

Научная статья

УДК 550.4

DOI: 10.18577/2307-6046-2024-0-1-92-100

МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ИССЛЕДОВАНИЯ СОДЕРЖАНИЯ ВОДЫ В ТВЕРДЫХ МАТЕРИАЛАХ С ЗАКРЫТОЙ ПОРИСТОСТЬЮ

А.А. Запорожская¹, П.С. Мараховский¹, С.Ю. Шорстов¹

¹Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт авиационных материалов» Национального исследовательского центра «Курчатовский институт», Москва, Россия; admin@viam.ru

Аннотация. Предложена методика определения количественного содержания воды и качественного содержания углеводородов в нефтеносной породе с использованием методов синхронного термического и газохроматографического анализа с масс-селективным детектированием. Подобран метод анализа воды и легких углеводородов, построена калибровочная характеристика для определения количественного содержания воды. Исследованы образцы пород двух типов: силицит битуминозный и доломит известковистый кремнистый. Построены зависимости потери массы образца от температуры и времени в ходе термогравиметрического исследования. По полученным результатам проведена оценка содержания воды в нефтеносной породе. Рассчитаны погрешности метода анализа.

Ключевые слова: нефтесодержащая порода, легкие углеводороды, пористость, керн, нефтяные флюиды, обводненность пласта

Для цитирования: Запорожская А.А., Мараховский П.С., Шорстов С.Ю. Методические особенности исследования содержания воды в твердых материалах с закрытой пористостью // Труды ВИАМ. 2024. № 1 (131). Ст. 09. URL: <http://www.viam-works.ru>. DOI: 10.18577/2307-6046-2024-0-1-92-100.

Scientific article

METHODOLOGICAL FEATURES OF STUDYING THE WATER CONTENT IN SOLID MATERIALS WITH CLOSED POROSITY

A.A. Zaporozhskaya¹, P.S. Marakhovsky¹, S.Yu. Shorstov¹

¹Federal State Unitary Enterprise «All-Russian Scientific-Research Institute of Aviation Materials» of National Research Center «Kurchatov Institute», Moscow, Russia; admin@viam.ru

Abstract. A method for the quantitative determination of water and qualitative content of hydrocarbons in oil-bearing rock is proposed using methods of simultaneous thermal analysis and gas chromatography with mass selective detection. A method for analyzing water and light hydrocarbons has been selected. A calibration characteristic was constructed to determine the quantitative water content. Samples of two rock types, namely, bituminous silicite and calcareous siliceous dolomite, were studied. There were developed dependencies of mass loss on temperature and time during gravimetric research. Using the results obtained, the water content in the oil-bearing rock was assessed. The error of the analysis method was calculated.

Keywords: oil bearing rock, light hydrocarbons, porosity, core, petroleum fluids, water cut

For citation: Zaporozhskaya A.A., Marakhovsky P.S., Shorstov S.Yu. Methodological features of studying the water content in solid materials with closed porosity. *Trudy VIAM*, 2024, no. 1 (131), paper no. 09. Available at: <http://www.viam-works.ru>. DOI: 10.18577/2307-6046-2024-0-1-92-100.

Введение

Анализ содержания воды в нефтесодержащей породе имеет большое практическое значение при оценке эффективности добычи углеводородов. Необходимо развивать методы анализа, позволяющие с максимальной точностью определять данный показатель.

В научно-технической литературе приведены способы оценки обводненности скважины при эксплуатации месторождения: измерение электропроводимости, диэлектрической проницаемости и светопроницаемости флюидов; определение толщины слоя нефти над водной частью объемной пробы с помощью технического устройства; анализ уровня раздела нефти и воды с помощью резистивиметра [1]. Оценка обводненности скважины помогает прогнозировать продуктивность пласта. Однако вода попадает в скважину из множества источников, а слой нефти включает различное количество эмульгированной воды, поэтому продуктивность пласта определяется с большой погрешностью. Так, в работе [2] приведены примеры попадания воды в нефтяную скважину и описаны причины образования избыточных водопритокков: негерметичность обсадной колонны; заколонные перетоки; движение водонефтяного контакта; поступление воды из обводненного пропластка без внутрипластовых перетоков; поступление воды из обводненного пропластка с внутрипластовыми перетоками; высокая трещиноватость и наличие разломов, связывающих добывающие и нагнетательные скважины, а также нефте- и водонасыщенные пласты; низкий коэффициент охвата по площади; наличие пласта, стратифицированного по насыщенности гравитационным разделением флюидов. Кроме того, вода закачивается в пласт из системы поддержания пластового давления.

