

Комплексный анализ изменения исходного состава битумоида при применении тепловых методов воздействия

Д.И. Ганиев¹, И.Ф. Гареев¹, В.Д. Стороженко², В.Н. Лебедев²

¹Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», Альметьевск, Россия

²«ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Альметьевск, Россия

В работе представлены результаты комплексного исследования изменения состава остаточного битумоида в керне после различных режимов теплового воздействия. В качестве объектов исследования использовались нефтенасыщенные образцы керна, подвергнутые воздействию горячей воды, пара, перегретого пара, а также режимам с увеличенным объемом закачки теплоносителя. Для оценки изменений органического вещества применялся комплекс методов, включающий пиролиз, SARA-анализ и хромато-масс-спектрометрию. Установлено, что все исследованные режимы воздействия приводят к снижению общего содержания углеводородов в керне, однако состав остаточного битумоида изменяется по-разному в зависимости от исходных свойств нефти. Показано, что для объектов с более легким и менее преобразованным исходным составом основным процессом является селективный вынос легких и среднемолекулярных компонентов, в результате чего остаточная нефть становится более тяжелой и обогащается смолисто-асфальтеновыми соединениями. Для объектов с более высокомолекулярным или биодegradированным составом изменения выражены значительно слабее даже при высокоэнергетических режимах воздействия. Комплексная интерпретация результатов пиролиза, SARA-анализа и хромато-масс-спектрометрии показала, что одинаковые режимы теплового воздействия могут приводить к формированию принципиально различного состава остаточного битумоида. Полученные результаты свидетельствуют о необходимости учета исходного молекулярно-группового состава нефти при выборе режимов теплового воздействия и прогнозировании свойств остаточной нефти после термической обработки пласта.

Ключевые слова: остаточный битумоид, тепловое воздействие, паротепловое воздействие, перегретый пар, HAWK-PAM, SARA-анализ, хромато-масс-спектрометрия, нормальные алканы, трансформация нефти, состав остаточной нефти, керн, термическая устойчивость нефти.

Для цитирования: Ганиев Д.И., Гареев И.Ф., Стороженко В.Д., Лебедев В.Н. (2026). Комплексный анализ изменения исходного состава битумоида при применении тепловых методов воздействия. Трудноизвлекаемые запасы, 1(2), с. 39-46.

Comprehensive analysis of bitumen composition alterations after thermal recovery processes

D.I. Ganiev¹, I.F. Gareev¹, V.D. Storozhenko², V.N. Lebedev²

¹Almetyevsk State Technological University «Petroleum Higher School», Almetyevsk, Russian Federation

²Tatar Oil Research and Design Institute (TatNIPIneft) of PJSC TATNEFT, Almetyevsk, Russian Federation

This paper presents the results of a comprehensive study of changes in the composition of residual bituminoids in core samples following various thermal treatment regimes. Oil-saturated core samples subjected to hot water, steam, superheated steam, and regimes with increased heat transfer fluid injection rates were used as test specimens. A suite of methods, including pyrolysis, SARA analysis and gas chromatography-mass spectrometry, was employed to assess changes in organic matter. It was established that all the exposure regimes studied lead to a reduction in the total hydrocarbon content of the core; however, the composition of the residual bituminoid varies depending on the initial properties of the oil. It has been shown that, for materials with a lighter and less transformed initial composition, the primary process is the selective removal of light and medium-molecular-weight components, resulting in the residual oil becoming heavier and enriched with resinous and asphaltene compounds. For samples with a higher-molecular-weight or biodegraded composition, the changes are significantly less pronounced, even under high-energy treatment conditions. A comprehensive interpretation of the results of pyrolysis, SARA analysis and gas chromatography-mass spectrometry has shown that identical thermal treatment regimes can lead to the formation of fundamentally different compositions of the residual bituminoid. The results obtained indicate the need to take into account the initial molecular-group composition of the oil when selecting thermal treatment regimes and predicting the properties of residual oil following thermal treatment of the reservoir.

Keywords: residual bitumen, thermal treatment, steam injection, superheated steam, HAWK-PAM, SARA analysis, chromat-mass spectrometry, normal alkanes, oil transformation, residual oil composition, thermal stability of oil.

Recommended citation: Ganiev D.I., Gareev I.F., Storozhenko V.D., Lebedev V.N. (2026). Comprehensive analysis of bitumen composition alterations after thermal recovery processes. Hard-to-recover reserves, 1(2), pp. 39-46.

Введение

Трудноизвлекаемые запасы нефти сегодня играют все более важную роль в сырьевой базе России, поскольку именно они во многом определяют перспективы поддержания и наращивания уровней добычи в условиях истощения традиционных месторождений. Анализ состояния таких запасов требует учета не только их ресурсного потенциала, но и региональной структуры, степени изученности, экономических ус-

ловий освоения и эффективности геологоразведочных работ. (Прищепа, 2019, Мишенин, 2021, Сажин и др., 2008).

На этом фоне особое значение приобретает комплексный подход к изучению трудноизвлекаемых запасов, включающий анализ сырьевой базы, технологических возможностей и экономической целесообразности разработки. Такой подход позволяет не только оценить текущее состояние отрасли, но и

определить наиболее перспективные направления дальнейшего освоения ресурсов (Филимонова и др., 2020). Данное исследование по сравнению с классическими способами оценки эффективности методов по объему добытой нефти направлено на выявление отличительных особенностей углеводородных соединений и изменений химических свойств до и после воздействия в условиях тепловых методов добычи.

