

## Новые подходы к пробоподготовке образцов керна битуминозных пород-коллекторов Восточной Сибири

Максим Ильварович Загидуллин✉, Артем Геннадьевич Потапов,  
Павел Сергеевич Молоков, Алина Николаевна Дудник,  
Ольга Владимировна Михайленко

Тюменский нефтяной научный центр, Тюмень, Россия  
Контакт для переписки: mizagidullin2@tnnc.rosneft.ru✉

**Аннотация.** В работе рассматривается вопрос подбора оптимального растворителя и времени экстракции для удаления подвижных нефтяных углеводородов и максимально возможного сохранения битума в поровом пространстве, а также оценка содержания битума в образцах керна пиролитическим методом до и после экстракции. Объектом исследований являются породы нефтенасыщенного пласта Б1 одного из месторождений Восточной Сибири. На основании данных пиролитического метода и визуального осмотра были отобраны образцы керна с сохраненной насыщенностью из максимально битумонасыщенной зоны. Экстракция была проведена на дробленой породе в 8 различных растворителях от 1 до 72 ч. По результатам экстрагирования дробленой породы были выбраны 2 растворителя для щадящей экстракции образцов — гексан и петролейный эфир — и 2 растворителя для полной экстракции образцов — толуол и хлороформ. На следующем этапе проведена экстракция консолидированных образцов. Для проведения исследований были отобраны 2 битумонасыщенных образца и 10 плашек (образец и плашки отобраны с одного места взятия) пласта Б1, представленных битумонасыщенным доломитом. Исследования на образцах керна проводились пиролитическим методом, методом ЯМР и газовой хроматографией при сохраненной насыщенности и после экстракции от 1 ч до 28 сут. Для определения общей пористости битуминизированных образцов керна нет необходимости в проведении полной экстракции. Пористость можно определить в любой момент проведения экстракции, даже в том случае, если экстракция еще не завершена или проведена только щадящая экстракция с сохранением битумов.

**Ключевые слова:** битум, оптимальный растворитель для щадящей экстракции, время экстракции, Восточная Сибирь, пиролитический метод, газоволюметрический метод, ЯМР, общая пористость

**Цитирование:** Загидуллин М. И., Потапов А. Г., Молоков П. С., Дудник А. Н., Михайленко О. В. 2024. Новые подходы к пробоподготовке образцов керна битуминозных пород-коллекторов Восточной Сибири // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 10. № 4 (40). С. 132–148. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2024-10-4-132-148>

Поступила 29.11.2024; одобрена 13.12.2024; принята 16.12.2024

## New approaches to core samples preparation from bituminous reservoir rocks in Eastern Siberia

Maxim I. Zagidullin✉, Artem G. Potapov, Pavel S. Molokov,  
Alina N. Dudnik, Olga V. Mikhailenko

Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia  
Corresponding author: mizagidullin2@tnnc.rosneft.ru✉

**Abstract.** Numerous bitumen occurrences are widely developed on the territory of the Siberian platform, some of which are not infrequently associated with oil and gas condensate deposits. Bitumen accumulations from small inclusions to large zones in reservoirs negatively affect the filtration-capacitance properties of the rock and have low productivity during well testing. This paper studies the selection of optimal solvent and extraction time for removal of mobile oil hydrocarbons and maximum possible preservation of bitumen in the pore space, as well as the estimation of bitumen content in core samples by pyrolytic method before and after extraction. The object of research is rocks of oil-saturated formation B1 of one of the fields of Eastern Siberia. Using the pyrolytic method and visual inspection, core pieces with preserved saturation were selected from the maximum bituminous-saturated zone. Extraction was carried out on crushed rock in 8 different solvents from 1 to 72 hours. Based on the results of the extraction of crushed rock, 2 solvents were chosen for gentle extraction of samples — hexane and petroleum ether — and 2 solvents for complete extraction of samples — toluene and chloroform. The next step involved the extraction of samples: 2 bitumen-saturated samples and 10 plugs (the sample

and plugs were taken from the same sampling site) of the B1 formation, represented by bitumen-saturated dolomite. Studies on core samples were carried out by pyrolytic method, nuclear magnetic resonance (NMR), and gas-volumetric method at preserved saturation and after extraction from 1 hour to 28 days. A full extraction is not necessary to determine the total porosity of bituminised core samples. Porosity can be determined at any time of extraction, even if extraction is not yet complete or only a gentle extraction with bitumen preservation has been carried out.

**Keywords:** bitumen, optimal solvent for gentle extraction, extraction time, Eastern Siberia, pyrolytic method, gas-volumetric method, NMR, total porosity

**Citation:** Zagidullin, M. I., Potapov, A. G., Molokov, P. S., Dudnik, A. N., & Mikhailenko, O. V. (2024). New approaches to core samples preparation from bituminous reservoir rocks in Eastern Siberia. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 10(4), 132–148. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2024-10-4-132-148>

Received Nov. 29, 2024; Reviewed Dec. 13, 2024; Accepted Dec. 16, 2024

## Введение

На территории Сибирской платформы широко развиты многочисленные битумопроявления, часть из которых нередко ассоциируются с нефтяными и газоконденсатными залежами [Баженова, 2019]. Скопления битумов от мелких включений до крупных зон в резервуарах негативно влияют на фильтрационно-емкостные свойства породы и при испытании скважины имеют низкую продуктивность.

Достоверная оценка пустотного пространства карбонатных коллекторов необходима для корректной оценки запасов УВ сырья, а также для планирования эффективной системы разработки таких объектов. Наибольший объем данных по петрофизическим свойствам горных пород получают при выполнении геофизических исследований скважин (ГИС), однако для получения достоверных результатов интерпретации материалов ГИС необходима надежная петрофизическая основа, которая создается в результате комплексного изучения керна [Фадеев, Гильманов, 2023]. В настоящее время для выделения битуминозных зон на нефтегазоконденсатных месторождениях Восточной Сибири используется комплекс ГИС, в т. ч. ядерно-магнитный каротаж (ЯМК). Наиболее широко применяемые методики интерпретации данных ЯМК основаны на результатах исследований образцов керна методом ядерно-магнитного резонанса (ЯМР).

