

© Авторы, 2025 г.
Контент доступен по лицензии Creative Commons Attribution
License 4.0 International (CC BY 4.0)



© The Authors, 2025.
Content is available under Creative Commons Attribution
License 4.0 International (CC BY 4.0)

УДК 550.849

КРАТКОЕ СООБЩЕНИЕ

<https://doi.org/10.30730/gtr.2025.9.3.325-331>
<https://www.elibrary.ru/stwzom> (In English)

Методический эксперимент по применению цеолитизированных туфов для обнаружения низких концентраций углеводородов в среде, моделирующей придонные осадки*

Р. Ф. Булгаков[@], Л. М. Богомолов

^{@E-mail:} r.bulgakov@imgg.ru

Институт морской геологии и геофизики ДВО РАН, Южно-Сахалинск, Россия

Резюме. В работе приводятся результаты методического эксперимента по улавливанию методом сорбции микропросачивающихся молекул углеводородов в количестве, достаточном для свидетельства о наличии нефтегазовых пластов. Эксперимент с имитацией накопления углеводородов в ловушках с сорбентами проведен в Институте морской геологии и геофизики ДВО РАН как подготовительный, перед установкой ловушек в натурных условиях. В качестве сорбентов использовались цеолитизированные туфы с Огоньковского участка Лютогского месторождения (о. Сахалин) с содержанием цеолита 50 % и торфяной сорбент. Сорбенты выдерживали в течение 5 мес. в искусственной емкости, содержащей грунт (суглинок), морскую воду и малую добавку углеводородной смеси. Полученные результаты подтвердили возможность обнаружения низких концентраций углеводородов в среде, схожей с придонными осадками, с помощью ловушек с цеолитом-сорбентом. Выявлено преимущество этого сорбента как индикатора микропросачивания углеводородов над залежью по сравнению с торфяным сорбентом.

Ключевые слова: микропросачивание, геохимические методы, сорбция, геохимические аномалии, цеолиты

Methodical experiment on the use of zeolitized tuffs to detect low concentrations of hydrocarbons in an environment simulating bottom sediments

Rustam F. Bulgakov[@], Leonid M. Bogomolov

^{@E-mail:} r.bulgakov@imgg.ru

Institute of Marine Geology and Geophysics, FEB RAS, Yuzhno-Sakhalinsk, Russia

Abstract. This paper presents the results of a methodical (trial) experiment for conducting in-kind conditions on capturing microseepage hydrocarbon molecules by sorption, which amount is sufficient for the certificate of the presence of oil and gas-bearing formations. The experiment simulating hydrocarbon accumulation in traps with sorbents was organized and conducted at the Institute of Marine Geology and Geophysics, Far Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences as a step before the installation of traps in natural conditions near a hydrocarbon deposit. Zeolitized tuffs from

* Перевод данной статьи на английский язык напечатан в журнале «Геосистемы переходных зон», 2025, т. 9, № 3, с. 325–331. <https://doi.org/10.30730/gtr.2025.9.3.325-331>; <https://www.elibrary.ru/stwzom>

Translation of this article into in English published in the “Geosystems of Transition Zones” journal, 2025, vol. 9, No. 3. pp. 325–331. <https://doi.org/10.30730/gtr.2025.9.3.325-331>; <https://www.elibrary.ru/stwzom>

the Ogonkovsky site of the Lyutogskoye deposit (Sakhalin Island) with a 50 % zeolite content, as well as the peats were used as sorbents. The sorbents were kept for 5 months in an artificial container containing soil (lofts), seawater, and a small additive of a hydrocarbon mixture. The obtained results confirmed the possibility of detecting low concentrations of hydrocarbons in an environment similar to bottom sediments using traps with a zeolite sorbent. The advantage of this sorbent as an indicator of hydrocarbon microseepage over a deposit compared to a peat sorbent was revealed.

