

УДК 622.276.031.011.43:550.822.3

## ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕГИДРОФИЛЬНЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

Путилов Иван Сергеевич<sup>1</sup>,  
Ivan.Putilov@pnn.lukoil.com

Чижов Денис Борисович<sup>1</sup>,  
Denis.Chizhov@pnn.lukoil.com

Гурбатова Ирина Павловна<sup>1</sup>,  
Irina.Gurbatova@pnn.lukoil.com

Неволин Антон Игоревич<sup>1</sup>,  
Anton.Nevolin@pnn.lukoil.com

<sup>1</sup> Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть»,  
Россия, 614015, г. Пермь, ул. Пермская, 3 «А».

**Актуальность** исследования определяется необходимостью учета поверхностных свойств (смачиваемости) при проведении лабораторных исследований на керне, представленном негидрофильными породами-коллекторами. Характер преимущественного типа смачиваемости является важным физико-химическим и геологическим свойством коллектора, влияющим на его фильтрационные свойства, коэффициенты нефтенасыщенности, вытеснения, фазовые проницаемости. Неучет типа смачиваемости в первую очередь может быть одной из причин осложнения разработки, несоответствия добычи нефти степени выработки запасов, снижения темпов отбора нефти. В связи с возросшим объемом исследований по изучению данных пород существует большая потребность в разработке и поиске новых решений, направленных на получение в конечном итоге наиболее достоверных данных.

**Цель:** разработка комплекса специальных петрофизических исследований на образцах керна пород-коллекторов с негидрофильными свойствами.

**Объект:** образцы керна одного из месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Месторождение характеризуются сложной структурой пустотного пространства продуктивных отложений и большим содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов в нефти.

**Методы:** подготовка образцов с сохранением природной смачиваемости – «мягкая» экстракция, восстановление поверхностных свойств пород – «старение» керна, метод Амотта–Харви, методика определения относительных фазовых проницаемостей при совместной стационарной фильтрации нефти и воды на образцах с восстановленной смачиваемостью.

**Результаты.** Приведена типизация основных видов смачиваемости по литературным данным, рассмотрен комплекс различных методов подготовки образцов керна к исследованиям; представлены результаты определения параметра смачиваемости на образцах керна, подготовленных различными методами: неэкстрагированные образцы, стандартная экстракция, «мягкая» экстракция, «старение» керна. Построены диаграммы сопоставления параметра смачиваемости и открытой пористости; приведены результаты специальных исследований керна по определению относительных фазовых проницаемостей на образце керна, подготовленного различными методами. Представлены выводы о значительном влиянии методов подготовки образцов керна на результаты петрофизических исследований.

### Ключевые слова:

Смачиваемость, негидрофильный коллектор, методы подготовки, специальные исследования, керн.

### Введение

Смачиваемость пород-коллекторов пластовыми флюидами влияет на многие аспекты поведения пласта, особенно при заводнении и применении методов повышения нефтеотдачи [1, 2]. Неверное предположение о характере смачиваемости пласта может привести к его необратимым повреждениям и осложнению разработки. Перед проведением стандартных и специальных исследований образцы керна проходят процедуру подготовки, обязательным этапом которой является экстракция. Стандартную экстракцию образцов керна проводят в аппаратах Сокслета при нагреве и применении агрессивных растворителей, таких как спиртобензол, толуол, хлороформ и другие, что приводит к изменению поверхностных свойств пород-коллекторов в сторону увеличения гидрофильности [3–5].

Таким образом, на стандартные и специальные исследования керна поступают образцы с искажёнными поверхностными свойствами. Далее полученные результаты используются для подсчета запасов и подготовки проектно-технической документации на разработку месторождений. Такой подход приводит к слишком оптимистичным геологическим запасам, «неожиданным» ранним прорывам воды и снижению технологических и экономических показателей разработки месторождений с гидрофобными коллекторами в целом.

При изучении пород-коллекторов лабораторными методами необходимо учитывать тип пустотного пространства, минералогический состав, физико-химические свойства пластовых флюидов, поверхностные свойства породы (смачиваемость).

Решением вопросов является разработка новых методических подходов, которые дополняют основной комплекс исследований. Основное направление новых методических подходов – это подготовка кернового материала к проведению исследований, обеспечивающая сохранение поверхностных свойств пород.

Особое внимание при изучении керна в лабораторных условиях стоит уделить месторождениям, представленным карбонатными коллекторами [6, 7]. Для таких отложений характерна сложная структура пустотного пространства пород (наличие пор, трещин, каверн), разнообразный минералогический состав, повышенное содержание смол, парафинов, асфальтенов в пластовой нефти [8–10]. Как правило, именно такие породы обладают негидрофильными свойствами, на что также обращают свое внимание Т.Ф. Дьяконова и др. [11, 12]. Стоит отметить, что месторождения с негидрофильными коллекторами достаточно широко распространены на территории Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Целью данного научного исследования являлась разработка комплекса специальных петрофизических исследований керна пород-коллекторов, характеризующихся негидрофильными поверхностными свойствами. Для разработки данного комплекса был проведен всесторонний анализ результатов лабораторных экспериментов на образцах керна по следующим видам работ:

- 1) подготовка образцов керна различными методами;
- 2) определение поверхностных свойств (смачиваемости) пород;
- 3) определение относительных фазовых проницаемостей (ОФП).

#### Характеристика объекта исследования

В качестве объекта исследования было выбрано одно из месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Продуктивные пласты объекта исследования представлены девонскими отложениями, сложенными микробиальными доломитизированными известняками.

Процессами, оказавшими наибольшее влияние на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) рассматриваемых пород, являются: окремнение, перекристаллизация, кальцитизация, доломитизация и выщелачивание. Фильтрация флюидов происходит по порам, кавернам, трещинам и стилолитам. Процесс стилолитизации и трещинообразования является общим для всего изучаемого разреза. Породы данного месторождения можно отнести к коллекторам сложного типа: порово-трещинного и каверново-порового типа, осложненных трещиноватостью. Сложность типа коллектора также подтверждается сопоставлением результатов определения ФЕС на образцах керна различного размера, которые свидетельствуют о влиянии масштабных эффектов на результаты исследований (табл. 1). Как следствие, в случае проведения специальных исследований (коэффициент вытеснения, фазовые проницаемости) образцы стандартного размера не являются представительными для данного типа коллектора, так как при изготовлении стандартных образцов нарушается связанность поровых каналов, а размеры каверн сопоставимы с размерами стандартного образца. Таким образом, породы изучаемого месторождения обладают значительной неоднородностью, что непременно оказывает влияние на тип смачиваемости. Ниже представлены фотографии образцов полноразмерного керна, характеризующие сложную структуру пустотного пространства исследуемого месторождения (рис. 1).

