

## НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ПОДХОДЫ К РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Оригинальная статья

УДК 622.243.57

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-2.art4>

### Методические подходы к оценке проникновения технологической жидкости в поровое пространство керна

Э.А. Кулиев<sup>1,2</sup>✉, М.А. Федореева<sup>2</sup>

1 – Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

2 – ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

**Аннотация.** *Актуальность.* Достоверность результатов литолого-петрофизических исследований во многом определяется качеством отобранного кернового материала. Наличие проникновения фильтрата бурового раствора в керн будет влиять в первую очередь на результаты определения характера насыщения, остаточной водонефтенасыщенности, пористости, проницаемости, геохимических характеристик и смачиваемости породы. Определение пригодности кернового материала к лабораторным исследованиям является одной из основных задач при изучении изолированного керна. *Цель работы.* Определить наиболее информативные методы проникновения технологической жидкости в поровое пространство породы для оценки пригодности керна к лабораторным исследованиям. *Материалы и методы.* Используются методы литолого-петрофизических исследований керна и пластовых флюидов. *Результаты.* Проведен анализ применения использованных методов исследований. Выявлены преимущества и ограничения каждого из представленных методов. *Выводы.* Оценка степени проникновения фильтрата бурового раствора в породу определяет пригодность кернового материала к дальнейшим петрофизическим исследованиям.

**Ключевые слова:** изолированный керн, нефтенасыщенность, водонасыщенность, буровой раствор, технологическая жидкость, индикатор, флуоресценция, методы исследования керна

**Финансирование:** источники финансирования отсутствовали.

**Для цитирования:** Кулиев Э.А., Федореева М.А. Методические подходы к оценке проникновения технологической жидкости в поровое пространство керна // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15, № 2. С. 155–173. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-2.art4>

---

✉ Кулиев Эльчин Акиф оглы, e-mail: [eakuliev@tinn.rosneft.ru](mailto:eakuliev@tinn.rosneft.ru)

© Кулиев Э.А., Федореева М.А., 2024



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

## Введение

Керновый материал – это источник прямой геологической информации о составе и свойствах горных пород, слагающих месторождение. Для эффективного проведения промысловых и геологоразведочных работ, частью которого является исследование кернового материала, очень важно получить керн с сохраненными свойствами.

Цель работы – определить наиболее информативные методы проникновения технологической жидкости в поровое пространство породы для оценки пригодности керна к лабораторным исследованиям. Своевременная оценка качества керна позволит предотвратить получение некондиционных результатов оценки петрофизических параметров, а также может привести к экономии денежных средств путем исключения из программы работ исследований с заведомо некондиционными результатами.

Цель лабораторных исследований керна – получение литолого-петрофизических характеристик изучаемого пласта коллектора в условиях, максимально приближенных к условиям залегания. В первую очередь важно получить данные как о литологическом составе, так и о емкости, насыщенности, проницаемости изучаемых горных пород.

Возможность получения этой информации о породе зависит главным образом от применяемой технологии отбора керна. Со времен первой пробуренной скважины технологии отбора претерпели серьезные изменения, что увеличило информативность отбираемого кернового материала. Несмотря на то, что традиционные технологии отбора позволили значительно увеличить вынос керна, для них остается нерешенной задача обеспечения

представительности по флюидонасыщению из-за фильтрации бурового раствора (БР) через поровое пространство породы. Появление изолированной технологии отбора керна (Методическое руководство<sup>1</sup>, [1–2]) как альтернативной, с применением одноразовых керноприемных трубок и изолирующего агента позволили минимизировать проникновение фильтрата и обеспечить повышенную информативность отбираемого керна по сравнению с традиционными технологиями, особенно для условий отбора керна при использовании буровых растворов на водной основе.

При отборе керна по изолированной технологии необходимо выполнять контроль качества его отбора и анализ следующих характеристик: представительности, механической сохранности, выноса и проникновении фильтрата бурового раствора (ФБР) в поровое пространство породы (Методическое руководство<sup>1</sup>, [3]). Анализ проникновения ФБР в колонку керна позволяет определить пригодность его к исследованиям различными лабораторными методами, с помощью которых можно описать литолого-петрофизический состав и свойства исследуемых отложений. Проникновение технологической жидкости в керн приводит к искажению параметров естественной водонефтенасыщенности, химического состава и минерализации пластовых вод, смачиваемости породы, геохимических параметров и других петрофизических свойств изучаемого материала [4]. Проведение оценки проникновения технологической жидкости в поровое пространство керна является одной из актуальных задач анализа его представительности.

---

<sup>1</sup> Методическое руководство по отбору и анализу изолированного керна. Тюмень, 2022. 82 с.

Согласно Методическому руководству<sup>1</sup> контроль адекватности керна по его флюидонасыщенности достигается оценкой степени проникновения ФБР в керн прямыми и косвенными методами. Однако в данном руководстве эти методы подробно не рассмотрены. Помимо этого, окончательные выводы о достоверности величины сохраненной водонасыщенности можно сделать только после проведения комплексного анализа петрофизических результатов исследования керна и ГИС (см. Методическое руководство<sup>1</sup>). С целью получения литолого-петрофизических характеристик керна, адекватных пластовым условиям, актуально было бы комплексно рассмотреть информативность методов контроля проникновения ФБР в поровое пространство горной породы. В работе методы определения проникновения технологической жидкости в керн разделены на количественные и качественные. Качественные проводятся как непосредственно на буровой, так и в лабораторном центре, оценка проникновения происходит визуально, количественные – только в специализированной лаборатории, которая обеспечена необходимыми для исследования приборами.

#### **Развитие технологий отбора керна и их информативность**

Качество кернового материала зависит от технологии его отбора. Со времен первой пробуренной скважины в России в 1846 г. технология отбора керна претерпела значительные изменения. Для простоты восприятия разделим технологии отбора на три типа [2]:

1. Прimitивный тип, затронувший период с начала XIX до середины XX веков.
2. Традиционный – с использованием стальных многоразовых грунтоносок: с 50-х годов XX века по настоящее время.

3. Изолированная технология отбора керна с использованием одноразовых керноприемных труб: с середины 80-х годов XX века по настоящее время.

Каждая последующая технология отбора керна приводила к повышению качества кернового материала. Прimitивный тип отбора является начальной ступенью необходимости отбора и анализа кернового материала. Технология позволяла получить информацию о породе, расположенной только в приповерхностной зоне Земли, очень близкой к атмосферным условиям, где порода мягкая и пластичная, глубиной не более 200 м. Однако получить какие-то практические данные о залежи было почти невозможно из-за отсутствия механической сохранности и представительности. Керн был неконсолидированным, и информацию о наличии углеводородов получали по запаху и цвету породы, представленной «шламом».