Материалы и методы

Для изучения влияния паротеплового воздействия на исходный битумоид была проведена серия фильтрационных экспериментов на линейной модели пласта. В качестве объекта исследования выбран нефтенасыщенный керн с различным исходным углеводородным составом. Чтобы все эксперименты были сопоставимы, исходный керн дезинтегрировали и гомогенизировали. Из полученной однородной массы формировали все модели пласта, что гарантировало одинаковую начальную насыщенность во всей серии опытов. Режимы экспериментов подбирали так, чтобы охватить наиболее характерные для промышленной практики условия: закачку горячей воды, насыщенного и перегретого пара, а также варианты с увеличенным объемом закачки.

Для комплексной оценки изменения свойств битумоида до и после воздействия был применен ряд методов, включающий пиролиз кернового материала до и после воздействия на пиролитическом анализаторе HAWK v.2, экстрагирование кернового материала и последующий анализ методом SARA и хромато-масс-спектрометрии.

Для экспресс-оценки состава термических групп углеводородов использовалась методика HAWK-RAM (Petroleum Assessment Method – метод оценки насыщенности резервуара-коллектора), основанная на ступенчатом термическом разделении углеводородов с помощью программируемого пиролиза. При последовательном повышении температуры фракции углеводородов десорбируются и испаряются в порядке возрастания молекулярной массы и температуры кипения. На ступени Oil1 физически десорбируются легколетучие углеводороды; на ступени Oil2 удаляются более прочно удерживаемые легкие алканы, циклоалканы и низкокипящие ароматические соединения; ступень Oil3 обеспечивает испарение более тяжелых компонентов нефти с ограниченной подвижностью; на ступени Oil4 испаряются высококипящие тяжелые компоненты с возможной деструкцией асфальтенов; на завершающей ступени K-1 вызывает термическое разрушение остаточных термостойких углеводородов с расщеплением длинных цепей и генерацией углеводородных фрагментов и газа (Maende et al., 2023, Maende et al., 2017).

Осуществлялась экстракция образцов керна до и

после проведения экспериментов и разделение экстрактов на компоненты с помощью SARA-анализа. Данный метод основан на разделении нефти или экстрактов породы на четыре аналитические группы соединений: насыщенные углеводороды, ароматические соединения, смолы и асфальтены (saturates, aromatics, resins, asphaltenes – SARA) (Сафина и др., 2014).

Определение компонентного состава экстрактов проводилось методом газовой хромато-масс-спектрометрии на хромато-масс-спектрометре Agilent 7820A с масс-селективным детектором Agilent 5977B. Анализ выполнялся с использованием капиллярной колонки HP-5MS в режиме программируемого нагрева термостата. Метод применялся для оценки распределения углеводородных компонентов различной молекулярной массы. Полученные данные использовались для сопоставления состава подвижной и сорбированной нефти, оценки степени термического преобразования и выявления процессов перераспределения компонентов в породе (Ситдикова и др., 2024, Герасимова и др., 2023, Чемаданов и др., 2017).

Результаты

По результатам пиролитических исследований и SARA-анализа исходные образцы керна всех исследуемых объектов характеризуются в целом сходным высокомолекулярным составом битумоидов с относительно небольшими различиями.

Согласно результатам пиролиза (рис. 1а) в исходном образце всех объектов преобладают высокотемпературные фракции. Преобладающей является фракция Oil4, соответствующая высококипящим компонентам с минимальной подвижностью. Ее доля варьируется от 49,21 до 63,59 мг УВ/г породы, что типично для тяжелых и деградированных нефтей. Фракции Oil3 также существенно представлены и варьируются от 13,53 до 19,27 мг УВ/г породы, указывая на наличие менее подвижной, но потенциально извлекаемой нефти. Основной вклад в легкие фракции вносит Oil2, содержание которой колеблется от 1,11 до 2,52 мг УВ/г породы. Это соответствует умеренно подвижным компонентам нефти. Низкое содержание легких фракций во всех образцах свидетельствует о слабой естественной подвижности без внешнего воздействия и преобладании сорбированных высокомолекулярных компонентов.

По результатам SARA-анализа (рис. 1б) во всех исследованных образцах до воздействия преобладающей фракцией являются насыщенные углеводороды, содержание которых варьируется от 31,85 до 40,77 %. Доля ароматических углеводородов составляет от 24,32 до 31,14 %, смол от 21,02 до 24,50 %, асфальтенов от 13,23 до 18,70 %. На фоне остальных объектов выделяется объект № 3, в составе которого содержится больше асфальтеновой фракции

(22,39%) относительно других (в диапазоне от 13,23 до 16,14%), что может свидетельствовать о более высокой степени термической устойчивости остаточного битумоида.

Основные различия в исходном составе нефти объектов выявлены по результатам хромато-масс-спектрометрии (рис. 1в). Распределение нормальных алканов в образце объекта № 1 характеризуется выраженной деформацией профиля в области C_{17} – C_{20} при аномально высоком содержании C_{16} . Подобное распределение может свидетельствовать о селективном преобразовании или удалении части среднемолекулярных компонентов в результате процессов биodeградации, окисления либо предшествующего термического воздействия. При этом высокомолекулярные компоненты в диапазоне C_{29} – C_{32} сохраняются в большей степени, формируя вторичный подъем распределения. Для объектов № 2 и № 3 наблюдается нормальное распределение алканов с максимумами в C_{18} и C_{21} соответственно, что указывает на относительно менее преобразованный характер исходного углеводородного состава. Объект № 4 характеризуется нетипичным «клиновидным» распределением нормальных алканов с максимумом в области C_{26} с небольшим подъемом в районе C_{18} , что свидетельствует о повышенной доле высокомолекулярных компонентов.