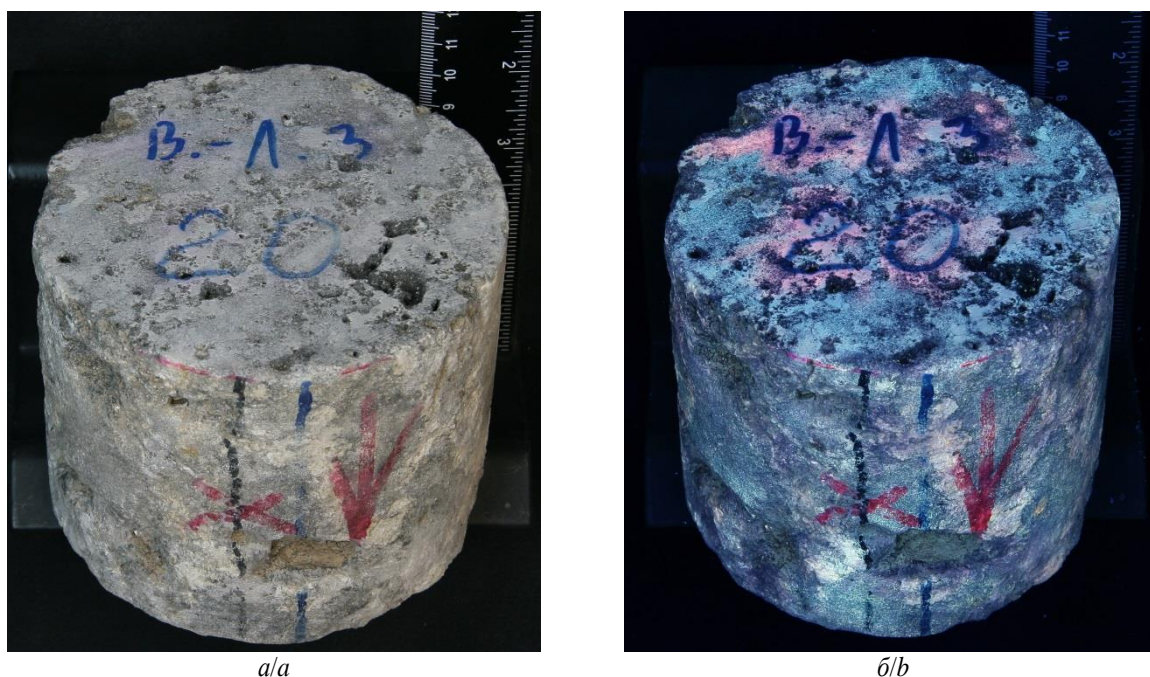


Рис. 1. Фотографии керна исследуемого месторождения в белом (а) и УФ-свете (б)

Fig. 1. Photographs of the core of the studied field in white (a) and UV light (c)

**Таблица 1.** Фильтрационно-емкостные свойства образцов ядра различного размера

**Table 1.** Reservoir properties of core samples of various sizes

Показатель Index	Образец Sample	Мин. Min	Макс. Max	Среднее значение Mean
Открытая пористость, % Porosity, %	Цилиндры Ø 30 Cylinder Ø 30	3,71	15,22	9,55
	Цилиндры Ø 38 Cylinder Ø 38	6,32	15,33	9,93
	Полноразмерный ядро Ø 110 Full-size core Ø 110	7,71	17,21	12,26
Проницаемость горизонтальная, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup> Permeability, $\text{mcm}^2 \cdot 10^{-3}$	Цилиндры Ø 30 Cylinder Ø 30	0,001	7513,68	8,41
	Цилиндры Ø 38 Cylinder Ø 38	0,25	2771,79	23,65
	Полноразмерный ядро Ø 110 Full-size core Ø 110	135,37	6032,91	526,49

Примечание: для проницаемости посчитано среднее геометрическое значение.

Note: geometric mean is calculated for permeability.

Необходимо отметить, что нефть изучаемого месторождения включает в себя значительное содержание смолисто-асфальтеновых компонентов. В табл. 2 приведены результаты исследования глубинных проб нефти.

**Таблица 2.** Среднее процентное содержание компонентного состава нефти

**Table 2.** Average percentage of oil component composition

Содержание, % мас/Content, % wt.				
сера sulfur	смолы силикагелевые silica gel resins	асфальтены asphaltenes	парафины paraffins	сероводород hydrogen sulfide
0,42	3,59	0,44	4,65	0,042

#### Типы смачиваемости

Для понимания сложности сформированной системы «пластовый флюид – порода» в естественных условиях залегания пласта дана краткая характеристика поверхностных свойств породы для известных в настоящее время типов смачиваемости. Согласно литературным источникам выделяют два типа смачиваемости: гомогенную и гетерогенную.

Под *гомогенной смачиваемостью* подразумевается равномерная способность породы к смачиванию водой или нефтью. При предпочтительном смачивании нефтью порода характеризуется гидрофобными поверхностными свойствами, водой – гидрофильными свойствами. Также возможна нейтральная смачиваемость, если порода не оказывает предпочтение к смачиванию нефтью или водой. Необходимо отметить, что гомогенный тип смачиваемости характерен только для однородных по своим физико-химическим свойствам системам. В большинстве случаев нефтяные пласты обладают неоднородностью и изменчивостью физико-химических свойств, как слагающих породу-коллектор минералов, так и насыщающих флюидов. Отличия в смачивании водой или нефтью раз-

личных участков поверхности пустотного пространства пород свидетельствуют о *гетерогенном* (неоднородном) типе смачиваемости. Различают несколько типов гетерогенной смачиваемости.