Важной особенностью изучения битумов является разная чувствительность методов ГИС и лабораторных исследований керна к битуму. При скважинных измерениях плотностным методом битум входит в состав флюидов, т. к. плотность флюидов в промытой зоне (фильтрат бурового раствора и остаточная нефть) близка к плотности битума, таким образом, на пористость по ГИС битумы не влияют. При проведении лабораторных исследований существует традиционная схема изучения образцов керна,

закрывающаяся в очистке порового пространства путем экстракции от УВ, определении ФЕС образцов керна различными методами в соответствии с ГОСТ 26450.0–85<sup>i</sup>, ГОСТ 26450.1–85<sup>ii</sup> или другой аттестованной методикой. Но в битуминизированных породах невозможно полностью удалить битумы методом экстракции, поэтому на открытую пористость, определенную по керну, битумы влияют. За счет этого пористость, определенная по керну, должна быть ниже пористости по ГИС.

С другой стороны, при проведении специальных и потоковых исследований важно, чтобы смачиваемость была максимально близка к пластовой. Восстановить битумы после исчерпывающей экстракции, которая подразумевает полное удаление УВ, кроме части битума, нерастворимой при экстракции, из изовязкозной модели нефти, которая обычно используется для восстановления смачиваемости, вряд ли удастся. Поэтому для образцов, на которых запланированы специальные исследования, должна применяться щадящая экстракция с максимальным сохранением битумов в образце.

В данной работе под битумом понимаются сложные органические соединения, представляющие собой продукт природного преобразования нефти.

В структуру любого битума входят: твердая, аморфная и жидкая составляющая (фаза). Твердая составляющая представлена асфальтенами, продуктами их преобразования (карбены и карбоиды) и парафинами с молекулярной массой 1 000... 5 000 г/моль и плотностью выше 1 г/см<sup>3</sup>. К аморфной составляющей относятся смолы с молекулярной массой 500... 1 000 г/моль и плотностью около 1 г/см<sup>3</sup>. Жидкая составляющая представлена маслами (насыщенные и ароматические углеводороды) с молекулярной массой менее 500 г/моль и плотностью ниже 1 г/см<sup>3</sup> [Колесникова и др., 2022]. Соотношение между этими фазами определяет состав и свойства битума. Часть компонентов битума может быть растворена с использованием различных растворителей (хлороформ, спиртобензольная смесь, гексан, петролейный эфир и т. д.).

В данной работе рассматривается вопрос подбора оптимального растворителя и времени экстракции для удаления подвижных нефтяных УВ и максимально возможного сохранения битума в поровом пространстве, а также оценка содержания битума в образцах керна пиролитическим методом до и после экстракции. Объектом исследований являются породы нефтенасыщенного пласта Б1 одного из месторождений Восточной Сибири.

## Характеристика объекта исследований

Рассматриваемые объекты исследований расположены в пределах Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области, входящей в состав Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. В тектоническом плане участок расположен на юго-западном склоне Непско-Ботуобинской антеклизы на западе Непского свода.

---

<sup>i</sup> ГОСТ 26450.0–85. Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств. М.: Издательство стандартов, 1985. 4 с.

<sup>ii</sup> ГОСТ 26450.1–85. Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением. М.: Издательство стандартов, 1985. 12 с.

Нефтеносность и газоносность пород пласта Б1 связана с органогенными постройками усольской свиты нижнего кембрия. Породы сложены преимущественно доломитами и известняками, в т. ч. доломитистыми и доломитовыми, в меньшем объеме — глинисто-карбонатными породами, ангидритами и каменной солью.

Неоднородное строение пластов обуславливает наличие коллекторов сложного типа, кроме того, породы осложнены вторичными процессами (галитизация, ангидритизация), что приводит к сильной изменчивости фильтрационно-емкостных свойств [Чертину и др., 2024; Дистанова и др., 2022].

Объектами исследования являются образцы керн с сохраненной насыщенностью диаметром 30 мм, отобранные из карбонатных отложений нижнего кембрия (пласт Б1). По литологическому описанию образцы представлены доломитами неравномерно битумо-нефтенасыщенными, неравномерно пористыми. Тип коллектора — порово-каверновый, неравномерно галитизированный, в различной степени насыщенный нефтью и битумом.

Оценка общей пористости образцов керн выполнялась путем комплексирования результатов газоволюметрического метода и метода ЯМР.

Схема исследований приведена на рис. 1.

## Подбор оптимального растворителя и времени экстракции дробленых проб

Одной из целей работы является подбор оптимального растворителя и времени экстракции для удаления подвижных нефтяных УВ и максимально возможного сохранения битума в поровом пространстве.

На основании данных пиролитического метода [Марков и др., 2022] и визуального осмотра были отобраны несколько образцов керн с сохраненной насыщенностью из максимально битумонасыщенной зоны. Куски были раздроблены и разделены на 41 часть, в каждую из которых в равных пропорциях попал дробленый керн. Одна из частей сразу была отправлена на пиролитические исследования. Сорок частей были помещены в индивидуальные пакетики из фильтровальной бумаги и отправлены в экстракцию. Для проведения щадящей и полной экстракции были выбраны 8 растворителей. Под термином щадящая экстракция нами понимается очистка образцов керн от УВ с использованием органического растворителя, в процессе которой удаляются подвижные нефтяные УВ и при этом максимально возможно сохраняется битум в поровом пространстве. Длительность экстракции составляла от 1 до 72 ч в течение 5 этапов. После каждого этапа экстрагирования 8 пакетиков с дроблеными образцами (по 1 на каждый растворитель) были отправлены на исследования пиролитическим методом (рис. 1а).

Для определения массовой доли битума в породе проводили пиролитический анализ измельченных образцов керн с использованием анализатора Rock-Eval 6 Standard по модифицированному методу PAM-RE (petroleum assessment method for Rock-Eval) (табл. 1).

