

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2026.1.263-283>

EDN AYIACC

УДК 622.276.65-97

Внутрипластовое преобразование высоковязкой нефти в присутствии таллатов металлов в гидротермальных условиях

Мухаматдинов И.И., Мухаматдинова Р.Э., Вахин А.В.

Казанский федеральный университет, Казань, Россия

In-situ transformation of transformation of high-viscosity oil in the presence of metal tallates under hydrothermal conditions

I.I. Mukhamatdinov, R.E. Mukhamatdinova, A.V. Vakhin

Kazan (Volga region) Federal University, Kazan, Russia

E-mail: mc-gross@mail.ru

Аннотация. В данной работе проведено изучение состава и структуры преобразования высоковязкой нефти в гидротермальных условиях, сформированных *in situ* из нефтерастворимого прекурсора на основе железа и кобальта. Установлено, что под действием катализаторов на основе переходных металлов происходит деструкция смол и асфальтенов. Опыты проведены с использованием нефтерастворимых таллатов железа и кобальта в присутствии донора водорода. Найдено, что применение прекурсоров катализатора влияет на газовый состав продуктов акватермолиза, реологические свойства и компонентный состав. При термокаталитическом воздействии с добавлением таллата кобальта было отмечено снижение вязкости в 2,5 раза при 150°C и в 1,5 раза при 200°C. Подобное снижение в 1,5 раза наблюдается и при использовании прекурсора катализатора на основе железа.

Ключевые слова: *высоковязкая нефть, прекурсор катализатора, таллаты металлов, смолисто-асфальтеновые вещества, каталитическая активность, гидротермальные условия, компонентный состав*

Для цитирования: Мухаматдинов И.И., Мухаматдинова Р.Э., Вахин А.В. Внутрипластовое преобразование высоковязкой нефти в присутствии таллатов металлов в гидротермальных условиях // Нефтяная провинция.-2026.-№1(45).-С. 263-283. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2026.1.263-283>. - EDN AYIACC

Abstract. This paper examines the composition and structure of high-viscosity oil formed in situ from an oil-soluble iron- and cobalt-based precursor under hydrothermal conditions. It was found that resins and asphaltenes are destroyed by transition metal catalysts. Experiments were conducted using oil-soluble iron and cobalt carboxylates in the presence of a hydrogen donor. The use of catalyst precursors was found to affect the gas composition of the aquathermolysis products, their rheological properties, and their component composition. Thermal catalytic action with the addition of cobalt tallate resulted in a 2.5-fold decrease in viscosity at 150°C and a 1.5-fold decrease at 200°C. A similar 1.5-fold decrease was also observed with an iron-based catalyst precursor.

Key words: *heavy oil, catalyst precursor, metal tallates, resin-asphaltene substances, catalytic activity, hydrothermal conditions, component composition*

For citation: I.I. Mukhamatdinov, R.E. Mukhamatdinova, A.V. Vakhin Vnutriplastovoe preobrazovanie vysokovyazkoi nefti v prisutstvii tallatov metallov v gidrotermal'nykh usloviyah [In-situ transformation of transformation of high-viscosity oil in the presence of metal tallates under hydrothermal conditions]. Neftyanaya Provintsiya, No. 1(45), 2026. pp. 263-283. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2026.1.263-283>. EDN AYIACC (in Russian)

Введение

За последние десятилетия наблюдается все больший интерес к разведке, исследованию и методам добычи тяжелой нефти. Это связано со снижением запасов традиционной легкой нефти. Однако добыча тяжелой нефти является довольно трудоемким и проблематичным процессом, поскольку такие нефти, как правило, имеют высокую плотность, вязкость, содержат в своем составе большое количество гетероатомных соединений, состоят преимущественно из асфальто-смолистых веществ. Перечисленные свойства вызывают серьезные затруднения при добыче, транспортировке и переработке нетрадиционной нефти [1]. Поэтому для интенсификации процессов добычи, улучшению компонентного состава и физико-химических свойств тяжелой нефти разработаны различные термические и химические методы нефтедобычи [2-6]. Наиболее востребованным и эффективным методом на сегодняшний день считается термическое извлечение тяжелой нефти посредством каталитического аквагермолиза [6-12]. При данном методе пар и катализатор закачивают в породу-коллектор, в

результате чего происходит деструкция крупных молекул асфальтенов и смол, что приводит к снижению вязкости и, следовательно, к увеличению нефтеотдачи [6, 13].

В работе [14] проведен некаталитический и каталитический акватермолиз асфальтенов при 280°C. В качестве объекта исследования была выбрана тяжелая нефть Усинского месторождения Республики Коми. В качестве прекурсора для получения катализатора использовали триацетилацетонат железа (III). В результате проведенных экспериментов было найдено, что при каталитическом акватермолизе наблюдалось увеличение выхода мальтенов в результате протекания реакций деструкции по связям C-C, C-O, C-S. Авторы также отметили изменения компонентного состава и структурно-групповых характеристик асфальтенов в процессе акватермолиза.