*Избирательная (пятнистая) смачиваемость* означает, что отдельные, не связанные друг с другом участки в пределах одной и той же породы являются сильно гидрофобными, тогда как остальная ее часть – сильно гидрофильной. Избирательная смачиваемость имеет место, когда матрица породы сложена несколькими минералами, имеющими резко различающиеся химические свойства, что приводит к вариациям смачиваемости на поверхности пор. В породах со *смешанной смачиваемостью* нефть формирует непрерывные пути преимущественно в более крупных порах, а вода – в более мелких порах. Н.Н. Михайлов ввел понятие *микроструктурной смачиваемости* как характеристики микроуровня пласта, участки с различной смачиваемостью приурочены к микроструктурным неоднородностям пласта [13].

Типизация основных видов смачиваемости приведена в табл. 3.

**Таблица 3.** Типизация смачиваемости

**Table 3.** Wettability typification

Гомогенная/Homogeneous	Гетерогенная/Heterogeneous
Гидрофильная/Hydrophilic	Избирательная/Electoral
Гидрофобная/Hydrophobic	Смешанная/Mixed
Нейтральная/Neutral	Микроструктурная/Microstructural

#### Методы исследования

##### Стандартная экстракция образцов ядра

Стандартную экстракцию образцов ядра проводят согласно ГОСТ 26450.0-85 [14]. Для проведения стандартной экстракции отдельные цилиндрические образцы, высверленные из ядра, помещают в аппараты Сокслета. В аппарат заливают органические растворители, подобранные экспериментальным путем. В качестве растворителей можно применять: спиртобензольную смесь, бензол, толуол, четыреххлористый углерод, петролейный эфир и другие. Нагретый до температуры кипения растворитель или смесь растворителей многократно проходит цикл конденсации и выпадения в экстрактор с образцами. Об окончании процесса экстракции можно судить по отсутствию окраски растворителя в экстракторе с образцами ядра. Продолжительность стандартной экстракции варьируется от нескольких дней до нескольких недель. Как было указано ранее, поверхностные свойства образцов горных пород, подготовленных стандартным методом, могут быть подвергнуты значительным изменениям.

Согласно государственным и отраслевым стандартам экстракция является обязательным этапом подготовки перед стандартным комплексом исследований.

##### «Мягкая» экстракция образцов ядра

Для сохранения поверхностных свойств пород разработан метод «мягкой экстракции». В литературе упоминается также метод «щадящей» экстракции [15–17].

Сущность метода заключается в проточной промывке образцов керн в кернодержателе фильтрационной установки. Промывка осуществляется последовательной прокачкой через образец керн керосина и гептана (или гексана) до отсутствия изменения цвета на выходе из образца для очистки от углеводородов, с последующим вытеснением гептана моделью пластовой воды при комнатной температуре. Образцы керн постоянно насыщены растворителем, отсутствуют циклы испарения и влияние температуры.

Сравнение фильтрационно-емкостных свойств пород после проведения стандартной экстракции и после «мягкой экстракции» на значительном фонде образцов разного литологического состава по разным

месторождениям показало изменение (снижение)  $K_p$  после «мягкой» экстракции на 0,5 % абс. по сравнению со стандартной экстракцией и изменение (снижение)  $K_{pr}$  менее чем на 10 %, что лежит в пределах погрешностей измерения параметров.

Для проведения исследований по очистке керн по методике «мягкой» экстракции применяются специальные установки проточной очистки керн [18]. Однако на практике чаще всего вместо проточного экстрактора используют фильтрационные установки (рис. 2). Применение фильтрационных установок обусловлено тем, что подготовка образцов по методике «мягкой» экстракции является недостаточно распространенной.



Рис. 2. Типовая фильтрационная установка

Fig. 2. Typical filtration plant

Неэкстрагированные образцы керн монтируются в кернодержатель фильтрационной установки, и создается давление обжима без температурного нагрева. Через образцы керн осуществляется фильтрация керосина до полной очистки от углеводородов, которая контролируется по изменению цвета растворителя на выходе из образца.

Затем для вытеснения керосина из порового пространства породы производится фильтрация гептана (или гексана). Далее гептан (или гексан) вытесняется водой в количестве не менее трех поровых объемов образца для очистки от солей. Допускается применение дистиллированной воды или низкоминерализованного водного раствора в случае присутствия в породе глинистых минералов.

#### «Старение» керн

Для восстановления поверхностных свойств разработан метод «старения» керн, который является более изученным и распространенным по сравнению с методом «мягкой» экстракции. Описание метода ча-

сто встречается в отечественных и зарубежных научных работах [19–23]. Во многих статьях метод «старения» уже рассматривался как метод, который позволяет восстановить поверхностные свойства пород после стандартной экстракции [24–26]. Однако у исследователей на данный момент нет однозначного мнения, сколько времени необходимо «состаривать» керн до восстановления исходной смачиваемости. Например, в работе [27] изменение характеристик смачивания нефтью происходило до 40 дней и более. Авторами работы [28] выдержка образцов керн производилась на протяжении 2-х недель. Отечественные специалисты также определяют достаточно широкий диапазон по времени выдержки образцов керн, который варьируется от 2-х недель до 2 месяцев. Очевидно, что данный временной критерий не является постоянным и будет зависеть от множества факторов, в том числе от физико-химических свойств самой нефти, минерального состава породы-коллектора, термобарических условий продуктивных отложений и др.

Ниже приведена методика проведения процедуры «старения», разработанная специалистами «ПермНИПИнефть».

«Старение» образцов керн проводится на фильтрационной установке с созданием термобарических условий.

Перед проведением процедуры «старения» керн образцы экстрагируются согласно стандартной методике экстракции, производятся замеры ФЕС. В насыщенных пластовой водой образцах керн создается начальная нефтенасыщенность путем прокачки через них модели нефти в прямом и обратном направлении до полного выхода свободной воды из образца, но не менее трех объемов пор образца в каждом направлении. Контроль и фиксация объема вытесненной воды осуществляется с помощью мерной бюретки, уста-

новленной на выходе из кернодержателя после блока противодействия.