Значительное развитие по сравнению со своим предшественником получила традиционная технология отбора керна, которая предполагает применение керноотборных снарядов типа «Недра», «Кембрий», УКР, «Силур», «Мантия». Они позволили обеспечить вынос кернового материала из пород I и II категорий (средние и крепкие породы) не более 60% и III–IV категорий не более 18–30%. Повышение выноса керна позволило получить больше информации о целевом объекте. Несмотря на это, недостатком такой технологии является постоянный контакт бурового раствора с керном (Методическое руководство<sup>1</sup>, ТУ 2059.59-001-34441034-2017<sup>2</sup>, [5]).

<sup>2</sup> ТУ 2059.59-001-34441034-2017. Жидкость керно-изолирующая КорИзоГель (КИГ)/KorIsoGel (KIG). Тюмень, 2017. 31 с.

Информативность такого керна зависит от используемого типа БР. Выделяют следующие основные группы БР:

1. Растворы на нефтяной/углеводородной основе (РНО/РУО).
2. Полимерные растворы.
3. Растворы на водной основе (РВО).

Бурение скважин на безводной основе позволяет обеспечить получение достоверной оценки остаточной водонасыщенности для гидрофильных коллекторов при отборе керна в чисто нефтяных зонах. Несмотря на это, вопросы сохранения смачиваемости и геохимических свойств пород остаются актуальными, так как нефтяная фаза содержит в себе физико-химические вещества, активные по отношению к поверхности порового пространства. По этой причине в зонах, преимущественно насыщенных пластовой водой, нефтяная фаза БР склонна к эмульгированию, что приводит к коагуляции порового пространства. В переходных зонах проникновение ФБР приводит к искажению водонасыщенности.

Отбор керна по традиционной технологии с применением РВО не обеспечивает сохранение естественной водонасыщенности керна, также искажаются значения и нефтенасыщенности. В момент отбора керна порода практически промывается фильтратом бурового раствора. Помимо изменения насыщения, длительный контакт бурового раствора с поровым пространством породы приводит к их физико-химическим взаимодействиям и неизбежному изменению смачиваемости. Кроме этого, сопутствующими факторами, искажающими нативные свойства породы, являются коагуляция порового пространства за счет фильтрации высокоминерализованными, ингибированными и глинистыми

растворами, а также диссоциации солей при фильтрации низкоминерализованных технологических жидкостей. Ввиду быстрой эволюции типов технологических жидкостей эффективным стало применение разновидностей полимерных растворов: биополимерных и полимерглинистых, обработанных полисахаридами, биополимерами и лигносульфонатами. Данные растворы обладают хорошим смазочным свойством, обеспечивая тем самым механическую целостность породы. Однако при использовании их в традиционной технологии отбора неизбежно искажение естественной насыщенности и смачиваемости порового пространства керна.

Изолированная технология отбора керна позволяет выполнять отбор керна практически со 100-процентным выносом, а его модификация, которая основана на применении специальной конструкции керноотборного снаряда и бурильной головки, позволяет отбирать керн по изолированной технологии (Методическое руководство<sup>1</sup>, ТУ 2059.59-001-34441034-2017<sup>2</sup>, [6]). Внедрение таких систем с конца 80-х годов прошлого века позволило обеспечить наилучшее соотношение цена–качество по сравнению с любыми другими технологиями отбора керна. Сегодня данная технология расширила информационные возможности керна и позволяет выполнить следующие условия (Методическое руководство<sup>1</sup>, [7]):

1. Обеспечить практически 100-процентный вынос керна.
2. Обеспечить целостность керна, сохранность его механических свойств, минерального состава.
3. Сохранить адекватность содержания поровых флюидов, их физических и химических свойств.

4. Представить естественную смачиваемость (за исключением влияния термобарических условия).

Выполнение этих условий позволяет проводить прямое исследование и моделирование петрофизических параметров.

Модификации базовой изолирующей технологии позволяют расширить информативность кернового материала. Сегодня разработаны следующие модификации (Методическое руководство<sup>1</sup>, [1, 6]):

1. Отбора герметизированного керна.
2. Отбора ориентированного керна.
3. Отбора дискретно-изолированного керна.

Применение изолирующей технологии в комплексе с различными видами его модификаций повышают ценность и информативность кернового материала. При отборе изолированного керна, согласно Методическому руководству<sup>1</sup>, ТУ 2059.59-001-34441034-2017<sup>2</sup>, необходимо проводить контроль качества, который включает в себя анализ проникновения ФБР в поровое пространство породы. Основным моментом здесь является выбор наиболее эффективного индикатора, по которому можно зафиксировать проникновение.

Для минимизации рисков потери нефти при подъеме керна на поверхность был разработан метод отбора керна с сохранением пластового давления. После подъема на поверхность в герметизированном керноотборнике керн замораживают сухим льдом и транспортируют в лабораторию в таком состоянии. Однако из-за высокой стоимости, практически в 7 раз выше по сравнению с традиционным типом отбора, технология не нашла широкого применения. Данную

технологии рекомендуется применять только для получения эталонных значений нефтеводонасыщенности по объектам в пределах одного месторождения. Помимо этого необходимо обеспечить сбалансированный процесс бурения, а буровой раствор должен иметь низкую плотность, малую потерю воды и не содержать веществ, увеличивающих подвижность нефти. В зависимости от типа, плотности пород и состава пластовой воды выполнить данные условия удается далеко не всегда, что усложняет отбор керна по такой технологии. Сравнительный анализ изменения коэффициента остаточной нефтенасыщенности герметизированного керна на забое в условиях сохранения в нем пластового давления и после падения давления в керне приведен в работах Н.Н. Михайлова [8, 9].

#### **Виды индикаторов**

Главная и единственная цель добавления индикаторов в БР – определение степени проникновения технологической жидкости в керн. Основные требования, которые выдвигаются к индикаторам в соответствии с Методическим руководством<sup>1</sup>, *Coring Handbook*<sup>3</sup> и [10], включают в себя:

1. Растворимость в воде.
2. Физико-химическая и биологическая стабильность.
3. Низкие концентрации или отсутствие в пласте.
4. Возможность легко определяться при низких концентрациях.
5. Безопасность в применении.

---

<sup>3</sup> *Coring Handbook*. Houston, TX: Baker Hughes INTEQ, 1999. 290 p.

Некоторые из представленных в табл. 1 индикаторов не нашли свое применение из-за их физико-химической нестабильности. Красители и спирты могут вступать в реакцию с горной породой, испаряться при низких температурах, а менее летучие спирты – распадаться при контакте с сырой нефтью. Тритий ( $T_3O$ ) является бета-активным веществом и требует дополнительных мер безопасности, что ведет к удорожанию процедур. Оксид

дейтерия ( $D_2O$ ) также не нашел своего широкого применения из-за относительно больших финансовых затрат. Ввиду того, что  $D_2O$  встречается в естественной форме в разных концентрациях в пластовой воде и рассоле, для определения проникновения ФБР в керн необходимо добавлять индикатор в больших количествах. Опыт применения  $D_2O$  и  $T_3O$  в качестве индикатора наблюдался только в зарубежных странах (Bruno L.<sup>4</sup>, [11, 12]).

**Табл. 1.** Сравнительные характеристики типов индикаторов при отборе изолированного керна

**Table 1.** Comparative characteristics of the types of indicators when taking low-invasion core

Типы индикаторов	Растворимость в БР	Физико-химическая стабильность	Низкие концентрации или отсутствие в пласте	Возможность легко определяться при низких концентрациях	Безопасность	Доступность относительно цены
1	2	3	4	5	6	7
<i>Водорастворимые индикаторы</i>						
Солевые составы	○	○	○	○	+	+
«Уранин А»	+	+	+	○	+	+
Красители и спирты	+	-	+	+	+	+
Оксид дейтерия	+	+	○	+	+	○
Тритий/НТО	+	-	+	+	-	-
<i>Нефтерастворимые индикаторы</i>						
На основе дейтерия и галоидов	+	+	○	+	○	-

*Примечание:* «+» – полностью соответствует требованию;

«○» – частично соответствует требованию;

«-» – не соответствует требованию.

<sup>4</sup> Bruno L. Drilling mud tracers for formation evaluation and reservoir engineering applications // Houston Geological Society Bulletin. 2007. Vol. 50, No. 4. P. 15.

По большей части индикаторы солевого состава могут выпадать в осадок и являться причиной колюматации порового пространства керн. Помимо этого, они плохо растворимы в воде. Основным недостатком – широкий диапазон изменения фонового уровня в пласте. Однако среди ряда индикаторов солевого типа есть динатриевая соль флуоресцеина ( $C_{20}H_{10}Na_2O$ ) – «урагин А», который обладает хорошей растворимостью в воде и придает ей характерную зеленоватую окраску [13], определяемую визуально. Для большинства геолого-технологических условий в Российской Федерации рекомендуется добавлять в буровой раствор именно «урагин А» (Методическое руководство<sup>1</sup>, [5]).

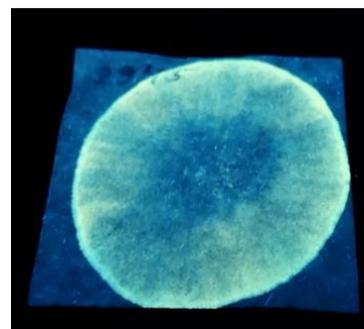
При отборе керн с применением РНО используются нефтерастворимые индикаторы. Стандартное назначение предусматривает определение остаточной нефтенасыщенности в промытых зонах при оценке повышения нефтеотдачи. Применение данных индикаторов останавливает высокая стоимость процесса добавления их в БР.

### Качественные методы

При отборе керн и разделении его на метровые секции отбираются образцы (сколы) для проведения люминесцентно-битуминологического анализа (ЛБА), см. РД 39-0147716-102-87 «Геолого-технологические исследования в процессе бурения». Таким же способом проводится оценка проникновения ФБР в керн в лабораторном центре. После проведения эксперимента в ультрафиолетовых лучах оценивается интенсивность свечения пятна и цвет люминесценции. При высокой концентрации индикатора в породах пятно будет ярко-зеленого цвета, при этом проникновение визуально незаметно (рис. 1). При низких концентрациях индикатора в БР подобное свечение «следов» ЛБА будет неярким (рис. 2а) или даже может быть не зафиксировано (рис. 2б и 2в). Помимо этого, вклад в свечение «следа» может внести использование некачественного растворителя, которым также пропитывается фильтровальная бумага: при плохой обработке хлороформа излишнее свечение зеленым цветом может быть вызвано хлором Cl.



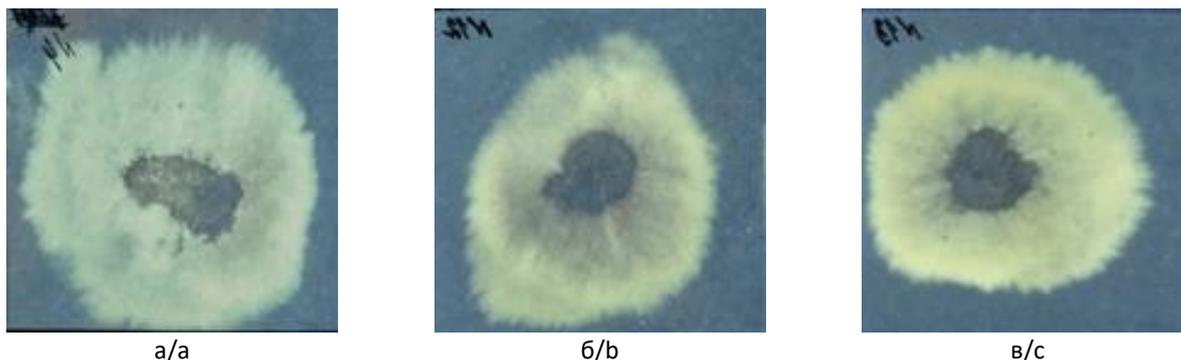
а/а



б/б

**Рис. 1.** Фотографии спила керн (а) и результатов ЛБА (терригенные отложения) с индикатором «урагин А» (б)

**Fig. 1.** Pictures of the core slab (a) and the results of the fluorescence analysis (terrigenous reservoir) with Uranin A organic dye (b)

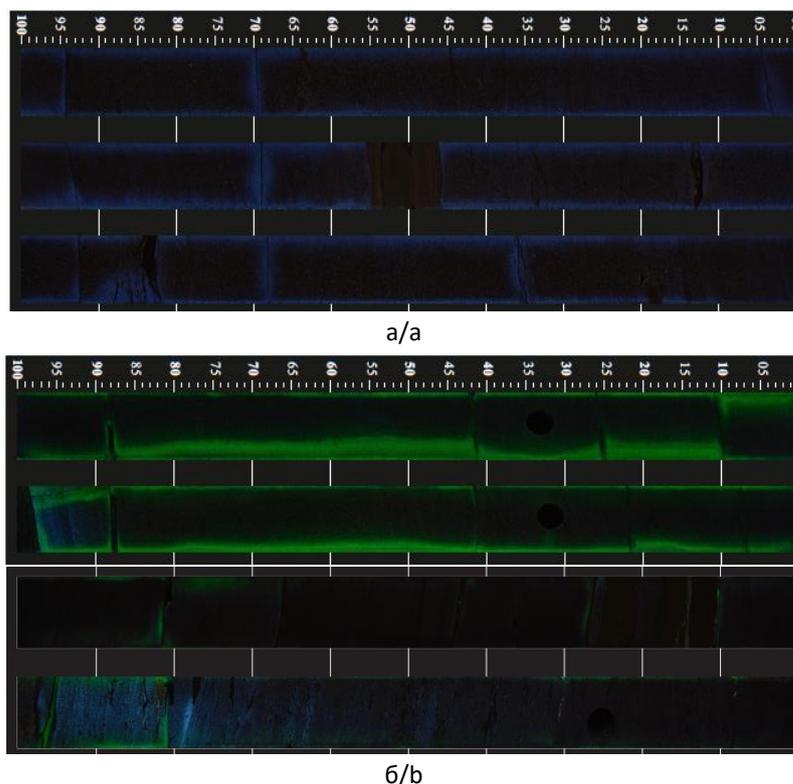


**Рис. 2.** Фотографии свечения «следов», полученных по результатам проведения ЛБА, при наличии индикаторов: а – проба 1; б – проба 2; в – проба 3

**Fig. 2.** Pictures of the glowing traces of the fluorescence analysis, with organic dye: а – Sample 1; б – Sample 2; с – Sample 3

В первом приближении оценить видимую глубину проникновения фильтрата бурового раствора в керн на качественном уровне в лабораторном центре можно провести при помощи фотографирования полноразмерного керна

в дневном и ультрафиолетовом свете. Так, на фотографии керна в ультрафиолетовом свете (рис. 3а) хорошо видно, что глубина проникновения ФБР в керн диаметром 100 мм не превышает в среднем 5–10 мм.



**Рис. 3.** Свечение керна (терригенные отложения) в ультрафиолетовом свете от проникновения бурового раствора: а – без индикатора, б – с индикатором («уранин А»)

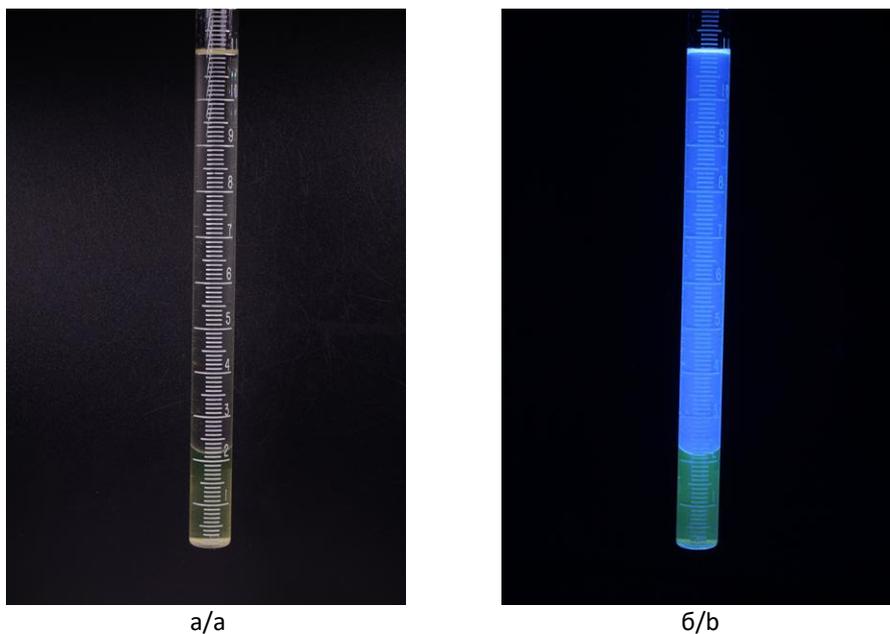
**Fig. 3.** Glow of the core (terrigenous reservoir) in ultraviolet light from the penetration of drilling mud: а – without organic dye, б – with organic dye (Uranin A)

Важным аспектом является качество использованного оборудования и обработка фотографий с помощью специализированного программного обеспечения (ПО). Чтобы получить качественный снимок при фотографировании керн для различных типов пород должны быть подобраны правильные настройки фотоаппарата (параметры – диафрагма, выдержка, ISO) и освещения (расположение источников, рассеивающие экраны, фильтры) [14]. Также важно контролировать стабильную концентрацию индикатора на протяжении всего времени отбора керн на буровой. Это необходимо для равномерного распределения индикатора при возможном попадании его в керноприемные трубы. Несоблюдение данных требований приводит к невозможности визуально отследить попадание бурового раствора с индикатором в керн: в разных долблениях будет разная концентрация индикатора – от 0 до 100% (рис. 3б).

При визуальном осмотре колонки керн в ультрафиолетовом свете стоит

фиксировать проникновение ФБР в керн на торце. При относительно долгой транспортировке керн происходит перераспределение флюидов в поровом пространстве за счет капиллярных сил (см. рис. 3б). Отбор и исследование проб из зон, предполагающих отсутствие проникновения, может привести к искаженным значениям нефтеводонасыщенности.

Подтвердить проникновение фильтрата бурового раствора в керн на качественном уровне при использовании индикатора также помогает получение водной вытяжки из породы (рис. 4). Для проведения измерений берется 50–60 г дробленой породы с участков керн, в которых потенциально предполагается проникновение БР. Навеска помещается в емкость с раствором щелочи КОН (с концентрацией 10% в дистиллированной воде) и выдерживается 12 часов. При этом необходимо иметь пробу чистого 10%-го раствора щелочи КОН для визуального подтверждения свечения исследуемых проб.



**Рис. 4.** Пример водной вытяжки образца горной породы:  
а – в дневном свете, б – в ультрафиолетовом свете

**Fig. 4.** An example of rock water extract: a – in daylight, b – in ultraviolet light

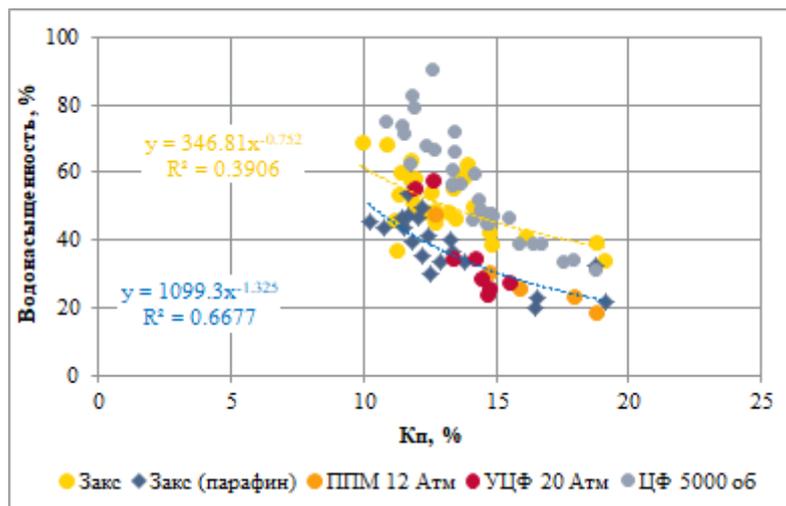
### Количественные методы

Полученный раствор щелочи КОН после выдержки в нем навески можно исследовать флуориметрическим методом в лаборатории для определения концентрации индикатора. В ЦИК ООО «ТННЦ» измерение массовой концентрации флуоресцеина в качестве индикатора выполняется на люминесцентно-фотометрическом анализаторе жидкости «Флюорат-02-4М» по аттестованной методике М 01-54-2014<sup>4</sup>. Метод основан на измерении интенсивности флуоресценции щелочного раствора пробы с последующим автоматическим вычислением массовой концентрации флуоресцеина при помощи градуировочной характеристики. Перед исследованием проб удаляются мешающие факторы: взвешенные частицы и углеводороды. Удаление взвешенных частиц осуществляется путем фильтрации пробы через двойной бумажный фильтр «синяя лента», удаление углеводородов – путем их экстракции хлороформом с последующим отделением от пробы при помощи делительной воронки. Предел обнаружения флуоресцеина составляет 0,001 мг/л. Полученные концентрации флуоресцеина в водных вытяжках пересчитываются в истинные концентрации в порах керн с учетом разбавления и объемов сохраненной поровой воды во взятой на анализ навеске. Для расчета концентрации индикатора в поровом пространстве керн используются результаты определения сохраненной водонасыщенности, открытой пористости и

объемной плотности пород (М 01-54-2014<sup>4</sup>). При проведении анализа результатов количественных методов стоит учитывать фоновую концентрацию индикатора в пласте, которая может доходить до 0,005 мг/л.

Для определения сохраненной флюидонасыщенности породы на буровой отбираются и консервируются (парафинируются) образцы керн. Из каждого образца сразу же после расконсервации в лаборатории изготавливается стандартный цилиндрический образец для определения содержания остаточной водонасыщенности в аппаратах Закса. Там, где сохранность отдельных образцов (тонкослоистые и трещиноватые породы) не позволяла высверлить стандартный цилиндрический образец, изготавливался образец-параллелепипед. Важно, чтобы высверливание и разрезание проводилось «на сухую» или с использованием масла для предотвращения проникновения технологических жидкостей в керн и сохранения водонасыщенности образца. Скорость высверливания цилиндра тонкостенным кольцевым алмазным сверлом должна быть исключительно высокой – не более 15–20 секунд. Из изолированного керн также отбираются образцы и исследуются экстракционно-дистилляционным методом. Контроль точности результатов измерений остаточной водонасыщенности происходит сопоставлением значений, полученных из парафинов и тубусов (рис. 5). При правильных условиях изготовления, транспортировки и исследования образцов, выбуренных из парафинов, остаточная водонасыщенность в них будет ниже, чем из тубусов.

<sup>4</sup> М 01-54-2014. Методика измерений массовой концентрации флуоресцеина в пробах природных и пластовых вод флуориметрическим методом на анализаторе жидкости ФЛЮОРАТ-02. СПб, 2014. 25 с.



**Рис. 5.** Графики зависимости водонасыщенности от пористости для образцов, изготовленных из парафинированных кусков и керн из тубусов методами: экстракционно-дистилляционным (Закс), полупроницаемой мембраны (ППМ), ультрацентрифугирования (УЦФ) и центрифугирования (ЦФ)

**Fig. 5.** Water saturation vs. porosity plots for samples made from waxed pieces and core from tubes using the following methods: extraction-distillation (Zaks), porous-plate method (PPM), ultracentrifugation (UCF) and centrifugation (CF)

Рядом с образцом на исследование водонасыщенности породы выбуривается образец специальной формы (диаметр 38 мм, длина 45–50 мм) для вытеснения поровой воды и определения ее состава. Метод получения поровой воды основан на замещении индустриальным маслом флюида, находящегося первоначально в поровом пространстве образцов горной породы. Для вытеснения поровой воды в ООО «ТННЦ» используется прибор, прообразом которого является установка «Реликт» [15]. В ходе испытаний помимо индустриального масла могут использоваться другие виды масел, неагрессивные к горной породе и испытательному оборудованию. В связи с тем, что интервал измерений концентрации флуоресцеина находится в диапазоне от 0,001 до 0,1 мг/дм<sup>3</sup>, для анализа рабочую пробу с концентрацией 5 мг/л необходимо разбавлять в 100 раз. Так как концентрация флуоресцеина в поровой воде заранее неизвестна, то степень разбавления является

неопределенным фактором и, если концентрация флуоресцеина выходит за пределы диапазона, прописанного в методике, появляются погрешности.

Пробирку с поровой водой передают на последующие исследования химического состава и определение концентрации индикатора.

При приемке керна вместе с ним поступают пробы бурового раствора, которые также исследуются на концентрацию индикатора – флуоресцеина. Из проб бурового раствора отжимается фильтрат в объеме не менее 5 см<sup>3</sup>. Метод определения концентрации флуоресцеина в водном растворе основан на интенсивной люминесценции водно-щелочных растворов флуоресцеина, которая заметна в воде даже при очень низких концентрациях. Количественное определение проводилось на анализаторе «Флюорат-02М» по аттестованной методике М 01-54-2014<sup>5</sup>. Предел обнаружения флуоресцеина по применяемой методике составляет 0,001 мг/л.

Сопоставление концентраций индикатора и химического состава фильтрата и поровой воды позволяет оценить степень проникновения компонентов бурового раствора в поровое пространство керна ((Методическое руководство<sup>1</sup>).