Командой исследователей [15] синтезирован ряд катализаторов акватермолиза тяжелой нефти на основе железа, кобальта, никеля, меди и цинка. Объектом исследования была выбрана нефть месторождения Юмень. Наилучшие результаты и эффективность среди исследуемых катализаторов проявил комплекс на основе Ni (II). Было установлено, что в результате каталитического акватермолиза при 180°C в течение 24 ч и концентрации никелевого катализатора 0,5% масс. вязкость нефти снижается на 75,2%, температура застывания снизилась на 9,5 град. В результате анализа группового состава было выявлено, что при акватермолизе происходит частичная деструкция молекул смол и асфальтенов с образованием низкомолекулярных продуктов.

Авторами статьи [16] выявлено влияние карбоната (мрамора), каолина и оксида алюминия в присутствии солей никеля на процесс термокаталитического преобразования тяжелой нефти Ашальчинского месторождения при температуре 360°C в восстановительной среде при разных давлениях в системе. Установлено преимущественное протекание реакций де-

струкции смолистых компонентов, алифатических заместителей асфальтенов и разветвленных алифатических структур с перераспределением н-алканов в сторону низкомолекулярных гомологов, что приводит к снижению вязкости тяжелой нефти. Проведение процесса в присутствии Al_2O_3 , Ni и полиолефинов при давлении 8 МПа способствует увеличению количества светлых фракций в нефти, а также деструкции асфальтенов.

В работе [17] в качестве катализаторов для каталитического акватермолиза были синтезированы додецилбензолсульфонат железа (III) и додецилбензолсульфонат никеля (II). Объектом исследования была выбрана тяжелая нефть Египта. Полученные катализаторы показали хорошие результаты при каталитическом акватермолизе, вязкость нефти снизилась на ~78,9%. Химические и физические свойства исходной нефти и нефти после экспериментов были исследованы с помощью ИК-Фурье спектроскопии, динамической вязкости и SARA-анализа. Результаты показали, что в результате каталитического акватермолиза происходит снижение содержания смол, асфальтенов, средней молекулярной массы и содержания серы в нефти.

В работе [18] было исследовано влияние различных типов минералов и спиртов в качестве доноров водорода на каталитический акватермолиз тяжелой нефти. Тяжелая нефть HN67, использованная в экспериментах, была получена с нефтяного месторождения Хэнань. Наилучший каталитический эффект проявила натриевая глина. При оптимальных условиях каталитического акватермолиза скорость снижения вязкости достигла 87,3% по сравнению с исходной нефтью.

Представленные выше исследования подтверждают актуальность и эффективность процессов каталитического акватермолиза, которые приводят к увеличению нефтеотдачи, улучшению физико-химических свойств нефти.

Целью данной работы является исследование влияния нефтерастворимых прекурсоров катализаторов на основе железа и кобальта на процесс преобразования состава и свойств высоковязкой нефти в присутствии донора водорода в гидротермальных условиях.

Экспериментальная часть

В качестве объекта исследования в данной работе была выбрана высоковязкая нефть Туйметкинского поднятия Республики Татарстан и продукты каталитического и некаталитического акватермолиза нефти. Залежь исследуемой нефти находится в Черемшанском районе и приурочена к отложениям шешминского горизонта уфимского яруса верхней перми.

Для проведения процесса каталитического акватермолиза были синтезированы катализаторы на основе Co и Fe [8,10-12].

Каталитические испытания. Моделирование процесса акватермолиза в лабораторных условиях осуществлялся в реакторе высокого давления (Parr Instruments, Молин, Иллинойс, США). Модельная система для загрузки в реактор состояла из нефти и воды в соотношении 70:30. Эксперименты проводили при 150, 200, 250 и 300°C и давлении в течение 24 часов в условиях некаталитического и каталитического процесса. Прекурсор катализатора и донор водорода (нефрас С4–155/205) вводили из расчета 0,2 масс. % по металлу и 2,0% масс. на нефть соответственно. Состав и количество газовой фазы после паротеплового воздействия (ПТВ) анализировались на газовом хроматографе Хроматэк-Кристалл 5000.2 фирмы Хроматэк. После реактора продукт акватермолиза подвергался разделению нефти и воды при помощи лабораторной центрифуги при 3000 оборотов/мин в течении 2 часов.

Физико-химические методы исследования активной формы катализаторов. Размер частиц, образовавшихся после паротеплового воздействия (ПТВ), оценивали с помощью сканирующей электронной микроскопии

(СЭМ) на автоэмиссионном сканирующем электронном микроскопе Merlin (Carl Zeiss). Перед съемкой частиц на СЭМ проводилась подготовка в следующей последовательности. После завершения процесса каталитического акватермолиза нефть разливалась в пробирки для центрифугирования, отделялась от воды центрифугированием, далее отбиралась для анализов, а остаток нефти с твердыми частицами катализатора на дне пробирки промывался толуолом и центрифугировался до образования прозрачного раствора толуола. После каждой промывки толуолом, раствор нефти в толуоле сливался и наливали чистый толуол. Затем частицы катализатора высушивали в сушильном шкафу и анализировались размеры частиц.