Далее производится выдержка образцов при пластовых термобарических условиях с периодической прокачкой свежей порции модели нефти в прямом и обратном направлении в количестве не менее одного объема пор образца в каждом направлении. При прокачке фиксируется объем вытесненной воды. После каждой прокачки нефти определяется удельное электрическое сопротивление (УЭС). Стабилизация УЭС является индикатором продолжительности процесса «старения». Результаты лабораторных исследований показывают, что в среднем время выдержки занимает от 10 до 20 суток (рис. 3). Увеличение продолжительности процесса «старения» не приводит к значительным изменениям УЭС.

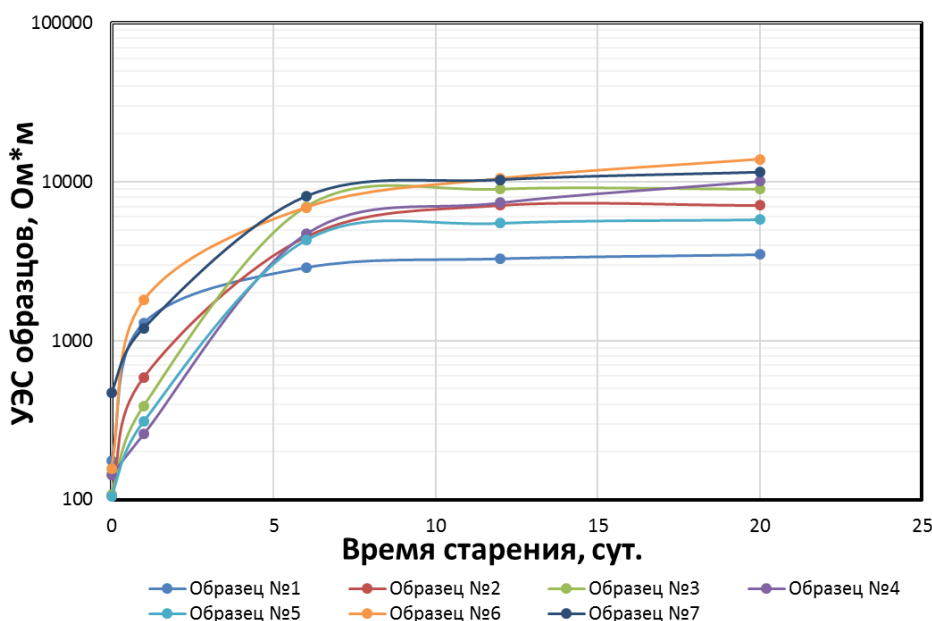


Рис. 3. Зависимость удельного электрического сопротивления от продолжительности «старения» для одного из месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

Fig. 3. Dependence of electrical resistivity on the duration of «aging» for one of the fields in the Timan-Pechersk oil and gas province

Определение поверхностных свойств (смачиваемости) пород

Для оценки влияния различных методов подготовки образцов на изменение поверхностных свойств породы была определена смачиваемость при различных этапах подготовки. Смачиваемость породы определялась по методу Амотта–Харви.

Метод Амотта–Харви основан на самопроизвольном впитывании флюида керном и принудительном вытеснении нефти и воды из него. С помощью этого эксперимента измеряется средняя смачиваемость породы-коллектора.

Методика включает поэтапное выполнение следующих пяти операций:

- испытание начинают при начальной нефтенасыщенности;
- кern погружают в воду на 20 часов и регистрируют количество нефти, вытесненной благодаря самопроизвольному впитыванию воды ( $V_{osp}$ );

- нефть вытесняют водой до достижения остаточной нефтенасыщенности и регистрируют суммарное количество нефти ( $V_{ot}$ ), полученной в результате впитывания воды образцом и принудительного вытеснения нефти;
- кern погружают в нефть на 20 часов и регистрируют объем вытесненной воды, если это происходит за счет самопроизвольного впитывания нефти ( $V_{wsp}$ );
- воду, оставшуюся в керне, вытесняют нефтью до достижения остаточной водонасыщенности, и регистрируют суммарное количество воды ( $V_{wt}$ ), полученной за счет впитывания нефти образцом и принудительного вытеснения воды.

Показатель смачиваемости Амотта–Харви (I) выражается в виде относительного параметра, определяемого следующим образом: из отношения объемов нефти, вытесненной водой, вычитают отношение объемов воды, вытесненной нефтью:

$$I = V_{\text{osp}}/V_{\text{от}} - V_{\text{wsp}}/V_{\text{wt}}$$

Показатель смачиваемости Амотта изменяется от +1 для бесконечно гидрофильных пород до -1 для бесконечно гидрофобных пород, нулевое значение представляет нейтральную смачиваемость.

Метод Амотта–Харви чувствителен к гетерогенному типу смачиваемости. В некоторых системах с фракционной или смешанной смачиваемостью оба флюида (вода и нефть) будут свободно впитываться. В этом случае показатели смачиваемости будут иметь положительные значения как при вытеснении нефти водой, так и при вытеснении воды нефтью, указывая на то, что система имеет не единообразную смачиваемость [29].

Для проведения исследований по определению смачиваемости были отобраны образцы зерна стандартного размера (30\*30 мм). Определение смачиваемости производилось при 4 этапах подготовки образцов зерна:

- 1) неэкстрагированные образцы зерна;
- 2) по методике стандартной экстракции;
- 3) по методике «мягкой» экстракции;
- 4) по методике «старения» зерна.

#### Специальные исследования зерна

Специальные исследования зерна включали в себя определение ОФП согласно отраслевому стандарту 39-235-89 [30] и были выполнены последовательно на одном образце полноразмерного зерна (67\*67 мм), подготовленного различными методами [31]. Абсолютная газопроницаемость образца составила 69,65 мД, коэффициент открытой пористости составил 6,01 %, объем пор 51,41 см<sup>3</sup>.

#### Результаты исследования

Определение поверхностных свойств (смачиваемости) пород

На основании полученных результатов были построены диаграммы по сопоставлению параметра

смачиваемости образцов зерна в зависимости от метода подготовки (рис. 4, 5). Результаты определения смачиваемости по Амотту–Харви также приведены в табл. 4.