Качественно оценить продуктивность и обводненность пласта на этапах проектирования и разработки месторождения можно путем определения содержания воды непосредственно в породе, исходя из содержания воды в образце керна. КERN представляет собой спрессованную породу цилиндрической формы. Частицы породы располагаются так, что образуют щели, каналы и пустоты, пространство между которыми заполняется жидкими или газообразными веществами. Как правило, в пустотах может находиться как вода, так и нефтяные флюиды [3]. В работе [4] определено содержание воды в породе весовым методом с использованием химических реагентов в течение 2 недель. Такое продолжительное испытание трудоемко и имеет большую погрешность, поскольку невозможно зарегистрировать содержание внутрипоровой и связанной воды.

Разработка любого месторождения начинается с детального изучения химического состава и физических свойств пород пласта, пластовых жидкостей и газов. Чтобы оценить продуктивность нефтеносного пласта, изучают пористость и проницаемость, которые характеризуют заполненность пустот пластовой жидкостью и газом. Пустоты, каналы и внутрипоровые пространства делятся на два вида:

- сверхкапиллярные каналы. По крупным порам осуществляется свободное движение нефти, воды, газа, а по капиллярам – при значительном участии капиллярных сил;
- субкапиллярные каналы. Жидкость удерживается преимущественно межмолекулярными силами, поэтому движения практически не происходит.

Породы, поры которых представлены в основном субкапиллярными каналами (глины, глинистые сланцы), независимо от пористости практически непроницаемы для жидкостей и газов [5–7].

Самый распространенный способ определения содержания воды в нефтяной породе – это экстракция с помощью органического растворителя в приборе Дина–Старка [8]. Такой метод имеет ряд недостатков:

- большая погрешность измерений, связанная с невымыванием заключенной во внутривещном пространстве породы воды;
- потери воды при испарении;
- токсичность применяемых растворителей;
- ограниченность для определения связанной воды.

Данный метод позволяет определить количественное содержание только свободной воды в породе – жидкости в центральных участках пор. Кроме свободной и адсорбционной воды, в горных породах содержится вода кристаллизационная, а при нагревании образуется вода, химически связанная с углеводородами. Содержание связанной воды в пласте обычно тем больше, чем меньше проницаемость пористой среды и размеры поровых каналов [9].

В работе [10] рассмотрены методы определения связанной воды с помощью сверхчастотного излучения: волновой, резонансный и квазиоптический.

В работе [11] предложено оценивать остаточную водонасыщенность. Это прямой метод определения количества воды в ядрах, отобранных из скважин при бурении на безводном растворе. Как правило, для определения количества воды используют косвенные методы, которые являются менее затратными при условии герметизации без повреждений и оперативной доставки в лабораторию образца ядра. При косвенных методах исследований моделируется процесс формирования залежей: в образцах, искусственно насыщенных модельной композицией пластовой воды, достигается гидродинамическое равновесие, отражающее соотношение нефтяных флюидов и воды в продуктивных пластах.

Для измерения капиллярного давления наиболее широко применяют методы полупроницаемой мембраны и центрифугирования.

При анализе водонасыщения горных пород сложной и трудоемкой задачей, помимо контроля свободной воды, является анализ связанной воды. Например, в патенте [12] предложен способ определения связанной воды в нефти и нефтепродуктах. Способ основан на измерении разности спектров инфракрасного поглощения исследуемой и обезвоженной проб одного отбора на частоте поглощения молекулами воды, амплитуда которой связана линейной зависимостью с содержанием в исследуемой пробе связанной воды.