Поскольку не все количество начальной воды и нефти извлекается – часть его остается, в силу действия капиллярных сил, вязкостной неустойчивости фронта вытеснения, адсорбции и других явлений – таким образом, формируется остаточная водо-нефтенасыщенность.

Определять концентрации индикатора в поровой воде также позволяет вольтамперометрический метод (ВАМ) [16] и высокоэффективная жидкостная хроматография (ВЭЖХ), см. М 01-54-2014<sup>5</sup>.

Согласно [16] ВАМ предлагает аналитическое определение флуоресцеина натрия вольтамперометрически на стационарном электроде из стеклоуглерода по волне восстановления указанного соединения в кислой среде на фоне 0,1 н. раствора серной кислоты в классическом режиме. При использовании более кислых растворов может происходить частичное осаждение продукта в виде кислоты. К сожалению, примеров использования этого метода при определении содержания других типов индикатора в поровой воде не приводится.

Метод ВЭЖХ основан на разделении смесей веществ в потоке жидкости на поверхности твердой фазы. В соответствии с [16] этот метод обладает рядом преимуществ, среди которых приоритетными для определения концентрации индикаторов являются экспрессность и высокая чувствительность. Метод ВЭЖХ является трудоемким и

дорогим, так как требуется сложное приборное оборудование, специальное обслуживание и закупка расходных материалов. Кроме того, в анализе используется в большом количестве токсичный растворитель.

Указанные методы позволяют проводить качественный и количественный анализ состава жидких фаз и их физико-химических свойств. Отличительной особенностью методов является универсальность, т. е. возможность использования для разделения и определения жидких неорганических и органических соединений в широком интервале концентраций.

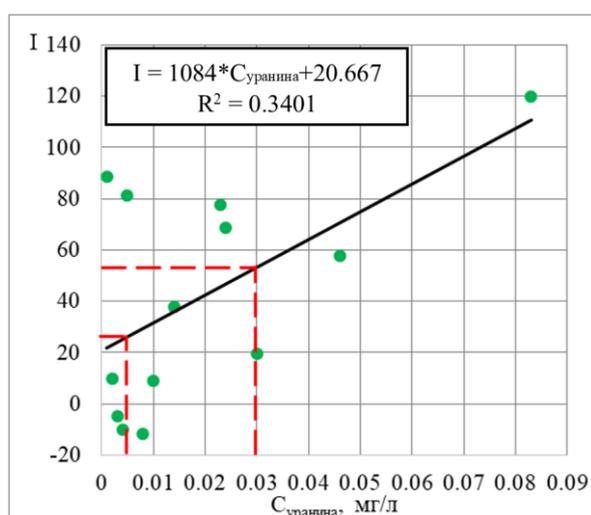
В последние десять лет в нефтегазовой отрасли набирает популярность определение петрофизических свойств и состава породы, а также их прогнозирование на основе результатов цифровой обработки фотографий керна [17–21]. В работе была предпринята попытка проведения анализа проникновения фильтрата бурового раствора в поровое пространство на основе параметров цвета RGB, полученных при обработке фотографий полноразмерного керна в ультрафиолетовом свете специализированным ПО «KernKolor», разработанным в ООО «ТННЦ» [19, 21]. В качестве числового параметра, определяющего проникновения ФБР в поровое пространство керна, аналитическим путем был рассчитан относительный цветовой индекс I:

$$I = \frac{(B + G)}{2} - R,$$

где I – относительный цветовой индекс;  
G – цветовой параметр green (зеленый);  
R – цветовой параметр red (красный);  
B – цветовой параметр blue (синий).

Значение индекса определяется только степенью свечения индикатора при относительно высоких концентрациях уранина в буровом растворе (выше 0,03 мг/л), используемого для этого метода как фон, который складывается

из вкладов различных компонентов: углеводороды, минералы, уранин. При комплексном рассмотрении результатов цифровой обработки фотографий керна, флуориметрии и ЛБА (см. рис. 2, рис. 6) должны учитываться места отбора проб.



**Рис. 6.** График зависимости концентрации уранина, определенной флуориметрическим методом по пробам водных вытяжек, от относительного параметра  $I$ , определенного на основе цифровой обработки фотографий полноразмерного керна в местах отбора проб

**Fig. 6.** Organic dye concentration determined by the fluorimetric method from water extract samples vs. the relative parameter  $I$  determined on the basis of digital processing of photographs of full-size cores at sampling points

При неравномерном проникновении индикатора по профилю колонки керна относительный индекс в местах меньшей глубины фильтрации будет занижен. Это объясняется тем, что обработка фотографий происходит попиксельно. Результаты обработки программа выдает в виде значений  $R$ ,  $G$  и  $B$ , осредненных построчно с определенным шагом, который может задавать специалист. Несмотря на подобные ограничения метода, он может быть экспрессным для того, чтобы сделать предварительные выводы о наличии ФБР в поровом пространстве керна.

При сопоставлении результатов цифровой обработки и флуориметрии

граничное значение фоновой составляющей, определяемой содержанием индикатора в пласте, для относительного индекса  $I$  составляет приблизительно 28. Для самого метода это значение выше – 53.

### Заключение

Отбор и анализ изолированного керна с сохранением нативных свойств является одной из основных задач эффективного проведения промысловых и геолого-разведочных работ. Достоверность оценки запасов месторождения нефти и газа непосредственно связана с качеством и информативностью керна, полученного при поисково-разведочном или оценочном бурении.

Приведенные методы оценки проникновения технологической жидкости в поровое пространство породы определяют пригодность керна к лабораторным исследованиям. При подтверждении наличия данного проникновения результаты специальных исследований керна, в первую очередь, по изучению сохраненной нефтеводонасыщенности и смачиваемости, будут недостоверны. Проводить подобные

исследования на промытом керне не рекомендуется.

Ввиду того, что каждый из методов имеет свои преимущества и ограничения, а результаты их исследования могут определять дальнейший ход изучения образцов породы, рекомендуется рассматривать каждый из методов в отдельности и комплексно анализировать их информативность.

### Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

### Список источников

1. *Гильманов Я.И., Паромов С.В.* Современные технологии отбора керна при поисково-разведочных работах и эксплуатационном бурении // Каротажник. 2021. Вып. 8(314). С. 39–47.
2. *Хайруллин Б.Ю., Мамяшев В.Г., Романов Е.А., Федорцов В.В.* Инновационные технологии бурения с отбором и анализом керна повышенной информативности // Недропользование XXI век. 2015. № 1(51). С. 20–25.
3. *Глушков Д.В.* Экспериментальное изучение надежности герметизации керна с помощью керноприемной трубы и методом парафинирования // Каротажник. 2017. Вып. 10(280). С. 111–121.
4. *Макфи К., Рид Дж., Зубизаретта И.* Лабораторные исследования керна: гид по лучшим практикам / Пер. с англ. И.Н. Иванова; под ред. М.А. Тугаровой. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. 924 с.
5. *Курбанов Я.М., Гильманов Я.И., Черемисина Н.А.* Анализ изоляции керна в процессе его отбора. Проблемы и решения // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2024. № 5(377). С. 5–11.
6. *Хайруллин Б.Ю., Курбанов Я.М., Мамяшев В.Г.* и др. Совершенствование технологий отбора и анализа изолированного керна повышенной информативности // Геология и недропользование. 2022. № 1(5). С. 102–113.
7. *Mamyashev V.G., Khairullin B.Yu., Mamyashev T.V.* Informational capabilities of new technologies for coring and petrophysical studies of isolated core [Информационные возможности новых технологий отбора и петрофизических исследований изолированного керна] // 7th Scientific Exploration Conference – Tyumen 2021: Natural Resources Management as a Cross-Functional Process, Tyumen, Russia, 22–26 March 2021. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202150080>
8. *Михайлов Н.Н.* Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов. М.: Недра, 1992. 270 с.
9. *Михайлов Н.Н., Кольчицкая Т.Н., Джемесюк А.В., Семенова Н.А.* Физико-геологические проблемы остаточной нефтенасыщенности. М.: Наука, 1993. 174 с.

10. *Dugstad Ø., Aurdal T., Galdiga C. et al.* Application of tracers to monitor fluid flow in the Snorre field: A field study // SPE Annual Conference, Houston, 3–6 October 1999. Paper SPE 56427-MS. <https://doi.org/10.2118/56427-MS>
11. *Brown A., Marriott F.* Use of tracers to investigate drilling-fluid invasion and oil flushing during coring // SPE Reservoir Engineering. 1988. Vol. 3, No. 4. P. 1317–1322. <https://doi.org/10.2118/16352-PA>
12. *Pallat N., Stockden I.L.M., Mitchell P.S.H., Woodhouse R.* Low-invasion coring gives “native” reservoir water saturation // Theory and Application of Multidisciplinary Evaluations: Transactions of the 14th European Formation Evaluation Symposium of the SPWLA, London, UK, 9–11 December 1991. Paper I.
13. *Мчедлов-Петросян Н.О.* Флуоресцеиновые красители в растворах – хорошо изученные системы? // Вестник Харьковского национального университета имени В.Н. Каразина. Серия: Химия. 2004. Т. 626, № 11(34). С. 221–312.
14. *Гильманов Я.И., Глушков Д.В., Кузнецов Е.Г.* Опыт ООО «ТННЦ» в проведении межлабораторного контроля по фотографированию керна в дневном и ультрафиолетовом свете // Каротажник. 2023. Вып. 5(325). С. 96–114.
15. *Орлов Л.И., Топорков В.Г.* Метод извлечения поровых вод // Геология нефти и газа. 1982. № 11. С. 43–45.
16. *Конарев А.А., Конопнова Е.И., Кудрявцева Н.И., Тарасенкова Г.В.* Пат. RU 2570706 С1. Способ количественного определения флуоресцеина натрия в субстанции и лекарственном препарате на ее основе. № 2014129943/28; Заявл. 22.07.2014; Оpubл. 10.12.2015 // Изобретения. Полезные модели. 2015. Бюл. № 34. 10 с.
17. *Акиншин А.В.* Комплексный анализ фотографий керна как новый инструмент исследования сложнопостроенных коллекторов Восточной Сибири // Каротажник. 2023. Вып. 5(325). С. 115–121.
18. *Акиншин А.В.* Метод определения площади текстурных компонентов на фотографиях керна текстурно-неоднородной горной породы // Нефтяное хозяйство. 2016. № 1. С. 28–31.
19. *Алтунин А.Е., Мальшаков А.В., Семухин М.В., Ядрышников О.А.* Методы компьютерной обработки фотографий керна при изучении коллекторских свойств продуктивных пластов // Нефтяное хозяйство. 2013. № 11. С. 12–16.
20. *Семухин М.В., Ядрышников О.А., Серкин М.Ф., Чертина К.Н.* Разработка системы распознавания трещин для получения экспериментальных данных по снимкам петрографических шлифов керна // Нефтяное хозяйство. 2017. № 5. С. 27–31. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-5-27-31>
21. *Спирина А.М., Гильманова Н.В., Москаленко Н.Ю., Гильманова К.Я.* Использование интенсивности свечения керна в ультрафиолетовом свете для обоснования граничных значений и насыщенности низкопроницаемых коллекторов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2023. № 10(382). С. 77–83. [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-10\(382\)-77-83](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-10(382)-77-83)

**Информация об авторах**

*Эльчин Акиф оглы Кулиев* – ассистент, Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия; ведущий специалист, Тюменский нефтяной научный центр, Тюмень, Россия; <https://orcid.org/0009-0005-1884-8485>; e-mail: [eakuliev@tnc.rosneft.ru](mailto:eakuliev@tnc.rosneft.ru)

*Мария Александровна Федорева* – ведущий специалист, Тюменский нефтяной научный центр, Тюмень, Россия; <https://orcid.org/0009-0009-2135-9323>; e-mail: [mafedoreeva@tnc.rosneft.ru](mailto:mafedoreeva@tnc.rosneft.ru)

**Поступила в редакцию 23.07.2024**

**NEW TECHNOLOGIES AND APPROACHES TO OIL AND GAS FIELD DEVELOPMENT**

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-2.art4>**Methodological approaches to assessing the invasion of process fluids into the core pore space****E.A. Kuliev<sup>1,2</sup>✉, M.A. Fedoreeva<sup>2</sup>**

1 – Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

2 – Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia

**Abstract.** *Background.* The reliability of the lithological and petrophysical studies is largely determined by the quality of the core material. The invasion of drilling mud filtrate into the core will primarily affect the measurements of the fluid type, residual oil and water saturation, porosity, permeability, geochemical properties and wettability of the rock. Evaluating the suitability of the core material for laboratory studies is one of the main tasks in the study of low-invasion core. *Objective.* To determine the most informative methods of penetration of process fluids into the pore space of the rock to assess the suitability of the core for laboratory studies. *Materials and methods.* The paper uses the methods of lithological and petrophysical research of core and reservoir fluids. *Results.* The application of the used research methods is analyzed. The advantages and limitations of each of the presented methods are determined. *Conclusions.* The assessment of the degree of mud filtrate invasion into the core determines the suitability of the core material for further petrophysical research.