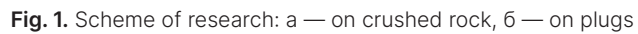


Табл. 1. Параметры, определяемые в методе PAM-RE  
Table 1. Parameters defined in the RAM-RE method

| Параметр г/г        | Oil1         | Oil2         | Oil3          | CAB*                | S <sub>4</sub> CO, S <sub>4</sub> CO <sub>2</sub> | NSO                      |
|---------------------|--------------|--------------|---------------|---------------------|---------------------------------------------------|--------------------------|
| Темп. режим нагрева | до 90 °С     | до 180 °С    | до 350 °С     | до 650 °С           | до 650 °С                                         | Расчет. пара-метр**      |
| Состав фрак-ции     | легкая нефть | легкая нефть | тяжелая нефть | смолы и ас-фальтены | кокс                                              | Суммар. содержа-ние CAB* |

\* CAB — смолисто-асфальтеновые вещества  
\*\* NSO = CAB + (S<sub>4</sub>CO × 12/28 × 0,1 + S<sub>4</sub>CO<sub>2</sub> × 12/44 × 0,1)/0,09 [Эспиталье и др., 1994]  
\* ARC — asphaltene resin compounds  
\*\* NSO = ARC + (S<sub>4</sub>CO × 12/28 × 0,1 + S<sub>4</sub>CO<sub>2</sub> × 12/44 × 0,1)/0,09 (Espitalie et al., 1994)

После экстракции (1, 3, 6, 24, 72 ч) перед исследованием образцы выветривались в вытяжном шкафу, а затем высушивались не менее 24 ч при температуре 60 °С. Результаты изменения пиролитических параметров приведены на рис. 2. Графики изменения основных пиролитических параметров от времени экстрагирования приведены на рис. 3.

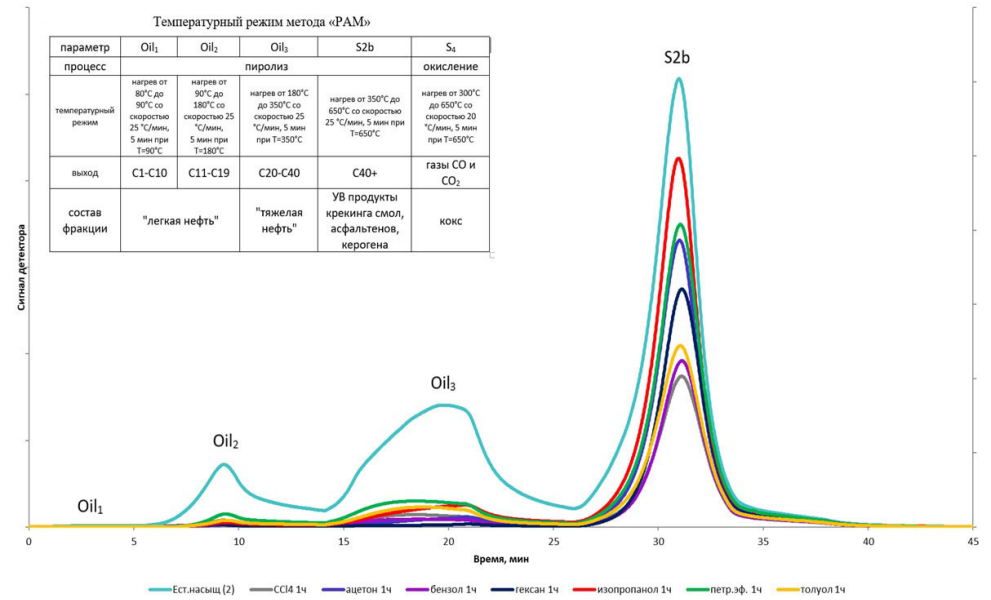


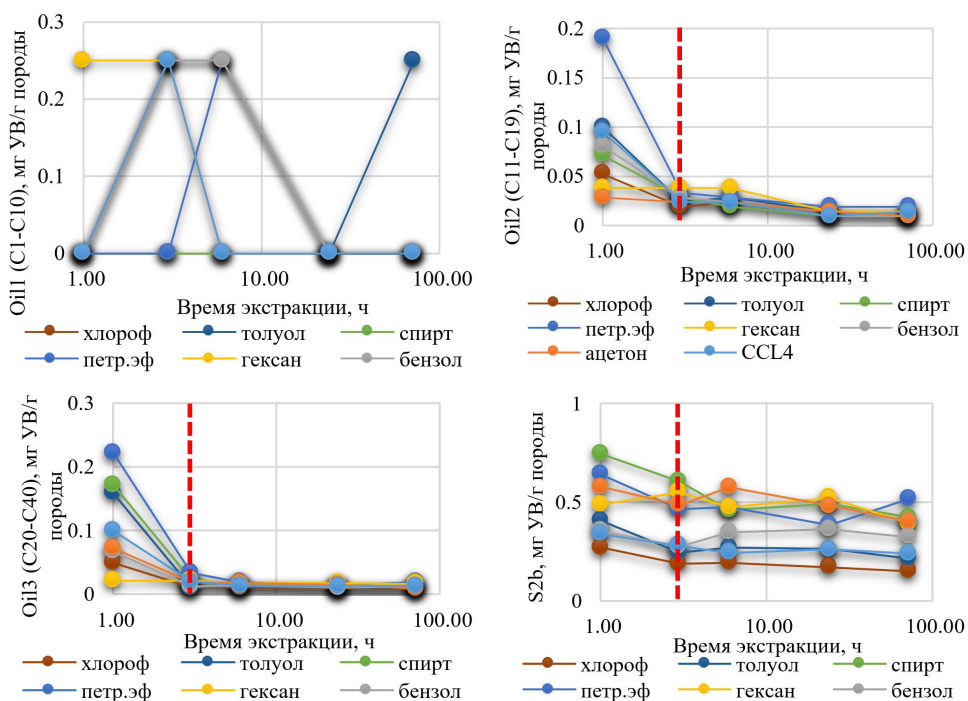
Рис. 2. Результаты пиролиза дробленой породы в различных растворителях  
Fig. 2. Results of pyrolysis of crushed rock in different solvents

Из результатов пиролиза (рис. 3) видно, что основную работу по удалению нефтяных УВ и растворению битумов каждый растворитель сделал уже в первый час экстракции. Дальнейшее изменение значений, характеризующих остаточное содержание битума,

после 3, 6, 24 ч экстракции уже не столь критичное. Небольшое увеличение значений некоторых параметров на промежуточных этапах экстракции можно объяснить погрешностью прибора.