Keywords: microseepage, geochemical methods, sorption, geochemical anomalies, zeolites

Для цитирования: Булгаков Р.Ф., Богомолов Л.М. Методический эксперимент по применению цеолитизированных туфов для обнаружения низких концентраций углеводородов в среде, моделирующей придонные осадки. [Электронный ресурс]. *Геосистемы переходных зон*, 2025, т. 9, № 3. <http://journal.imgg.ru/web/full/f2025-3-8.pdf>; <https://doi.org/10.30730/gtr.2025.9.3.325-331>

For citation: Bulgakov R.F., Bogomolov L.M. Methodical experiment on the use of zeolitized tuffs to detect low concentrations of hydrocarbons in an environment simulating bottom sediments. *Geosistemy perehodnykh zon = Geosystems of Transition Zones*, 2025, vol. 9, No. 3, pp. 325–331. <https://doi.org/10.30730/gtr.2025.9.3.325-331>; <https://www.elibrary.ru/stwzom>

Финансирование и благодарности

Работа выполнена при поддержке Минобрнауки России (в рамках государственного задания ИМГиГ ДВО РАН). Авторы благодарят И.М. Шахова за инженерно-техническое сопровождение эксперимента и П.А. Каменева за предоставленные образцы цеолита Лютогского месторождения.

Funding and Acknowledgements

The work was carried out with the support of the Ministry of Education and Science of the Russian Federation (out within the framework of the state task of IMGG FEB RAS). The authors thank I. Shakhov for engineering and technical support of the experiment and P. Kamenev for providing samples of zeolite from the Lyutogskoye deposit.

Механизм микропросачивания углеводородов и применение этого явления в поисковых целях

Поиски новых месторождений на акваториях, особенно арктических, – это серьезные технологические вызовы. Буровые работы на шельфе, еще и осложненные тяжелыми ледовыми условиями, практически на порядок превышают по стоимости аналогичные поисково-разведочные работы на суше. Это обуславливает внедрение инновационных импортзамещающих поисковых технологий, способствующих сокращению количества поисковых скважин при увеличении успешности поисков.

Перспективным феноменом, успешно применяемым в мировой практике поисковых работ, является эмпирически установленное еще в 30-х годах прошлого столетия явление – микропросачивание молекул вещества вертикально вверх (рис. 1) [1, 2].

Микропросачивание углеводородов, благодаря их вертикальной миграции сквозь покрывку нефтегазовой ловушки, оконтуривает залежь на поверхности. При этом поток углеводородов вызывает эпигенетические изменения по всему разрезу над залежью, порождая геохимические и геофизические аномалии,

а на поверхности формирует геохимические аномалии с характерными для данной залежи компонентами – так называемой сигнатурой.

Оценки эффективности применения геохимической съемки при поисковых работах [1, 2] показали, что из скважин, пробуренных на перспективных участках, связанных с положительными аномалиями микропросачивания, 82 % были завершены как коммерческие

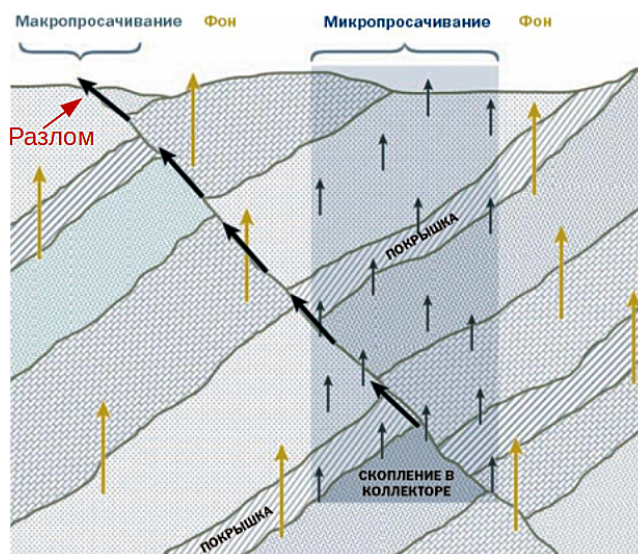


Рис. 1. Соотношение процессов макро- и микропросачивания (по материалам: <https://agisurveys.net/>).

Fig. 1. The ratio of macroseepage and microseepage processes (according to: <https://agisurveys.net/>).

открытия, а из скважин, пробуренных на перспективных участках без очевидных аномалий микропросачивания, – только 11 %. Эти результаты свидетельствуют о том, что данные о микропросачивании углеводородов – при правильном получении, интерпретации и интеграции с обычными данными разведки – могут до начала бурения надежно предсказать наличие углеводородов.

Следует отметить, что феномен микропросачивания по механизму функционирования отличается от выходов на поверхность углеводородов по ослабленным, разломным зонам, которые принято называть макропросачиваниями (рис. 1).

Теоретическое объяснение механизма микропросачивания обсуждалось с привлечением следующих гипотез о механизме явления:

- 1) диффузия,
- 2) перенос в растворенном виде вместе с поднимающимися каплями воды,
- 3) выталкивающая сила микропузырьков.

