

ВЛИЯНИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ КОМПОНЕНТОВ БУРОВЫХ ЖИДКОСТЕЙ НА РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

В.А. Козлова^{1,*}, Д.Ю. Калачева²

¹ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский государственный университет», РФ, Санкт-Петербург

²Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

© В.А. Козлова,
Д.Ю. Калачева, 2025



Электронный адрес: ProNefit@gazprom-neft.ru

Введение. Геохимические исследования керн активно применяются для изучения состава и генезиса пластовых флюидов. Однако достоверность получаемых данных может снижаться из-за проникновения углеводородных компонентов буровых жидкостей, которые изменяют хроматографические, групповые и биомаркерные характеристики битумоидов (экстрактов).

Цель. Определить влияние углеводородных добавок буровых жидкостей на результаты геохимических исследований керн и продемонстрировать примеры их проявления в скважинах из различных регионов России.

Материалы и методы. Для анализа использованы образцы керн из трёх скважин: в Оренбургской области, Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком автономных округах. Битумоиды из керн выделялись методом горячей экстракции хлороформом в аппарате Сокслета. Экстракты разделялись на фракции (насыщенную и ароматическую) посредством группового анализа методом колоночной жидкостно-адсорбционной хроматографии. Насыщенные и ароматические фракции исследовались с применением газовой хроматографии и хромато-масс-спектрометрии. Для выявления закономерностей и выделения загрязнённых проб использовались результаты лабораторных исследований, которые были обработаны методом главных компонент.

Результаты. Загрязнёнными считались те образцы, в которых явно выражены признаки наличия техногенных углеводородов. В загрязнённых экстрактах хроматограммы показывали выраженный нефтяной фон и нарушение ряда n-алканов. Групповой состав характеризовался преобладанием насыщенных углеводородов при резком снижении доли ароматических соединений и низком содержании смол и асфальтенов. Смешение нативных углеводородов экстрактов и технической жидкости приводило к искажению биомаркерных соотношений, что делало невозможным их использование для генетической типизации. Статистический анализ подтвердил разделение выборки на чистые и загрязнённые образцы, последние сближались по характеристикам с составом буровых жидкостей.

Заключение. Углеводородные добавки буровых растворов существенно искажают результаты геохимических исследований образцов каменного материала. Для повышения достоверности интерпретации рекомендуется документировать состав буровых жидкостей, анализировать их параллельно с керном и применять статистические методы для выявления загрязнённых проб.

Ключевые слова: геохимия, керн, битумоид, буровой раствор, хроматография, биомаркеры, углеводородное загрязнение, нефтяной фон

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Козлова В.А., Калачева Д.Ю. Влияние углеводородных компонентов буровых жидкостей на результаты геохимических исследований. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(4):117–125. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-117-125>

Статья поступила в редакцию 20.09.2025

Принята к публикации 15.10.2025

Опубликована 26.12.2025

INFLUENCE OF HYDROCARBON COMPONENTS IN DRILLING FLUIDS ON THE RESULTS OF GEOCHEMICAL CORE ANALYSES

Veronika A. Kozlova^{1,*}, Daria Yu. Kalacheva²

¹Saint Petersburg State University, RF, Saint Petersburg

²Gazprom нефть company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNefit@gazprom-neft.ru

Introduction. Geochemical studies of core samples are widely used to characterize the composition and origin of reservoir fluids. However, the reliability of data may reduce due to contamination by hydrocarbon components of drilling fluids, which alter chromatographic and biomarker characteristics.

Aim. To evaluate the effect of hydrocarbon additives in drilling fluids on core geochemical data and to demonstrate contamination patterns observed in wells from different regions of Russia.

Materials and methods. Core samples from three wells located in the Orenburg region, Khanty-Mansi Autonomous Okrug, and Yamal-Nenets Autonomous Okrug were analyzed. Bitumoids were extracted via solvent chloroform extraction. The extracts were fractionated by group-type analysis. Saturated and aromatic

hydrocarbon fractions were examined using gas chromatography and gas chromatography-mass spectrometry. Principal component analysis was applied to distinguish clean and contaminated samples.

Results. Samples were considered contaminated when they showed clear signs of hydrocarbons that did not belong to the native organic matter. Chromatograms typically displayed a strong naphthenic hump and irregular or series of n-alkanes in such extracts. The fraction composition also changed: saturated hydrocarbons dominated, while aromatic compounds, resins, and asphaltenes were noticeably reduced. Because of the mixing between native extract hydrocarbons and drilling-fluid additives, key biomarker ratios became unreliable and could not be used for genetic interpretation. Statistical analysis further confirmed this pattern: clean and contaminated samples formed separate clusters, with contaminated ones grouping closer to the composition of drilling-fluid hydrocarbons.

Conclusion. Hydrocarbon additives from drilling fluids can significantly distort the geochemical characteristics of core extracts, affecting chromatographic patterns, group composition, and biomarker ratios. To ensure more reliable interpretation, it is important to record the composition of drilling fluids, analyze them together with core samples when possible, and use statistical tools to identify and exclude contaminated material.