Как видно из рис. 3, легкую нефть (фракцию Oil1) все растворители удалили в течение 1 ч. Легкую нефть (фракцию Oil2) гексан, ацетон и хлороформ удалили в течение 1 ч. Остальные растворители удалили фракцию Oil2 в течение 3 ч. Тяжелую нефть (фракцию Oil3) гексан удалил в течение 1 ч. Остальные растворители удалили фракцию Oil3 в течение 3 ч. Смолисто-асфальтеновые вещества (фракцию S2b) хлороформ, толуол, бензол и четыреххлористый углерод удалили от 60 до 85%, остальные удалили от 40 до 60%. Время удаления фракции S2b составило у всех растворителей 3 ч. Оптимальное время экстрагирования дробленой породы составило 3 ч независимо от растворителя. Все растворители так или иначе удаляют битум. Ни один растворитель не удаляет битум полностью.

На основании экспериментальных данных в качестве щадящих растворителей были выбраны ацетон, гексан и петролейный эфир, а в качестве более агрессивных растворителей — хлороформ, толуол, бензол и четыреххлористый углерод. Несмотря на то, что изопропанол также подходит для щадящей экстракции, в этой работе мы его не будем использовать, т. к. он растворяет соли, входящие в состав породы.

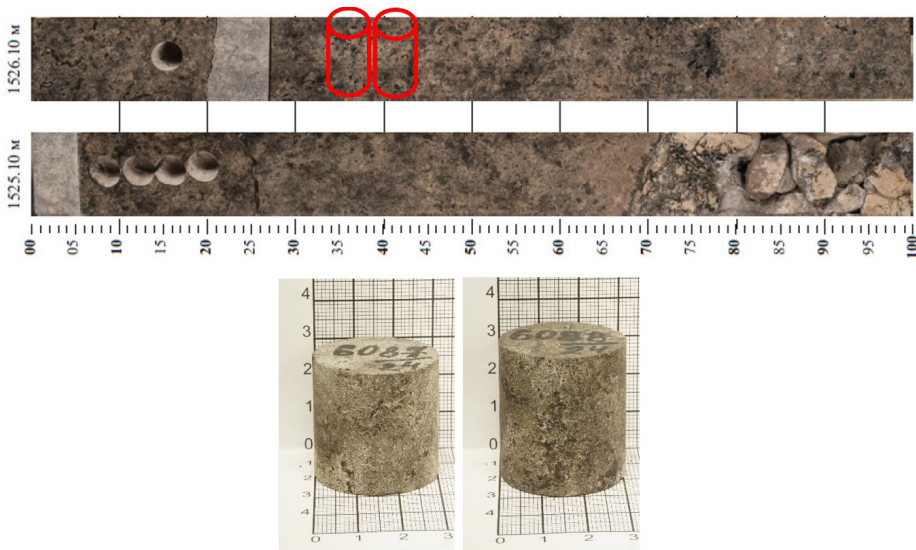


**Рис. 3.** Изменения основных пиролитических параметров от времени экстракции дробленой породы в различных растворителях

**Fig. 3.** Variations of the main pyrolytic parameters from the extraction time of crushed rock in different solvents

## Подбор оптимального растворителя и времени экстракции плашек

После получения результатов экстракции дробленой породы на следующем этапе проведена экстракция консолидированных образцов. Для проведения исследований были отобраны 2 битумонасыщенных образца и 10 плашек (образец и плашки к нему отобраны с одного места взятия) пласта Б1 одного из месторождений Восточной Сибири, представленных битумонасыщенным доломитом (рис. 4). Под плашкой подразумевается спиленная в поперечном направлении часть цилиндрического образца толщиной 5...10 мм. Каждая плашка была разделена пополам (рис. 16).