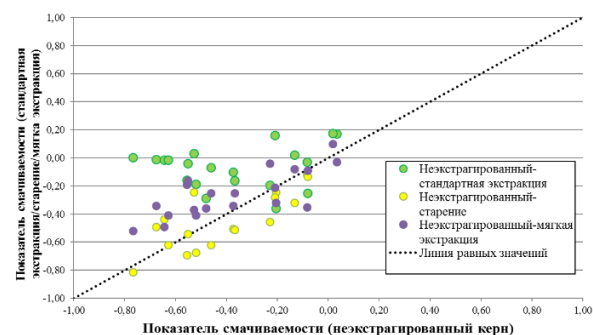


Рис. 4. Диаграмма сопоставления показателя смачиваемости образцов с различной подготовкой зерна

Fig. 4. Diagram of comparison of the wettability index of samples with different core preparation

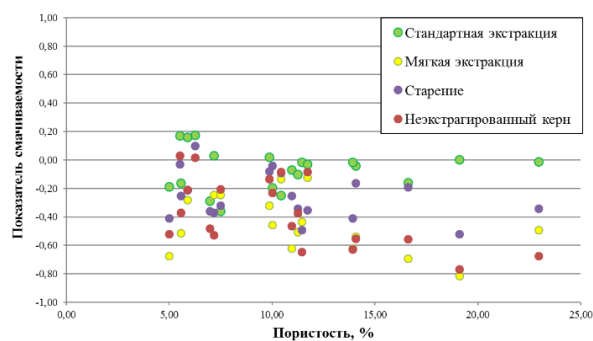


Рис. 5. Диаграмма сопоставления показателей смачиваемости и пористости для образцов с различным типом подготовки

Fig. 5. Diagram of comparison of indicators of wettability and porosity for samples with different types of preparation

Таблица 4. Значения параметров смачиваемости

Table 4. Wettability parameter values

Подготовка образцов Sample preparation	Смачиваемость нефтью Oil wettability		Смачиваемость водой Water wettability		Смачиваемость по Амотту–Харви Amott–Harvey wettability	
	min–max	среднее	min–max	среднее	min–max	среднее
До экстракции Before extraction	0,04–0,82	0,40	0,01–0,86	0,24	–0,77 – +0,58	–0,16
Стандартная экстракция Standard extraction	0,01–0,76	0,24	0,01–0,71	0,32	–0,36 – +0,60	+0,08
«Мягкая» экстракция «Mild» extraction	0,05–0,84	0,55	0,05–0,29	0,13	–0,49 – –0,03	–0,26
«Старение» зерна Core «aging»	0,01–0,90	0,62	0,01–0,36	0,19	–0,81 – +0,18	–0,43

До экстракции индексы Амотта имеют положительные значения как при вытеснении нефти водой, так и при вытеснении воды нефтью, указывая на то, что система имеет гетерогенный тип смачиваемости. Учитывая сложную структуру пустотного пространства и преобладание зон повышенной гидрофобности (смачиваемость нефтью выше, чем смачиваемость водой), можно сделать заключение, что изученные породы обладают смешанной сма-

чиваемостью – малые поры гидрофильны, гидрофобные участки образуют непрерывные пути в крупных порах и кавернах. После стандартной экстракции смачиваемость нефтью снижается, смачиваемость водой возрастает.

Показатели смачиваемости на образцах зерна, подготовленных по методике «мягкой» экстракции, и с помощью «старения», находятся близко к показателям до экстракции.

#### Специальные исследования керна

Согласно концепции фазовых проницаемостей, качественную оценку характера смачиваемости породы можно сделать по результатам определения ОФП для систем вода–нефть [32]. В случае гидрофильного коллектора кривые ОФП на графике смещены в сторону увеличения водонасыщенности и уменьшения фазовой проницаемости по воде, т. е. вправо и вниз. Результаты определения ОФП на керне, подготовленном различными методами, представлены на графике (рис. 6).

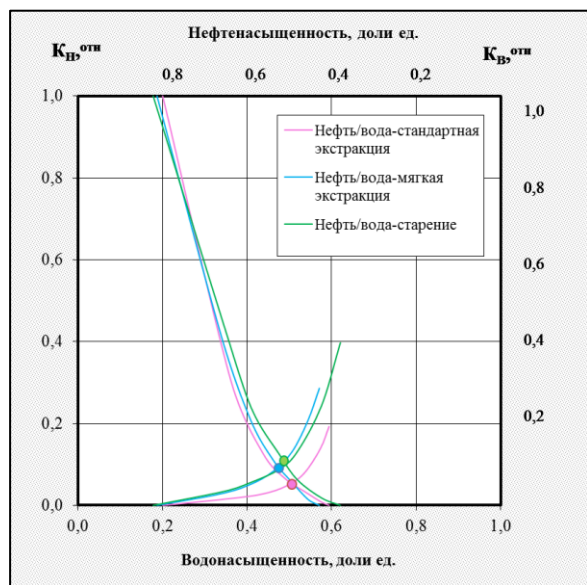


Рис. 6. График сопоставления фазовых проницаемостей в зависимости от метода подготовки

Fig. 6. Graph of comparison of phase permeabilities depending on the preparation method

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. «Петрофизика (Физика горных пород). – М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 368 с.
2. Кобранова В.Н. Петрофизика. 2-е изд. перераб. и доп. – М.: Недра, 1986. – 392 с.
3. Новые представления о смачиваемости коллекторов нефти и газа / Н.Н. Михайлов, И.П. Гурбатова, К.А. Моторова, Л.С. Сечина // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 7. – С. 80–85.
4. Экстракция и старение карбонатного керна Девонских отложений на микроскопическом масштабе / К.М. Ковалев, А.Ю. Рашковский, М.М. Хайруллин, П.А. Гришин, В.Я. Шкловер, Н.А. Артемов, И.Г. Марясов // SPE-191659. Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. – М., 2018. – С. 1–16.
5. Методические рекомендации по исследованию пород-коллекторов нефти и газа физическими и петрофизическими методами / под ред. В.И. Горояна. – М.: ВНИГНИ 1978. – 212 с.
6. Особенности изучения карбонатных пород-коллекторов лабораторными методами / И.П. Гурбатова, Д.В. Глушков, П.Н. Рехачев, С.В. Мелехин, Н.А. Попов. – Пермь: Астер, 2017. – 264 с.
7. Yoneyashi H., Uetany T., Kaido H. Technical research center higher-resolution monitoring of saturation distribution in carbonate plug core by micro computed tomography technology – proper core restoration for EOR laboratory experiments INPEX // SPE-190366, SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia. – Muscat, Oman, 2018. – P. 1–15.