Keywords: geochemistry, core analysis, bitumoids, drilling fluids, chromatography, biomarkers, hydrocarbon contamination, unresolved complex mixture

Conflict of interest: the authors declare no conflicts of interest.

For citation: Kozlova V.A., Kalacheva D.Yu. Influence of hydrocarbon components in drilling fluids on the results of geochemical core analyses. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(4):117–125. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-117-125>

Manuscript received 20.09.2025

Accepted 15.10.2025

Published 26.12.2025

ВВЕДЕНИЕ

В современных проектах геолого-разведочных работ на нефть и газ всё чаще применяются методы органической геохимии для уточнения состава пластовых флюидов, реконструкций условий их формирования и выявления закономерностей миграции. Эти данные служат важным дополнением к геологической и геофизической информации и позволяют более уверенно оценивать перспективы новых поисковых объектов. Вместе с тем качество и информативность результатов во многом зависят от изучаемого материала. Одной из проблем, которой посвящена данная статья, является проникновение компонентов буровых жидкостей в поровое пространство керна, что приводит к искажению его геохимических параметров.

В практике бурения скважин часто используются технические жидкости, содержащие углеводородные (УВ) компоненты различного происхождения (буровые растворы на углеводородной основе, изолирующие жидкости, добавки в виде парафиновых минеральных масел и др.). Попадание этих веществ в поровое пространство породы может влиять на состав экстрагируемых органических соединений, что в дальнейшем отражается на результатах исследований.

При выполнении аналитических работ по геохимии специалисты не всегда располагают полной информацией о составе применяемых в процессе бурения технических жидкостей. В ряде случаев сведения о наличии углеводородных добавок отсутствуют

и не передаются в лабораторию. В результате факт загрязнения породы становится очевидным только на этапе интерпретации данных.

В последние несколько лет в процессе выполнения лабораторных работ по скважинам различных регионов России поступали противоречивые данные, требующие дополнительного анализа. В ряде образцов наблюдались аномалии, которые не укладывались в привычную интерпретацию геологических процессов. По мере накопления такого материала принято решение обобщить и сформулировать основные признаки загрязнения каменного материала различными буровыми компонентами.

ЛИТЕРАТУРНАЯ СПРАВКА

Проблема влияния буровых жидкостей на геохимические исследования керна и шлама активно изучается в последние десятилетия зарубежным научным сообществом. Анализ публикаций результатов хроматографических и хромато-масс-спектрометрических исследований демонстрирует, что именно в этой области проявляются наиболее наглядные признаки техногенного воздействия. В работе Zhang et al. [1] установили, что в экстрактах из шлама, полученного после бурения с применением водной эмульсии с органическими соединениями, нарушается нормальный ряд алканов, а также фиксируется наличие нафтенового горба — области неразделяемых углеводородных

соединений, который отражает присутствие циклоалканов и других технических компонентов. Важным аргументом в статье является тот факт, что профили хроматограмм экстрактов совпадают с аналогичной хроматограммой буровой жидкости. Помимо этого, авторы установили, что буровые жидкости с органическими добавками приводят к искажению основных пиролитических параметров. В кусочках шлама значения TOC , S_1 , S_2 , HI оказались систематически выше, чем в образцах керна.

Wenger et al. [2] в своей работе показали, что современные буровые жидкости могут имитировать природные распределения стеранов и гопанов, затрудняя традиционные методы генетической корреляции. Ohm et al. [3] подтвердили выводы, что компоненты буровых растворов могут маскировать истинные признаки пластовых флюидов, т.к. содержат углеводороды стеранового и гопанового ряда, которые также содержатся в нативном органическом веществе битумоидов, нефтей. Особый акцент на практические методы минимизации загрязнения сделан в исследовании Liu et al. [4], где изучался керн плотных песчаников, пробуренных с использованием углеводородных добавок. Авторы продемонстрировали, что механическая очистка внешнего слоя керна снижает влияние примесей и позволяет отделить относительно «чистые» образцы от загрязненных. Однако при сильном проникновении компонентов буровой жидкости интерпретация остаётся невозможной, и такие пробы рекомендуется исключать из анализа.

Ratnayake, Sampei [5] исследовали кусочки шлама глубоководных скважин, пробуренных с использованием бурового раствора на углеводородной основе. Авторы показали, что шлам, пропитанный буровой жидкостью, имеет крайне высокие концентрации TOC (total organic carbon) (до 60%) по результатам пиролитических исследований, что искусственно завышало содержание органического вещества при выполнении пиролиза на необработанных образцах. После многоступенчатой подготовки и экстракции образцов концентрации TOC снизились до <1%, однако на хроматограммах оставались нефтеный горб и перекрытия в биомаркерных пиках. Это подтвердило, что даже после тщательной подготовки образцов остаточное загрязнение может сохраняться. В таком случае применение пиролитических методов для анализа резервуаров с целью идентификации нефтенасыщенных интервалов, локализации зон битуминизации и разделения углеводородов на подвижные и остаточные

становится крайне затруднительным. Это связано с тем, что пиролиз — это количественный метод, который показывает суммарное содержание углеводородов в породе. Поэтому компоненты технических жидкостей будут давать свой вклад в значения пиролитических параметров, тем самым завышая их.

ДЛЯ УСТРАНЕНИЯ ВЛИЯНИЯ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ УВ-ДОБАВОК БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНА ПРЕДЛОЖЕН ПОДХОД, УЧИТЫВАЮЩИЙ ВЛИЯНИЕ ТЕХНОГЕННОГО ФАКТОРА ПУТЕМ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА СОСТАВА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И МОНИТОРИНГА КАЧЕСТВА ГЕОХИМИЧЕСКИХ ПРОБ, ПОЛУЧЕННЫХ ИЗ ОБРАЗЦОВ КЕРНА ПОТЕНЦИАЛЬНО ПРОДУКТИВНЫХ ПОРОД.

В 2021 году опубликована работа о влиянии бурового раствора на углеводородной основе на оценку параметров нефтегазоматеринской толщи [6]. Исследователи провели ряд лабораторных экспериментов на образцах из обнажения формации Игл Форд штата Техас, США. Моделируя загрязнение осадочных пород в лабораторных условиях, авторы установили, что присутствие буровых добавок в керне увеличивают показатель свободных и сорбированных углеводородов (S_1) при снижении остаточного генерационного потенциала (S_2) и общего содержания органического углерода (TOC) по результатам пиролиза. По мнению авторов, это происходит из-за действия компонентов бурового раствора как растворителя по отношению к органическому веществу (ОВ) породы, искажая тем самым свойства материнских пород.

Bennett, Larter [7] изучали экстракты из керна, нефти, а также дизельное топливо, применявшееся в составе бурового раствора. Авторы показали, что в экстрактах присутствуют полярные неуглеводородные компоненты (стеролы, алкилфенолы), отсутствующие в пластовых углеводородах и совпадающие по составу с дизельным топливом. Эти соединения могут искажать результаты геохимических исследований, так как маскируют природные полярные фракции и приносят поверхностно-активные вещества, влияющие на свойства керна. При этом стераны, гопаны и ароматические стероиды оказались менее подвержены искажению и были предложены как более надежные индикаторы при подозрении на загрязнение. Schinteie et al. [8] в своём исследовании сравнивали влияние техногенных примесей

во внутренних (сердцевина) и внешних (стенки) частях керна. Результаты показали, что даже незначительные примеси добавок приводят к «обеднению» значений изотопного состава углерода $\delta^{13}\text{C}$ в диапазоне 0,1–6,9 ‰ и водорода $\delta^2\text{H}$ 2–33 ‰ отдельных n-алканов в экстрактах. В результате изотопные показатели выпадают из региональных трендов, что не позволяет выполнить генетическую и палеогеографическую интерпретацию.

Опубликованные данные показывают, что влияние буровых жидкостей с добавлением углеводородных компонентов отражается практически всех уровнях геохимического анализа. Массовые параметры завышаются, на хроматограммах фиксируются области неразделенных компонентов и искажение ряда n-алканов, биомаркеры перекрываются с профилями добавок, а изотопные характеристики смещаются за пределы природных значений. Даже многоступенчатая очистка не всегда устраняет примеси. Поэтому в таких случаях рекомендуется анализировать буровые жидкости для контроля компонентного состава, сравнивая затем их состав с анализируемыми образцами (экстрактами из керна/шлама). При наличии признаков загрязнения анализируемых образцов рекомендуется исключать сильнозагрязненные пробы из интерпретации.

В отечественной научной литературе проблема загрязнения керна фактически не отражена. Систематические исследования, посвященные изучению влияния буровых растворов на результаты геохимического анализа, до настоящего времени отсутствуют. Вследствие этого при планировании лабораторных работ не предполагается, что данный фактор может оказывать существенное влияние на получаемые результаты.

ЗАДАЧИ ГЕОХИМИИ И ПРИМЕНЯЕМЫЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЕЩЕСТВА

К наиболее распространенным целям геохимических исследований каменного материала при выполнении проектов геолого-разведочных работ относится оценка геологических рисков наличия нефтегазоматеринской породы (НГМП) и миграции углеводородов в ловушку. Для этого проводится анализ свойств НГМП, устанавливается генетическая корреляция между НГМП и углеводородными флюидами или экстрактами из коллекторов. При таких задачах выполняется стандартная последовательность битуминологических исследований на керна

или пластовых флюидах: горячая экстракция хлороформом (в случае работы с каменным материалом), групповой анализ, хроматографические и хромато-масс-спектрометрические исследования насыщенной и ароматической фракции.

Для анализа результатов загрязнения выбраны 3 скважины, пробуренные в разных нефтегазоносных регионах России. Скважина № 1 находится в Ханты-Мансийском автономном округе, где детально изучалась терригенные породы шельфовых пластов раннемелового возраста. В качестве керноизолирующего агента использовалось масло М8В. Скважина № 2 расположена на юге Оренбургской области и затрагивает карбонатные породы среднего-верхнего девона. При бурении в качестве смазочного материала использовалось подсолнечное масло с добавлением парафиновых минеральных масел. Скважина № 3 пробурена с использованием раствора на углеводородной основе (РУО) в Ямало-Ненецком автономном округе, где изучались песчаники глубоководных конусов выноса неокомского возраста.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

ХРОМАТОГРАФИЯ И ХРОМАТО-МАСС-СПЕКТРОМЕТРИЯ

Как уже было не раз отмечено в зарубежной литературе, основные признаки загрязнения нативного органического вещества экстрактов выявляются на этапе хроматографического анализа. Характерным признаком является выраженный фон нефтяных углеводородов, так называемый «нефтяной горб», который часто сопровождается отсутствием n-алканов. Подобные проявления наблюдались в экстрактах, извлеченных из пород с различным стратиграфическим положением и литологическим составом. Все анализируемые породы залежали при высоких пластовых температурах, что позволяет исключить вероятность развития процессов биodeградации, при которых также могут быть явно выражены неразделенные углеводороды на хроматограммах.

В качестве иллюстрации влияния техногенных примесей представлены хроматограммы экстрактов, в которых четко прослеживаются характерные признаки внешнего углеводородного вмешательства. На **рис. 1** в скважине № 1 случай загрязнения был связан с использованием изолирующего агента, представляющего собой моторное масло. В образце песчаника пл. АС₁₁, отобранного на глубине 2315 м, фиксируется повышенный

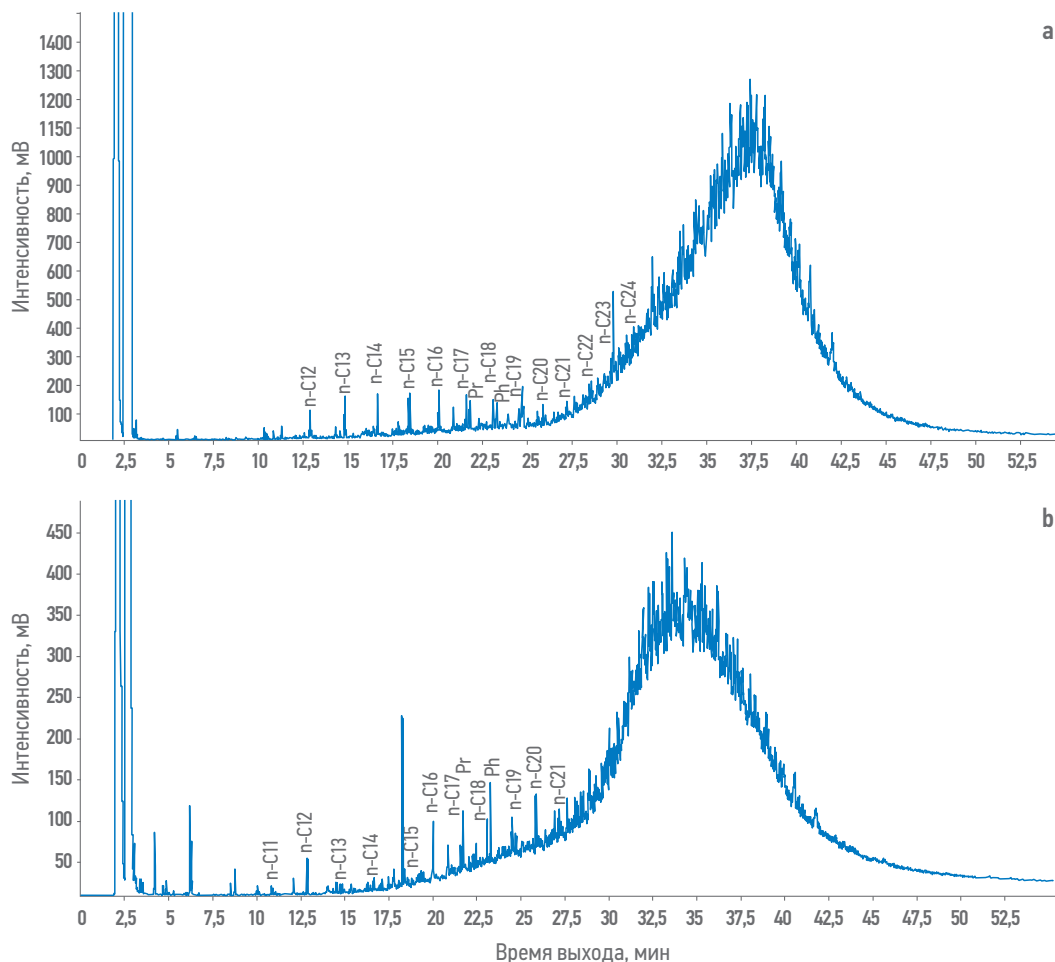


Рис. 1. Распределение алканов (газовая хроматография) скважины № 1: а — экстракт из керна песчаника пл. AC11, б — проба изолирующего агента [В.А. Козлова]

Fig. 1. Alkane distribution in well No. 1: а — extract from the sandstone core of interval AS11, б — sealing agent sample [Veronika A. Kozlova]

нафтенный фон. При этом сопоставление профилей хроматограмм экстракта из образца песчаника и технической жидкости показывает, что характерный нафтенный горб в большинстве случаев проявляется в одинаковое время выхода как в загрязненной пробе (рис. 1а), так и в буровом компоненте (рис. 1б). Схожее совпадение времен выхода свидетельствует о высокой вероятности того, что выявленная аномалия обусловлена внешним привнесением компонентов моторного масла изолирующей жидкости, а не естественными процессами биodeградации углеводородов.

На рис. 2 представлено распределение алканов в образце экстракта из нефтенасыщенного доломитового известняка воронежского горизонта среднего девона в скважине № 2, глубина отбора — 5056 м. Как видно, выход нафтенных УВ в пробе смазывающей добавки (рис. 2б) совпадает с временем выхода неразделенных пиков в проанализированном экстракте (рис. 2а). Кроме того, в обоих

образцах наблюдается близкое распределение углеводородных компонентов, которые используются для генетической и катагенетической типизации (биомаркеры): УВ гептадекана C_{17} , пристана Pr, октадекана C_{18} , фитана Ph, что также указывает на наличие компонентов смазывающей добавки в пробе образца. Такое распределение биомаркеров в пробе характеризует смазывающую добавку, а не нативные УВ из породы.

Распределение алканов в образце песчаника скважины № 3, отобранного на глубине 3796 м, приведено на рис. 3. Бурение проводилось с использованием бурового раствора на углеводородной основе. На хроматограмме фиксируются нативные алканы, однако дополнительно выражен широкий нафтенный «горб». Вероятнее всего, в пробах экстрактов произошло смешение нативного флюида и техногенного, что не позволяет с полной уверенностью охарактеризовать УВ ачимовских отложений биомаркерным составом.

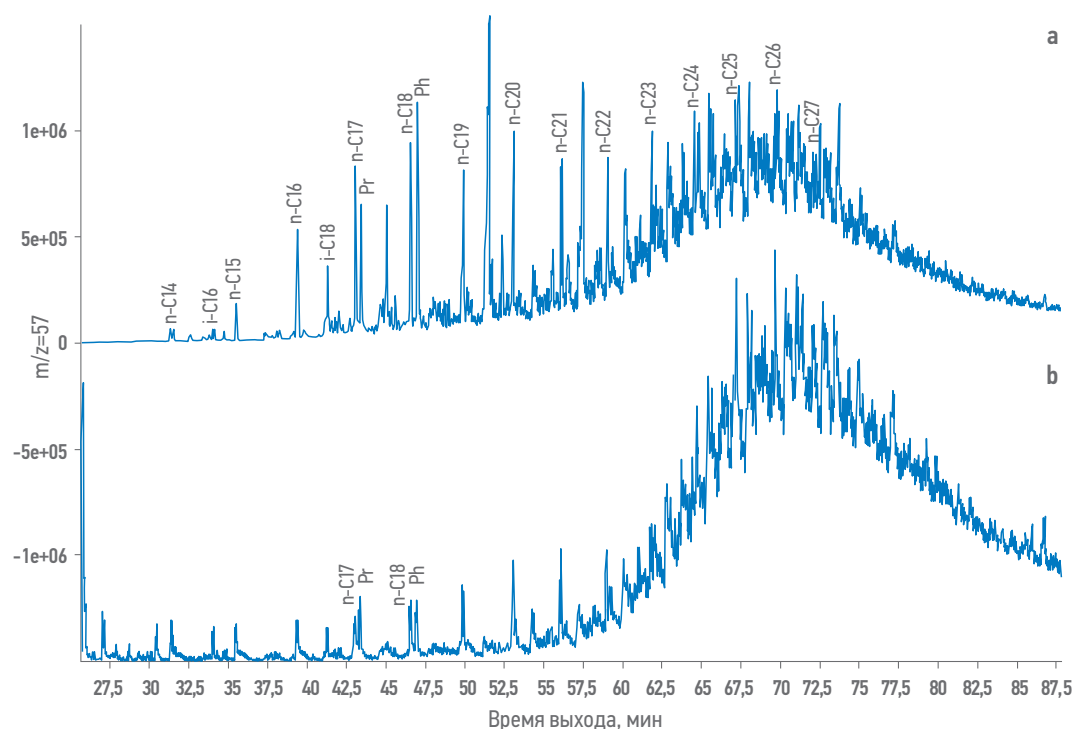


Рис. 2. Масс-фрагментогаммы ($m/z = 57$): а — экстракт известняка воронежского горизонта, б — смазывающая добавка [В.А. Козлова]

Fig. 2. Mass fragmentograms ($m/z = 57$): а — extract of limestone from Voronezh horizon, б — lubricating additive [Veronika A. Kozlova]

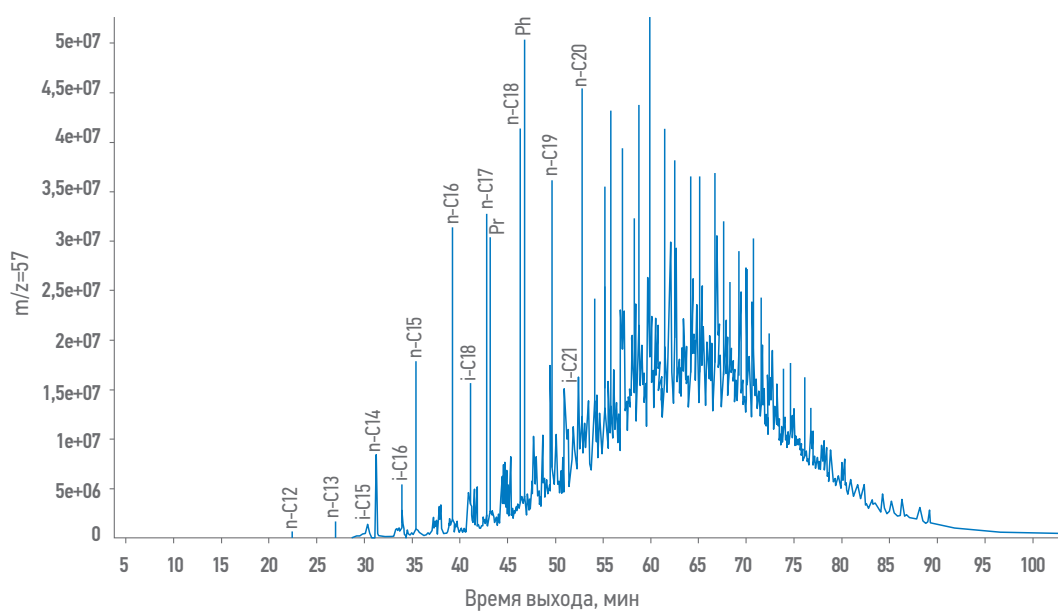


Рис. 3. Масс-фрагментограмма ($m/z = 57$) экстракта песчаника ачимовского комплекса скважины № 3 [В.А. Козлова]

Fig. 3. Mass fragmentogram ($m/z = 57$) of extract of sandstone from Achimov deposits, Well No. 3 [Veronika A. Kozlova]

ГРУППОВОЙ АНАЛИЗ

Важным признаком внешнего техногенного воздействия служит изменение группового состава экстракта из породы. В загрязненных образцах фиксируется выраженное преобладание насыщенных углеводородов, при этом содержание ароматических компонентов существенно снижено. Смолисто-асфальтеновая фракция определяется

в значительно меньших количествах по сравнению с природными экстрактами из пород. Данные наблюдения отчетливо видны на примере результатов исследования скважины № 2, где по разрезу скважины изучались битумоиды как нефтенасыщенных интервалов, так и потенциальных НГМП (табл. 1). В пробах, где по результатам газовой хроматографии отмечалось присутствие

Таблица 1. Результаты группового анализа битумоидов и используемой буровой добавки скважины № 2. ПН — парафин-нафтенная фракция, АРО — ароматическая фракция, СМ — фракция смол, АСФ — фракция асфальтенов, ГХ — газовая хроматография [В.А. Козлова]
Table 1. Results of group-type analysis of bitumoids and the drilling additive employed in Well No. 2. ПН — paraffin-naphthenic hydrocarbon fraction, АРО — aromatic hydrocarbon fraction, СМ — resinous fraction, АСФ — asphaltene fraction, ГХ — gas chromatography [Veronika A. Kozlova]

№	Гл. отбора, м	Краткое описание породы	Выход экстракта, %	ПН, %	АРО, %	СМ, %	АСФ, %	Признаки загрязнения по ГХ
1	4590	Известняк доломитистый	0,036	39,9	17,6	33,3	9,2	Нет
2	4597	Известняк	0,068	23,8	17,4	33,8	25,0	Нет
3	4885	Доломит	0,602	88,0	7,6	3,8	0,7	Да
4	4886	Доломит	0,628	85,9	7,3	6,1	0,8	Да
5	5056	Известняк доломитистый	0,014	-	-	-	-	Да
6	5061	Известняк доломитистый	0,143	87,2	6,4	6,1	0,2	Да
7	5472	Аргиллит	0,092	16,5	21,1	26,2	36,2	Нет
8	5474	Песчаник алевроитистый	0,036	60,1	5,6	24,4	9,9	Нет
9	5477	Алевропесчаник	0,146	69,1	4,4	24,1	2,5	Нет
10	5489	Песчаник	0,092	74,1	3,2	19,8	3,0	Нет
11	5609	Известняк кремнистый	0,076	67,5	17,1	14,3	1,1	Да
12	5614	Известняк доломитистый	0,034	27,5	28,6	35,2	8,8	Нет
13	5624	Известняк кремнистый	0,046	26,4	41,8	24,7	7,1	Нет
14	5742	Известняк кремнистый	0,024	41,4	8,3	33,8	16,5	Нет
15	5751	Известняк кремнистый	0,040	69,0	8,3	19,1	3,6	Да
16	-	Смазывающая жидкость	-	80,8	9,1	8,8	1,2	-

нафтенного горба, в групповом составе экстрактов известняков фиксировалось преобладание насыщенных УВ — свыше 80%, меньше значения ароматической фракции — до 7,6%, доля смол и асфальтенов не превышала 6,1 и 0,8% соответственно. В менее проницаемых породах с признаками загрязнения содержание насыщенной фракции также повышено — до 69%, доля ароматических соединений составляет до 17,1%, а смол и асфальтенов — до 19,1 и 1,6%. Для сопоставления в рамках работы проанализирован образец технической жидкости, использованной при проходке соответствующих интервалов. Результаты группового анализа буровой добавки оказались схожими с составом экстрактов из загрязненных образцов.

БИОМАРКЕРЫ И СТАТИСТИЧЕСКАЯ ОБРАБОТКА

Значимым последствием загрязнения является искажение биомаркерных соотношений битумоидов. Технические углеводородные добавки в своем составе имеют собственные комплексы стеранов, гопанов и других углеводородов, которые при проникновении в породу смешиваются с природными флюидами, нарушая тем самым геохимический облик нативного органического

вещества. В результате формируется совокупный биомаркерный состав, не отражающий реальных геохимических характеристик пластовых углеводородов. Это делает невозможным определение различий между природными и привнесенными биомаркерами, что исключает возможность корректной интерпретации углеводородного состава. Дополнительное подтверждение различий в биомаркерных параметрах между загрязненными и незагрязненными образцами получено при анализе экстрактов скважины № 2. Для быстрой и демонстративной оценки различий в биомаркерных соотношениях применен метод главных компонент (МГК). Результаты анализа распределения образцов на графике счетов показали формирование трёх чётко выраженных групп (рис. 4). Группы 1 и 2 объединяют «чистые» образцы без признаков техногенного воздействия по результатам хромато-масс-спектрометрии и группового анализа, но генетически различного происхождения. Группа 3 включает загрязнённые образцы и пробу буровой добавки, что указывает на сходство состава между ними. Такое обособление связывается с тем, что образцы имели свои различные биомаркерные соотношения, но в процессе бурения произошло смешение нативных УВ

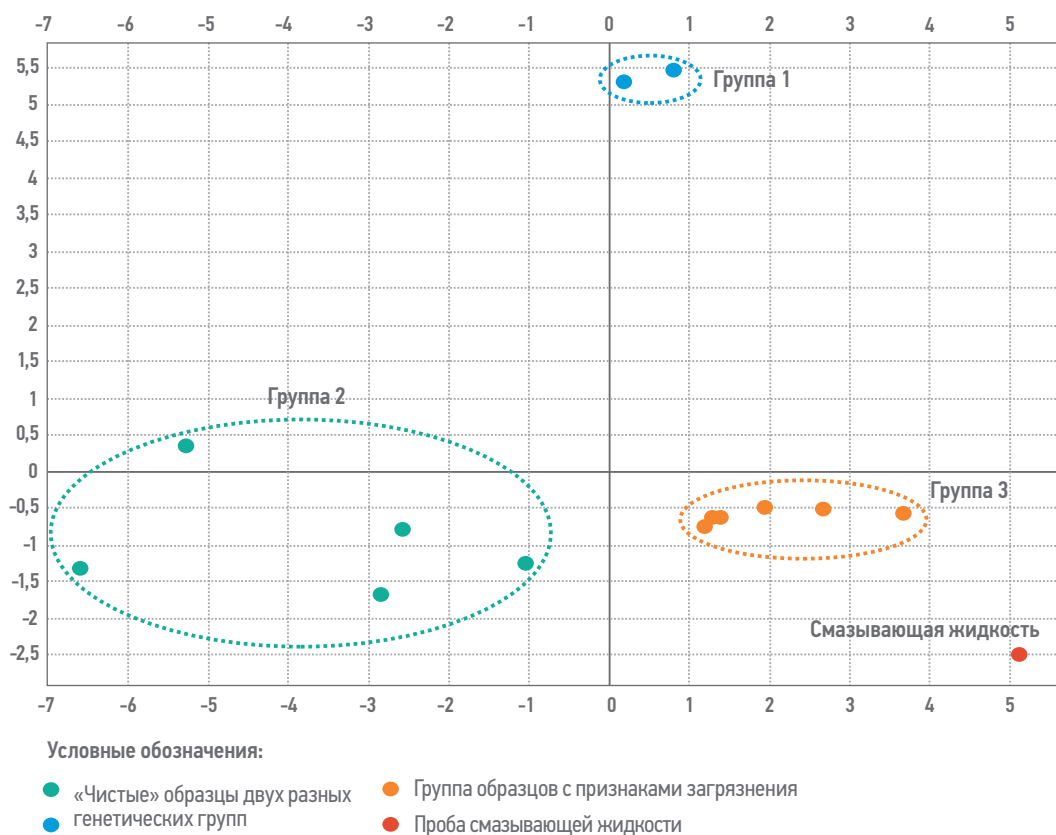


Рис. 4. Результаты МГК анализа по образцам из скважины № 2. График счетов [В.А. Козлова]
 Fig. 4. Results of PCA analysis for samples from Well No. 2. Count plot [Veronika A. Kozlova]

со смазывающей жидкостью, что ограничило дальнейшую интерпретацию.

РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ МИНИМИЗАЦИИ ВЛИЯНИЯ ЗАГРЯЗНЕНИЯ

Предупредить или полностью исключить влияние буровых жидкостей на геохимические характеристики керна и шлама крайне сложно, однако существует ряд мер, которые позволяют минимизировать этот эффект и корректно его учитывать:

- рекомендуется фиксировать все используемые добавки и компоненты буровых растворов с указанием их концентраций, расхода и интервалов применения. Обеспечить максимально полный контроль состава буровых жидкостей;
- при отборе образцов для анализа выбирать внутреннюю часть керна — «сердцевину», где возможность проникновения фильтрата бурового раствора ниже;
- при отборе образцов на геохимические исследования из керна избегать области, откуда ранее были выпилены цилиндры. При выпиливании цилиндров используется инструмент, на стенках которого могут быть сторонние углеводородные компоненты;

- по мере планирования и выполнения лабораторных работ необходимо обеспечить одновременный отбор и битуминологический анализ жидкостей, используемых при бурении. Это позволяет напрямую сравнивать геохимические характеристики буровых добавок и экстрактов из пород и уверенно отслеживать признаки техногенного загрязнения;
- экстракция образцов перед выполнением пиролитических исследований может частично восстановить значения истинных свойств НГМП и убрать подвижные углеводородные фракции;
- применение статистических методов позволит быстро определить группы загрязнённых образцов;
- исключать загрязнённые пробы из интерпретации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Накопленный опыт геохимических исследований показывает, что углеводородные добавки буровых жидкостей оказывают систематическое влияние на результаты геохимического анализа керна. Отчетливо признаки проявляются на хроматограммах в виде повышенного нафтенового фона и нарушения

распределения n-алканов, что указывает на привнесение внешних углеводородов. Изменения фиксируются и в групповом составе: возрастает доля насыщенных соединений, при этом ароматическая фракция заметно сокращается, содержание смол и асфальтов низкое. На уровне биомаркеров загрязнение приводит к искажению соотношений, что делает невозможными генетическую интерпретацию и реконструкцию миграционных

процессов. Применение методов статистики, в частности МГК, подтвердило, что загрязненные образцы формируют отдельные кластеры, близкие по характеристикам к буровым добавкам. Эти результаты подчеркивают необходимость комплексного учёта техногенного фактора при геохимических исследованиях и внедрение процедур контроля и исключения сомнительных проб для обеспечения достоверности интерпретации.

Список литературы / References

1. Zhang Z., Hou D., Cheng X., Yan X., Chen W. Influence of HEM drilling fluid on organic geochemical characteristics of deep-water source rocks in the Qiongdongnan Basin. *ACS Omega*. 2024, vol. 9, no. 18, pp. 20582–20592. <https://doi.org/10.1021/acsomega.4c02311>
2. Wenger L.M., Davis C.L., Evensen J.M., Gormly J.R., Mankiewicz P.J. Impact of modern deepwater drilling and testing fluids on geochemical evaluations. *Organic Geochemistry*. 2004, no. 35, pp. 1527–1536. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2004.07.001>
3. Ohm S.E., Karlsen D.A., Backer-Owe K., Pedersen J.H., Beeley H.S. A drilling mud additive influencing the geochemical interpretations of hydrocarbon shows. *Petroleum Geoscience*. 2007, vol. 13, no. 4, pp. 369–376. <https://doi.org/10.1144/1354-079307-742>
4. Liu H., Xu Y., He T., Cai Y., Hao W., Zhao Y., Zhang K., Wen Z., He J., Zeng Q. Methods for Eliminating Oil-Based Drilling Fluid Pollution for Ultradeep Source Rock Cuttings: A Case from the Kuqa Depression, NW China. *ACS Omega*. 2025, no. 10, pp. 11607–11617. <https://doi.org/10.1021/acsomega.5c00806>
5. Ratnayake A.S., Sampei Y. Organic geochemical evaluation of contamination tracers in deepwater well rock cuttings from the Mannar Basin, Sri Lanka. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2018, no. 9, pp. 989–996. <https://doi.org/10.1007/s13202-018-0575-8>
6. Rodriguez N.D., Katz B.J. The effect of oil-based drilling mud (OBM) on the assessment of hydrocarbon charge potential. *Marine and Petroleum Geology*. 2021;133. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2021.105312>
7. Bennett B., Larter S.R. Polar non-hydrocarbon contaminants in reservoir core extracts. *Geochemical Transactions*. 2000, no. 1, pp. 34–37. <https://doi.org/10.1039/B005237J>
8. Schintee R., Colangelo-Lillis J.R., Hope J.M., Chen J., Nelson D.B., Jarrett A.J.M., Brocks J.J. Impact of drill core contamination on compound-specific carbon and hydrogen isotopic signatures. *Organic Geochemistry*. 2019, no. 128, pp. 161–171. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2019.01.003>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

В.А. Козлова — подготовила текст разделов статьи, отредактировала публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Д. Ю. Калачева — подготовила текст разделов статьи, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Veronika A. Kozlova — prepared sections of the article, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Daria Y. Kalacheva — prepared sections of the article, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Вероника Александровна Козлова* — инженер-исследователь, ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский государственный университет» 199155, Россия, г. Санкт-Петербург, пер. Декабристов, д. 16а.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Дарья Юрьевна Калачева — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»

Veronika A. Kozlova* — Researcher, Saint Petersburg State University 16A, Dekabristov lane, 199155, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Daria Y. Kalacheva — Head of department, Gazprom-neft company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author