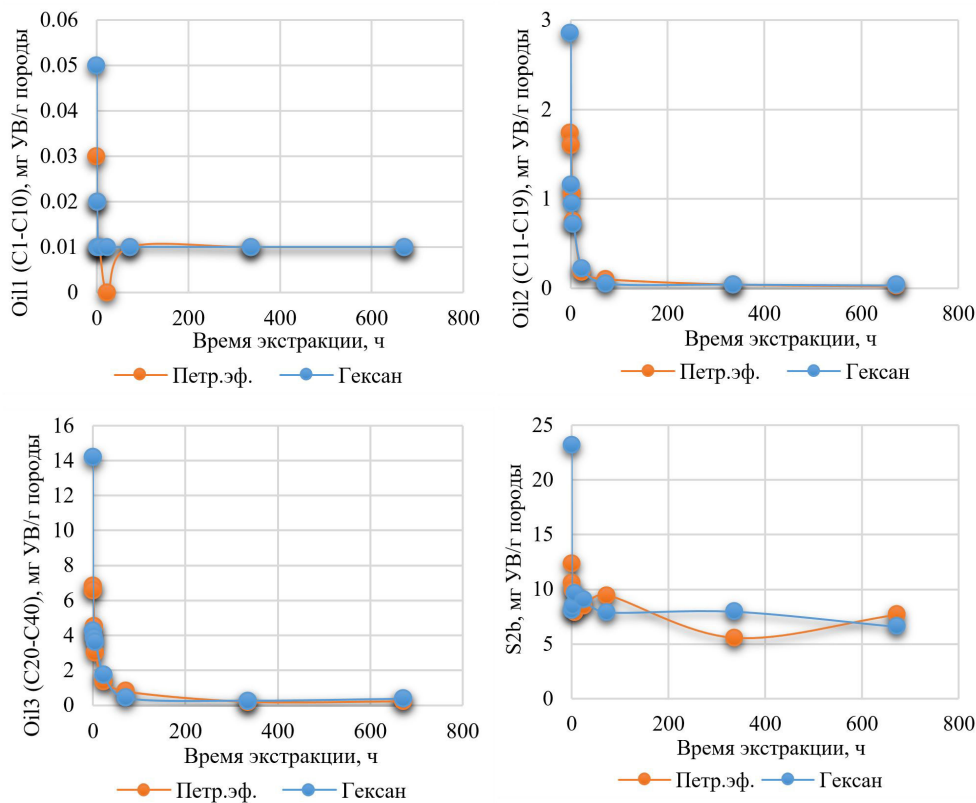


**Рис. 4.** Место отбора и фото образцов пласта Б1 одного из месторождений Восточной Сибири

**Fig. 4.** Sampling location and photo of samples from the B1 reservoir of one of the East Siberian fields

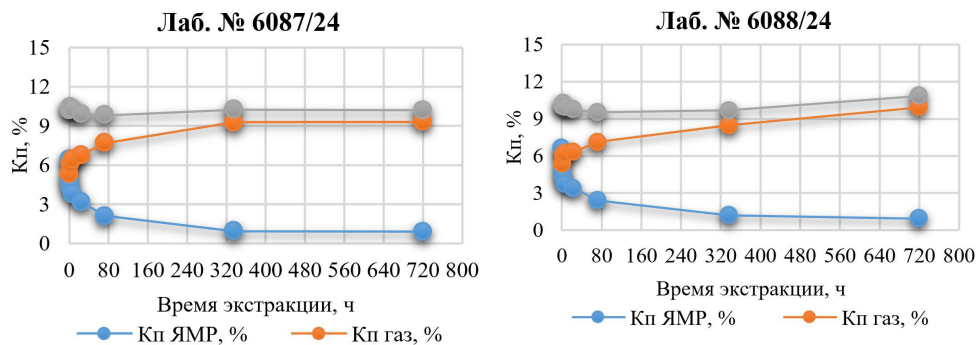
На основании результатов экстрагирования дробленой породы были выбраны 2 растворителя для щадящей экстракции образцов — гексан и петролейный эфир и 2 растворителя для полной экстракции — толуол и хлороформ. Исследования проводились пиролитическим методом, методом ЯМР и газовольюметрическим методом при сохраненной насыщенности и после экстракции от 1 ч до 28 сут. Графики изменения основных пиролитических параметров от времени экстрагирования приведены на рис. 5. Полученные результаты приведены в табл. 2 и на рис. 6.

Газовольюметрические исследования выполнены с помощью пермеаметра «ПИК-ПП». ЯМР-исследования проведены на 2 битуминозных образцах при сохраненной насыщенности, после донасыщения сырой нефтью и после экстракции от 1 ч до 28 сут с использованием ЯМР-спектрометра GeoSpec DRX-HF с резонансной частотой 2,3 МГц.



**Рис. 5.** Изменения основных пиролизных параметров от времени экстракции плашек в различных растворителях

**Fig. 5.** Variations of the main pyrolytic parameters from the time of extraction of diesters in different solvents



**Рис. 6.** Зависимости пористости разными методами (ЯМР и газовольметрический) от времени экстракции

**Fig. 6.** Dependences of porosity by different methods (NMR and gas-volumetric) on extraction time

**Табл. 2.** Результаты определения емкостных свойств цилиндрических образцов при различном времени экстракции**Table 2.** Results of determining capacitive properties of cylindrical samples at different extraction times

| № обр.  | Объем. флюидонасыщ. по ЯМР, % | Кп ЯМР донасыщ. нефтью, % |
|---------|-------------------------------|---------------------------|
| 6087/24 | 6,45                          | 8,46                      |
| 6088/24 | 6,63                          | 7,97                      |

| Время, ч | № обр.  | Кп ЯМР*, % | Кп гелий**, % | Кп общ***, % |
|----------|---------|------------|---------------|--------------|
| 1        | 6087/24 | 4,85       | 5,37          | 10,22        |
|          | 6088/24 | 4,69       | 5,35          | 10,04        |
| 3        | 6087/24 | 4,33       | 6,13          | 10,46        |
|          | 6088/24 | 4,25       | 6,03          | 10,29        |
| 6        | 6087/24 | 3,83       | 6,45          | 10,28        |
|          | 6088/24 | 3,71       | 6,24          | 9,96         |
| 24       | 6087/24 | 3,17       | 6,77          | 9,94         |
|          | 6088/24 | 3,41       | 6,31          | 9,72         |
| 72       | 6087/24 | 2,12       | 7,69          | 9,81         |
|          | 6088/24 | 2,42       | 7,12          | 9,54         |
| 336      | 6087/24 | 0,95       | 9,29          | 10,24        |
|          | 6088/24 | 1,20       | 8,49          | 9,69         |
| 720      | 6087/24 | 0,92       | 9,30          | 10,22        |
|          | 6088/24 | 0,92       | 9,92          | 10,84        |

\* Кп ЯМР — объемное содержание флюидов в матрице породы по ЯМР на данном этапе экстракции, %

\*\* Кп гелий — открытая пористость по гелию на данном этапе экстракции, %

\*\*\* Кп общ. — общая пористость на данном этапе экстракции, %

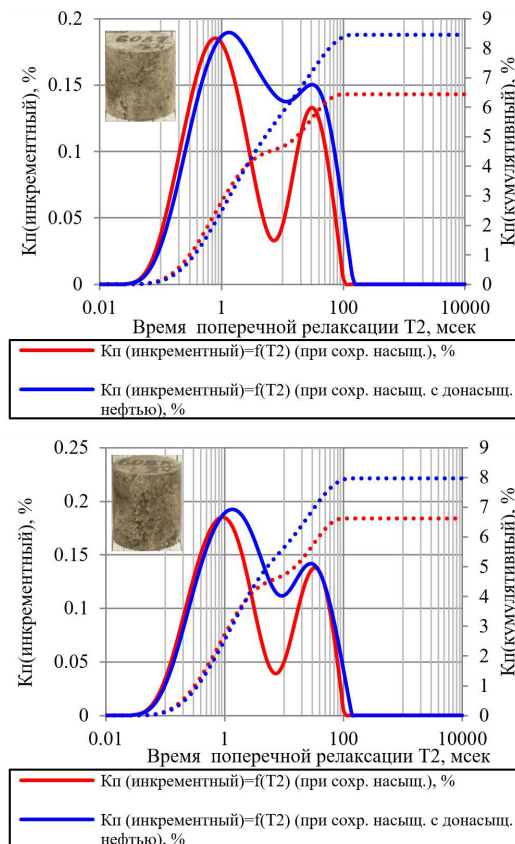
\* Кп ЯМР — volumetric content of fluids in the rock matrix by NMR at the given extraction stage, %

\*\* Кп гелий — open porosity by helium at this extraction stage, %

\*\*\* Кп общ. — total porosity at this extraction stage, %

Результатом обработки регистрируемого сигнала ЯМР является распределение сигнала ЯМР по временам поперечной релаксации  $T_2$ , соответствующим разным скоростям релаксации флюида в порах разного размера. Поскольку время релаксации пропорционально размеру пор, то, следовательно, дифференциальное (инкрементное) распределение пористости по временам релаксации характеризует также и распределение пористости по размерам пор. Таким образом, наблюдаемое распределение сигнала  $T_2$  является отображением распределения порового пространства породы [Coates и др., 1999]. Для большей наглядности дифференциальный спектр может быть пересчитан в парциальный спектр (кумулятивная кривая). Этот вид спектра используется для определения пористости.