Исследование свойств и состава нефти. Вязкостно-температурные характеристики исходной нефти и образцов нефти ПТВ определяли при температурах от 10 до 60°C с помощью ротационного вискозиметра FUNGILAB Alpha L с термостатируемой рубашкой.

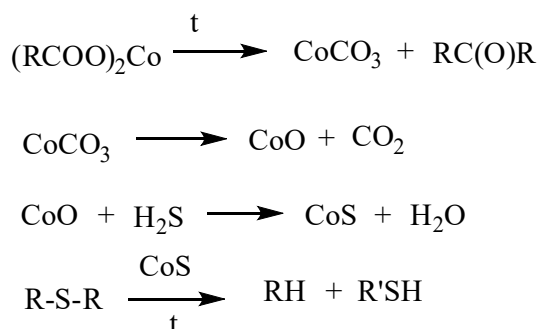
Осадив асфальтены по холодному методу Гольде, были получены мальтены (смесь насыщенных и ароматических углеводородов и смол). Разделяли мальтены на компоненты с помощью адсорбционно-жидкостной хроматографии (SARA) с учетом методических рекомендаций стандарта ASTM D 4124-09 и ГОСТ 32269-2013.

ГХ/МС анализ фракций насыщенных углеводородов проб исходной нефти и после акватермолиза с различными добавками проводился на хроматографе Хроматэк-Кристалл 5000.2 («Хроматэк», Йошкар-Ола, Россия) с масс-спектрометрическим детектором 214.2.840.083-10 (источник ионов ADVIS) с использованием компьютерной обработки данных по полному ионному току. Использована капиллярная колонка CR-5ms, длина 30 м, внутренний диаметр 0,25 мм, толщина неподвижной фазы 0,25 мкм, газ-носитель – гелий. Компьютерная реконструкция хроматограмм выполнялась по характерным для различных групп УВ осколочным ионам.

Обсуждение результатов

Влияние катализаторов на состав газов акватермолиза

В табл. 1 представлен состав газов нефти и продуктов акватермолиза после некаталитического и каталитического акватермолиза с добавлением таллатов кобальта и железа. В эксперименте с добавлением прекурсора катализатора на основе кобальта при 300°C наблюдается увеличение содержания углекислого газа (CO₂). Вероятно, под действием температуры при паротепловом воздействии (ПТВ) идет разложение прекурсора до карбоната кобальта с дальнейшим переходом в оксид кобальта. После оксид кобальта (II) взаимодействует с сероводородом с образованием частиц сульфида кобальта. Далее, эти частицы участвуют в каталитическом преобразовании и облагораживании состава высоковязкой нефти.



При экспериментах с добавлением таллата железа также наблюдается увеличение содержания нормальных алканов (метана, этана, пропана, н-бутана).

Результаты свидетельствуют о значительном росте содержания газов при наличии катализатора. Данные газового анализа указывают на значительное преобразование состава нефти.

Таблица 1

Состав газов нефти и продуктов акватермолиза после некаталитического и каталитического акватермолиза с добавлением таллата кобальта и железа (в граммах*10⁻³)

Газо- вый сос- тав	После ПТВ, °С				После ПТВ с добавлением катализатора на основе кобальта, °С				После ПТВ с добавлением катализатора на основе железа, °С			
	150	200	250	300	150	200	250	300	150	200	250	300
H ₂	0	0,004	0,009	0,056	0	0	0,003	0,007	0	0	0,003	0,005
H ₂ S	0,038	0,617	1,009	9,529	0,068	0,067	0,396	11,744	0	0	1,257	9,193
CO ₂	2,034	10,557	25,392	22,381	3,824	3,778	11,484	32,704	2,509	2,754	11,347	30,228
Ме- тан	0,03	0,161	0,583	8,365	0,155	0,153	0,642	9,669	0,029	0,116	0,841	11,7
Этан	0,022	0,073	0,318	4,619	0,136	0,134	0,31	4,841	0,019	0,067	0,406	5,944
Про- пан	0,051	0,757	0,733	0	0,177	0,175	0,376	4,455	0,053	0,1	0,422	5,732
н- Бутан	0,048	0,029	0,087	1,295	0,545	0,538	0,854	1,741	0,927	1,074	0,862	1,432
изо- бутан	0,037	0,027	0,032	0,386	0,117	0,115	0,192	0,59	0,152	0,236	0,182	0,422
2,2- димет ил- про- пан	0,019	0,024	0,016	0,016	0,026	0,025	0,054	0,029	0,037	0,038	0,032	0,021
Оле- фины	0,045	0,13	0,314	13,513	0,112	0,11	0,543	2,076	0,058	0,053	0,355	1,091
Сум- ма	2,324	12,379	28,493	60,16	5,16	5,095	14,854	67,856	3,784	4,438	15,707	65,768

Вязкостно-температурные свойства. Были проведены измерения вязкости исходной нефти и образцов нефти после акватермолиза с применением катализаторов и без их участия.