В патенте [13] предложено анализировать компонентный состав породы. Полученные результаты можно использовать для определения содержания физически и химически связанной воды фотометрическим способом. Такой подход можно использовать для анализа минералов сложного состава, содержащих летучие компоненты. Для этого в образцах непрерывно регистрируют изменение интегральной оптической плотности в диапазоне 3200–3750 усл. ед. в зависимости от температуры. О содержании воды судят по оптической плотности пробы в области температур с минимальной скоростью изменения оптической плотности.

Перечисленные методики продолжительны (от 3 до 10 сут) и нуждаются в применении большого количества оборудования и реактивов, что снижает точность результатов анализа. Для снижения уровня погрешности при определении содержания воды в работе [14] предложен способ анализа нефтяного пласта с помощью хромато-масс-спектрометра и синхронного термического анализатора. Более совершенными являются спектральные методы анализа, позволяющие определять одновременно несколько элементов [15, 16].

Материалы и методы

Анализ содержания воды в пористых материалах продолжителен. В нефтяных породах с большим содержанием асфальтенов проход свободной воды затрудняется из-за закупорки всех пор тяжелыми компонентами нефти. Кроме того, растворитель,

используемый при анализе такой породы, избирателен к компонентам нефти. Для обеспечения точной и быстрой оценки обводненности необходим метод, позволяющий установить количественное содержание свободной и связанной воды без лишних примесей и легких углеводородов.

В основе предложенного метода используется синхронный термический и газохроматографический анализ с масс-селективным детектированием.

Способ заключается в постепенном нагреве образца керн в приборе термогравиметрического анализа в инертной среде до температуры 300 °С при непрерывной подаче газовой смеси в хроматограф масс-селективного детектирования, где осуществляется идентификация компонентов и вывод на хроматографическую кривую. Кривая термогравиметрического анализа и определение количества воды по хроматограмме позволяют соотнести выход воды и углеводородов, а следовательно, рассчитать обводненность и спрогнозировать продуктивность пласта. Выход воды и продолжительность анализа образца керн в приборе термогравиметрического анализа также зависят от размеров образцов. Температурно-временные интервалы эксперимента регулируются в зависимости от геометрических размеров и пористости исследуемых образцов.

Работа выполнена с использованием оборудования ЦКП «Климатические испытания» НИЦ «Курчатовский институт» – ВИАМ.

Результаты и обсуждение

В процессе нагрева образца керн в термоанализаторе смесь газа, включающая продукты испарения и деструкции в виде углеводородов и воды, поступает в колонку газового хроматографа, где масс-селективный детектор регистрирует компоненты (табл. 1, рис. 1).

Таблица 1

Основные углеводородные компоненты керн, обнаруженные с помощью газового хроматографа масс-селективного детектирования

Углеводородный компонент	Вероятность обнаружения, %	Углеводородный компонент	Вероятность обнаружения, %
Ундекан	96	Декан	91
Метилциклогексан	95	Толуол	91
Нонан	95	Додекан	91
1-метилнафталин	94	2-метилнафталин	91
о-Кумол	93	Бензол	90
Мезитилен	93	1,3-диметилбензол	90
3,6-диметилоктан	93	1-этил-3-метилбензол	89
Пентан	91	1,3-диметилциклогексан	87
Метилциклопентан	91	п-Кумол	87
1-этил-2-метилбензол	91	Гексадекан	86

На хроматографической кривой фиксируется наличие углеводородных компонентов и воды в смеси газов, образующихся при нагреве образца керн.

Таким образом, данный метод анализа позволяет оценить количество воды или углеводородных компонентов, содержащихся в образцах керн, не требует растворителей для извлечения компонентов, а продолжительность исследования не превышает 9 ч в зависимости от размера образца.