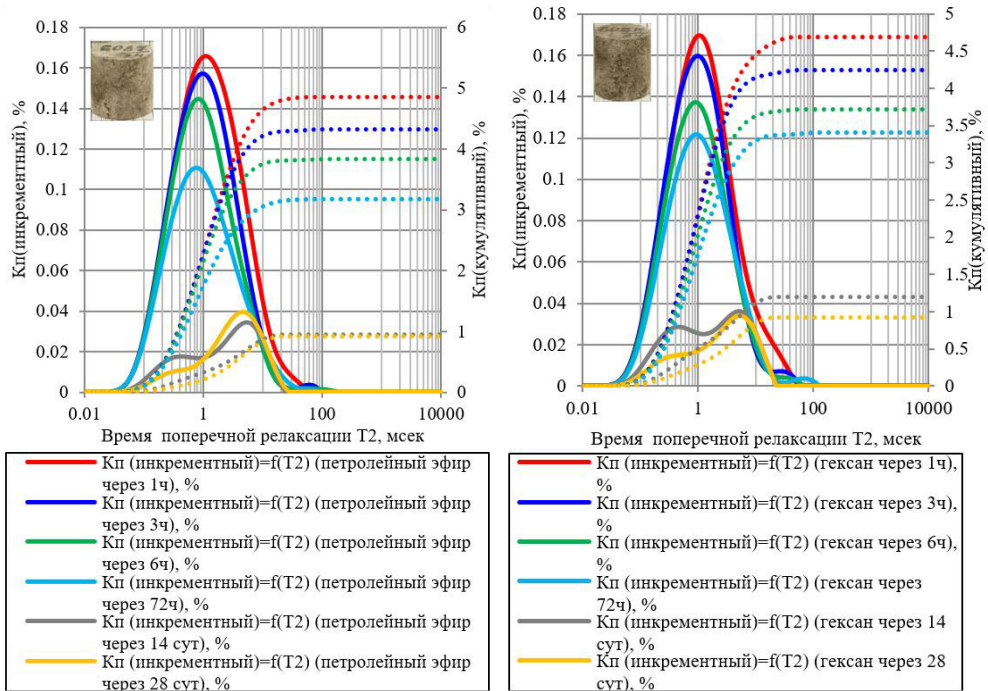
Спектры T2 при сохраненной насыщенности имеют двухмодальное распределение (рис. 7). После донасыщения нефтью часть пор, занятых воздухом, стали заполнены нефтью. Ширина спектров практически не изменилась, но увеличилась амплитуда.



**Рис. 7.** T2 распределения образцов при сохраненной насыщенности и после донасыщения нефтью одного из месторождений (слева направо: 6087/24, 6088/24)

**Fig. 7.** T2 distributions of samples at preserved saturation and after oil saturation of one of the fields (left to right: 6087/24, 6088/24)

После экстракции в петролейном эфире/гексане в течение первого часа и выветривании в течение суток и дальнейшей сушки при 70 °С не менее 48 ч вторая мода в диапазоне T2 от 10...100 мс практически не видна из-за удаления нефти и части растворимых битумов, распределения T2 имеют одномодальный вид (рис. 8). Сигнал ЯМР в диапазоне значений T2 от 0,1...3 мс соответствует связанной микрокристаллической воде и битуму (той части, что видна при 2 МГц), в диапазоне 3...100 мс — оставшейся высоковязкой нефти и воде. С увеличением времени экстракции наблюдается уменьшение амплитуды моды в диапазоне T2 от 0,1...10 мс, что связано с потерей части растворимых битумов и воды.



**Рис. 8.** T2 распределения образцов после щадящей экстракции в петролейном эфире (слева) и гексане (справа) через 1, 3, 6, 72 ч и 14, 28 сут одного из месторождений (слева направо: 6087/24, 6088/24)

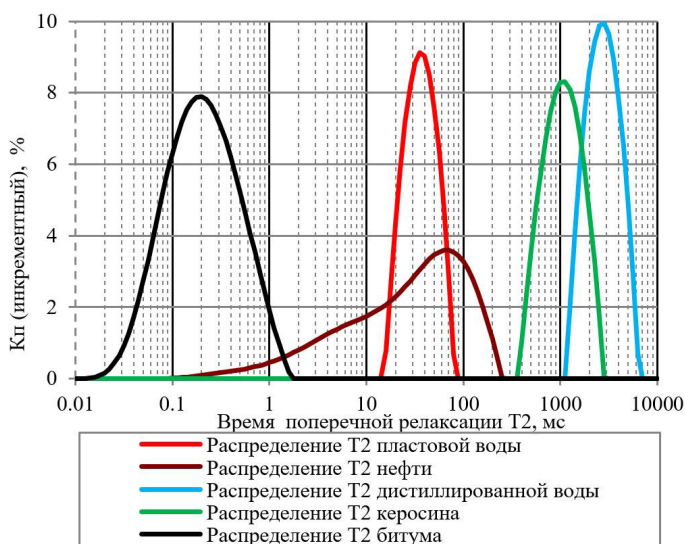
**Fig. 8.** T2 distributions of samples after gentle extraction in petroleum ether (left) and hexane (right) after 1, 3, 6, 72 h and 14, 28 days of one of the deposits (left to right: 6087/24, 6088/24)

На рис. 9 изображены спектры времен поперечной релаксации T2 (спектры T2) флюидов, измеренных в свободном объеме и приуроченных к месторождениям Восточной Сибири. Для сравнения приведены спектры T2 керосина, дистиллированной воды.