При каталитическом взаимодействии с добавлением таллата кобальта вязкость снижается в 2,5 раза при 150°С и в 1,5 раза при 200°С (Рис. 1, 2).

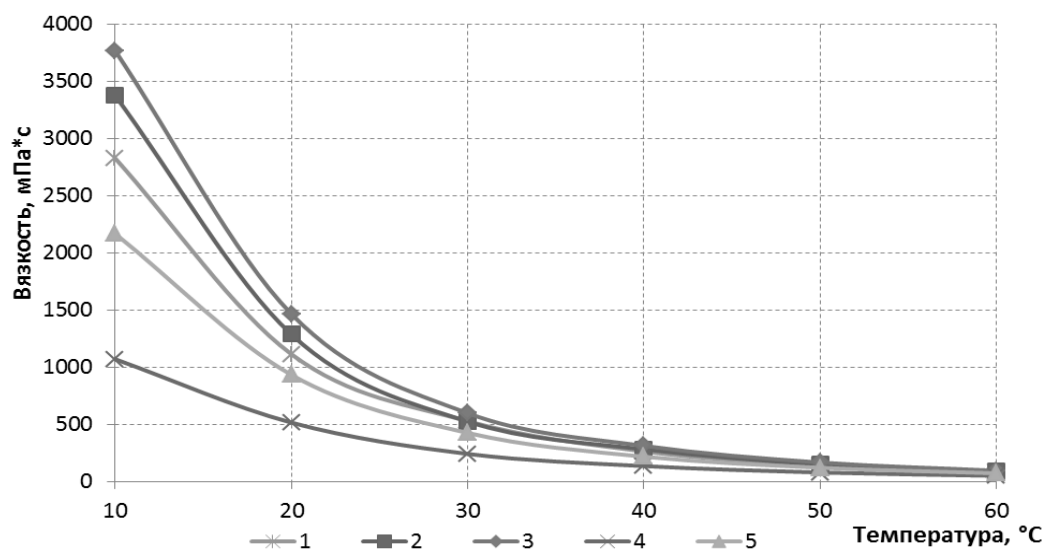


Рис. 1. Вязкостно-температурные характеристики нефти: 1 - исходная нефть, 2 – после ПТВ при 150°C, 3 – после ПТВ при 200°C, 4 – после ПТВ с кобальтовым катализатором при 150°C, 5 - после ПТВ с кобальтовым катализатором при 200°C

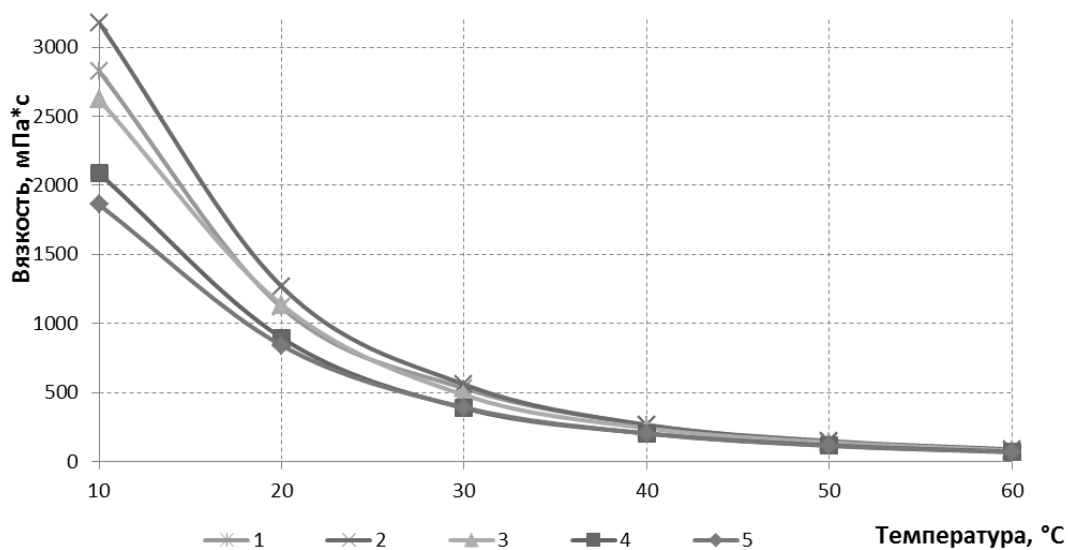


Рис. 2. Вязкостно-температурные характеристики нефти: 1 - исходная нефть, 2 – после ПТВ при 250°C, 3 – после ПТВ при 300°C, 4 – после ПТВ с кобальтовым катализатором при 250°C, 5 - после ПТВ с кобальтовым катализатором при 300°C

Подобное снижение в 1,5 раза наблюдается и при использовании катализатора на основе железа. При 300 градусах происходит снижение в 1,7 раза (Рис. 3, 4).