На основании графика ОФП можно сделать вывод о значительной гидрофилизации породы после проведения стандартной экстракции. В свою очередь смещение графиков ОФП при «мягкой» экстракции и «старении» свидетельствует о гидрофобности породы.

#### Выводы

1. Для сложнопостроенных карбонатных коллекторов установлено наличие неоднородного, гетерогенного типа смачиваемости, когда отдельные участки в пределах одной и той же породы являются гидрофобными, тогда как остальная ее часть преимущественно гидрофильная.
2. Стандартная экстракция приводит к неконтролируемому изменению поверхностных свойств пород. Степень изменения смачиваемости зависит от ряда факторов: структура пустотного пространства, свойства пластовых флюидов, минеральный состав породы и др., индивидуальных для каждого месторождения, которые трудно учесть теоретически. Метод подготовки образцов с использованием «мягкой» экстракции позволяет максимально сохранить поверхностные свойства пород.
3. Для проведения физико-гидродинамических исследований на керн кардинально важным является перевод образцов с неизвестной смачиваемостью, получаемой после стандартной экстракции при подготовке к исследованиям, до состояния поверхности, максимально приближенной к природной смачиваемости, полученной в результате восстановления поверхностных свойств.
4. Методика восстановления поверхностных свойств – «старения» керна, требует дальнейшей апробации для пород-коллекторов с различным типом смачиваемости.

8. Митрофанов В.П., Злобин А.А. Остаточная нефтенасыщенность и особенности порового пространства карбонатных пород. – Пермь: ООО «ПермНИПИнефть», 2003. – 240 с.
9. Киркинская В.Н., Сметов Е.М. Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа. – Л.: Недра, 1981. – 255 с.
10. Багринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. – М.: РГУ, 1999 (II). – 285 с.
11. Идентификация гидрофобности пород в различных геологических условиях по комплексу керна и ГИС / Т.Ф. Дьяконова, И.П. Гурбатова, Л.К. Бата, Ю.С. Осипова // 6-я научно-практическая конференция «Тюмень 2019» совместно со студенческой конференцией Geonature 2019. – Тюмень, 2019. – С. 1–5.
12. О влиянии различных реагентов на смачиваемость гидрофобных пород / О.С. Сотников, М.М. Ремеев, Д.В. Нуриев, М.Р. Хисаметдинов, К.М. Мусин, Р.К. Хайртдинов // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 7. – С. 19–23.
13. Моторова К.А. Микроструктурная смачиваемость коллекторов нефти и газа: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – М., 2017. – 167 с.
14. ГОСТ 26450.0-85 Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств. – М.: Издательство стандартов, 1985. – 4 с.
15. Подходы к получению петрофизических данных на керне гидрофобных карбонатных пластов на примере месторождений Центрально-Хоравейского поднятия / К.М. Ковалев, Г.Д. Федорченко, Г.А. Фурсов, П.А. Гришин, М.В. Колесников, А.Д. Курочкин, А.С. Левченко, Б.К. Габсия // Нефтяное хозяйство – 2018. – № 10. – С. 32–35.

16. Габсия Б.К. Характерные особенности методов, применяемых при определении смачиваемости пород-коллекторов нефтяных и газовых месторождений (в порядке обсуждения) // Нефтяное хозяйство – 2017. – № 1. – С. 32–36.
17. Barro J., Blanc Ph. Efficiency of cleaning techniques for oil and ester based muds on unconsolidation and tight sands // SCA 2003-04, International Symposium of the Society of Core Analysts. – Pau, France, 2003. – P. 1–13.
18. McPhee C., Reed J., Zubizarreta Iz. Core analysis: a best practice guide. – Amsterdam, Netherlands: Elsevier Publ., 2015. – 829 p.
19. Aged carbonate cores wettability verification / K. Kovalev, A. Fomkin, P. Grishin., A. Kurochkin, M. Kolesnikov, A. Levchenko, I. Afanasiev, G. Fedorchenko // SPE-182064. SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. – Moscow, 2016. – P. 1–18.
20. Cuies L.E. Restoration of the natural state of core samples // SPE 5634, paper for the 50th Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME. – Dallas, Texas, 1975. – P. 1–23.
21. Wettability alteration by brine salinity and temperature in reservoir cores / Talal Al-Aulaqi, Q. Fisher, C. Grattoni, S.M. Al-Hinai // SPE-168652, Saudi Arabia section Annual Technical Symposium and Exhibition. – Khobar, Saudi Arabia, 2013. – P. 1–32.
22. Restoration of reservoir cores to reduced reservoir conditions for chemical EOR studies: impact on mineralogy, pore structure and rocks / V. Guillon, E. Kohler, N. Wartenberg, D. Rousseau // SPE-185758, SPE Europe feature at 79th EAGE Conference and Exhibition. – Paris, 2017. – P. 1–22.
23. Cuies L.E. Restoration of the natural state of core samples // SPE 5634. – Dallas, Texas: American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers, Inc., 1975. – P. 1–23.
24. Wendel D.J., Anderson W.G., Meyers J.D. Restored-state core analysis for the Hutton reservoir // SPE 14298 Annual Technical Conference and Exhibition. – Las Vegas, 1985. – P. 509–517.
25. Gant P.L., Anderson W.G. Core cleaning for restoration of native wettability // SPE 14875. – 1985. – P. 131–138.
26. Kennaird T. Residual oil saturations determined by core analysis // SPE 17686 7th Offshore South East Asia Conference. – Singapore, 1988. – P. 636–646.
27. Sripal E., James L.A. Application of an optimization method for the restoration of core samples for seal experiments // SCA2017-029, P. II. International of the Society of Core Analysts. – Vienna, Austria, 2017. – P. 1–14.
28. Hopkins P., Puntervold T., Strand S. Preserving initial core wettability during core restoration of carbonate cores // SCA2015-017, International Symposium of the Society of Core Analysts. – Canada, 2015. – P. 1–12.
29. Tiab D., Donaldson C.E. Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. 2nd ed. – Burlington: Elsevier Publ., 2004. – 881 p.
30. ОСТ 39-235-89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации. – М.: ХОЗУ Миннефтепрома, 1989. – 15 с.
31. Белозеров И.П., Юрьев А.В. Определение относительных фазовых проницаемостей на образцах полноразмерного ядра // Молодая нефть: сб. статей. Всерос. молодежной науч.-техн. конф. нефтегазовой отрасли. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2014. – 5 с.
32. Фазовые проницаемости коллекторов нефти и газа / В.М. Добрынин, А.Г. Ковалев, А.М. Кузнецов, В.Н. Черноглазов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1988. – 52 с.