Особенность пластовой воды заключается в ее аномальных свойствах в связи с содержанием в ней пара- и ферромагнетиков, которые способствуют значительному укорочению времен релаксации [Загидуллин и др., 2020].

Метод ЯМР позволяет определить часть порового пространства, занятую флюидами, а с помощью газоволюметрического метода можно определить другую часть порового пространства, которая не занята флюидами. Таким образом, общая пористость образцов будет равняться сумме пористости по ЯМР и пористости, определенной газоволюметрическим методом [Загидуллин и др., 2022]. Преимущество данного способа состоит в том, что общую пористость можно определить в любой момент проведения экстракции, даже в том случае, если экстракция еще не завершена или проведена только щадящая экстракция с сохранением битумов.

$$K_{\text{общ}} = K_{\text{ямр}} + K_{\text{гелий}} \quad (1)$$



**Рис. 9.** Распределения времени поперечной релаксации T2 для различных флюидов в свободном объеме

**Fig. 9.** Distributions of transverse relaxation time T2 for different fluids in the free volume

Результаты определения общей пористости комплексным способом на исследованных образцах приведены в табл. 2.

Важно отметить, что пористость по ЯМР, определенная на образце с сохраненной насыщенностью, включает в себя объемное содержание битума в единицах пористости:

$$K_{п\text{ ямр}} = K_{п\text{ бит ямр}} + K_{п\text{ oil1 ямр}} + K_{п\text{ oil2 ямр}} + K_{п\text{ oil3 ямр}}, \quad (2)$$

где  $K_{п\text{ бит ямр}}$  — объемное содержание битума в матрице породы по методу ЯМР, д. е.;

$K_{п\text{ oil1 ямр}}$  — объемное содержание легкой нефти в матрице породы по методу ЯМР, д. е.;

$K_{п\text{ oil2 ямр}}$  — объемное содержание легкой нефти в матрице породы по методу ЯМР, д. е.;

$K_{п\text{ oil3 ямр}}$  — объемное содержание тяжелой нефти в матрице породы по методу ЯМР, д. е.

Чувствительность ЯМР к битуму различная. Оценить содержание битума в образцах керна карбонатных отложений Восточной Сибири возможно двумя независимыми способами: 1) путем комплексования результатов пиролиза и экстракционно-дистилляционного метода (ЭДМ) [Фадеев, Гильманов, 2023] и 2) по результатам анализа метода ЯМР с использованием граничных отсечек. Таким образом, при определении пористости по ЯМР (2) необходимо оценить чувствительность ЯМР к битуму.

## Заключение

Для проведения специальных исследований (смачиваемость методом USBM, потоковые эксперименты) должна применяться щадящая экстракция образцов керна с максимальным сохранением битумов.

На основании экспериментальных данных в качестве щадящего растворителя рекомендуется использовать гексан для максимального сохранения битума в поровом пространстве. Время проведения щадящей экстракции составляет 3 ч.

Для определения общей пористости битуминизированных образцов керна нет необходимости в проведении полной экстракции. Пористость можно определить в любой момент проведения экстракции, даже в том случае, если экстракция еще не завершена или проведена только щадящая экстракция с сохранением битумов. С помощью метода ЯМР возможна оценка объемного содержания битума с учетом чувствительности метода.

## Список источников

- Баженова Т. К. 2019. Твердые битумы Сибирской платформы // Геохимия нефти и газа, нефтематеринских пород, угля и горючих сланцев: материалы Всеросс. науч. конф. (14–16 октября 2019 г., Сыктывкар, Россия). С. 7–8.
- Дистанова Л. Р., Коваленко Е. В., Аржиловская Н. Н., Максимова Е. Н., Неделько О. В., Чертина К. Н. 2022. Особенности геологического строения и петрофизического моделирования продуктивных отложений усть-кутского горизонта (Непско-Ботуобинская область) // Экспозиция Нефть Газ. № 3 (88). С. 22–26. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2022-3-22-26>
- Загидуллин М. И., Гильманов Я. И., Кукарский М. С. 2022. Способ определения общей пористости естественно-насыщенных образцов горных пород с использованием метода ЯМР: пат. 2780988 РФ / патентообладатель Тюменский нефтяной научный центр. № 2021136997, заявл. 13.12.2021; опублик. 04.10.2022, Бюл. № 28.
- Загидуллин М. И., Кузнецов Е. Г., Потапов А. Г., Гильманов Я. И., Локшин Д. А. 2020. Оценка влияния проникновения фильтрата бурового раствора в кавернозных коллекторах пласта Б5 Даниловского месторождения на результаты ЯМК. Нефтяная провинция. № 4 (24). С. 175–196. <https://doi.org/10.25689/NP.2020.4.175-196>
- Колесникова Л. Г., Мокрова М. В., Иванова Т. А. 2022. Органические вяжущие вещества и материалы на основе битумов: учеб. пос. для вузов. Казань: Бук. 78 с.
- Марков В. В., Заночуев С. А., Рязанова Т. А. 2022. Способ выделения битумонасыщенных интервалов в карбонатных породах на основе результатов пиролитического исследования // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. № 5 (365). С. 32–35.
- Фадеев А. М., Гильманов Я. И. 2023. Изучение битуминозных интервалов карбонатных пластов Восточной Сибири по данным керна // Каротажник. № 5 (325). С. 84–95.
- Чертина К. Н., Ульянова А. В., Аржиловская Н. Н., Мусин Р. А., Савичев К. С. 2024. Особенности процессов доломитизации пласта Б1 (кембрий, Восточная Сибирь) и связь с емкостными свойствами пород // Гетерогенность в осадочных системах: материалы 14 Уральского литологического совещания (научной конференции). Екатеринбург: ИГГ УрО РАН. С. 219–222. [http://www.igg.uran.ru/sites/default/files/Conferences/kniga\\_litolsoveschch\\_2024\\_sait\\_0.pdf](http://www.igg.uran.ru/sites/default/files/Conferences/kniga_litolsoveschch_2024_sait_0.pdf) (дата обращения: 14.12.2024).
- Эспиталье Дж., Дроует С., Маркуис Ф. 1994. Оценка нефтеносности с помощью прибора Rock-Eval с компьютером // Геология нефти и газа. № 1. С. 23–32.
- Coates G. R., Xiao L. Z., Prammer M. G. 1999. NMR Logging: Principles and Applications. Houston: Gulf Publishing Company. 235 pp.