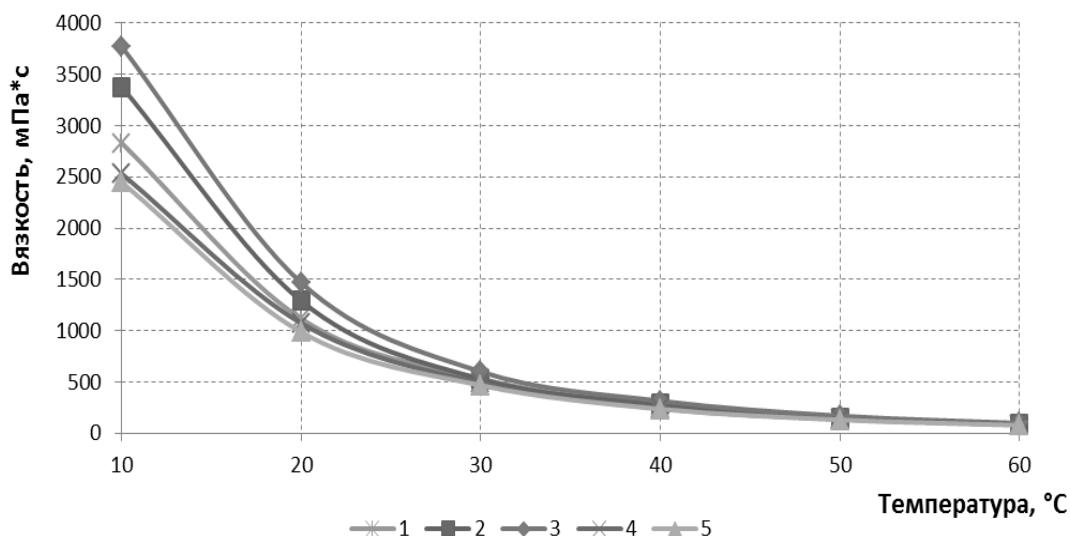


Рис. 3. Вязкостно-температурные характеристики нефти: 1 - исходная нефть, 2 – после ПТВ при 150°C, 3 – после ПТВ при 200°C, 4 – после ПТВ с железным катализатором при 150°C, 5 - после ПТВ с железным катализатором при 200°C

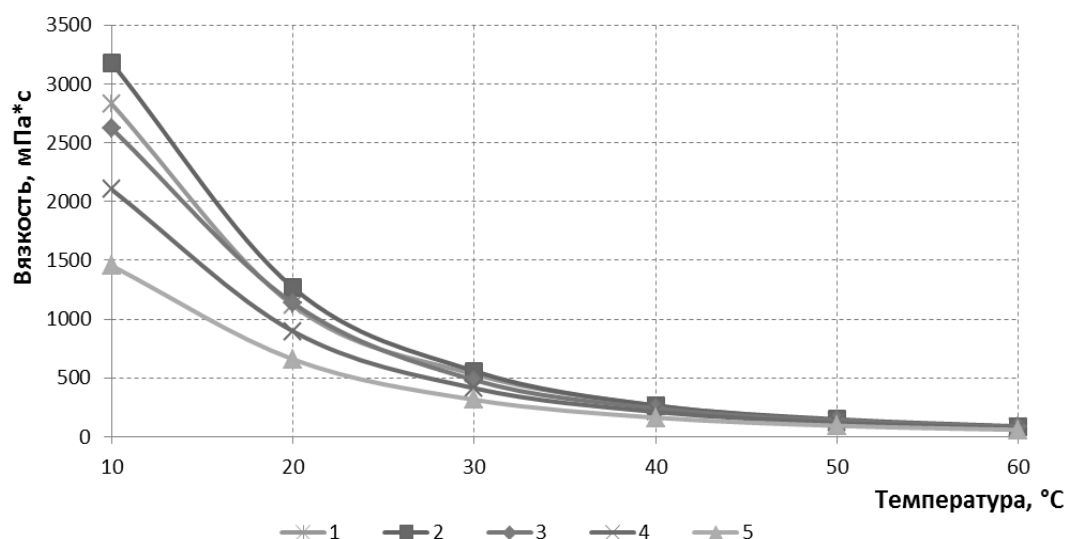


Рис. 4. Вязкостно-температурные характеристики нефти: 1 - исходная нефть, 2 – после ПТВ при 250°C, 3 – после ПТВ при 300°C, 4 – после ПТВ с железным катализатором при 250°C, 5 - после ПТВ с железным катализатором при 300°C

Данные, полученные в результате определения вязкости, подтверждают о положительном влиянии катализатора на реологические свойства нефти после процесса каталитического акватермолиза. Известно, что большое содержание смол приводит к сильному увеличению вязкости нефти. По изменениям состава газовой фазы и группового химического со-

става можно предположить, что катализатор способствует разрушению ассоциированных комплексов молекул смол, тем самым влияя на уменьшение вязкости нефти. К тому же каталитический агент участвует в термодеструктивном распаде боковых алифатических цепей асфальтеновых молекул. Образуются компактные вторичные асфальтены с меньшей молекулярной массой.