Исследователи пришли к выводу, что относительно быстрый (от 75 до 300 м/год), строго вертикальный подъем при отсутствии разломов, создающий аномалии концентраций непосредственно над проекцией залежи на поверхность, происходит за счет выталкивающей силы микропузырьков [1, 2].

Условием функционирования механизма выталкивающей силы микропузырьков является превышение капиллярного давления микропузырьков углеводородов над давлением воды в крупных взаимосвязанных порах покрывки в такой степени, чтобы этого было достаточно для вытеснения воды.

В математической модели давление газовой фазы превышает давление воды на величину капиллярного давления P_c , при этом в превышении давления газовой фазы над водной ключевое место занимает разница в градиентах гидравлического напора газа ϕ_g и воды ϕ_w :

$$P_c = P_g - P_w = (\phi_g - \phi_w) + (\rho_w - \rho_g)gh,$$

где P_g и P_w – давление газа и воды соответственно, g – ускорение свободного падения, ρ_w и ρ_g – плотность воды и газа, h – высота столба воды и газа.

Микропросачивание в силу своих свойств – всплытие молекул углеводородов C_1 – C_{20} вместе с микрокаплями воды и газов вертикально вверх над залежью сквозь изолирующую ловушку покрывки до дневной поверхности – проявляется как в геохимических аномалиях, так и геофизических полях (рис. 2).

Следует обратить внимание на то, что интенсивность потока углеводородов и воды зависит от разницы градиентов гидравлического напора воды и углеводородного газа пропорционально проницаемости горной породы для воды и газа.

В развитие работ [1, 2] были получены результаты экспериментального моделирования микропросачиваний для детализации понимания процесса.

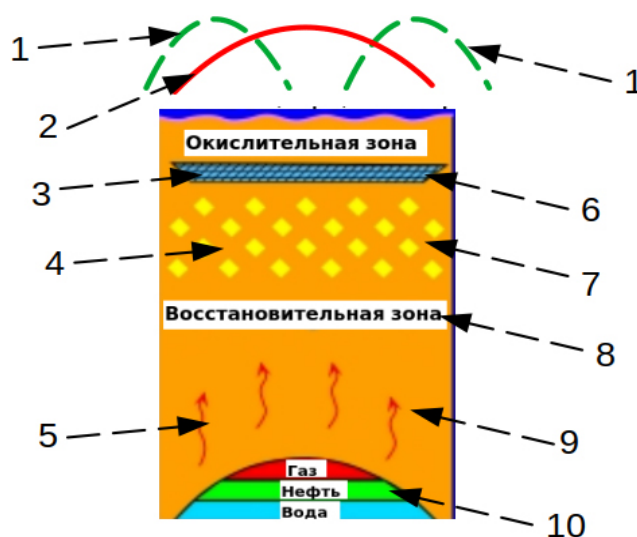


Рис. 2. Модель феномена микропросачивания и обусловленные им геохимические и геофизические аномалии. 1 – аномалии по периферии залежи, 2 – апикулярная аномалия. Геохимические аномалии: 3 – насыщение карбонатами, 4 – насыщение пиритом, серой, пирротинном, грейгитом, ураном, 5 – углеводороды просачиваются вверх и создают восстановительную зону. Геофизические аномалии: 6 – высокое электрическое сопротивление, 7 – высокие значения вызванной поляризации, 8 – магнитная аномалия, 9 – низкие значения электрического сопротивления, 10 – аномалии сейсмических скоростей. (По материалам: https://www.searchanddiscovery.com/documents/2020/42542abrams/ndx_abrams.pdf).

Fig. 2. A model of the microseepage phenomenon and the geochemical and geophysical anomalies caused by it. 1, anomalies on the periphery of the deposit; 2, apical anomaly. Geochemical anomalies: 3, saturation with carbonates; 4, saturation with pyrite, sulfur, pyrrhotite, greigite, uranium; 5, hydrocarbons seep upward and create a reduction zone. Geophysical anomalies: 6, high electrical resistance; 7, high values of induced polarization; 8, magnetic anomaly; 9, low values of electrical resistance; 10, anomalies of seismic velocities. (According to: https://www.searchanddiscovery.com/documents/2020/42542abrams/ndx_abrams.pdf).

