен от 7 до 20 %. Обломки кремнистых пород представлены микрозернистым халцедоном. Цемент соприкосновения контактовый, местами порово-пленочный, глинисто-гидрослюдистого состава. Минеральный состав представлен кварцем (от 69 до 82 %), кальцитом (от единичных зерен до 5 %), обломками кремнистых пород, сидеритом, глинисто-гидрослюдистым материалом, лейкоксеном, цирконом, пиритом, мусковитом (от единичных зерен до 2—3 %). Сопоставление шлифов с методом рентгеновской томографии показало, что на томограммах повышенной плотностью выделяются зерна сидерита, циркона, пирита.

Для двух образцов керна межзерновое пространство частично (5 и 10 %) заполнено включениями непрозрачного коричневатого-черного битума. Пример шлифа представлен на рис. 3, а. В породе преобладают зерна фракции 0.15—0.25 мм, алевритовых зерен до 7 %. Сидерит образует землистые агрегаты овальной и неправильной формы размером до 0.05 мм. На шлифе присутствует зерно турмалина размером до 0.13 мм, угловатое изометричной формы, зеленовато-синего оттенка. Цемент соприкосновения (контактовый) местами базально-поровый, пленочный глинисто-гидрослюдистого состава, окрашивающий ОВ в коричневатый до черного цвет. Межзерновое пространство частично заполнено включениями непрозрачного коричневатого-черного битума, поры неправильной и округлой формы размером до 0.6 мм (см. рис. 3, а).

На рисунке 3, б, в представлены примеры шлифов с содержанием ОВ более 1 %. В обоих случаях порода сложена зернами кварца с преобладающим размером 0.25—0.30 мм, алевритовых зерен до 7 %. В межзерновом пространстве видны поры неправильной и округлой формы размером до 0.4 мм. В первом случае отмечаются черные включения ОВ округлой и неправильной формы до 0.1 мм. Встречены