Наличие растворителя также влияет на снижение вязкости. Добавление нефраса в качестве донора водорода предотвращает крекинг смолисто-асфальтеновых веществ, что могло бы привести к образованию радикалов и увеличению содержания ненасыщенных углеводородов с двойными и тройными связями. Введение водорода способствует снижению полимеризации генерированных углеводородов.

Групповой состав нефти. Состав нефти определялся разделением на насыщенные и ароматические УВ, смолы и асфальтены по методу SARA. По результатам SARA установлено, что при каталитическом взаимодействии с добавлением таллата кобальта при 250°C содержание насыщенных УВ возрастает на 6%, в то время как содержание смол относительно исходной нефти снижается на 12%. Также стоит отметить снижение содержания смол при 300°C на 14% и возрастание ароматических УВ на 11% (Рис. 5). Изменение содержания по фракциям приведено в массовых процентах.

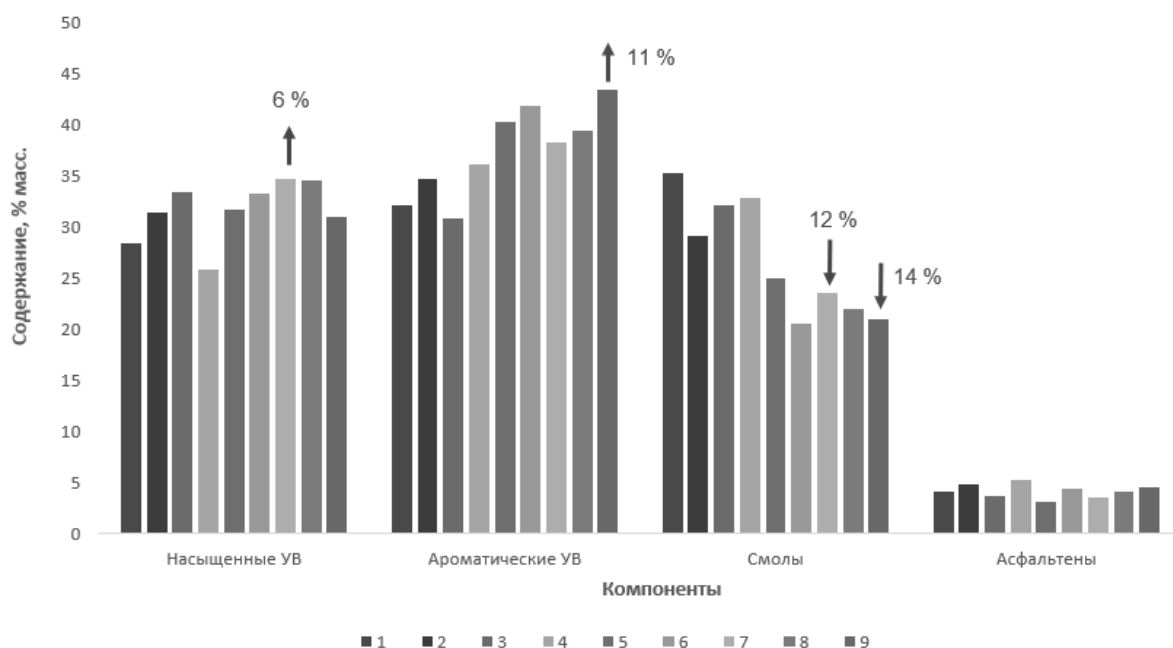


Рис. 5. Компонентный состав образцов нефти: 1 – исходная нефть; 2, 4, 6, 8 - после ПТВ при 150, 200, 250 и 300°C, соответственно; 3, 5, 7, 9 – после ПТВ с кобальтовым катализатором при 150, 200, 250 и 300°C, соответственно