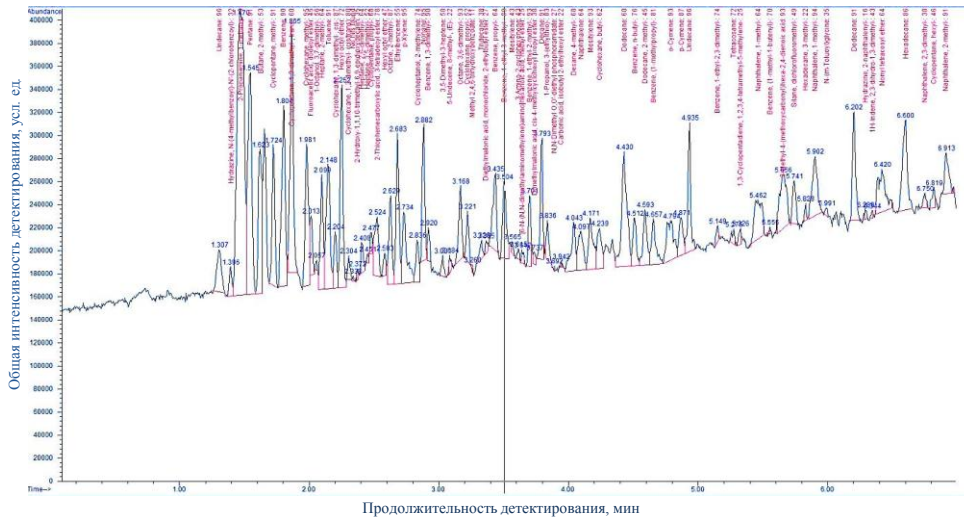


Рис. 1. Анализ смеси углеводородов и воды при нагреве керна до температуры 100–300 °С с помощью газового хроматографа масс-селективного детектирования

Подобран метод анализа количественного содержания воды в кернах. Для получения градуировочной характеристики воды в газовом хроматографе масс-селективного детектирования дистиллированную воду вносили в тигли в соответствии с калибровочными концентрациями (0,1; 1,0; 5,0; 10,0 и 20,0 мкл), которые затем помещали в термоанализатор и медленно нагревали до температуры 300 °С. Образовавшийся водяной пар поступал в газохроматографическую колонку и идентифицировался. Затем определяли площадь образовавшегося на хроматографической кривой пика воды и строили градуировочную характеристику (рис. 2).

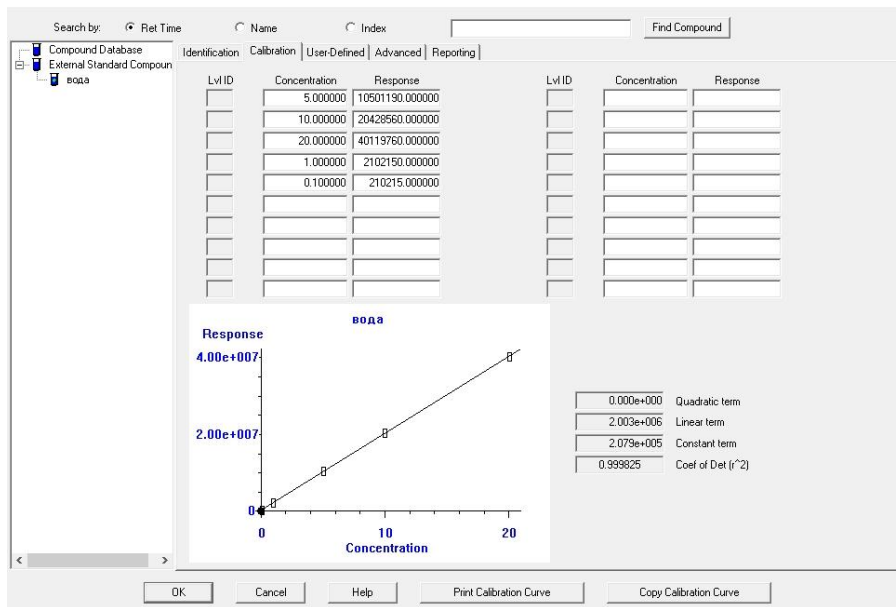


Рис. 2. Градуировочная характеристика для количественной оценки воды

Коэффициент корреляции градуировочной характеристики воды составил $R^2 = 0,9998$. Для количественной оценки воды проанализированы цилиндры керна объемом: 0,20; 2,00; 3,08 и 6,87 см³. Данные образцы отобраны на скважинах глубиной

>2000 м. Для сравнения анализировали два вида пород: силицит битуминозный и доломит известковый кремнистый. В табл. 2 и на рис. 3 представлены результаты анализа керна методом термогравиметрии совместно с газовой хроматографией масс-селективного детектирования.

Таблица 2

Результаты анализа керна методом термогравиметрии (ТГ) совместно с газовой хроматографией масс-селективного детектирования (ГХ-МС)

Условный номер образца	Начальная масса образца, мг	Объем образца, см ³	Общая потерянная масса образца после анализа методом ТГ, мг	Масса воды в образце по результатам ГХ-МС, мг	Содержание воды в образце, %
Силицит битуминозный					
1	536,9	0,20	1,40	0,26	0,048
2	5685,2	2,00	12,51	2,61	0,046
3	19929,7	6,87	43,85	8,78	0,044
Доломит известковый кремнистый					
4	438,7	0,20	5,44	3,43	0,78
5	1211,3	3,08	15,26	9,21	0,76
6	15989,1	6,87	220,65	122,93	0,77

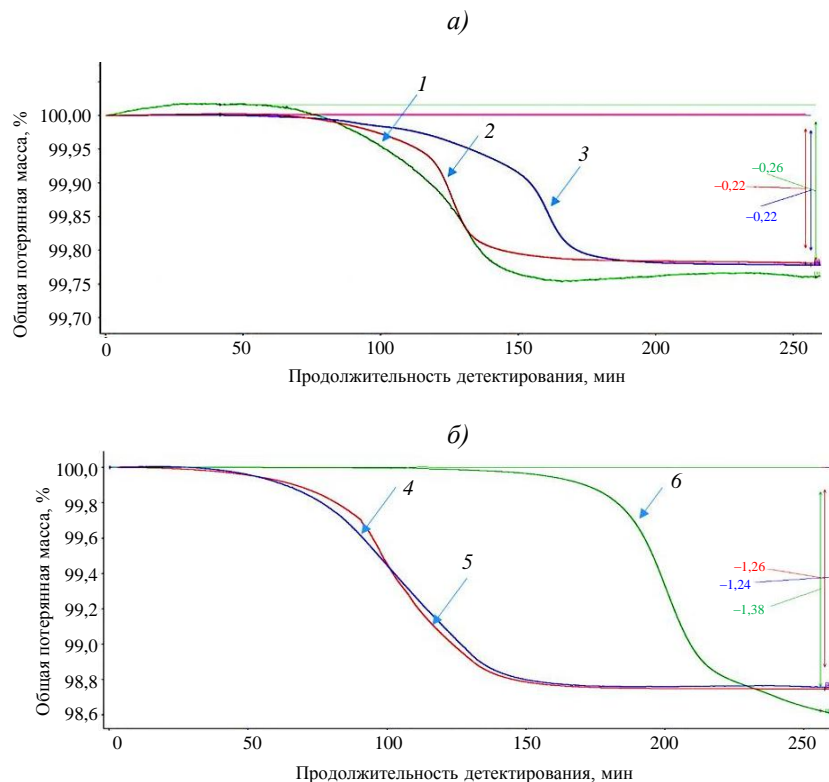


Рис. 3. Результаты анализа силицита битуминозного (а) и доломита известкового кремнистого (б) методом термогравиметрии

Потери массы образцов силицита битуминозного различного размера на термогравиметрической кривой варьируется от 0,22 до 0,26 %, а содержание воды – от 0,044 до 0,048 %. Аналогичные результаты получены для образцов доломита известкового кремнистого: 1,24–1,38 и 0,76–0,78 % соответственно. Данный метод анализа применим для разных видов пород, объем исследуемых образцов составляет от 0,20 до 6,87 см³.

В зависимости от породы и содержания нефтяных флюидов выход воды по температурно-временным интервалам может быть различным. Если вода содержится в поверхностных зонах образца, то она испаряется при достаточно низких температурах и легко детектируется в процессе измерения. Если нефтяные флюиды содержат в основном асфальтены, то при нагреве тяжелая фракция нефти закупоривает поры и препятствует выходу воды. В таком случае возникает необходимость более длительного или интенсивного термического воздействия на материал для раскрытия порового пространства, выхода газовой смеси воды и легких углеводородов. В зависимости от содержания нефтяных флюидов и размера исследуемых образцов анализ может длиться до 9 ч.

Погрешность измерений выражается границами доверительного интервала, рассчитанного на основании дисперсии результатов измерений, наибольшего и наименьшего значений интервала, в котором с заданной вероятностью находится искомое (истинное) значение результата измерений [17]. В данной работе погрешность рассчитывали исходя из среднего квадратичного отклонения. Содержание воды с учетом погрешности в образцах силицита битуминозного составило $0,046 \pm 0,002$ %, доломита известковистого кремнистого: $0,77 \pm 0,01$ %.

Заключения

Предложена методика определения содержания воды с помощью синхронного термоанализатора и газового хроматографа масс-селективного детектирования.

Рассмотрен метод анализа для оценки продуктивности или обводненности пласта с помощью газохроматографического и синхронного термического анализа.

Построена градуировочная характеристика для оценки количественного содержания воды.

Исследовано содержание воды и легких углеводородов в образцах разного объема двух типов керна. Получены зависимости потери массы керна от времени и температуры в ходе термогравиметрического исследования, идентифицированы компоненты, поступающие в газохроматографическую колонку. Содержание воды в образцах силицита битуминозного составило $0,046 \pm 0,002$ %, доломита известковистого кремнистого: $0,77 \pm 0,01$ %.

Список источников

1. Денисламов И.З., Гималтдинов И.К., Денисламова А.И., Максупов З.А. Технологические решения по оценке обводненности продукции нефтедобывающих скважин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2019. № 9. С. 60–69. DOI: 10.18799/24131830/2019/9/2256.
2. Щербакова К.О. Анализ проблемы высокой обводненности добываемой продукции горизонтальных скважин // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2022. № 6. С. 29–38. DOI: 10.32454/0016-7762-2022-64-6-29-38.
3. Меркулова Ю.И., Кузнецова В.А., Кодаченко Е.Н., Железняк В.Г. Исследование влияния химической природы грунтового слоя на свойства системы покрытий на основе фторполиуретановой эмали // Авиационные материалы и технологии. 2022. № 1 (66). Ст. 09. URL: <http://www.journal.viam.ru> (дата обращения: 13.09.2023). DOI: 10.18577/2713-0193-2022-0-1-110-119.
4. Родькина И.А., Казак Е.С. Количественное определение связанной воды в породах Баженовской свиты // Вестник Московского университета. Геология. 2019. № 4. С. 34–44. DOI: 10.33623/0579-9406-2019-4-34-44.
5. Коновалова Л.Н., Зиновьева Л.М., Гукасян Т.К. Физика пласта: учеб. пособие. Ставрополь: Изд-во СКФУ, 2016. 120 с.

6. Иванов М.К., Бурлин Ю.К., Калмыков Г.А., Карнюшина Е.Е., Коробова Н.И. Петрофизические методы исследования кернового материала (Терригенные отложения). М.: Изд-во Моск. ун-та, 2008. 112 с.
7. Ерофеев В.Т., Сальникова А.И., Каблов Е.Н., Старцев О.В., Варченко Е.А. Исследование долговечности битумных композитов в условиях переменной влажности, ультрафиолетового облучения и морской воды // *Фундаментальные исследования*. 2014. № 12–12. С. 2549–2556.
8. Гиматулин Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. М.: Недра, 1982. 311 с.
9. Табарин В.А., Демьянцева С.Д. Определение содержания связанной воды в ядрах на СВЧ // *Нефтегазовое дело*. 2009. № 1. С. 1–28.
10. Табарин В.А., Потоцкий А.Ю. Определение содержания связанной воды в ядрах на сверхвысоких частотах // *Вестник Тюменского государственного университета*. 2014. № 7. С. 51–57.
11. Андреева Р.Ю. Сопоставление значений капиллярного давления, полученных методами центрифугирования и капилляриметрии // *Научный журнал*. 2016. № 2 (3). С. 1–3.
12. Способ определения содержания связанной воды в нефтях и нефтепродуктах: пат. 2044307 Рос. Федерация; заявл. 02.03.93; опубл. 20.09.95.
13. Способ определения связанной воды в минералах: пат. 1229662 Рос. Федерация; заявл. 22.05.84; опубл. 07.05.86.
14. Барин Д.Я., Шорстов С.Ю., Размахов М.Г., Гуляев А.И. Исследование теплофизических характеристик теплозащитного материала на основе стеклопластика при его деструкции // *Авиационные материалы и технологии*. 2021. № 4 (65). Ст. 10. URL: <http://www.journal.viam.ru> (дата обращения: 13.09.2023). DOI: 10.18577/2713-0193-2021-0-4-91-97.
15. Карачевцев Ф.Н., Дворецков Р.М., Загвоздкина Т.Н. Определение серебра в алюминиевых сплавах методом атомно-эмиссионной спектроскопии с индуктивно связанной плазмой // *Авиационные материалы и технологии*. 2022. № 1 (66). Ст. 12. URL: <http://www.journal.viam.ru> (дата обращения: 13.09.2023). DOI: 10.18577/2713-0193-2022-0-1-143-152.
16. Каблов Е.Н., Гращенков Д.В., Уварова Н.Е. Исследования методом инфракрасной спектроскопии структурных изменений гелей в процессе термической обработки при получении высокотемпературных стеклокерамических материалов по золь-гель технологии // *Авиационные материалы и технологии*. 2011. № 2. С. 22–25.
17. Карачевцев Ф.Н., Летов А.Ф., Славин А.В. Неопределенность результатов измерений химического состава и способы ее оценки // *Труды ВИАМ*. 2021. № 8 (102). Ст. 10. URL: <http://www.viam-works.ru> (дата обращения: 13.09.2023). DOI: 10.18577/2307-6046-2021-0-8-84-91.

References

1. Denislamov I.Z., Gimaltidinov I.K., Denislamova A.I., Maksutov Z.A. Technological solutions for assessing the water cut of oil production wells. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 2019, no. 9, pp. 60–69. DOI: 10.18799/24131830/2019/9/2256.
2. Shcherbakova K.O. Analysis of the problem of high water cut in the production of horizontal wells. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Geologiya i razvedka*, 2022, no. 6, pp. 29–38. DOI: 10.32454/0016-7762-2022-64-6-29-38.
3. Merkulova Yu.I., Kuznetsova V.A., Kodachenko E.N., Zheleznyak V.G. Study of the influence of the primer layer's chemical nature on the properties of the coating system based on fluoropolyurethane enamel. *Aviation materials and technologies*, 2022, no. 1 (66), paper no. 09. Available at: <http://www.journal.viam.ru> (accessed: September 13, 2023). DOI: 10.18577/2713-0193-2022-0-1-110-119.
4. Rodkina I.A., Kazak E.S. Quantitative determination of bound water in rocks of the Bazhenov Formation. *Vestnik Moskovskogo universiteta. Geologiya*, 2019, no. 4, pp. 34–44. DOI: 10.33623/0579-9406-2019-4-34-44.
5. Konovalova L.N., Zinov'yeva L.M., Gukasyan T.K. *Reservoir physics: textbook*. Stavropol: Publ. house of North Caucasian Federal Univ., 2016, 120 p.