Поступила 10.03.2020 г.

#### Информация об авторах

**Путилов И.С.**, доктор технических наук, заместитель директора филиала по научной работе в области геологии Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть».

**Чижов Д.Б.**, начальник управления специальных исследований ядра и пластовых флюидов Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть».

**Гурбатова И.П.**, кандидат технических наук, главный специалист Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть».

**Неволин А.И.**, начальник отдела физико-гидродинамических исследований Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть».



UDC 622.276.031.011.43:550.822.3

## SPECIFIC FEATURES OF LABORATORY STUDIES OF NON-HYDROPHILIC ROCKS-RESERVOIRS

**Ivan S. Putilov**<sup>1</sup>,  
Ivan.Putilov@pnn.lukoil.com

**Denis B. Chizhov**<sup>1</sup>,  
Denis.Chizhov@pnn.lukoil.com

**Irina P. Gurbatova**<sup>1</sup>,  
Irina.Gurbatova@pnn.lukoil.com

**Anton I. Nevolin**<sup>1</sup>,  
Anton.Nevolin@pnn.lukoil.com

<sup>1</sup> PermNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC,  
3 «A», Permskaya street, Perm, 614015, Russia.

**The relevance** of the research is determined by the need to take into account the surface properties (wettability) when conducting laboratory studies on the core represented by non-hydrophilic reservoir rocks. In relation to the increased volume of research on the study of these rocks, there is a great need to develop and search for new solutions aimed at ultimately obtaining the most reliable data.

**The main aim** of the research is to develop a complex of special petrophysical studies on core samples of reservoir rocks with non-hydrophilic properties.

**Object:** core samples from one of the fields of the Timan-Pechersk oil and gas province. The field is characterized by a complex structure of the hollow space of deposits and a large amount of resinous-asphaltene components in oil.

**Results.** The authors have carried out the typification of the main kinds of wettability described in the literature. The paper considers the complex of different methods for preparing core samples for research and describes the method for determining the wettability parameter on core samples by the Amott-Harvey method. The results of determining the wettability parameter on core samples prepared by different methods: non-extracted samples, standard extraction, «mild» extraction, «aging» of the core are shown. The authors built the diagrams of comparison of the wettability parameter on core samples depending on the preparation method and open porosity. The paper introduces the results of special studies of the core to determine the relative phase permeabilities on the core sample prepared by various methods with the construction of a comparison graph. The conclusions about the significant influence of the methods of preparing core samples during laboratory research are presented.

### Key words:

Wettability, non-hydrophilic reservoir, preparation methods, special studies, core.

### REFERENCES

- Dobrynin V.M., Vendelstein B.Yu., Kozhevnikov D.A. *Petrofizika (Fizika gornyykh porod)* [Petrophysics (Physics of Rocks)]. Moscow, Gubkin Russian State University of Oil and Gas Publ., 2004. 368 p.
- Kobranova V.N. *Petrofizika* [Petrophysics]. 2<sup>nd</sup> ed. Moscow, Nedra Publ., 1986. 392 p.
- Mikhailov N.N., Gurbatova I.P., Motorova K.A., Sechina L.S. New representations of wettability of oil and gas reservoirs. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2016, no. 7, pp. 80–85. In Rus.
- Kovalev K.M., Rashkovsky A.Yu., Khairullin M.M., Grishin P.A., Shklover V.Ya., Artemov N.A., Maryasev I.G. Ekstraktsiya i starenie karbonatnogo kerna Devonskikh otlozheniy na mikroskopicheskom masshtabe [Core cleaning and aging effects of Devonian carbonate core at micro scale]. *Rossiyskaya neftegazovaya tekhnicheskaya konferentsiya i vystavka* [SPE-191659, SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition]. Moscow, 2018. pp. 1–15.
- Metodicheskie rekomendatsii po issledovaniyu porod-kollektorov nefii i gaza fizicheskimi i petrofizicheskimi metodami* [Guidelines for studying oil and gas reservoir rocks by physical and petrophysical methods]. Ed. by V.I. Goroyan. Moscow, VNIGNI Publ., 1978. 212 p.
- Gurbatova I.P., Glushkov D.V., Rekhachev P.N., Melekhin S.V., Popov N.A. *Osobennosti izucheniya karbonatnykh porod-kollektorov laboratornymi metodami* [Features of the study of carbonate reservoir rocks by laboratory methods]. Perm, Branch of LUKOIL-Engineering PermNIPIneft in Perm Publ., 2017. 264 p.
- Yonebyashi H., Uetany T., Kaido H. INPEX. Technical research center higher-resolution monitoring of saturation distribution in carbonate plug core by micro computed tomography technology – proper core restoration for EOR laboratory experiments. *SPE-190366, SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*. Muscat, Oman, 2018. pp. 1–15.
- Mitrofanov V.P., Zlobin A.A. *Ostatochnaya neftenasyschennost i osobennosti porovogo prostranstva karbonatnykh porod* [Residual oil saturation and features of the pore space of carbonate rocks]. Perm, PermNIPIneft in Perm Publ., 2003. 240 p.
- Kirkinskaya V.N., Smekhov E.M. *Karbonatnye porody-kollektory nefii i gaza* [Carbonate rocks-oil and gas reservoirs]. Leningrad, Nedra Publ., 1981. 255 p.
- Bagrintseva K.I. *Usloviya formirovaniya i svoystva karbonatnykh kollektorov nefii i gaza* [Formation conditions and properties of carbonate oil and gas reservoirs]. Moscow, RGGU Publ., 1999 (II). 285 p.
- Dyakonova T.F., Gurbatova I.P., Bata L.K., Osipova Yu.S. Identifikatsiya gidrofobnosti porod v razlichnykh geologicheskikh usloviyakh po kompleksu kerna i GIS [Identification of hydrophobic rocks in different geological conditions by core and log]. *6-ya nauchno-prakticheskaya konferentsiya «Tyumen'2019» sovmestno so studencheskoy konferentsiyey Geonature 2019* [6-th scientific and practical conference «Tyumen 2019» in conjunction with the student conference Geonature 2019]. Tyumen, 2019. pp. 1–5.
- Sotnikov O.S., Remeyev M.M., Nuriyev D.V., Khisametdinov M.R., Musin K.M., Khayrtidinov R.K. Effects of various chemical agents on wettability of oil-wet carbonate rocks. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2016, no. 7, pp. 19–23. In Rus.
- Motorova K.A. *Mikrostrukturmaya smachivayemost kollektorov nefii i gaza*. Avtiferat Dis. Kand. nauk [Microstructural wettabil-