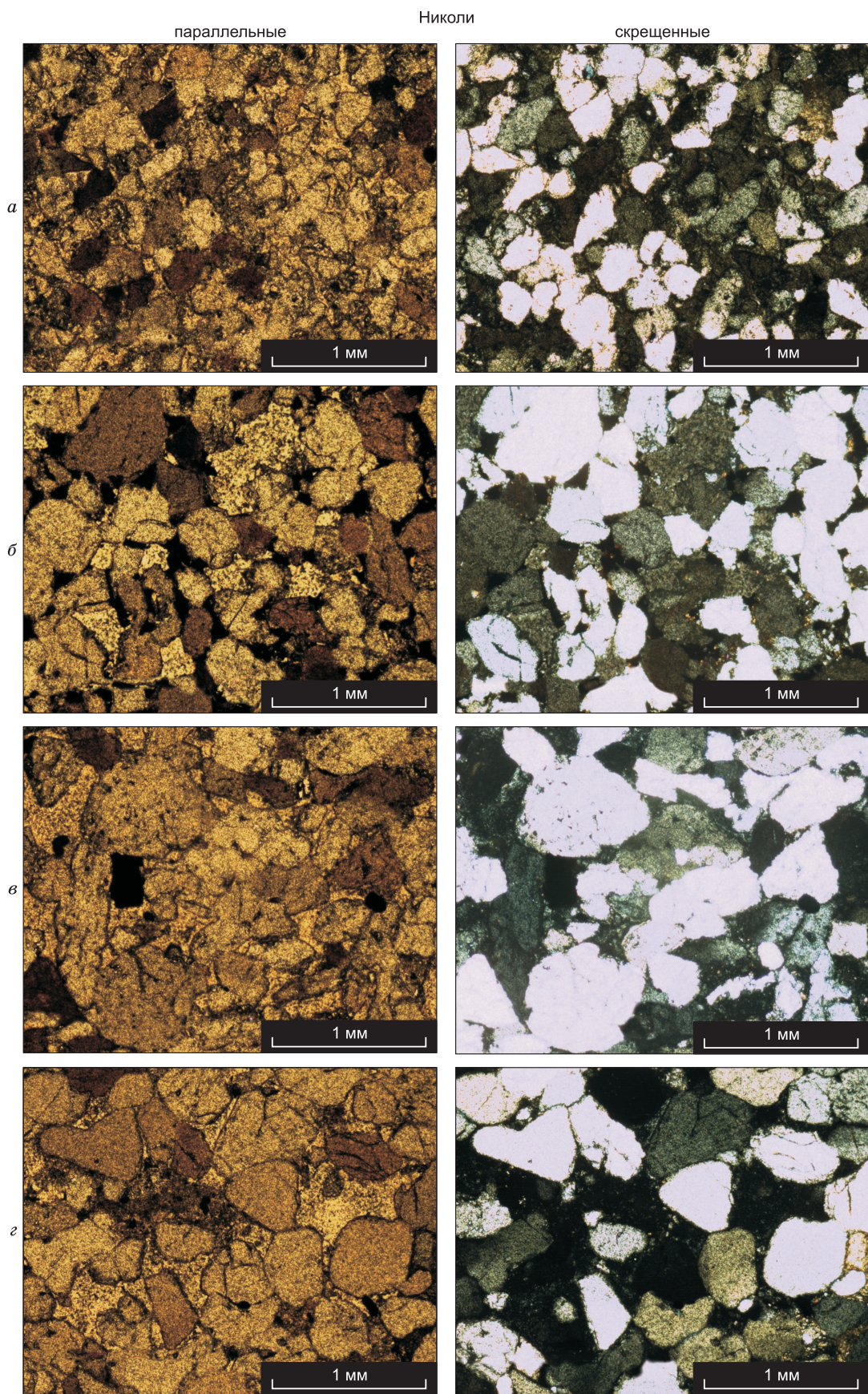


Рис. 3. Фотографии шлифов зерна с параллельными и скрещенными николями.

a—г — см. на рис. 2.

редкие бесцветные чешуйки мусковита и гидратированного биотита, а также землистые агрегаты сидерита овальной и неправильной формы размером 0.05—0.20 мм. Цемент контактовый, местами пленочный глинистого состава. Участками видны зерна кальцита таблитчатой формы размером до 0.2 мм, их можно считать как вторичный цемент порового типа. Из акцессорных минералов встречаются овальные и угловатые зерна циркона размером до 0.1 мм, агрегаты лейкоксена неправильной формы (см. рис. 3, б).

Во втором случае ОВ слабо окрашивает глинистый материал в коричневатый цвет, а также образует редкие коричневатые короткие изогнутые прожилки между зернами кварца. Встречаются единичные гелефицированные агрегаты округлой формы красновато-коричневого цвета, редкие прозрачные чешуйки мусковита длиной до 0.15 мм. Цемент соприкосновения контактовый, местами базально-поровый, пленочный, глинисто-гидролюдистого состава. Вторичный кальцит образует неправильной формы агрегаты, которые начинают играть роль цемента базально-порового типа (см. рис. 3, в).

Пример шлифа с незначительным содержанием ОВ (менее 0.5 %) представлен на рис. 3, г. Преобладают зерна фракции 0.25—0.35 мм, алевритовых зерен до 7 %. В межзерновом пространстве видны поры размером до 0.4 мм. Мусковит встречается в виде редких прозрачных чешуек длиной до 0.15 мм. ОВ образует редкие коричневатые короткие изогнутые прожилки между зернами кварца. Встречаются единичные гелефицированные агрегаты округлой формы красновато-коричневого цвета (см. рис. 3, г).

Анализ, выполненный при разделении исследованных образцов по принципу разных типов смачиваемости, не выявил значимых различий в классах ни по структурному, ни по минеральному составу пород. Между тем такие различия установлены при анализе содержания ОВ. Для образцов с признаками гидрофобности, как правило, отмечено повышенное содержание органики, для гидрофильных образцов содержание ОВ минимально.

КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ ДАННЫХ ТОМОГРАФИИ, МИКРОСКОПИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ШЛИФОВ И ЭЛЕКТРОМЕТРИИ СКВАЖИН ПРИ ОЦЕНКЕ СМАЧИВАЕМОСТИ ПОРОД

На взгляд авторов, метод рентгеновской томографии наиболее достоверно позволяет визуализировать на керне участки с гидрофобной поверхностью. При этом для понимания механизма формирования гидрофобизации поверхности горных пород учтены результаты анализа шлифов. Вместе с тем основной объем залежи всегда недостаточно охарактеризован отборами керна в связи с высокой стоимостью такого бурения. Соответственно, необходима увязка керновых исследований с результатами электрических методов ГИС, прежде всего, метода БК. Для этого проанализирован комплекс методов, включающий стандартные исследования керна, рентгеновскую томографию керна, анализ шлифов и электрический каротаж. Результаты исследований сведены в таблицу.

К абсолютно гидрофобным по данным томографии отнесены два образца, которые характеризуются наиболее высокими ФЭС (K_n и k), а по параметру смачиваемости M оцениваются как гидрофобные ($M = 0.02$ доли ед.). Количество ОВ в них, по данным исследований шлифов, оценивается в 1 %. Оба образца, по данным БК, имеют максимальные УЭС, превышающие 1000 Ом·м.

**Результаты исследований образцов керна по данным стандартных методов,
рентгеновской томографии и методом шлифов**

Номер цилиндра	K_n , %	k , мкм ²	M , доли ед.	УЭС, Ом·м	Исследование шлифов	Смачиваемость по томографии
84911	21.5	0.749	0.02	3000	ОВ = 1 %	Гидрофобный
91712	21.4	0.379	0.02	1800	ОВ = 1 %	»
66541	13.5	0.055	0.03	620	Битуминозный агрегат 10%	Сильные признаки гидрофобности
120413	11.4	0.023	0.30	80	Битуминозный агрегат 5%	»
103699	14.7	0.088	0.65	710	ОВ = 1.5 %	С признаками гидрофобности
59578	13.0	0.150	0.02	370	ОВ = 1 %	»
101116	13.6	0.143	0.41	120	ОВ = 1 %	»
114022	17.4	0.276	0.80	Нет данных	ОВ < 0.5%	»
102120	14.1	0.107	0.02	75	ОВ = 2 %	Гидрофильный
108484	14.6	0.147	0.82	100	ОВ < 0.5%	»
112526	18.1	0.335	0.03	17	ОВ < 0.5%	»
109213	15.6	0.189	0.18	17	ОВ < 0.5%	»

Вывод о сильных признаках гидрофобности по данным томографии сделан в отношении двух образцов керн. Для обоих образцов при анализе шлифов установлены битуминозные включения. УЭС для первого образца составляет 600 Ом·м, для второго — 80 Ом·м. Во втором случае занижение УЭС здесь объяснимо крайне низкими ФЕС исследованного образца ($K_n = 11.4\%$ и $k = 0.023$ мкм²), что приводит к его высокой остаточной водонасыщенности. Расчеты диапазона УЭС пород по формуле (1) показывают, что именно с ростом K_v в связи с увеличением площади сечения водной фазы проводимость пород резко возрастает. Также снижение УЭС данного нефтенасыщенного интервала частично связано с его малой толщиной (менее 1 м), в результате чего на показания в большей степени оказывали влияние залегающие рядом низкоомные породы.

К группе с признаками гидрофобности по томографии отнесены четыре образца керн. Образцы характеризуются близкими ФЕС с диапазоном K_n от 13.0 до 17.4 % и k от 0.088 до 0.150 мкм². По данным анализа шлифов, в трех случаях содержание ОВ превысило 1 %, в одном составило менее 0.5 %. При всех кондиционных исследованиях БК (брак каротажа в одном случае) в интервалах отбора керн данной группы установлено повышенное сопротивление — от 120 до 710 Ом·м. По стандартному методу Тульбовича смачиваемость для данной группы оценена от абсолютно гидрофобных ($M = 0.02$ доли ед.) до практически гидрофильных ($M = 0.80$ доли ед.), что представляется сомнительным.

К гидрофильным отнесены четыре исследованных образца керн, которые имеют близкие ФЕС с диапазонами K_n от 14.1 до 18.1 % и k от 0.107 до 0.355 мкм². Во всех случаях УЭС в гидрофильных интервалах не превысило стандартных значений в 100 Ом·м. При этом по методу Тульбовича образцы в трех случаях (75 %) неверно отнесены к гидрофобным (M от 0.02 до 0.18 доли ед.). По данным анализа шлифов, в трех случаях содержание ОВ составляет менее 0.5 %, в одном — 2 %. В последнем случае повышенное содержание ОВ, вероятно, связано с интервалом повышенной битуминозности, находящимся, по данным керн, в 20 см ниже отметки исследуемого образца, что подтверждается резким ростом УЭС до 1000 Ом·м.

ВЫВОДЫ

Использование при оценке смачиваемости метода рентгеновской томографии позволяет получить визуальное представление характера заполнения порового пространства горных пород, что не может быть осуществлено стандартными методами. Оптимальной при этом представляется методика оценки смачиваемости путем сопоставления томограмм для образцов керн в сухом состоянии и при насыщении раствором йодида натрия. При этом породы на основе вида томограмм по типу смачиваемости могут быть сгруппированы: на абсолютно гидрофобные, с сильными признаками гидрофобности, с признаками гидрофобности и гидрофильные. Сравнение результатов томографии со стандартным подходом показало, что применяемый обычно для территории исследования метод Тульбовича не в полной мере отражает смачиваемость горных пород.

Сопоставление исследований на керне по данным томографии и шлифов с результатами электрометрического каротажа позволяет утверждать, что они удовлетворительно согласуются друг с другом. Породы с установленной по томографии абсолютной гидрофобностью имеют аномально высокие УЭС — более 1000 Ом·м, а с признаками гидрофобности более 120 Ом·м. Вместе с тем для малопористых гидрофобных образцов, ввиду их повышенной водонасыщенности, возможно значительное снижение УЭС. Для гидрофильных интервалов характерны значительно более низкие УЭС в диапазоне от 17 до 100 Ом·м.

При анализе шлифов, изготовленных для образцов, исследованных томографией, установлено, что для более гидрофобных пород по сравнению с гидрофильными характерно повышенное содержание ОВ, находящегося в рассеянно-дисперсном состоянии. Отмеченные в ряде случаев исключения могут быть объяснены неохваченностью исследованиями шлифами всего объема образцов.

Таким образом, в результате исследований установлена возможность контроля гидрофобизации пород электрическими методами, прежде всего, боковым каротажем, что дает основания для оценки типа смачиваемости пород в объеме залежей по данным ГИС. Очевидно, что для определения более четких статистических закономерностей необходимо увеличить в перспективе количество экспериментов с рентгеновской томографией керн. Геологические модели, построенные с учетом выделения зон гидрофильных и гидрофобных коллекторов, могут эффективно использоваться при оптимизации разработки нефтяных залежей, особенно в части организации эффективного заводнения пластов.

Все работы выполнены на оборудовании Центра коллективного пользования «Центр фильтрационно-емкостных свойств горных пород», в том числе на уникальной научной установке «Комплекс для исследования структуры емкостного пространства горных пород» Пермского государственного научно-исследовательского университета.

Исследование выполнено при финансовой поддержке правительства Пермского края в рамках научного проекта №С-26/174.7.

ЛИТЕРАТУРА

Абасов М.Т., Алияров Р.Ю., Кондрушкин Ю.М., Мусаев Р.А., Гашимов А.Ф., Лунина В.Н., Гасымов А.Ш., Адыгезалова А.А. Смачиваемость пород-коллекторов в процессе разработки залежей нефти // Нефтяное хозяйство, 2004, № 8, с. 69—71.

Галкин С.В., Ефимов А.А., Кривошеков С.Н., Савицкий Я.В., Черепанов С.С. Применение метода рентгеновской томографии при петрофизических исследованиях керн нефтяных и газовых месторождений // Геология и геофизика, 2015, т. 56 (5), с. 995—1007.

Гурбатова И.П., Мелехин С.В., Чижов Д.В., Файрузова Ю.В. Особенности изучения смачиваемости сложнопостроенных карбонатных пород-коллекторов лабораторными методами // Вестн. Перм. политех. ун-та. Геология. Нефтегазовое и горное дело, 2016, т. 15, № 20, с. 240—245.

Ефимов А.А., Савицкий Я.В., Галкин С.В., Соболева Е.В., Гурбанов В.Ш. Исследование смачиваемости коллекторов нефтяных месторождений методом рентгеновской томографии керн // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР, 2016, т. 4, № 4, с. 55—63.

Злобин А.А., Юшков И.Р. О механизме гидрофобизации поверхности пород-коллекторов нефти и газа // Вестн. Перм. политех. ун-та. Геология. Нефтегазовое и горное дело, 2014, т. 13, № 3, с. 68—79.

Искендеров М.М. Комплексная интерпретация результатов ГИС при изучении терригенных разрезов // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР, 2014, № 3, с. 4—10.

Конторович А.Э., Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мишенин М.В., Немов В.Ю. Нефтяная промышленность исторически главных центров Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, элементы их истории, ближайшие и отдаленные перспективы // Геология и геофизика, 2016, т. 57 (12), с. 2097—2114.

Куляпин П.С., Соколова Т.Ф. Использование статистического моделирования при интерпретации данных ГИС в нефтематеринских породах баженовской свиты Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Технологии сейсморазведки, 2013, № 3, с. 28—42.

Курчиков А.Р., Бородкин В.Н., Галкин С.В., Галкин В.И., Растегаев А.В. Методика вероятностной оценки геологических рисков при поисках нефтяных месторождений для территорий с высокой плотностью промышленных открытий // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2013, № 10, с. 4—13.

Митрофанов В.П., Ермакова М.И. Смачиваемость продуктивных отложений юго-восточной части Пермского региона // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2009, № 1, с. 29—32.

Михайлов Н.Н., Сечина Л.С., Гурбатова И.П. Показатели смачиваемости в пористой среде и зависимость между ними // Актуальные проблемы нефти и газа, 2011, № 1 (3), с. 10.

Мухаметшин Р.З., Галеев А.А. Диагностика древних водонефтяных контактов инструментальными методами // Нефтяное хозяйство, 2014, № 10, с. 28—33.

Никифорова О.Г. Оценка удельного электрического сопротивления и характера насыщенности низкоомных терригенных коллекторов по данным ГИС // Геофизика, 2008, № 1, с. 22—24.

Пермяков М.Е., Манченко Н.А., Дучков А.Д., Манаков А.Ю., Дробчик А.Н., Манштейн А.К. Моделирование и измерение электросопротивления гидратосодержащих песчаных образцов в лабораторных условиях // Геология и геофизика, 2017, т. 58 (5), с. 792—800.

Соболева Е.В., Ефимов А.А., Галкин С.В. Анализ геолого-геофизических характеристик терригенных коллекторов при прогнозе приемистости скважин месторождений Соликамской депрессии // Нефтяное хозяйство, 2014, № 6, с. 20—22.

Хижняк Г.П., Амиров А.М., Мошева А.М., Мелехин С.В., Чижов Д.Б. Влияние смачиваемости на коэффициент вытеснения нефти // Вестн. Перм. политех. ун-та. Геология. Нефтегазовое и горное дело, 2013, т. 12, № 6, с. 54—63.

Шиланов Н.С., Хибасов Б.Б., Байтенов К.С. Особенности интерпретации материалов каротажа по новым скважинам // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР, 2011, № 3, с. 16—19.

Alemu B.L., Aker E., Soldal M., Johnsen O., Aagard P. Effect of sub-core scale heterogeneities on acoustic and electrical properties of a reservoir rock: a CO₂ flooding experiment of brine saturated sandstone in a computed tomography scanner // European Association of Geoscientists & Engineers. Geophysical Prospecting, 2012, v. 61, p. 235—250.

Anderson W.G. Wettability literature survey. Part 4: Effects of wettability capillary pressure // J. Pet. Technol., 1987, v. 39, p. 1283—1300.

Berg S., Armstrong R., Ott H., Georgiadis A., Klapp S. A., Schwing A., Neiteler R., Brussee N., Makurat A., Leu L., Enzmann F., Schwarz J.-O., Wolf M., Khan F., Kersten M., Irvine S., Stampanoni M.

Multiphase flow in porous rock imaged under dynamic flow conditions with fast X-ray computed microtomography // *Petrophysics*, 2014, v. 55, № 4, p. 304—312.

Dixit A.B., Buckley J.S., McDougall S.R., Sorbie K.S. Empirical measures of wettability in porous media and the relationship between them derived from pore-scale modelling // *Transp. Porous Media*, 2000, v. 40, p. 27—54.

Efimov A.A., Galkin S.V., Savitskii Ya.V., Galkin V.I. Estimation of heterogeneity of oil & gas field carbonate reservoirs by means of computer simulation of core X-ray tomography data // *Ecol., Environ. Conserv.*, 2015, v. 21 (Nov. Suppl.), p. 79—85.

Kovscek A.R., Wong H., Radke C.J. A pore level scenario for the development of mixed wettability in oil reservoirs // *Am. Inst. Chem. Eng. J.* 39, 1993, v. 39, № 6, p. 1072—1085.

*Рекомендована к печати 21 марта 2019 г.
М.И. Эповым*

*Поступила в редакцию 4 декабря 2017 г.,
после доработки — 17 сентября 2018 г.*