6. Ivanov M.K., Burlin Yu.K., Kalmykov G.A., Karnyushina E.E., Korobova N.I. *Petrophysical methods for studying core material (Terrigenous sediments)*. Moscow: Publ. house of Moscow Univ., 2008, 112 p.
7. Erofeev V.T., Salnikova A.I., Kablov E.N., Startsev O.V., Varchenko E.A. Study of the durability of bitumen composites under conditions of variable humidity, ultraviolet irradiation and sea water. *Fundamentalnye issledovaniya*, 2014, no. 12–12, pp. 2549–2556.
8. Gimatudinov Sh.K., Shirkovsky A.I. *Physics of oil and gas reservoirs*. Moscow: Nedra, 1982, 311 p.
9. Tabarin V.A., Demyantseva S.D. Determination of bound water content in cores using microwaves. *Neftegazovoye delo*, 2009, no. 1, pp. 1–28.
10. Tabarin V.A., Pototsky A.Yu. Determination of bound water content in cores at ultrahigh frequencies. *Vestnik Tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta*, 2014, no. 7, pp. 51–57.
11. Andreeva R.Yu. Comparison of capillary pressure values obtained by centrifugation and capillarimetry methods. *Ufimskiy Gosudarstvennyy Neftyanoy Tekhnicheskoy Universitet*, 2016, no. 2 (3), pp. 1–3.
12. *Method for determining the content of bound water in oils and petroleum products*: pat. 2044307 Rus. Federation; appl. 02.03.93; publ. 20.09.95.
13. *Method for determining bound water in minerals*: pat. 1229662 Rus. Federation; appl. 22.05.84; publ. 07.05.86.
14. Barinov D.Ya., Shorstov S.Yu., Razmahov M.G., Gulyaev A.I. Examination of thermophysical characteristics of a heat-protective material based on fiberglass during destruction. *Aviation materials and technologies*, 2021, no. 4 (65), paper no. 10. Available at: <http://www.journal.viam.ru> (accessed: September 13, 2023). DOI: 10.18577/2713-0193-2021-0-4-91-97.
15. Karachevtsev F.N., Dvoretsov R.M., Zagvozdikina T.N. Determination of silver in aluminum alloys by atomic emission spectrometry with inductively coupled plasma. *Aviation materials and technologies*, 2022, no. 1 (66), paper no. 12. Available at: <http://www.journal.viam.ru> (accessed: September 13, 2023). DOI: 10.18577/2713-0193-2022-0-1-143-152.
16. Kablov E.N., Grashhenkov D.V., Uvarova N.E. Researches by method of infrared spectroscopy of structural changes of gels in heat treatment process when receiving high-temperature glassceramic materials on technology sol-gel. *Aviacionnye materialy i tekhnologii*, 2011, no. 2, pp. 22–25.
17. Karachevtsev F.N., Letov A.F., Slavin A.V. Uncertainty of the measurements results of the chemical composition and its methods assessment. *Trudy VIAM*, 2021, no. 8 (102), paper no. 10. Available at: <http://www.viam-works.ru> (accessed: September 13, 2023). DOI: 10.18577/2307-6046-2021-0-8-84-91.

Информация об авторах

Запорожская Анастасия Андреевна, инженер 1 категории, НИЦ «Курчатовский институт» – ВИАМ, admin@viam.ru

Мараховский Петр Сергеевич, начальник лаборатории, к.т.н., НИЦ «Курчатовский институт» – ВИАМ, admin@viam.ru

Шорстов Сергей Юрьевич, начальник сектора, НИЦ «Курчатовский институт» – ВИАМ, admin@viam.ru

Information about the authors

Anastasia A. Zaporozhskaya, First Category Engineer, NRC «Kurchatov Institute» – VIAM, admin@viam.ru

Petr S. Marakhovsky, Head of Laboratory, Candidate of Sciences (Tech.), NRC «Kurchatov Institute» – VIAM, admin@viam.ru

Sergey Yu. Shorstov, Head of Sector, NRC «Kurchatov Institute» – VIAM, admin@viam.ru

Статья поступила в редакцию 30.11.2023; одобрена и принята к публикации после рецензирования 04.12.2023.
The article was submitted 30.11.2023; approved and accepted for publication after reviewing 04.12.2023.