**Keywords:** low-invasion core, oil saturation, water saturation, drilling mud, process fluid, indicator, fluorescence, core research methods

**Funding:** the work received no funding.

**For citation:** Kuliev E.A., Fedoreeva M.A. Methodological approaches to assessing the invasion of process fluids into the core pore space. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2024. Vol. 15, No. 2. P. 155–173. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-2.art4>

---

✉ Elchin A. Kuliev, e-mail: [eakuliev@tnnc.rosneft.ru](mailto:eakuliev@tnnc.rosneft.ru)

© Kuliev E.A., Fedoreeva M.A., 2024



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

### Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

### References

1. Gilmanov Ya.I., Paromov S.V. State-of-the-art core retrieval technologies in prospecting, exploration and operating drilling. *Karotazhnik*. 2021. No. 8(314). P. 39–47. (In Russ.).
2. Khairulin B.Yu., Mamyashev V.G., Romanov E.A., Fedortcov V.V. Innovative solutions in coring: Core providing improved information on rock properties recover and analysis. *Subsoil Use XXI Century*. 2015. No. 1(54). P. 20–25. (In Russ.).
3. Glushkov D.V. Experimental investigation on the reliability of core sealing by a core lifter or waxing. *Karotazhnik*. 2017. No. 10(280). P. 111–121. (In Russ.).
4. McPhee C., Reed J., Zubizaretta I. *Core Analysis: A Best Practice Guide*. Amsterdam: Elsevier, 2015. 829 p. <https://doi.org/10.1016/c2014-0-00418-2>
5. Kurbanov Ya.M., Gilmanov Ya.I., Cheremisina N.A. Analysis of core isolation during its collection. Problems and solutions. *Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*. 2024. No. 5(377). P. 5–11. (In Russ.).
6. Khairullin B.Yu., Kurbanov Ya.M., Mamyashev V.G. et al. Advanced solutions in coring and analysis of high informativity core rocks. *Geology and Subsoil Use*. 2022. No. 1(5). P. 102–113. (In Russ.).
7. Mamyashev V.G., Khairullin B.Yu., Mamyashev T.V. Informational capabilities of new technologies for coring and petrophysical studies of isolated core. In: *7th Scientific Exploration Conference – Tyumen 2021: Natural Resources Management as a Cross-Functional Process*, Tyumen, Russia, 22–26 March 2021. (In Russ.). <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202150080>
8. Mikhailov N.N. *Residual Oil Saturation of the Developed Formations*. Moscow: Nedra, 1992. 270 p. (In Russ.).
9. Mikhailov N.N., Kolchitskaya T.N., Dzhemesiuk A.V., Semionova N.A. *Physical and Geological Problems of Residual Oil Saturation*. Moscow: Nauka, 1993. 174 p. (In Russ.).
10. Dugstad Ø., Aurdal T., Galdiga C. et al. Application of tracers to monitor fluid flow in the Snorre field: A field study. In: *SPE Annual Conference and Exhibition*, Houston, Texas, USA, 3–6 October 1999. Paper SPE 56427-MS. <https://doi.org/10.2118/56427-MS>
11. Brown A., Marriott F. Use of tracers to investigate drilling-fluid invasion and oil flushing during coring. *SPE Reservoir Engineering*. 1988. Vol. 3, No. 4. P. 1317–1322. <https://doi.org/10.2118/16352-PA>
12. Pallat N., Stockden I.L.M., Mitchell P.S.H., Woodhouse R. Low-invasion coring gives “native” reservoir water saturation. In: *Theory and Application of Multidisciplinary Evaluations: Transactions of the 14th European Formation Evaluation Symposium of the SPWLA*, London, UK, 9–11 December 1991. Paper I.
13. Mchedlov-Petrosyan N.O. Fluorescein dyes in solutions: well studied systems? *Kharkov University Bulletin. Chemical Series*. 2004. Vol. 626, No. 11(34). P. 221–312. (In Russ.).
14. Gilmanov Ya.I., Glushkov D.V., Kuznetsov E.G. OOO TNNTS’ experience in the interlaboratory supervision over core photography in daylight and ultraviolet light. *Karotazhnik*. 2023. No. 5(325). P. 96–114. (In Russ.).

15. Orlov L.I., Toporkov V.G. Pore water recovery technique. *Geologiya nefi i gaza*. 1982. No. 11. P. 43–45. (In Russ.).
16. Konarev A.A., Konopnova E.I., Kudrjajtseva N.I., Tarasenko G.V. Pat. RU 2570706 C1. Method for quantitative determination of sodium fluorescein in substance and thereof-based medication. No. 2014129943/28; Appl. 22.07.2014; Publ. 10.12.2015. *Inventions. Utility Models*. 2015. Bull. No. 34. 10 p. (In Russ.).
17. Akinshin A.V. An integral analysis of core photographs as a new tool to study East Siberia complex-structure reservoirs. *Karotazhnik*. 2023. No. 5(325). P. 115–121. (In Russ.).
18. Akinshin A.V. A method for determining the area of texture components on photos of core samples of textural inhomogeneous rocks. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2016. No. 1. P. 28–31. (In Russ.).
19. Altunin A.E., Malshakov A.V., Semukhin M.V., Yadrishnikova O.A. Methods of CT treatment of core photographs while studying reservoir properties of formations. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2013. No. 11. P. 12–16. (In Russ.).
20. Semukhin M.V., Yadrishnikova O.A., Serkin M.F., Chertina K.N. Development of a fracture recognition system to read off experimental data from petrographic thin section images. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2017. No. 5. P. 27–31. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-5-27-31>
21. Spirina A.M., Gilmanova N.V., Moskalenko N.Yu., Gilmanova K.Ya. Using the core glow intensity in ultraviolet light to justify the boundary values and saturation of low-permeable reservoirs. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2023. No. 10(382). P. 77–83. (In Russ.). [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-10\(382\)-77-83](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-10(382)-77-83)

#### **Information about the authors**

*Elchin A. Kuliev* – Assistant, Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia; Leading Specialist, Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0005-1884-8485>; e-mail: [eakuliev@tnnc.rosneft.ru](mailto:eakuliev@tnnc.rosneft.ru)

*Maria A. Fedoreeva* – Leading Specialist, Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0009-2135-9323>; e-mail: [mafedoreeva@tnnc.rosneft.ru](mailto:mafedoreeva@tnnc.rosneft.ru)

**Received 23.07.2024**