Результаты лабораторного экспериментального теста по распределению газовых геохимических концентраций в разрезе, имитирующем покрывку залежи и вышележащие слои [3], показали, что использование индикаторов свободного газа, таких как отношение C_1 / C_2 , наиболее полно отражает особенности микропросачиваний. Оказалось, что абсорбированные породой углеводороды на коротких временных интервалах не меняют своих концентраций под воздействием микропросачиваний, тогда как газы, высвобожденные при нагревании, участвуют в микропросачиваниях, при этом большую роль играет свободный газ.

В другой работе этот коллектив авторов [4] установил, что для обнаружения микропросачиваний путем диффузии и всплывания пузырьков газа в водной среде надежным индикатором является соотношение *i*-бутана и *n*-бутана ($i-C_4 / n-C_4$). При этом механизм диффузии начинает работать выше горизонта грунтовых вод.

Экспериментальное моделирование микропросачиваний через многослойную среду [5] показало, что превалирующим механизмом микропросачиваний ниже уровня грунтовых вод является всплытие микропузырьков газа, а диффузия вторична, но выше уровня вод диффузия начинает доминировать. Основным каналом для микропросачиваний оказались микротрещины.

Серьезной проблемой применения микропросачиваний в поисковых целях является определение равновесного потока микропросачиваний, от которого зависит интенсивность геохимических аномалий на поверхности над залежью. С помощью специально сконструированных мини-аппаратов измерялись [6] микропросачивания в аргиллитах и песчаниках. При этом удалось определить, что соотношение газовых разновидностей стабилизируется после установления равновесного потока микропросачиваний, а концентрация газов обратно пропорционально зависит от удаленности от источника газов. В соответствии с временем установления равновесия может быть учтена скорость микропросачивания углеводородного газа, а также количество микропросачивания углеводородного газа из резервуара в соответ-

ствии с моделью микропросачивания. Кроме того, на основе изучения по геологическому разрезу характеристик вертикальной кривой процентного содержания углеводородного компонента в общем количестве углеводородов и проверки их с помощью геохимической разведки керна или каротажа углеводородного газа с большой вероятностью может быть предсказана глубина потенциального резервуара.

Однако при выполнении реальной геохимической съемки уверенное обнаружение восходящего потока углеводородов классическими методами геохимической съемки представляет собой проблему. Различия сорбционных свойств донных грунтов в зависимости от минерального состава, окислительно-восстановительных, микробиологических и других характеристик вносят серьезные корректировки в сигнатуры геохимических и геофизических аномалий, затрудняя выделение контура геохимической аномалии.

Во-первых, многие типы грунтов очень плохо улавливают углеводороды из-за специфики состава минералов, показателя pH и других характеристик.

Во-вторых, в процессе отбора проб более 50 % всех содержащихся в грунте углеводородов может быть утеряно вследствие улетучивания во время сбора, транспортировки и хранения проб.

В-третьих, поток микропросачивания характеризуется малыми концентрациями, что затрудняет прямое обнаружение углеводородов аналитическими методами, используемыми для измерения содержания углеводородов в грунте. Необходимо увеличение (обогащение) концентрации, что предопределяет применение сорбентов с достаточно длительной экспозицией.

В-четвертых, скорости микропросачивания углеводородов и концентрации углеводородов вблизи поверхности могут значительно меняться с течением времени. Было показано [7], что поверхностные просачивания углеводородов и почвенные геохимические аномалии появляются и исчезают за относительно короткие промежутки времени, от недель до месяцев и лет в зависимости от изменения давления в резервуаре.

Имеется положительный опыт выявления геохимических аномалий методами электро-разведки с вызванной поляризацией [8]. К недостаткам метода следует отнести сложности интерпретации.

Более перспективным способом обнаружения аномалий потока микропросачиваний являются методы с применением сорбирующих материалов. За рубежом хорошо известен метод GORE-AGI (<https://agisurveys.net/our-technology.html>), однако компания не раскрывает материал сорбента, используемого при геохимической съемке. Известно, что сорбент должен быть изолирован от воды, для чего упакован в водонепроницаемую мембрану. Это ограничивает прямое применение метода на акваториях глубиной более 20 м, глубже мембрана не выдерживает. Это обстоятельство ставит задачу по подбору подходящего сорбента, который мог бы сохранять свою активность в воде, чтобы обойти ограничение по применению сорбента по глубине.