## References

- Bazhenova, T. K., (2019). Solid bitumens of the Siberian platform. In *Geochemistry of Oil and Gas, Petroleum Mother Rocks, Coal and Oil Shale: Proceedings of the All-Russian Scientific Conference (October 14–16, 2019, Syktyvkar, Russia)* (pp. 7–8). Institute of Geology Komi SC UB RAS. [In Russian]
- Distanova, L. R., Kovalenko, E. V., Arzhilovskaya, N. N., Maksimova, E. N., Nedelko, O. V., & Chertina, K. N. (2022). Geological setting and petrophysical modeling features of Ust-Kut Carbonate Reservoirs (Nepa-Botuoba Petroleum Province). *Exposition Oil Gas*, (3), 22–26. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2022-3-22-26> [In Russian]
- Zagidullin, M. I., Gilmanov, Ya. I., & Kukarskiy, M. S. (2022). *Method for Determining Total Porosity of Naturally Saturated Rock Samples Using NMR* (RF Patent No. 2780988). Tyumen Petroleum Research Center. [In Russian]
- Zagidullin, M. I., Kuznetsov, E. G., Potapov, A. G., Gilmanov, Ya. I., & Lokshin, D. A. (2020). Effect of mud filtrate invasion in cavernous reservoirs of B5 horizon in the Danilovsky field on NMR results. *Neftyanaya Provintsiya*, (4), 175–196. <https://doi.org/10.25689/NP.2020.4.175-196> [In Russian]
- Kolesnikova, L. G., Mokrova, M. V., & Ivanova, T. A. (2022). *Organic Binders and Materials Based on Bitumen*. Buk. [In Russian]
- Markov, V. V., Zanochev, S. A., & Ryazanova, T. A. (2022). A method for identifying bitumen-saturated intervals in carbonate rocks based on the results of a pyrolysis study. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, (5), 32–35. [In Russian]
- Fadeev, A. M., & Gilmanov, Ya. I. (2023). Studying bitumen intervals in carbonate formations of East Siberia from core data. *Karotazhnik*, (5), 84–95. [In Russian]
- Chertina, K. N., Ulyanova, A. V., Arzhilovskaya, N. N., Musin, R. A., & Savichev, K. S. (2024). Features of dolomitization processes of formation B1 (Cambrian, Eastern Siberia) and connection with the capacitive properties of rocks. *Heterogeneity in Sedimentary Systems: Materials of the 14<sup>th</sup> Ural Lithological Meeting (Scientific Conference)* (pp. 219–222). Zavaritsky Institute of Geology and Geochemistry. Retrieved Dec. 14, 2024, from [http://www.igg.uran.ru/sites/default/files/Conferences/kniga\\_litolsvoeshch\\_2024\\_sait\\_0.pdf](http://www.igg.uran.ru/sites/default/files/Conferences/kniga_litolsvoeshch_2024_sait_0.pdf) [In Russian]
- Espitalie, J., Drouet, S., & Marquis, F. (1994). Petroleum evaluation by using the petroleum evaluation workstation (a Rock-Eval connected with computer). *Russian Oil and Gas Geology*, (1), 23–32. [In Russian]
- Coates, G. R., Xiao, L. Z., & Prammer, M. G. (1999). *NMR Logging: Principles and Applications*. Gulf Publishing Company.

## Информация об авторах

- Максим Ильварович Загидуллин, главный специалист, Тюменский нефтяной научный центр, Тюмень, Россия  
[mizagidullin2@tnnc.rosneft.ru](mailto:mizagidullin2@tnnc.rosneft.ru), <https://orcid.org/0009-0009-7854-9320>
- Артём Геннадьевич Потапов, заведующий лабораторией, Тюменский нефтяной научный центр, Тюмень, Россия  
[agpotapov@tnnc.rosneft.ru](mailto:agpotapov@tnnc.rosneft.ru), <https://orcid.org/0009-0007-3010-8070>

*Павел Сергеевич Молоков*, ведущий специалист, Тюменский нефтяной научный центр, Тюмень, Россия

[psmolokov@tnnc.rosneft.ru](mailto:psmolokov@tnnc.rosneft.ru), <https://orcid.org/0009-0006-7570-758X>

*Алина Николаевна Дудник*, специалист, Тюменский нефтяной научный центр, Тюмень, Россия

[andudnik@tnnc.rosneft.ru](mailto:andudnik@tnnc.rosneft.ru), <https://orcid.org/0009-0000-7813-5560>

*Ольга Владимировна Михайленко*, главный специалист, Тюменский нефтяной научный центр, Тюмень, Россия

[ovmikhailenko@tnnc.rosneft.ru](mailto:ovmikhailenko@tnnc.rosneft.ru), <https://orcid.org/0009-0005-4834-4069>

## Information about the authors

*Maxim I. Zagidullin*, Chief Specialist, Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia

[mizagidullin2@tnnc.rosneft.ru](mailto:mizagidullin2@tnnc.rosneft.ru), <https://orcid.org/0009-0009-7854-9320>

*Artem G. Potapov*, Head of the Laboratory, Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia

[agpotapov@tnnc.rosneft.ru](mailto:agpotapov@tnnc.rosneft.ru), <https://orcid.org/0009-0007-3010-8070>

*Pavel S. Molokov*, Leading Specialist, Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia

[psmolokov@tnnc.rosneft.ru](mailto:psmolokov@tnnc.rosneft.ru), <https://orcid.org/0009-0006-7570-758X>

*Alina N. Dudnik*, Specialist, Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia

[andudnik@tnnc.rosneft.ru](mailto:andudnik@tnnc.rosneft.ru), <https://orcid.org/0009-0000-7813-5560>

*Olga V. Mikhailenko*, Chief Specialist, Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia

[ovmikhailenko@tnnc.rosneft.ru](mailto:ovmikhailenko@tnnc.rosneft.ru), <https://orcid.org/0009-0005-4834-4069>