После теплового воздействия для объекта №1 наблюдается планомерное снижение остаточного

УВ в образце керна, что наглядно подтверждается результатами пиролиза (рис. 2а). По мере увеличения интенсивности воздействия («горячая вода»-«пар»-«пар с увеличенным объемом»-«перегретый пар»-«перегретый пар с увеличенным объемом») фиксируется последовательное исчезновение фракций Oil1–Oil3, фракции Oil4 и K1 существенно снижаются. Результаты хромато-масс-спектрометрии (рис.2в) демонстрируют постепенное снижение локального максимума в C_{16} относительно общего содержания, что свидетельствует о преимущественном выносе легких и среднемолекулярных компонентов. При этом выраженного смещения распределения в высокомолекулярную область не наблюдается, что указывает на отсутствие существенной термодеструктивной перестройки остаточного битумоида. По результатам SARA-анализа наблюдается небольшое снижение относительного содержания насыщенной и ароматической фракции и увеличение смол и асфальтенов при применении наиболее интенсивных режимов воздействия (рис.2б).

Для объекта №2 увеличение интенсивности теплового воздействия сопровождается более выраженным изменением молекулярно-группового состава остаточной нефти по сравнению с объектом №1. По данным хромато-масс-спектрометрии наблюдается перераспределение нормальных алканов в сторону более высокомолекулярных компонентов, что указывает на преимущественный вынос легких

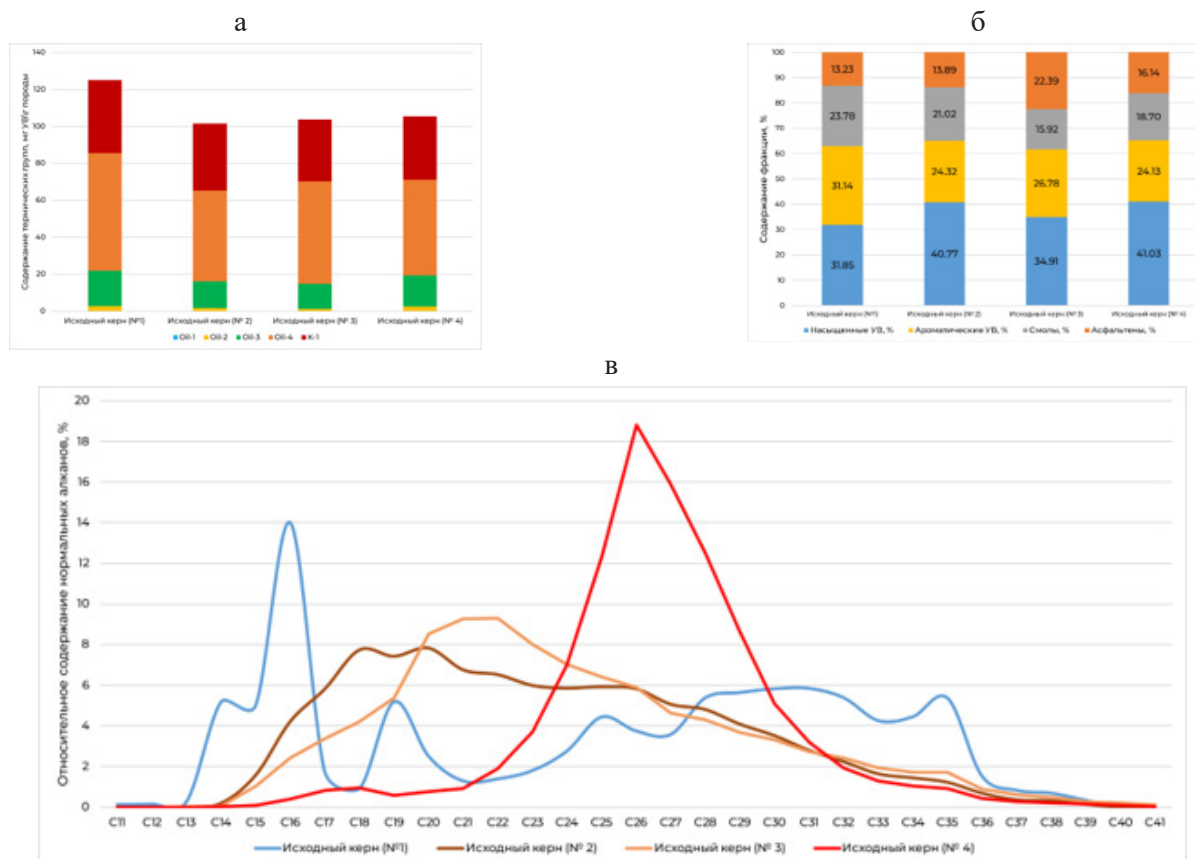


Рис. 1 – Геохимические параметры образцов до воздействия: а – пиролиз методом HAWK-PAM; б – групповой состав; в – компонентный состав

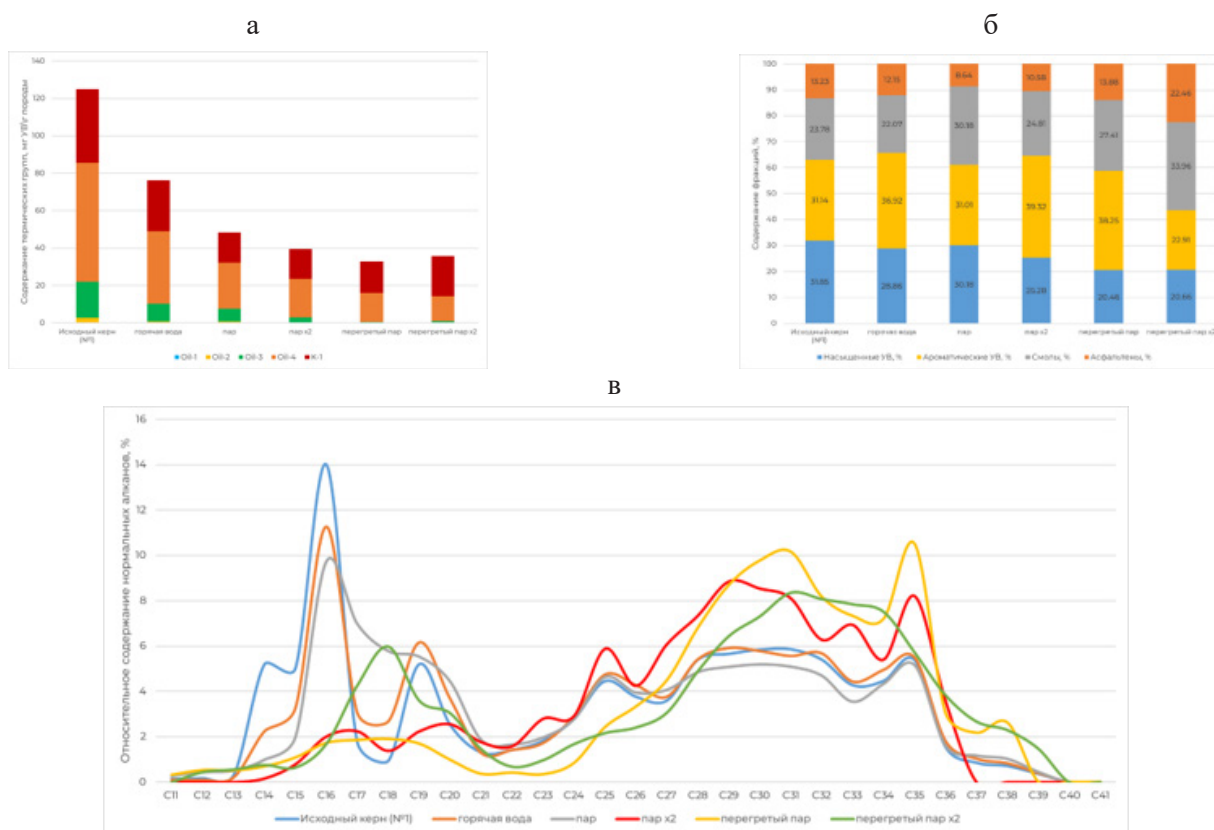


Рис. 2 – Изменение геохимических характеристик объекта №1: а – пиролиз методом HAWK-PAM; б – групповой состав; в – компонентный состав

фракций и относительное концентрирование тяжелой части битумоида. Также наблюдается уменьшение доли насыщенной фракции и пропорциональное увеличение доли смолистых компонентов, что подтверждает тенденцию к утяжелению остаточной

нефти после теплового воздействия. По результатам пиролиза отмечается исчезновение фракций Oil1-Oil3, фракции Oil4 и K1 существенно снижаются (рис. 3).

Для объекта № 3 применение пара со стандарт-

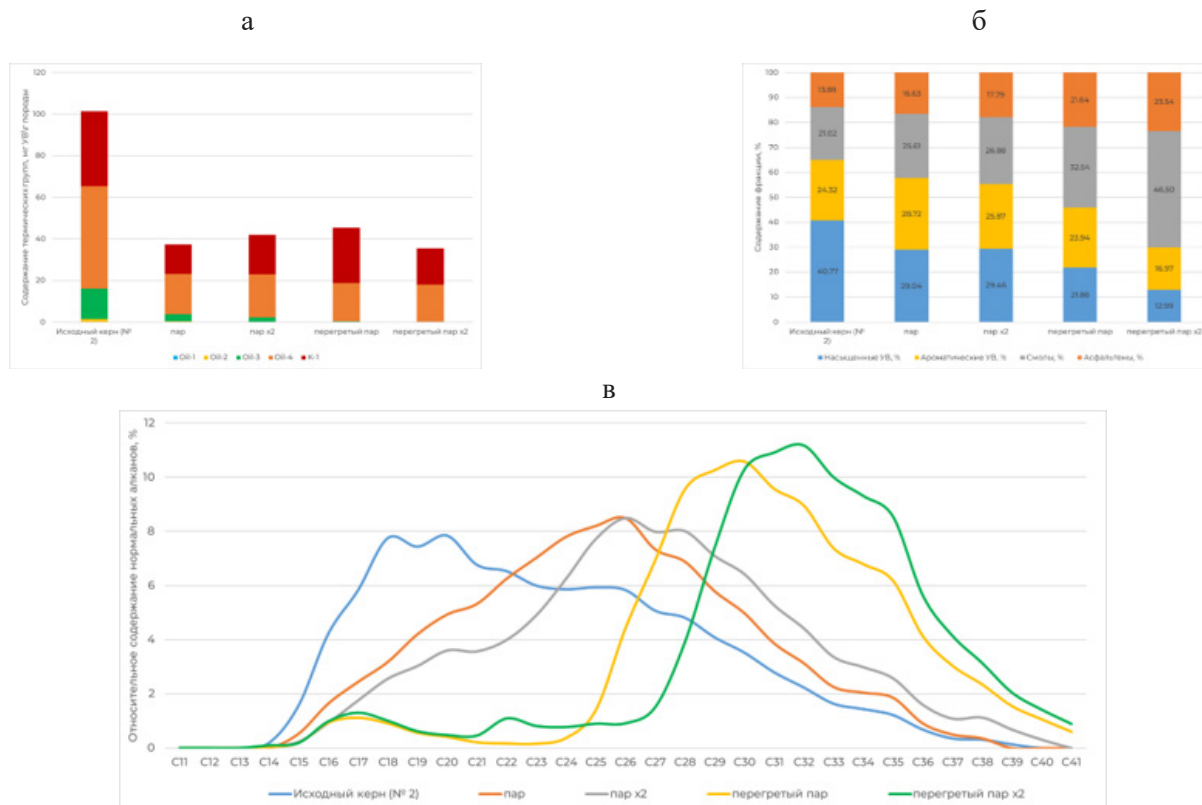


Рис. 3 – Изменение геохимических характеристик объекта №2: а – пиролиз методом HAWK-PAM; б – групповой состав; в – компонентный состав

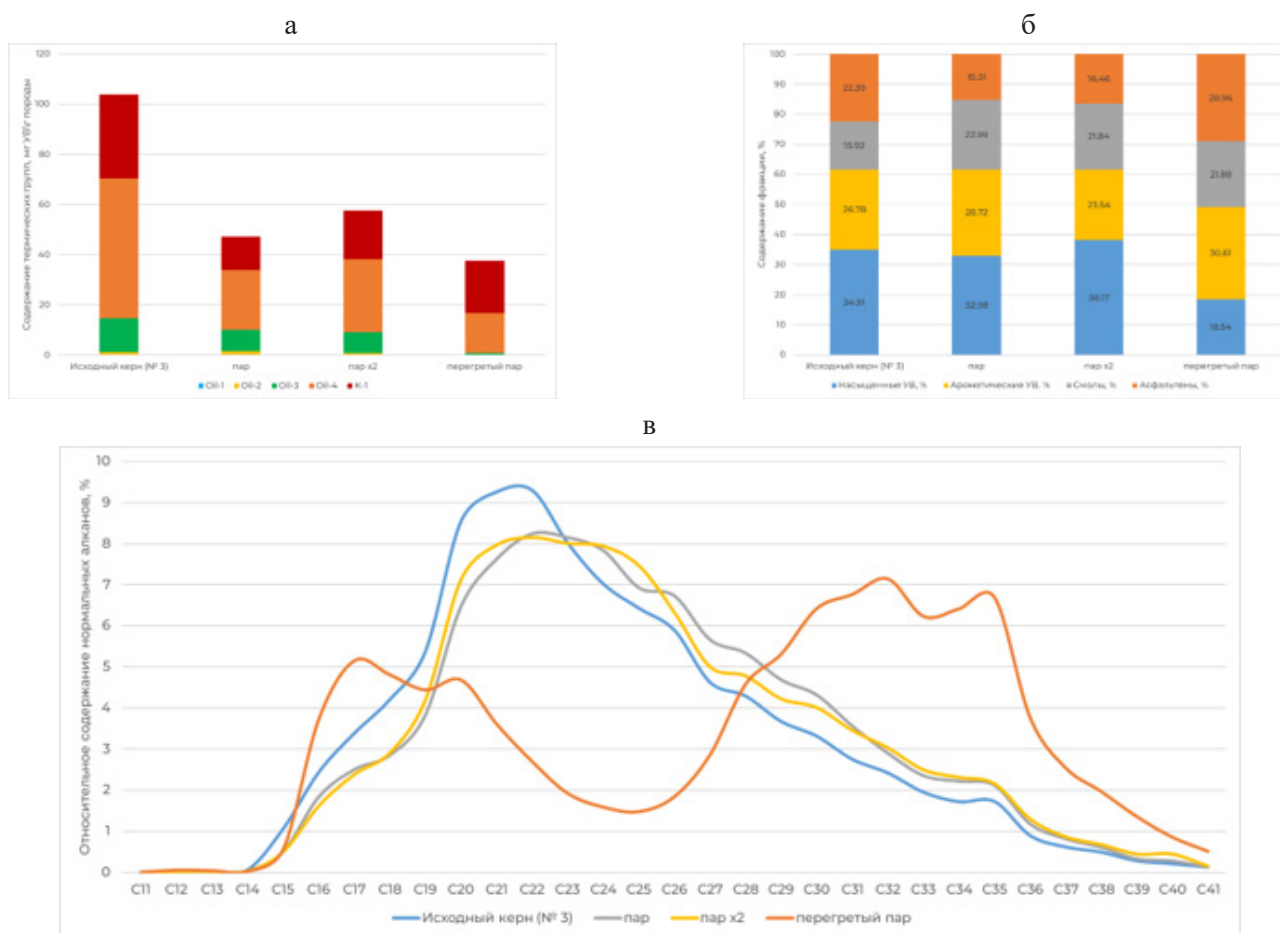


Рис. 4 – Изменение геохимических характеристик объекта №3: а – пиролиз методом HAWK-PAM; б – групповой состав; в – компонентный состав

ным и увеличенным по результатам пиролиза (Рис. 4а) приводит к пропорциональному снижению параметров Oil3-K1 при сравнительно малых изменениях группового состава (Рис. 4б). Хромато-масс-спектрометрия (Рис. 4в) подтверждает полученные результаты: максимум распределения нормальных алканов сохраняется в области C_{22} , как и в исходном керне. При использовании перегретого пара наблюдается резкое снижение фракции Oil3 практически до нуля, сопровождающееся уменьшением относительного содержания насыщенной фракции в пользу асфальтенов. На хроматограмме при этом формируется бимодальное распределение алканов с максимумами на C_{18} и C_{32} , что может свидетельствовать о развитии одновременно процессов выноса средних фракций и относительного накопления высокомолекулярных компонентов.

Полученные результаты указывают на то, что для данного объекта стандартные режимы парового воздействия обеспечивают преимущественно мобилизацию подвижной части нефти, тогда как применение перегретого пара приводит к вовлечению в процессы трансформации более тяжелых и ранее малоподвижных компонентов битумоида.

В отличие от вышеописанных объектов, образцы объекта № 4 продемонстрировали высокую устойчивость компонентного состава битумоида к различ-

ным видам паротеплового воздействия. Согласно результатам пиролиза наблюдается сохранение соотношения различных термических групп на уровне исходного образца при одновременном снижении общего содержания углеводородов после воздействия. Результаты SARA-анализа также свидетельствуют о высокой стабильности группового состава нефти, тогда как распределение нормальных алканов практически не изменяется независимо от типа и интенсивности теплового воздействия. Полученные данные указывают на повышенную термическую устойчивость исходного органического вещества данного объекта. Вероятно, это связано с более высокомолекулярным и структурно конденсированным составом исходной нефти по сравнению с другими исследованными объектами, вследствие чего применяемые режимы теплового воздействия оказываются недостаточными для существенной трансформации или мобилизации тяжелых компонентов битумоида.

Выводы

По результатам комплексных исследований установлено, что при всех исследованных режимах теплового воздействия происходит снижение общего содержания углеводородов в образцах керна, однако характер изменения состава остаточного битумоида различается в зависимости от исходных свойств нефти. Все исследованные объекты характеризуются

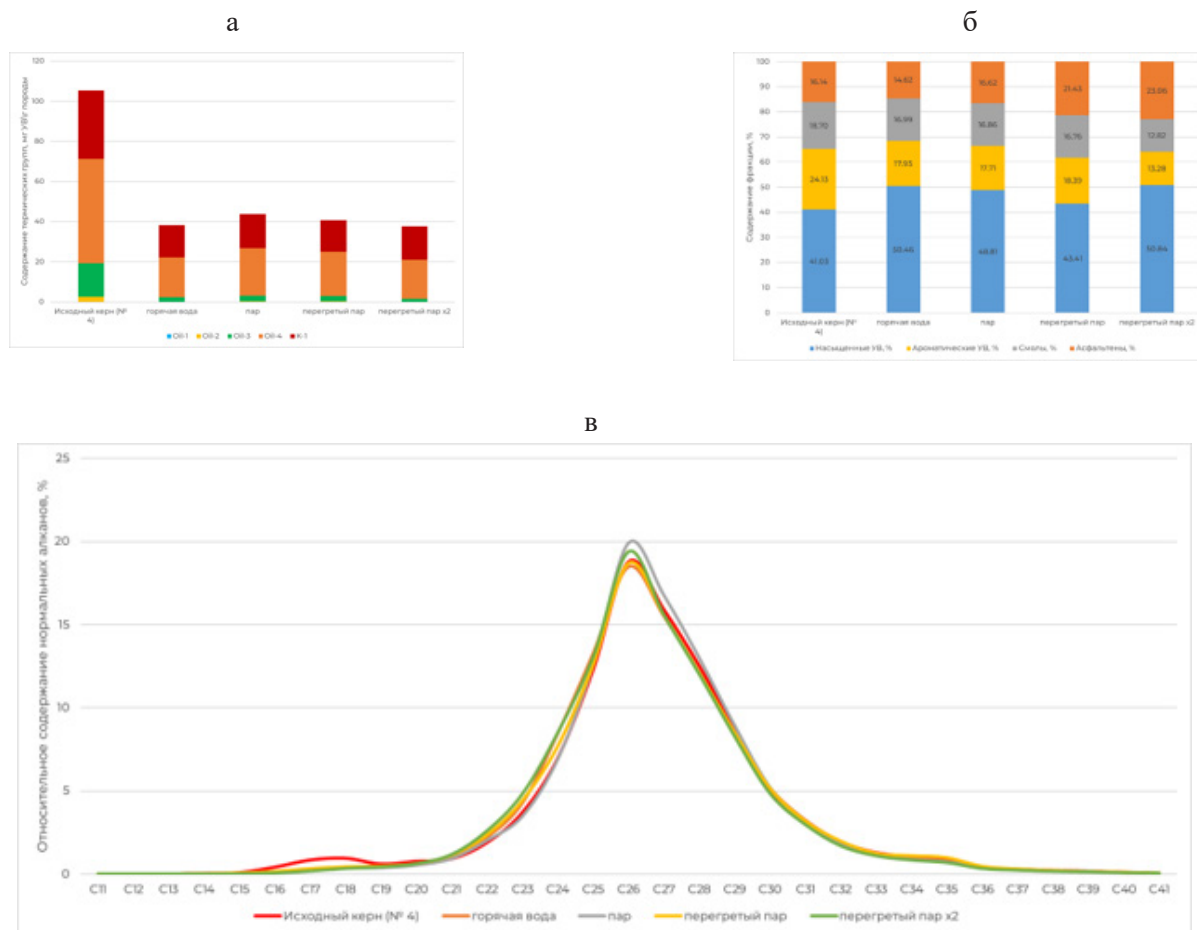


Рис. 5 – Изменение геохимических характеристик объекта №4: а – пиролиз методом HAWK-PAM; б – групповой состав; в – компонентный состав

преобладанием высококипящих и малоподвижных компонентов, однако различия в распределении нормальных алканов, степени биodeградированности и содержании смолисто-асфальтеновых компонентов определяют особенности трансформации остаточной нефти при одинаковых режимах воздействия.

Показано, что для объектов с более «легким» и менее преобразованным исходным составом нефти тепловое воздействие преимущественно приводит к селективному выносу легких и среднемoleкулярных компонентов, вследствие чего остаточный битумоид становится более тяжелым и обогащается смолисто-асфальтеновыми соединениями. Для объектов с более тяжелым, высокомолекулярным или биodeградированным исходным составом изменения выражены слабее, а остаточная нефть сохраняет устойчивую структуру даже при высокоэнергетических режимах воздействия. Таким образом, одинаковые режимы теплового воздействия могут приводить к формированию принципиально различного состава остаточного битумоида: в одних случаях остаточная нефть сохраняет потенциальную подвижность и может быть дополнительно мобилизована увеличением продолжительности воздействия, тогда как в других остаточный битумоид представлен преимущественно высокомолекулярными и термически устойчивыми компонентами, для извлечения кото-

рых требуется дальнейшее повышение энергии воздействия или применение дополнительных методов интенсификации.

Список литературы

1. Герасимова Н.Н., Сагаченко Т.А., Мин Р.С. (2023). Изменения состава и строения азотистых оснований смолистых компонентов тяжелой нефти Нурлатского месторождения в процессе термического разложения. Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, Т. 334, 11, с. 187–197. <https://doi.org/10.18799/24131830/2023/11/4265>
2. Мишенин М.В. (2021). Динамика добычи нефти из трудноизвлекаемых запасов в России. Интерэкспо Гео-Сибирь, Т. 2, 4, с. 294–301. <https://doi.org/10.33764/2618-981X-2021-2-4-294-301>
3. Прищепа О.М. (2019). Состояние сырьевой базы и добычи трудноизвлекаемых запасов нефти в России. Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 5, с. 14–20.
4. Сажин В.В., Селдина И., Сажин В.Б. (2008). Трудноизвлекаемые запасы и «тяжелые нефти» России. Успехи в химии и химической технологии, Т. 22, 12 (92), с. 56–68.

5. Сафина И.Р., Ибрагимова Д.А., Яушев Э.А., Хисмиев Р.Р. (2014). Применение метода SARA-анализа для характеристики нефтяных дисперсных систем. Вестник Казанского технологического университета, Т. 17, 24, с. 212-213.
6. Ситдикова Г.Х., Мухаматдинов И.И., Вахин А.В. (2024). Исследование процесса акватермализации тяжелой нефти Ярегского месторождения в присутствии таллата железа. Экспозиция Нефть Газ, 2, с. 53-56. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2024-2-53-56>
7. Филимонова И.В., Комарова А.В., Мишенин М.В., Земнухова Е.А. (2020). Роль трудноизвлекаемых запасов нефти в воспроизводстве сырьевой базы и устойчивом развитии нефтегазового комплекса России. Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 6, с. 12-20.
8. Чемоданов А.Е., Судаков В.А., Усманов С.А., Хайрtdинов Р.К., Ахмадуллин Р.Р. (2017). Применение геохимической модели для мониторинга разработки месторождений сверхвязкой нефти с использованием паротепловых методов. Нефтяное хозяйство, 9, с. 104-107. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-9-104-107>
9. Юценко Т.С., Санникова И.А., Кульков М.Г., Брусиловский А.И., Салахидинова Г.Т., Алиев А.Э., Гаврилов А.Е. (2024). Идентификация компонентного состава твердой углеводородной фазы в пласте и оценка ее влияния на поведение подвижного флюида баженовской свиты в процессе разработки залежи. Георесурсы, 26(1), с. 78-99. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.1.7>
10. Maende A., Ingram W., Weldon W. D. (2023). Identification of producible and bypassed pay oil zones in the smackover formation by using API gravity determined on core samples together with determination of recoverable oil reserves through pyrolysis analysis // Gulf coast association of geological societies transactions. Vol. 72, P. 155-190.
11. Maende A., Pepper A., Jarvie D.M., Weldon W.D. (2017). Advanced pyrolysis data and interpretation methods to identify unconventional reservoir sweet spots in fluid phase saturation and fluid properties (API gravity) from drill cuttings and cores //Petroleum Geology. T. 12 (4), с. 417-452.

Сведения об авторах

Ганиев Динис Ильдарович – заведующий лабораторией фильтрационных исследований Центра

научно-технических исследований Передовой Инженерной Нефтяной Школы «Высшая Школа Нефти». 423462, Российская Федерация, Республика Татарстан, город Альметьевск, улица Советская 186А.

e-mail: d.ganievi@agni-rt.ru

Гареев Ильшат Фанилович – аспирант, инженер лаборатории фильтрационных исследований Центра научно-технических исследований Передовой Инженерной Нефтяной Школы «Высшая Школа Нефти». 423462, Российская Федерация, Республика Татарстан, город Альметьевск, улица Советская 186А.

e-mail: i.gareev@agni-rt.ru

Стороженко Владислава Денисовна – ведущий инженер-геохимик сектора геохимии и петрографии лаборатории петрофизики и петрографии отдела исследований скважин, коллекторов и углеводородов Института ТатНИПИнефть. 423462, Российская Федерация, Республика Татарстан, город Альметьевск, улица Советская 186А.

e-mail: storozhenko-vladislava@tatnpi.ru

Лебедев Виталий Николаевич – заведующий сектором фильтрационных исследований лаборатории специальных исследований отдела исследований скважин, коллекторов и углеводородов Института ТатНИПИнефть. 423462, Российская Федерация, Республика Татарстан, город Альметьевск, улица Советская 186А.

e-mail: LebedevVitaliyN@tatnpi.ru

References

1. Gerasimova N.N., Sagachenko T. A., Min R. S. (2023). Changes in composition and structure of nitrogenous bases of resin components of heavy oil from the Nurlatskoe oilfield in the course of thermal decomposition. Proceedings of Tomsk Polytechnic University. Georesource Engineering, Vol. 334, No. 11, pp. 187-197 <https://doi.org/10.18799/24131830/2023/11/4265>
2. Mishenin M.V. (2021). Dynamics of oil production from hard reserves in Russia. InterExpo Geo-Siberia, Vol. 2, No. 4, pp. 294-301. <https://doi.org/10.33764/2618-981X-2021-2-4-294-301>
3. Prischeva O.M. (2019). The current state of the raw material base and production of hard-to-recover oil reserves in Russia. Mineral Resources of Russia. Economics and Management, No. 5, pp. 14-20.
4. Sazhin V.V., Seldinas I., Sazhin V.B. (2008). Hard-to-recover reserves and 'heavy oils' in Russia. Advances in chemistry and chemical technology, Vol. 22, No.12 (92), pp. 56-68.
5. Safina I.R., Ibragimova D.A., Yaushev E.A.,

- Khismiev R.R. (2014). Application of the SARA analysis method for characterising oil dispersion systems. Bulletin of Kazan Technological University, Vol. 17, No. 24, pp. 212–213.*
6. *Sitdikova G.Kh., Mukhamatdinov I.I., Vakhin A.V. (2024). Investigating the aquathermolysis process of heavy oil from the Yarega field in the presence of iron tallate. Exposition Oil Gas, No. 2, pp. 53–56. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2024-2-53-56>*
 7. *Filimonova I.V., Komarova A.V., Mishenin M.V., Zemnukhova E.A. (2020). The role of hard-to-recover oil reserves in the production of the resource base and sustainable development of the oil and gas complex in Russia. Mineral Resources of Russia. Economics and Management, No. 6, pp. 12–20.*
 8. *Chemodanov A.E., Sudakov V.A., Usmanov S.A., Khairtdinov R.K., Ahmadullin R.R. (2017). Application of geochemical model for monitoring the superviscous oil deposits development by the thermal steam methods. Oil Industry, No. 9, pp. 104–107. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-9-104-107>*
 9. *Yushchenko T.S., Sannikova I.A., Kulkov M.G., Brusilovsky A.I., Salakhidinova G.T., Aliev A.E., Gavrilov A.E. (2024). Identification of the composition and assessment of the influence of the solid hydrocarbon phase in the reservoir on the behavior of the mobile fluid of the Bazhenov Formation during the reservoir development. Georesources, Vol. 26, No. 1, pp. 78–99. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.1.7>*
 10. *Maende A., Ingram W., Weldon W. D. (2023). Identification of producible and bypassed pay oil zones in the smackover formation by using API gravity determined on core samples together with determination of recoverable oil reserves through pyrolysis analysis. Gulf coast association of geological societies transactions, Vol. 72, P. 155–190.*
 11. *Maende A., Pepper A., Jarvie D.M., Weldon W.D. (2017). Advanced pyrolysis data and interpretation methods to identify unconventional reservoir sweet spots in fluid phase saturation and fluid properties (API gravity) from drill cuttings and cores. Petroleum Geology, T. 12, № 4, pp. 417–452.*

About the authors

Dinis Ildarovich Ganiev – Head of the Flooding Research Laboratory at the Centre for Scientific and Technical Research of the Advanced Engineering School of Almet'yevsk State Technological University «Petroleum Higher School». 186A Sovetskaya Street,

Almet'yevsk, Republic of Tatarstan, 423462, Russian Federation.

e-mail: d.ganievi@agni-rt.ru

Ilshat Fanilovich Gareev – postgraduate student, engineer at the Flooding Research Laboratory of the Centre for Scientific and Technical Research at the Advanced Engineering School of Almet'yevsk State Technological University «Petroleum Higher School». 186A Sovetskaya Street, Almet'yevsk, Republic of Tatarstan, 423462, Russian Federation.

e-mail: i.gareev@agni-rt.ru

Vladislava Denisovna Storozhenko – Senior Geochemical Engineer in the Geochemistry and Petrography Section of the Petrophysics and Petrography Laboratory, Department of Well, Reservoir and Hydrocarbon Research, TatNIPIneft Institute. 186A Sovetskaya Street, Almet'yevsk, Republic of Tatarstan, 423462, Russian Federation.

e-mail: storozhenko-vladislava@tatnipi.ru

Vitaly Nikolaevich Lebedev – Head of the Flooding Research Section, Special Research Laboratory, Department of Well, Reservoir and Hydrocarbon Research, TatNIPIneft Institute. 186A Sovetskaya Street, Almet'yevsk, Republic of Tatarstan, 423462, Russian Federation.

e-mail: LebedevVitaliyN@tatnipi.ru

Статья поступила в редакцию 28.05.2026;

Принята к публикации 24.06.2026;

Опубликована 30.06.2026