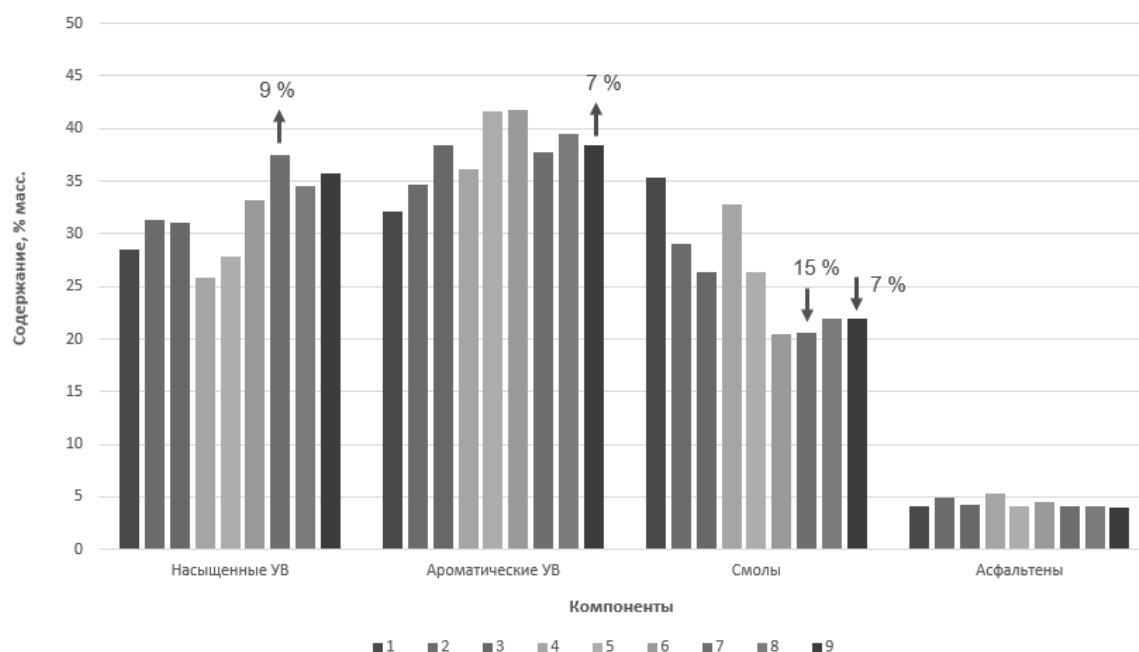


Рис. 6. Компонентный состав образцов нефти: 1 – исходная нефть, 2, 4, 6, 8 - после ПТВ при 150, 200, 250 и 300°C, соответственно; 3, 5, 7, 9 – после ПТВ с железным катализатором при 150, 200, 250 и 300°C, соответственно

При 250°C с добавлением в систему прекурсора катализатора на основе железа содержание насыщенных и ароматических УВ возросло

на 9%, содержание смол уменьшилось на 15% по сравнению с исходной нефтью. При 300°C наблюдается увеличение ароматических УВ на 7%, а также снижение содержания смол на 7% (Рис. 6).

Таким образом, по результатам SARA-анализа исходной нефти и образцов после гидротермального каталитического воздействия наблюдается увеличение содержания насыщенных и ароматических углеводородов, при этом происходит снижение содержания смол и асфальтенов.

Хромато-масс-спектрометрия насыщенных углеводородов. Хроматограммы насыщенной фракции нефти Туйметкинского поднятия после воздействия температуры и катализатора на основе таллата кобальта представлены на рис. 7. Наибольшие положительные изменения наблюдаются после воздействия катализатора на основе кобальта при 150, 200 и 250°C: на хроматограммах наблюдается увеличение количества пиков, выходящих до шестой минуты, эти пики соответствуют алканам и циклоалканам состава C11-12. Кроме того, существенно увеличилась высота пиков, соответствующих циклическим алканам состава C13-C14.

Хроматограммы насыщенной фракции нефти Туйметкинского поднятия после воздействия температуры и катализатора на основе таллата кобальта представлены на рис. 8.

Наибольшие положительные изменения наблюдаются после воздействия катализатора на основе железа при 300°C: на хроматограммах наблюдается увеличение количества пиков, соответствующих алканам и циклоалканам состава C10-12, выходящих до шестой минуты, в особенности произошло увеличение пика, соответствующего декану C10H22 (выходит на третьей минуте). Кроме того, также наблюдается увеличение высоты пиков, соответствующих циклическим алканам состава C13-C14 (Рис. 8).