Одним из распространенных сорбентов является цеолит. Цеолиты – это минералы, представляющие собой водные алюмосиликаты кальция и натрия из подкласса каркасных силикатов. Наиболее распространена фракция цеолитов с химической формулой $\text{Na}_2\text{Al}_2\text{Si}_3\text{O}_{10} \cdot 2\text{H}_2\text{O}$. Эффективность цеолитов как сорбентов легких углеводородов определяется их микропористым молекулярным строением: размеры пор до 1 нм (10 Å), тогда как диаметр молекулы метана равен 0.38 нм.

Методика эксперимента и результаты

Для оценки способности сорбента захватывать молекулы углеводородов в морской воде при низкой концентрации потока из подстилающего грунта в Институте морской геологии и геофизики ДВО РАН проведен эксперимент с установкой ловушек углеводородов [9]. Эксперимент имел характер подготовительного для проведения его в дальнейшем в натурных условиях. В качестве сорбентов использовались цеолитизированные туфы с Огоньковского участка Лютогского месторождения (о. Сахалин) с содержанием цеолита 50 % [10].

Эти цеолитизированные туфы показали отличные сорбционные показатели в отношении углеводородов. Так, при пропускании воды с содержанием нефти 280 мг/л через навеску цеолита в 30 г со скоростью 1.7 м в час после одного цикла содержание нефти снизилось до 12 мг/л, т.е. было захвачено 95.8 % нефти из воды. Причем цеолитизированный туф не теряет своей адсорбционной и каталитической активности при нагревании до 400–500 °С [10].

Испытания ловушек с сорбентами проводились в емкости, имитирующей придонные морские условия над залежью. Всплытие молекул углеводородов в растворенном виде в воде, а не микропросачивание происходит за счет превышения капиллярного давления. Но для изучения сорбционных свойств данного механизма достаточно.

Емкость для проведения эксперимента представляла собой двухсотлитровую бочку (рис. 3, 4). На дно ее был уложен грунт – суглинок, в который было добавлено 200 мл смеси бензина с керосином и дизельным топливом в объемной пропорции 1:1. Состав смеси – углеводородные компоненты: C_5 – C_9 , C_8 – C_{15} , C_{12} – C_{20} . При равномерном распределении углеводородов по емкости объемная концентрация углеводородов в емкости будет около 1000 ppm.

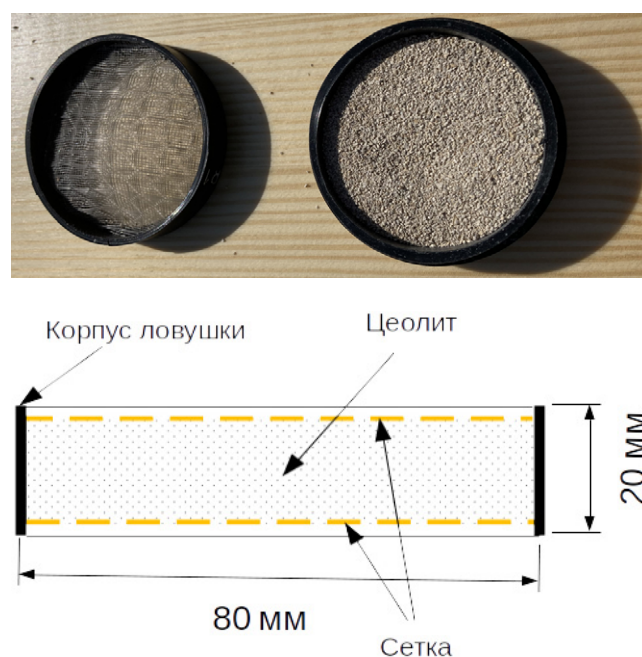


Рис. 3. Вид и конструкция ловушки с сорбентом.
Fig. 3. Image and the design of the trap with sorbent

В ловушки были заложены сорбенты из цеолита без предварительной обработки, а также после прокаливания в СВЧ-печи [11] и сорбенты из торфа. Для изготовления торфяного сорбента выбирали верховые сфагновые слаборазложившиеся виды торфа. Прокаливание в СВЧ-печи выполняли для осушения сорбента и удаления из него возможных загрязне-

ний. Из шести полученных образцов три (с лабораторными номерами 1, 2, 3) экспонировались в емкости, в толще грунта, а три были отправлены на исследование в лабораторию без выдержки в емкости с нефтепродуктами.

Учитывая искусственное происхождение среды эксперимента, для уверенного достижения распределения углеводородов по всей емкости образцы выдерживались в емкости пять месяцев. После выдержки образцы были законсервированы в дихлорметане.

Анализ образцов проводился в Испытательном центре «МГУЛАБ» (г. Москва) флуориметрическим методом на анализаторе жидкости «Флюорат-02» согласно методике ПНД Ф 16.1:2.21-98. Показательно, что для цеолитов погрешности результатов определения содержания нефтепродуктов находились в пределах допускаемого в ПНД Ф 16.1:2.21-98, т.е. меньше 28 млн^{-1} , тогда как для торфа превышали допустимые значения.

Результаты испытаний приведены в таблице.

Обращают на себя внимание сравнимые и достаточно высокие показатели содержания нефтепродуктов у необработанных торфяных сорбентов (прирост после выдержки составляет около 10 %). Для необработанного цеолитового сорбента (см. таблицу) получен странный результат – почти двукратное уменьшение содержания нефтепродуктов после экспозиции,

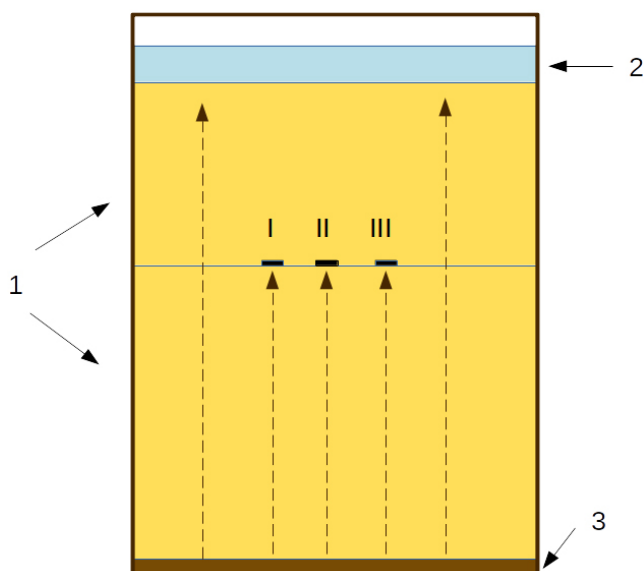


Рис. 4. Емкость для проведения эксперимента. 1 – грунт, насыщенный морской водой; 2 – слой морской воды; 3 – грунт, насыщенный смесью углеводородов C_5-C_{20} . Сорбенты: I – цеолит прокаленный, II – цеолит сырой, III – торф.

Fig. 4. A container for experiment carrying out. 1, soil saturated with seawater; 2, a layer of seawater; 3, soil saturated with a mixture of hydrocarbons C_5-C_{20} . Sorbents: I, calcined zeolite; II, raw zeolite; III, peat.

Таблица. Содержание нефтепродуктов в сорбентах до и после выдержки в емкости

Table. The content of petroleum product in sorbents before and after storage in a container

Сорбент, обработка (количество) Лабораторный номер образца	Массовая доля нефтепродуктов, ppm	Погрешность при коэффициенте охвата $k = 2$, $P = 0.95$, ppm
Торф необработанный (2.0 г)		
1	119	48
4	108	43
Цеолит прокаленный (16.0 г)		
2	55	22
5	15.2	6.1
Цеолит необработанный (20.0 г)		
3	16.3	6.5
6	29	12

Примечания. Образцы № 1, 2, 3 – показатель после выдержки в емкости в течение 5 мес. Образцы № 4, 5, 6 в емкости не экспонировались. k – коэффициент охвата.

Notes. Samples No. 1, 2, 3 – values of the indicator are after 5 months storage in a container. Samples No. 4, 5, 6 were not placed in a container. k = coverage factor.

что отражает уровень загрязнения сырого цеолита (все-таки рядом с карьером с цеолитовыми пропластками проходит автомобильная трасса Южно-Сахалинск–Холмск). А вот для прокаленного цеолита содержание углеводородов после выдержки в емкости более чем в 3 раза выше (55 ppm против 15.2 ppm). Для этих образцов различие содержания нефтепродуктов до и после выдержки заведомо превышает интервал погрешности, несмотря на высокую относительную погрешность – порядка 40 %. Это контрастирует с показателями для торфяных образцов и, тем более, для образцов необработанного цеолита.

Очевидно, что концентрации нефтепродуктов, обнаруженные в необработанных образцах № 4 и 6, – это загрязнения, накопленные торфяным и цеолитовым сорбентами при залегании в природной среде. С учетом погрешности измерений можно считать, что для этих образцов содержание нефтепродуктов практически не увеличилось после выдержки в емкости.

Таким образом, результаты эксперимента дают основание полагать, что даже низкие концентрации углеводородов в среде, аналогичной придонному осадку морского дна, эффективно улавливаются сорбентом из прокаленного цеолита.

Заключение

Результаты эксперимента с применением цеолитизированных туфов Лютогского месторождения для обнаружения низких концентраций углеводородов в среде, сходной с придонными осадками, подтвердили возможности использования этого сорбента в качестве индикатора микропросачивания углеводородов над залежью. После испытаний на реальных месторождениях углеводородов этот метод, благодаря простоте изготовления ловушек и малозатратности, в целом может быть использован как эффективный инструмент, позволяющий идентифицировать наличие углеводородов в структуре пластов. Для проведения таких испытаний необходима заинтересованность со стороны государственной компании «Росгеология» или операторов по эксплуатации нефтегазовых месторождений.

Список литературы

1. Schumacher D. **2012**. Pre-drill prediction of hydrocarbon charge: microseepage – based prediction of charge and post-survey drilling results. *GeoConvention 2012 abstract archive. May 14–18, 2012, Calgary, AB, Canada*. URL: <https://geoconvention.com/2012-abstract-archive/> (accessed 01.06.2025).
2. Клусман Р.Н., Саид М.А. **1996**. Сравнение механизмов микропросачивания легких углеводородов. В кн.: Шумахер Д., Абрамс М.А. (ред.) *Миграция углеводородов и их проявления вблизи поверхности*. Американская ассоциация нефтяных геологов (AAPG Memoir 66), с. 157–168.
3. Wang G., Tang J., Tang Yu., Li X., Li J., Yang Jun, Huang X. **2017**. Simulation of microseepage of light hydrocarbon of different occurrence states in strata above reservoirs. *Petroleum Geology & Experiment*, 39(2): 261–266. doi: 10.11781/sysydz201702261
4. Wang G., Tang Yuping, Cheng T., Tang Junhong, Fan M., Lu Li. **2016**. Laboratory simulation of the formation process of surface geochemical anomalies applied to hydrocarbon exploration. *Acta Geologica Sinica – English Edition*, 90(6): 2149–2162. <https://doi.org/10.1111/1755-6724.13028>
5. Wang G., Qian Q., Kluswman R.W., Wang M., Han Zuozhen. **2023**. Experimental study on vertical light hydrocarbon microseepage mechanisms. *Petroleum Science and Technology*, 41: 2257–2276. <https://doi.org/10.1080/10916466.2022.2108051>
6. Huang Ch., Wang G., Lu Li, Yang Fan, Gao Junyang. **2013**. Micro-seepage of hydrocarbon gas in mudstone and sandstone and its significance for oil and gas exploration. *Petroleum Geology & Experiment*, 35(4). doi:10.11781/sysydz201304445
7. Schumacher D. **2001**. The dynamic nature of hydrocarbon microseepage: An overview. In: *Near-surface hydrocarbon migration: Mechanisms and seepage rates, September 16–19, 2001, Vancouver, Bc, Canada. AAPG Hedberg Conferenc*. URL: <https://www.researchgate.net/publication/242202285>.
8. Агеев Е.В., Ситников А.А., Пестерев И.Ю. **2018**. Проявление разных типов вызванной поляризации в электромагнитных измерениях заземленной линией. *Геофизика*, 2: 37–43. <http://www.ipgg.sbras.ru/publications/ibc/2018/gf-2018-1-37-43.pdf>
9. Булгаков Р.Ф., Богомолов Л.М. **2024**. Применение сорбентов в геохимических поисковых методах. В кн.: *X Международная научно-техническая конференция. Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа: Арктика и Дальний Восток (ОМНР-2024), 19–21 июня 2024 г.: тез. докл. М.: Газпром ВНИИГАЗ, с. 17*.
10. Горохов В.К., Дуничев В.М., Мельников О.А. **1982**. *Цеолиты Сахалина*. Владивосток: Дальневост. кн. изд-во, 106 с.

11. Савинский Н.Г. **2014**. Выбор оптимальных условий сушки цеолита в лабораторной СВЧ печи. *Вестник Ярославского гос. университета им. П.Г. Демидова. Серия Естественные и технические науки*, 1: 76–87. EDN: SBLQFN

References

1. Schumacher D. **2012**. Pre-drill prediction of hydrocarbon charge: microseepage – based prediction of charge and post-survey drilling results. *GeoConvention 2012 abstract archive. May 14–18, 2012, Calgary, AB, Canada*. URL: <https://geoconvention.com/2012-abstract-archive/> (accessed 01.06.2025).
2. Klusman R.N., Said M.A. **1996**. Comparison of microseepage mechanisms of light hydrocarbons. In: Schumacher D., Abrams M. (Eds) *Hydrocarbon migration and its near-surface expression*. The American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, Oklahoma, USA, p. 157–168.
3. Wang G., Tang J., Tang Yu., Li X., Li J., Yang Jun, Huang X. **2017**. Simulation of microseepage of light hydrocarbon of different occurrence states in strata above reservoirs. *Petroleum Geology & Experiment*, 39(2): 261–266. doi:10.11781/sydz201702261
4. Wang G., Tang Yuping, Cheng T., Tang Junhong, Fan M., Lu Li. **2016**. Laboratory simulation of the formation process of surface geochemical anomalies applied to hydrocarbon exploration. *Acta Geologica Sinica – English Edition*, 90(6): 2149–2162. <https://doi.org/10.1111/1755-6724.13028>
5. Wang G., Qian Q., Klusman R.W., Wang M., Han Zuozen. **2023**. Experimental study on vertical light hydrocarbon microseepage mechanisms. *Petroleum Science and Technology*, 41: 2257–2276. <https://doi.org/10.1080/10916466.2022.2108051>
6. Huang Ch., Wang G., Lu Li, Yang Fan, Gao Junyang. **2013**. Micro-seepage of hydrocarbon gas in mudstone and sandstone and its significance for oil and gas exploration. *Petroleum Geology & Experiment*, 35(4). doi:10.11781/sydz201304445
7. Schumacher D. **2001**. The dynamic nature of hydrocarbon microseepage: An overview. In: *Near-surface hydrocarbon migration: Mechanisms and seepage rates, September 16–19, 2001, Vancouver, Bc, Canada. AAPG Hedberg Conferenc*. URL: <https://www.researchgate.net/publication/242202285>.
8. Ageenkov E.V., Sitnikov A.A., Pesterev I.Y. **2018**. Display of induce polarization different types in electromagnetic measurements by the line. *Geophysics*, 2: 37–43. (In Russ.). URL: <http://www.ipgg.sbras.ru/publications/ibc/2018/gf-2018-1-37-43.pdf> (accessed 07.08.2025).
9. Bulgakov R.F., Bogomolov L.M. **2024**. Application of sorbents in geochemical prospecting methods. In: *X International scientific and technical conference. Development of oil and gas resources of the Russian shelf: Arctic and Far East (OMNR-2024), June 19–21, 2024: report summary*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, p. 17. (In Russ.).
10. Gorokhov V.K., Dunichev V.M., Mel'nikov O.A. **1982**. *Sakhalin zeolites*. Vladivostok: Dal'nevostochnoye knizhnoye izdatel'stvo, 106 p. (In Russ.)
11. Savinsky N.G. **2014**. [Microwave heating of intercalated graphite]. *Vestnik Yaroslavl'skogo gosudarstvennogo universiteta im. P.G. Demidova. Seriya Yestestvennye i tekhnicheskiye nauki*, 1: 76–87. (In Russ.).

Об авторах

Булгаков Рустам Фаридович (<https://orcid.org/0000-0001-9095-3785>), кандидат географических наук, старший научный сотрудник лаборатории береговых геосистем, Институт морской геологии и геофизики ДВО РАН, Южно-Сахалинск, Россия, r.bulgakov@imgg.ru

Богомолов Леонид Михайлович (<https://orcid.org/0000-0002-9124-9797>), доктор физико-математических наук, директор, Институт морской геологии и геофизики Дальневосточного отделения Российской академии наук, bleom@mail.ru

About the Authors

Bulgakov, Rustam F. (<https://orcid.org/0000-0001-9095-3785>), Cand. of Sci. (Geography), Senior Researcher of the Laboratory of coastal geosystems, Institute of Marine Geology and Geophysics of the Far Eastern Branch RAS, Yuzhno-Sakhalinsk, Russia, r.bulgakov@imgg.ru

Bogomolov, Leonid M. (<https://orcid.org/0000-0002-9124-9797>), Doctor of Physics and Mathematics, Director, Institute of Marine Geology and Geophysics of the Far Eastern Branch of RAS, bleom@mail.ru

Поступила 28.05.2025

Принята к публикации 07.07.2025

Received 28 May 2025

Accepted 7 July 2025