- ity of oil and gas reservoirs. Cand. Diss. Abstract]. Moscow, 2017. 167 p.
14. GOST 26450.0-85. *Porody gornye. Obshchie trebovaniya k otboru i podgotovke prob dlya opredeleniya kollektorskikh svoystv* [State Standard 26450.0-85. Mountain rocks. General requirements for sampling and preparation of samples for determining reservoir properties]. Moscow, Publishing house of standards, 1985. 4 p.
  15. Kovalev K.M., Fedorchenko G.D., Fursov G.A., Grishin P.A., Kolesnikov M.V., Kurochkin A.D., Levchenko A.S., Gabsiya B.K. Approaches to carbonate core data acquisition. Case study: hydrophobic reservoir of Central Khoreiver Uplift oilfields. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2018, no. 10, pp. 32–35. In Rus.
  16. Gabsiya B.K. Peculiarities in formation wettability evaluation techniques. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2017, no. 1, pp. 32–36. In Rus.
  17. Barro J., Blanc Ph. Efficiency of cleaning techniques for oil and ester based muds on unconsolidation and tight sands. *SCA 2003-04, International Symposium of the Society of Core Analysts*. Pau, France, 2003. pp. 1–13.
  18. McPhee C., Reed J., Zubizarreta Iz. *Core analysis: a best practice guide*. Amsterdam, Netherlands, Elsevier Publ., 2015. 829 p.
  19. Kovalev K., Fomkin A., Grishin P., Kurochkin A., Kolesnikov M., Levchenko A., Afanasiev I., Fedorchenko G.. Aged carbonate cores wettability verification. *SPE-182064, SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition*. Moscow, 2016. pp. 1–18.
  20. Cuies L.E. Restoration of the natural state of core samples. *SPE 5634, paper for the 50<sup>th</sup> Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME*. Dallas, Texas, 1975. pp. 1–23.
  21. Talal Al-Aulaqi, Fisher Q., Grattoni C., Al-Hinai S.M. Wettability alteration by brine salinity and temperature in reservoir cores. *SPE-168652, Saudi Arabia section Annual Technical Symposium and Exhibition*. Khobar, Saudi Arabia, 2013. pp. 1–32.
  22. Guillon V., Kohler E., Wartenberg N., Rousseau D. Restoration of reservoir cores to reduced reservoir conditions for chemical EOR studies: impact on mineralogy, pore structure and rocks. *SPE-185758, SPE Europe feature at 79<sup>th</sup> EAGE Conference and Exhibition*. Paris, 2017. pp. 1–22.
  23. Cuiec L.E. Restoration of the natural state of core samples. *SPE 5634*. Dallas, Texas. American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers, Inc. 1975. pp. 1–23.
  24. Wendel D.J., Anderson W.G., Meyers J.D. Restored-state core analysis for the Hutton reservoir. *SPE 14298 Annual Technical Conference and Exhibition*. Las Vegas, 1985. pp. 509–517.
  25. Gant P.L., Anderson W.G. Core cleaning for restoration of native wettability. *SPE 14875*, 1985. pp. 131–138.
  26. Kennaird T. Residual oil saturations determined by core analysis. *SPE 17686 7<sup>th</sup> Offshore South East Asia Conference*. Singapore, 1988. pp. 636–646.
  27. Sripal E., James L.A. Application of an optimization method for the restoration of core samples for scal experiments. *SCA2017-029, P. II. International of the Society of Core Analysts*. Vienna, Austria, 2017. pp. 1–14.
  28. Hopkins P., Puntervold T., Strand S. Preserving initial core wettability during core restoration of carbonate cores. *SCA2015-017, International Symposium of the Society of Core Analysts*. Canada, 2015. pp. 1–12.
  29. Tiab D., Donaldson C.E. *Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*. 2<sup>nd</sup> ed. Burlington, Elsevier Publ., 2004. 881 p.
  30. OST 39-235-89. *Neft. Metod opredeleniya fazovykh pronitsayemostey v laboratornykh usloviyakh pri sovmestnoy stacionarnoy filtratsii* [Oil. Method for determining phase permeabilities in laboratory conditions with joint stationary filtration]. Moscow, HOZU Minneftprom, 1989. 15 p.
  31. Belozarov I.P., Yuryev A.V. Opredelenie otnositelnykh fazovykh pronitsayemostey na obraztsakh polnorazmenogo kerna [Determination of relative phase permeabilities on samples of full-size core]. *Molodaya neft. Sbornik statey Vserossiyskoy molodezhnoy nauchno-tehnicheskoy konferentsii neftegazovoy otrasli* [Young oil. Sat. articles. All-Russian youth scientific and technical conference on oil and gas industry]. Krasnoyarsk, Siberian Federeral University Publ., 2014. 5 p.
  32. Dobrynin V.M., Kovalev A.G., Kuznetsov A.M., Chernoglazov V.N. *Fazovye pronitsayemosti kollektorov nefii i gaza* [Phase permeability of oil and gas reservoirs]. Moscow, VNIIOENG Publ., 1988. 52 p.

Received: 10 March 2021.

#### Information about the authors

**Ivan S. Putilov**, Dr. Sc., deputy director, branch for scientific work in the field of geology of the PermNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC.

**Denis B. Chizhov**, head of the department of Special Studies of Core and Reservoir Fluids, PermNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC.

**Irina P. Gurbatova**, Cand. Sc., chief specialist, PermNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC.

**Anton I. Nevolin**, head of the department of Physical and Hydrodynamic Research, PermNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC.