

Анализ изменения смачиваемости горных пород при разных состояниях образцов керна

М. С. Хорольская*, Г. О. Хорольский

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

**mskhorolskaya@mnc.rosneft.ru*

Аннотация. На сегодняшний день действующие стандарты по подготовке образцов керна к лабораторным исследованиям разработаны для гидрофильных коллекторов и не учитывают другие типы смачиваемости. Исследование влияния различных методов подготовки образцов керна на результаты лабораторных исследований и изменение смачиваемости является актуальным и важным для петрофизического сопровождения подсчета запасов. Предпосылками к данной работе послужил вопрос влияния подготовки образцов керна на изменение смачиваемости карбонатных отложений нескольких месторождений Восточной Сибири. Приводятся результаты специальных лабораторных исследований по определению смачиваемости методом USBM, выполненные на образцах в разных состояниях: керн с сохраненной насыщенностью (до экстракции), керн после экстракции и керн после восстановления смачиваемости. Показано, как каждый из этапов подготовки образцов влияет на изменение смачиваемости пород, изучение которых осложнено интенсивными вторичными преобразованиями: неравномерным засолонением, битуминизацией и ангидритизацией. Наиболее точные результаты получены при проведении исследований керна с сохраненной насыщенностью. Смачиваемость образцов после экстракции в целом увеличилась в сторону более гидрофильного состояния, однако экстракция не изменила смачиваемость с гидрофобной на гидрофильную.

Ключевые слова: смачиваемость, керн, гидрофильность, гидрофобность, лабораторные исследования, карбонатные породы, засолонение

Для цитирования: Хорольская, М. С. Анализ изменения смачиваемости горных пород при разных состояниях образцов керна / М. С. Хорольская, Г. О. Хорольский. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-5-64-79 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 5. – С. 64–79.

Analyzing the wettability changes of rocks in various states of core plugs

Maria S. Khorolskaya*, Herman O. Khorolsky

Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia

**mskhorolskaya@mnc.rosneft.ru*

Abstract. Current core plugs preparation standards for laboratory studies are developed for water-wet reservoirs and do not consider other types of wettability. Researching how different core preparation methods affect laboratory studies and wettability changes is relevant and important for petrophysical reserve estimation. Preconditions of doing this work was the question how core plugs impacts wettability changes in carbonate formations from several Eastern Siberian fields. The article describes the SCAL results of measuring the USBM wettability on core plugs at various states: a core plug with preserved saturation (before extraction), a core plug after extraction, and a core plug after wettability restoration. The authors showed how each of the stages of core plugs preparation affects wettability changes in rocks, the study of which is complicated by strong diagenetic changes: uneven salinization, bituminization, and anhydritization. The most accurate results were obtained from core plugs with preserved saturation. Overall, wettability of core plugs

shifted towards a more hydrophilic state after extraction, but extraction did not fully change wettability from hydrophobic to hydrophilic.

Keywords: wettability, core, water-wetness oil-wetness, laboratory studies, carbonate rocks, salinization

For citation: Khorolskaya, M. S., & Khorolsky, G. O. (2024). Analyzing the wettability changes of rocks in various states of core plugs. *Oil and Gas Studies*, (5), pp. 64-79. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-5-64-79

Введение

Смачиваемость является ключевым параметром, регулирующим миграцию и распределение флюидов в поровом пространстве. Смачиваемость оказывает сильное влияние на результаты лабораторных исследований керна, включая капиллярное давление, относительную проницаемость, коэффициент извлечения нефти, электрические свойства [1]. Не учет пластовой смачиваемости приводит к некорректному определению петрофизических параметров и оценке геологических запасов.

Ранее считалось, что все породы-коллекторы до миграции в них нефти из нефтематеринских пород были сильногидрофильными, так как в процессе осадконакопления контактировали только с водой, а позднее заполнялись нефтью. Современное представление о породах говорит о том, что первоначальная гидрофильная смачиваемость может быть изменена за счет адсорбируемых компонентов нефти, а также давления, температуры, минерального состава поверхности породы и химического состава пластовой воды. В зависимости от этих факторов смачиваемость может изменяться от сильно гидрофильной до сильно гидрофобной [1–3].

Существующие стандарты по подготовке образцов керна к лабораторным исследованиям разработаны для гидрофильных коллекторов и не учитывают другие типы смачиваемости¹. Это приводит к тому, что петрофизические параметры, оцененные по зависимостям для гидрофильных пород, имеют завышенные значения и не отражают реальные геологические запасы [4–8].

В современных лабораториях при анализе керна возможно использовать образцы в разных состояниях: в исходном, очищенном и восстановленном. К исходному состоянию относятся образцы керна, которые отбирались по технологии с сохраненной насыщенностью. К очищенному керну относятся образцы, из которых удалены все жидкости и адсорбированный материал путем применения различных растворителей. К восстановленному состоянию относятся образцы керна, в которых пластовая смачиваемость искусственно состаривается в лабораторных условиях путем насыщения сильногидрофильного очищенного керна пластовой водой (или моделью пластовой воды) с последующим вытеснением ее нефтью до значений остаточной водонасыщенности и выдерживанием в сырой нефти при термобарических условиях с периодической прокачкой свежей порции нефти в течение от нескольких дней до нескольких недель.

¹ ГОСТ 26450.0-85 Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств.

Достижение естественной смачиваемости устанавливается по стабилизации значений электрического сопротивления и проницаемости по нефти.

Исследование влияния различных методов подготовки образцов керна на результаты лабораторных исследований и изменение смачиваемости является актуальным и важным для петрофизического сопровождения подсчета запасов.

Объект исследования

Для проведения анализа влияния различных методов подготовки были отобраны образцы керна продуктивных карбонатных отложений нескольких месторождений Восточной Сибири. Специальные лабораторные исследования включали эксперименты по определению смачиваемости пород, проведенные на образцах в различных состояниях: неэкстрагированный керн (отобранный по изолирующей технологии), керн после экстракции и керн после восстановления смачиваемости (старение керна). Всего коллекция насчитывала 93 образца керна карбонатных отложений нижнего кембрия (пласт Б1-2 осинского горизонта — 50 образцов), карбонатных отложений переходной венд-кембрийской системы (пласты Б3-4 — 9 образцов, пласт Б5 юрхского горизонта — 24 образца) и карбонатных отложений венда (пласт Б12 преображенского горизонта — 10 образцов).

Литологическое описание керна показывает, что породы пласта Б1 состоят преимущественно из известняков и доломитов органогенных, реже глинистых. Также присутствуют ангидриты и известковистые аргиллиты. Пласты Б3-5 в основном сложены из доломитов микрокристаллических, но также встречаются ангидриты, доломитовые мергели. Обломочный материал пород имеет различную ориентацию, между обломками находится битуминозно-глинистый материал и галит. Пласт Б12 состоит из доломитов микрокристаллических, неравномерно перекристаллизованных, стиллолитизированных, сульфатизированных и слабо галитизированных.

Изучаемые образцы керна характеризуются низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). В таблице 1 приведены сведения о диапазонах изменения ФЕС и степени засоления коллекции образцов.

Стоит отметить, что определений ФЕС образцов керна после обессоливания для изучаемой коллекции недостаточно и рекомендуется в дальнейшем дополнить цепочку специальных исследований на смачиваемость определением коэффициента засоления после всех исследований. В целом по пласту Б1 степень засоления варьируется от 0,3 до 97,8 % (средняя составляет 42 %), для пласта Б3-4 — изменяется от 1,7 до 99,4 % (средняя — 59,9 %), для пласта Б5 — от 0,1 до 61,8 % (средняя — 12,2 %) и для пласта Б12 — от 1,9 до 84,1 % (средняя — 18 %).

Наибольшее влияние на фильтрационно-емкостные свойства изучаемых карбонатных коллекторов оказали интенсивные вторичные изменения: перекристаллитизация, доломитизация, сульфатизация, галитизация, выщелачивание, битумизация, стиллолитизация и трещинообразование (рис. 1).

Диапазоны изменения ФЕС и степени засоления изучаемой коллекции образцов

Пласт		Пористость, %	Проницаемость, мД	Степень засоления, %
Б1	$\frac{\text{min} - \text{max}}{\text{ср}} (n)$	$\frac{0,9 - 21,0}{8,7} (50)$	$\frac{0,003 - 423,7}{33,2} (50)$	—
Б3-4	$\frac{\text{min} - \text{max}}{\text{ср}} (n)$	$\frac{2,8 - 8,0}{4,7} (9)$	$\frac{0,041 - 0,5}{0,2} (9)$	—
Б5	$\frac{\text{min} - \text{max}}{\text{ср}} (n)$	$\frac{5,0 - 18,9}{11,9} (24)$	$\frac{0,05 - 70603,6}{3290,2} (24)$	$\frac{53,0 - 54,5}{53,8} (2)$
Б12	$\frac{\text{min} - \text{max}}{\text{ср}} (n)$	$\frac{6,5 - 12,9}{11,4} (10)$	$\frac{0,099 - 2,8}{1,0} (10)$	—

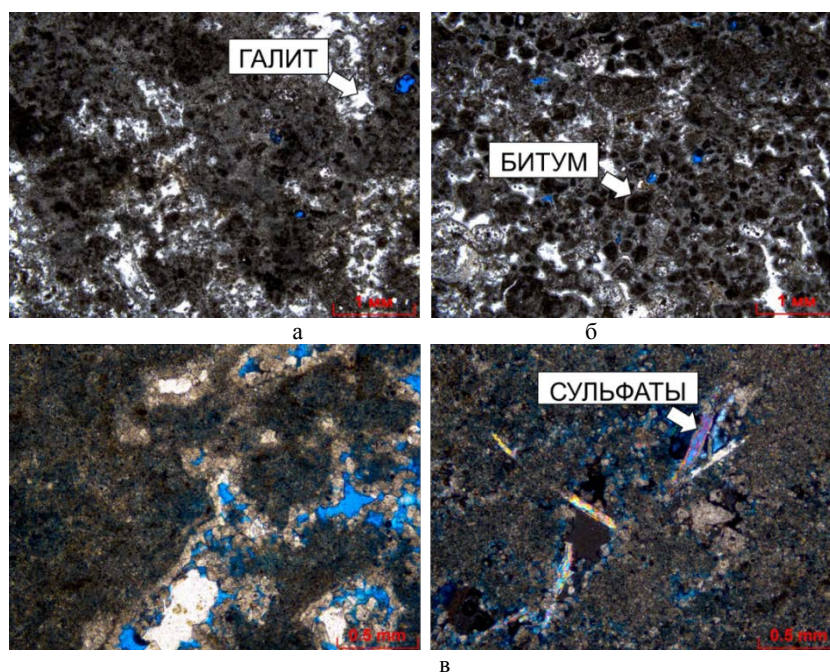


Рис. 1. а, б — доломит неравномерно галитизированный, микрит-микроструктурный, с органогенной строматолитовой структурой, с щелевидно-кармановидными зонами фитокластово-пелоидных заполнений, битуминизированный, плотный, с редкими порами, с многочисленными минеральными трещинами. Баундстоун столбчато-строматолитовый агглютинирующего типа, с щелевидно-кармановидными зонами фитокластово-пелоидных заполнений (без анализатора, увеличение 25), в — Доломит микрит-микроструктурный, с органогенной бактериально-микробной структурой, слабо галитизированный и сульфатизированный, микропористый с редкими кавернами. Баундстоун бактериально-микробный. Вид а — без анализатора, увеличение 50, б — с анализатором, увеличение 50

Перекристаллизация доломита в породах пластов неравномерна и нередко интенсивна, что приводит к изменению первичных реликтовых структур породы. Сульфатизация носит неравномерный характер и негативно отражается на фильтрационно-емкостных свойствах, усложняя структуру порового пространства, запечатывая поры, каверны и трещины, искривляя поровые каналы. Галитизация имеет неравномерное распределение и является наиболее поздним вторичным процессом. Галит в поровом пространстве находится в твердом состоянии, залечивает межкристаллическое пространство, частично или полностью запечатывает пустоты и трещины, ухудшая ФЕС. Выщелачивание приводит к образованию множества мелких каверн и пустот неправильной формы, пустоты изолированные, редко сообщающиеся между собой, распространены неравномерно, часто залечены галитом, нередко частично запечатаны битумом. Разнонаправленные стилолитовые швы малоамплитудные, выполненные органическим или глинисто-органическим веществом. Трещины в породах развиты неравномерно, частично или полностью запечатанные сульфатом, битумом и галитом.

Пластовые воды принадлежат к высокоминерализованным хлоридно-кальциевым рассолам. Минерализация воды достигает 597 г/дм^3 . Вода обладает плотностью от 1,1 до $1,38 \text{ г/см}^3$, воды кислые, очень жесткие.

Нефть среднесернистая, парафинистая, смолистая, с плотностью в диапазоне $0,747\text{--}0,859 \text{ г/см}^3$, вязкостью $1,4\text{--}7,51 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, газосодержанием $78,2\text{--}193,2 \text{ м}^3/\text{т}$. В пластовых условиях она находится при низких давлениях и температуре $14,4\text{--}24,9 \text{ МПа}$ и $14\text{--}21,6 \text{ }^\circ\text{C}$.

Характерные особенности изучаемых пород и ярко выраженные вторичные преобразования являются осложняющими факторами для исследования данного разреза и требуют особенных условий проведения лабораторных экспериментов, при которых смачиваемость будет такой же, как и в пласте, или приближена к ней.

Методы исследования

Подготовка образцов керна перед специальными исследованиями по замерам смачиваемости

Характерной особенностью при работе с породами данного региона является сохранение естественного засоления в поровом пространстве. В Центре исследований керна (ООО «Тюменский нефтяной научный центр») подготовка образцов керна к исследованиям проводится по технологии препятствующей отмыву солей. Ниже приведен процесс подготовки образцов перед выполнением измерений:

1. Образцы до экстракции:

1.1. Осуществляется продольная распиловка керна на сухую. Изготавливаются образцы с использованием маловязкого гидравлического масла. Обрезка, торцовка и шлифовка осуществляется также на сухую.

1.2. Образцы откручиваются на ультрацентрифуге в нефти для создания остаточной водонасыщенности (Кво) и идут на определение смачиваемости.

2. Образцы после восстановления:

2.1. Образцы горных пород проходят предварительную холодную очистку в чистом бензоле, далее экстрагируются в аппаратах Сокслета методом горячей экстракции также в чистом бензоле или хлороформ-бензоле.

2.2. Образцы проветриваются, высушиваются до постоянного веса в сушильных шкафах при температуре 105 °С².

2.3. Определяются пористость и проницаемость по газу сухого образца³. Далее образцы насыщаются пластовой водой, определяется открытая пористость и газопроницаемость по воде в соответствии с ГОСТ 26450.1-85⁴. Водонасыщенные образцы откручиваются на ультрацентрифуге в нефти для создания остаточной водонасыщенности (Кво).

2.4. Образцы с Кво и нефтью загружаются в кернодержатели и выдерживаются в кернодержателях при температуре и давлении 20 суток для восстановления смачиваемости, периодически прокачивается свежая порция нефти. Подготовленные таким образом образцы используются для определения смачиваемости.

3. Образцы после экстракции:

Образцы подготавливаются согласно пп. 2.1–2.3.

Описание эксперимента

Существует большое количество методов определения смачиваемости. Наиболее распространенные: метод краевого угла; метод Амотта (часто называемый методом Амотта — Харви); метод Горного бюро США (U.S. Bureau of Mines — USBM) [9].

Наиболее распространенные методы в зарубежной практике — метод Амотта и метод USBM, в России — метод Тульбовича (регламентируется ОСТ 39-180-85). Недостатком метода Тульбовича является ограничение по проницаемости, которая должна быть не менее 10 мД, а также образец должен быть правильной геометрической формы, хорошо сцементированный [10]. При помощи метода краевого угла измеряется смачиваемость поверхности конкретного минерала, то время как при помощи методов Амотта и USBM измеряется средняя (объемная) смачиваемость образца керна [9].

² ГОСТ 26450.0-85 Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств.

³ ГОСТ 26450.2-85 Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стандартной и нестационарной фильтрации.

⁴ ГОСТ 26450.1-85 Породы горные. Методы определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением.

В данной работе эксперименты по определению смачиваемости проводились методом USBM на стандартных образцах в разных состояниях: неэкстрагированный керн, керн после экстракции и после восстановления естественной смачиваемости при атмосферных условиях. Преимущество данного метода в том, что он чувствителен к нейтральной смачиваемости и позволяет провести эксперимент в короткие сроки. Однако исследования могут проводиться только на образцах цилиндрической формы [11].

Измерения смачиваемости методом USBM проводятся путем помещения образца в воду и центрифугирование его при нескольких частотах вращения до остаточной нефтенасыщенности с получением кривой капиллярного давления. Затем образец помещают в нефть и центрифугируют до значения остаточной водонасыщенности (вторичный дренаж), также получают кривую капиллярного давления. Индекс смачиваемости по USBM определяется как соотношение площадей под двумя кривыми капиллярного давления и изменяется от -1 до $+1$, в крайне редких случаях от -5 и до $+5$. Положительный индекс смачиваемости характерен для гидрофильной смачиваемости, отрицательный — для гидрофобной. Образец обладает нейтральной смачиваемостью при индексе смачиваемости по USBM, близкому к нулю [11, 12].

В таблице 2 приведены сведения об условиях проведения эксперимента по измерению смачиваемости методом USBM.

Таблица 2

**Сведения об условиях проведения эксперимента
по измерению смачиваемости методом USBM**

Параметр	Условие в эксперименте
Температура, °C	23
Давление	Атмосферное
Нефть	Изовязкозная модель
Плотность нефти, г/см ³	0,787–0,865
Вязкость нефти, сПз	1,28–28,6
Вода	Пластовая вода

Коллекция образцов на смачиваемость должна отражать весь диапазон изменения фильтрационно-емкостных свойств изучаемых пластов. Сопоставление коэффициента абсолютной проницаемости и пористости по гелию, замеренные для специальных и стандартных исследований, характеризуют освещенность продуктивных пластов Б1 и Б5 специальными исследованиями по определению смачиваемости методом USBM по всему диапазону изменения ФЕС, пласты Б3-4 и Б12 освещены меньше и требуют дальнейшего изучения (рис. 2).

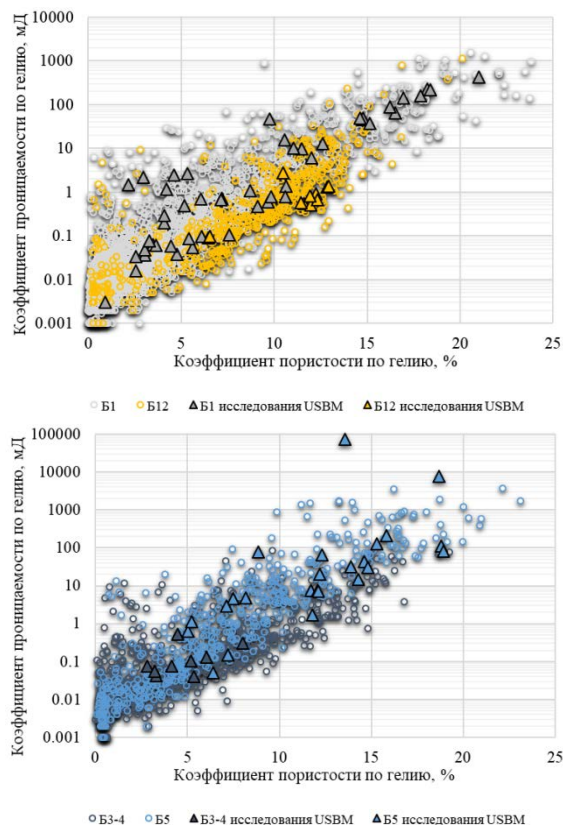


Рис. 2. Сопоставление коэффициента абсолютной проницаемости и коэффициента пористости по керну по продуктивным пластам, замеренные для специальных и стандартных исследований

Результаты

По результатам исследований на смачиваемость были построены распределения индекса смачиваемости по методу USBM для образцов в разных состояниях (рис. 3). На рисунке 4 представлено сопоставление индекса смачиваемости до экстракции, после экстракции и после восстановления смачиваемости.

В процессе анализа из сопоставлений были исключены образцы с низкими ФЕС (при пористости менее 4–5 % и динамической пористости менее 1 %), а также образцы с отмеченными дефектами: большие каверны, трещины, сколы. При таких низких ФЕС образцов, что связано с высокой степенью засолонения порового пространства, присутствует погрешность измерений индекса смачиваемости методом USBM в связи с тем, что при центрифугировании объем вытесненной нефти или воды либо полностью отсутствует, либо незначительный. Также были исключены образцы при естественном насыщении, в которых было отмечено воздействие технологических жидкостей в процессе отбора керна. При анализе качества выполненных работ по отбору изолированного керна в одной из представленных в коллекции скважин присутствовало нарушение технологии отбора изолированного керна, что внесло неоднозначность в результаты

измерений смачиваемости при естественном насыщении и в последующем привело к исключению данных образцов из сопоставлений.

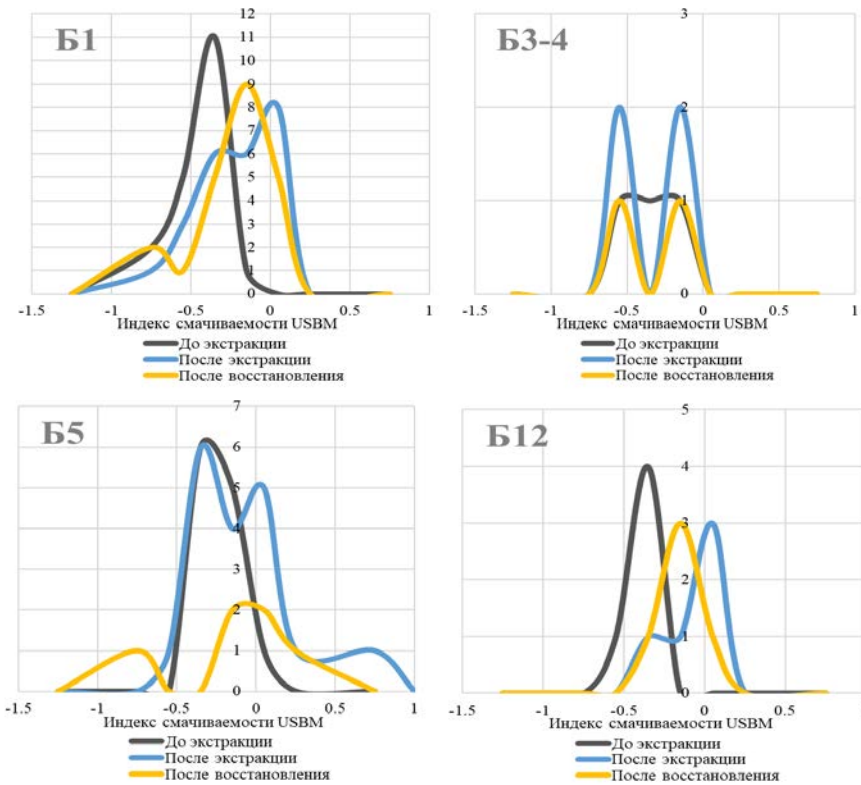


Рис. 3. Распределение индекса смачиваемости по методу USBM при разных состояниях образцов зерна

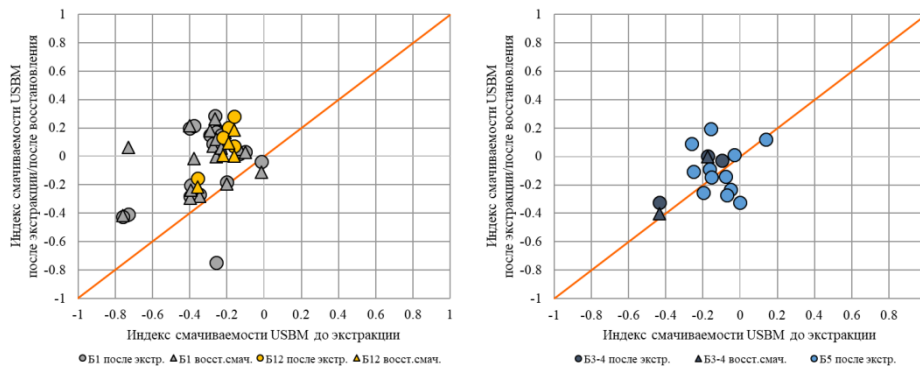


Рис. 4. Сопоставление индекса смачиваемости по методу USBM до экстракции, после экстракции и после восстановления смачиваемости для образцов в разных состояниях

В таблице 3 представлены результаты определения индекса смачиваемости методом USBM, выполненные при разных состояниях образцов зерна.

Таблица 3

Результаты определения индекса смачиваемости методом USBM

Пласт		Индекс смачиваемости USBM			Характеристика смачиваемости		
		до экстракции	после экстракции	после восстановления	до экстракции	после экстракции	после восстановления
Б1	$\frac{\min \div \max}{\text{ср}} (n)$	$\frac{-0,760 \div -0,016}{-0,31} (19)$	$\frac{-0,747 \div +0,285}{-0,064} (24)$	$\frac{-0,6 \div +0,265}{-0,065} (22)$	гидрофобная	нейтральная	нейтральная
Б3-4	$\frac{\min \div \max}{\text{ср}} (n)$	$\frac{-0,433 \div -0,098}{-0,235} (3)$	$\frac{-0,365 \div +0,004}{-0,173} (5)$	$\frac{-0,403 \div -0,003}{-0,203} (2)$	преимущественно гидрофобная	преимущественно гидрофобная	преимущественно гидрофобная
Б5	$\frac{\min \div \max}{\text{ср}} (n)$	$\frac{-0,261 \div +0,136}{-0,107} (12)$	$\frac{-0,326 \div +0,542}{+0,02} (18)$	$\frac{-0,732 \div +0,379}{+0,005} (6)$	преимущественно гидрофобная	нейтральная	нейтральная
Б12	$\frac{\min \div \max}{\text{ср}} (n)$	$\frac{-0,357 \div -0,161}{-0,219} (5)$	$\frac{-0,153 \div +0,282}{+0,107} (5)$	$\frac{-0,214 \div +0,186}{+0,015} (5)$	преимущественно гидрофобная	преимущественно гидрофильная	нейтральная

Смачиваемость неэкстрагированных образцов пластов Б1 и Б3-4 изменяется от гидрофобной до нейтральной, для пласта Б5 — от преимущественно гидрофобной до нейтральной, для пласта Б12 — от гидрофобной до преимущественно гидрофобной.

Смачиваемость экстрагированных образцов пласта Б1 изменяется от гидрофобной до преимущественно гидрофильной, 4 образца остались гидрофильными, 4 образца — преимущественно гидрофобными, 6 образцов — преимущественно гидрофобными, 6 образцов — с нейтральной смачиваемостью и 8 образцов — преимущественно гидрофильными. Смачиваемость пласта Б3-4 изменяется от гидрофобной до нейтральной, 2 образца остались гидрофобными, 2 образца изменили смачиваемость на нейтральную. Для пласта Б5 смачиваемость после экстракции варьируется от гидрофобной до гидрофильной, 1 образец — гидрофобный, 6 образцов — преимущественно гидрофобные, 4 образца имеют нейтральную смачиваемость, 5 образцов — преимущественно гидрофильные, 2 образца — гидрофильные. Смачиваемость пласта Б12 находится в диапазоне от преимущественно гидрофобной до преимущественно гидрофильной, 1 образец преимущественно гидрофобный, 1 образец — с нейтральной смачиваемостью, 3 образца — преимущественно гидрофильные.

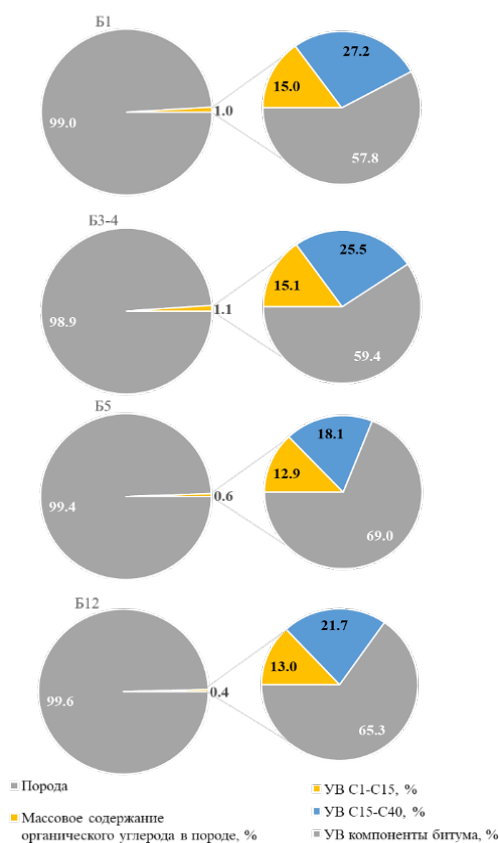


Рис. 6. Фракционный состав органического вещества в образцах ядра по результатам пиролитического исследования

Смачиваемость образцов после экстракции в целом увеличилась в сторону более гидрофильного состояния, однако часть образцов осталась преимущественно гидрофобными или приобрела нейтральную смачиваемость. Причиной этого является недоэкстракция образцов, связанная с влиянием неоднородной битуминизации и(или) низкими ФЕС. На это указывают результаты пиролитического исследования органического вещества в образцах керна, которые показали, что после экстракции не всегда удается полностью растворить битумы, а получается удалить лишь наиболее подвижные его части (рис. 6, 7). Дополнительные пиролитические исследования до и после экстракции зафиксировали почти полное отсутствие нефтяных углеводородов (C1-C40) после экстракции и почти полное сохранение битумов, их содержание после экстракции сократилось незначительно, в среднем на 20 % (рис. 7).

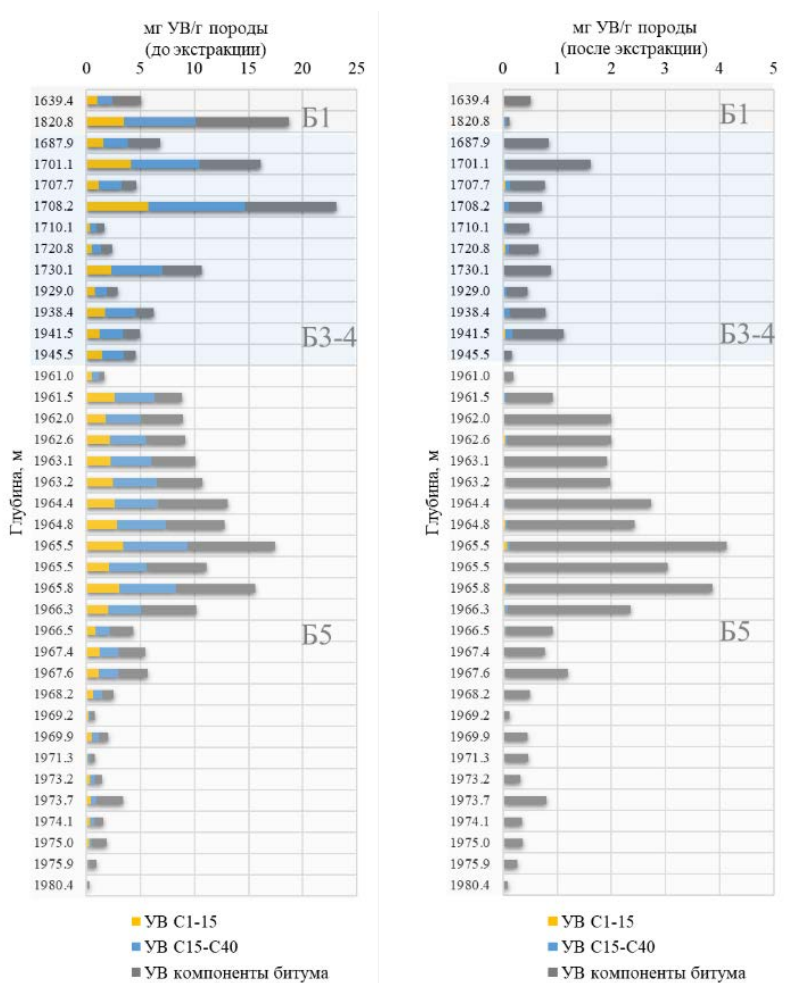


Рис. 7. Содержание фракций углеводородов C1-C15, C15-C40, C40+, битум в образцах керна до и после экстракции

После восстановления смачиваемость пласта Б1 находится в диапазоне от гидрофобной до преимущественно гидрофильной, 3 образца стали гидрофобными, 5 образцов — преимущественно гидрофобными, 9 образцов имеют нейтральную смачиваемость, 5 образцов — преимущественно гидрофильные. Для пласта Б3-4 смачиваемость практически не изменилась, 1 образец — остался гидрофобным, 1 образец сохранил нейтральную смачиваемость. После восстановления смачиваемости 1 образец пласта Б5 стал гидрофобным, 2 образца — с нейтральной смачиваемостью, 2 образца — преимущественно гидрофильные, 1 образец — гидрофильный. Показатель смачиваемости для пласта Б12 уменьшился, 1 образец — преимущественно гидрофобный, 3 образца — с нейтральной смачиваемостью, 1 образец — преимущественно гидрофильный. В целом после этапа восстановления показатель смачиваемости уменьшался.

Выводы

1. Карбонатные отложения Восточной Сибири обладают сложной структурой порового пространства и минеральным составом. Интенсивные вторичные преобразования (доломитизация, сульфатизация, стилолитизация, засоление, неравномерная битуминизация и ангидритизация) вызывают основные трудности при лабораторных исследованиях ядра ранее неизученных пород.

2. Смачиваемость образцов после экстракции в целом увеличилась в сторону более гидрофильного состояния, однако экстракция не изменила смачиваемость с гидрофобной на гидрофильную, часть образцов сохранили гидрофобные свойства, часть стали обладать нейтральной смачиваемостью. Сохранение гидрофобности связано с недоэкстракцией образцов, из-за невозможности полностью растворить битумы. В случае присутствия битума этап экстракции и восстановления приводит к изменению смачиваемости и несет неопределенный характер.

3. Изучаемые породы находятся в пластовых условиях при низких температурах от 14 до 21,6 °С и ниже, а технические возможности лабораторного оборудования по восстановлению смачиваемости предусматривают диапазон температур от комнатной и выше. Это и то, что при проведении экспериментов использовалась не пластовая нефть, а изовязкозная модель, негативно влияет на измерения смачиваемости и вносит неоднозначность в результаты после ее восстановления. В настоящее время в Центре исследований ядра ООО «ТННЦ» работы по разработке корректных методик изучения смачиваемости карбонатных коллекторов Восточной Сибири продолжаются.

4. Из рассмотренных этапов подготовки образцов наиболее достоверным является ядро с сохраненной насыщенностью (до экстракции), отобранный по изолирующей технологии. Изучение пород данного регио-

на и подготовка керн к исследованиям требуют дальнейшей проработки и усовершенствования методических подходов.

Список источников

1. Anderson, W. G. Wettability literature survey — Part 1 : Rock/oil/brine interactions and the effects of core handling on wettability / W. G. Anderson. – DOI 10.2118/13932-PA. – Direct text // Journal of Petroleum Technology. – 1986. – Vol. 38, Issue 10. – P. 1125–1144.
2. Михайлов, Н. Н. Влияние микроструктурной смачиваемости на петрофизические характеристики пород-коллекторов / Н. Н. Михайлов, Н. А. Семенова, Л. С. Сечина. – Текст : непосредственный // Каротажник. – 2011. – № 7 (205). – С. 163–172.
3. Михайлов, Н. Н. Геологические факторы смачиваемости пород-коллекторов нефти и газа / Н. Н. Михайлов, К. А. Моторова, Л. С. Сечина. – Текст : непосредственный // Neftegaz.RU. – 2016. – № 3 (51). – С. 80–90.
4. Особенности изучения смачиваемости сложно построенных карбонатных пород-коллекторов лабораторными методами / И. П. Гурбатова, С. В. Мелехин, Д. Б. Чижов, Ю. В. Файрузова. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 1. – С. 43–47.
5. Петрофизика негидрофильных коллекторов нефтяных месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции / В. Ю. Терентьев, Т. Ф. Дьяконова, А. Д. Саегараев [и др.]. – Пермь : Астер Диджитал, 2020. – 231 с. – Текст : непосредственный.
6. Фадеев, А. М. Влияние восстановления смачиваемости на электрические свойства карбонатных пород нижневендских отложений Восточной Сибири / А. М. Фадеев. – Текст : электронный // Нефтяная провинция. – 2020. – № 4 (24). – 120–128. – URL: <https://doi.org/10.25689/np.2020.4.120-128>
7. Шульга, Р. С. Влияние смачиваемости на удельное электрическое сопротивление водонасыщенных и нефтеводонасыщенных горных пород в атмосферных и термобарических условиях пласта / Р. С. Шульга, Е. Н. Саломатин, И. В. Новосадова. – DOI 10.30713/2413-5011-2020-10(346)-99-105. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 10 (346). – С. 99–105.
8. Anderson, W. G. Wettability literature survey — Part 3 : The Effects of Wettability on the Electrical Properties of Porous Media / W. G. Anderson. – DOI 10.2118/13934-PA. – Direct text // Journal of Petroleum Technology. – 1986. – Vol. 38, Issue 12. – P. 1371–1378.
9. МакФи К. Лабораторные исследования керн : гид по лучшим практикам / К. МакФи, Дж. Рид, И. Зубизарретга ; перевод с английского И. Н. Иванова ; под редакцией М. А. Тугаровой. – Ижевск : Институт компьютерных исследований. – 2018. – 923 с. – Перевод изд.: Colin McPhee, Jules Reed, Izaskun Zubizarreta / Core analysis: A best practice guide. Amsterdam, 2015. – Текст : непосредственный.

10. Михайлов, Н. Н. Смачиваемость нефтегазовых пластовых систем : учебное пособие / Н. Н. Михайлов, К. А. Моторова, Л. С. Сечина. – Москва : Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, 2019. – 360 с. – Текст : непосредственный.

11. Anderson, W. G. Wettability literature survey - Part 2: Wettability Measurement / W. G. Anderson. – DOI 10.2118/13933-PA. – Direct text // Journal of Petroleum Technology. – 1986. – Vol. 38, Issue 11. – P. 1246–1262.

12. Тиаб, Дж. Петрофизика : теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов / Дж. Тиаб, Э. Ч. Дональдсон ; перевод с английского, под редакцией Петерсилье В. И., Былевского Г. А. – 2-е изд., доп. – Москва : Премиум Инжиниринг, 2009. – 838 с. – Перевод изд.: Djebbar Tiab, Erle Conrad Donaldson. Petrophysics. Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. Amsterdam, 2003. – Текст : непосредственный.

References

1. Anderson, W. G. (1986). Wettability literature survey - Part 1: Rock/oil/brine interactions and the effects of core handling on wettability. Journal of Petroleum Technology, 38(10), pp. 1125-1144. (In English). DOI: 10.2118/13932-PA

2. Mikhailov, N. N., Semenova, N. A., & Sechina, L. S. (2011). The influence of microstructure wetting on the petrophysical characteristics of the reservoir rocks. Karotazhnik, (7(205)), pp.163-172. (In Russian).

3. Mikhailov, N. N., Motorova, K. A., & Sechina, L. S. (2016). Geologicheskie faktory smachivaemosti porod-kollektorov nefti i gaza. Neftegaz.RU, (3(51)), pp. 80-90. (In Russian).

4. Gurbatova, I. P., Melekhin, S. V., Chizhov, D. B., & Fairuzova, Yu. V. (2016). Some specific features of studying wetting ability of complex carbonate reservoirs by laboratory methods. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, (1), pp. 43-47. (In Russian).

5. Terentiev, V. Yu., D'yakonova, T. F., Saetgaraev, A. D., Gurbatova, I. P., Kristya, E. E., Postnikova, O. V.,... & Chizhov, D. B. (2020). Petrofizika negidrofil'nykh kollektorov neftyanykh mestorozhdeniy Timano-Pechorskoy neftegazonosnoy provintsii. Perm', Aster Didzhital Publ., 231 p. (In Russian).

6. Fadeev, A. M. (2020). Impact of wettability recovery on electrical properties of the Lower Vendian carbonate rocks in East Siberia. Neftyanaya Provintsiya, 4(24), pp. 120-128. (In Russian). Available at: <https://doi.org/10.25689/np.2020.4.120-128>

7. Shulga, R. S., Salomatin, E. N., & Novosadova, I. V. (2020). The effect of wettability on the electrical resistivity of water-saturated and oil-saturated rocks at atmospheric and pressure-and-temperature reservoir conditions. Geology, geophysics, and development of oil and gas fields, (10(346)), pp. 99-105. (In Russian). DOI: 10.30713/2413-5011-2020-10(346)-99-105

8. Anderson, W. G. (1986). Wettability literature survey-part 3: the effects of wettability on the electrical properties of porous media. Journal of Petroleum Technology, 38(12), pp. 1371-1378. (In English). DOI: 10.2118/13934-PA

9. McPhee, C., Reed, J., & Zubizarreta, I. (2015). Core analysis: A best practice guide. Amsterdam : Elsevier, 840 p. (In English).

10. Mikhaylov, N. N., Motorova, K. A., & Sechina, L. S. (2019). Smachivae-most' neftegazovykh plastovykh system. Moscow: Rossiyskiy gosudarstvennyy universitet nefti i gaza (NIU) imeni I. M. Gubkina, 360 p. (In Russian).

11. Anderson, W. G. (1986). Wettability literature survey - Part 2: Wettability Measurement. Journal of Petroleum Technology, 38(11), pp. 1246-1262. (In English). DOI 10.2118/13933-PA

12. Tiab, D., & Donaldson, E. C. (2003). Petrophysics. Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. Amsterdam, Elsevier, 920 p. (In English).

Информация об авторах / Information about the authors

Хорольская Мария Сергеевна,
ведущий специалист, ООО «Тюменский
нефтяной научный центр», г. Тюмень,
mskhorolskaya@tnc.rosneft.ru

Maria S. Khorolskaya, Leading
Specialist, Tyumen Petroleum Research
Center LLC, mskhorolskaya@
tnc.rosneft.ru

Хорольский Герман Олегович,
ведущий специалист, ООО «Тюменский
нефтяной научный центр», г. Тюмень

Herman O. Khorolsky, Leading
Specialist, Tyumen Petroleum Research
Center LLC

Статья поступила в редакцию 19.07.2024; одобрена после рецензирования 14.08.2024; принята к публикации 22.08.2024.

The article was submitted 19.07.2024; approved after reviewing 14.08.2024; accepted for publication 22.08.2024.