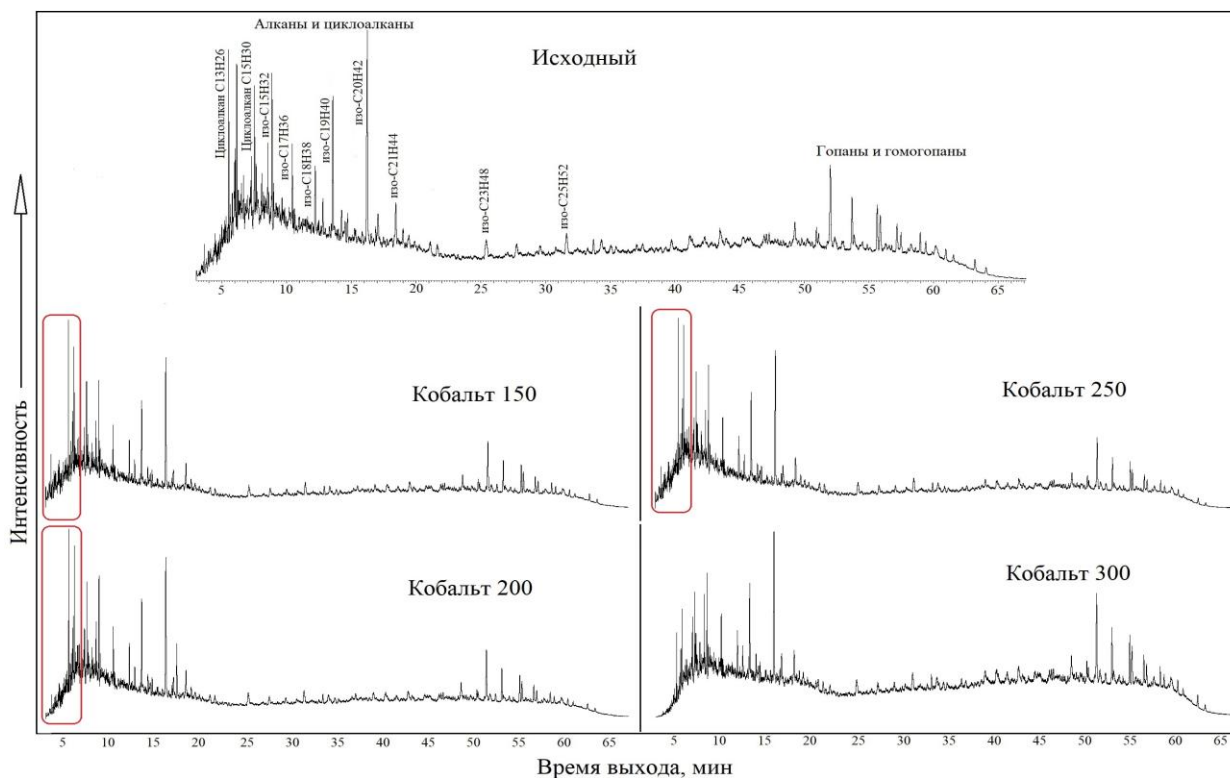


Рис. 7. Хроматограммы насыщенной фракции нефти Туйметкинского поднятия после воздействия температуры и катализатора на основе таллата кобальта

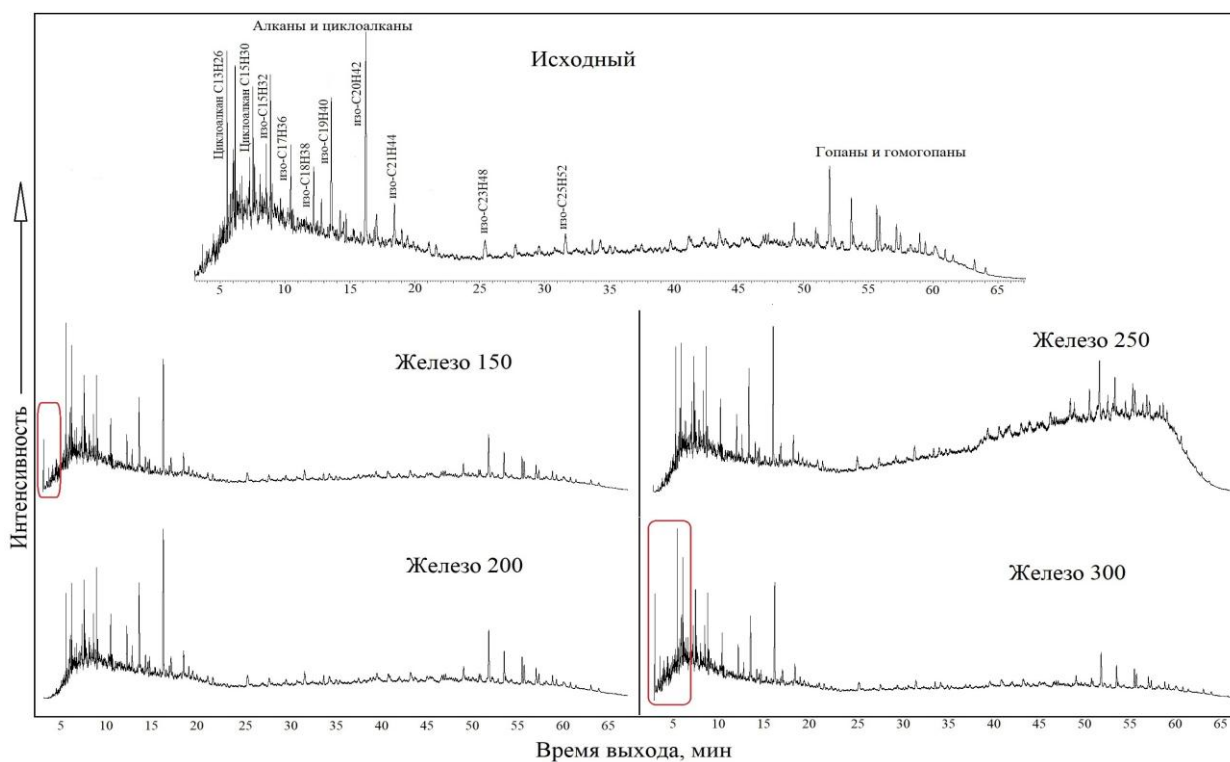


Рис. 8. Хроматограммы насыщенной фракции нефти Туйметкинского поднятия после воздействия температуры и катализатора на основе таллата железа

Поскольку гопановые углеводороды являются устойчивыми и высококипящими соединениями, относительно этих соединений можно сравнить изменения в относительном содержании алканов и циклоалканов в ходе экспериментов. На диаграмме представлено содержание идентифицированных парафиновых и нафтеновых соединений относительно гопанов (Рис. 9). Из диаграммы видно, что наибольшее относительное содержание алканов и циклоалканов приходится на образец нефти после воздействия катализатора на основе железа при 300°С.

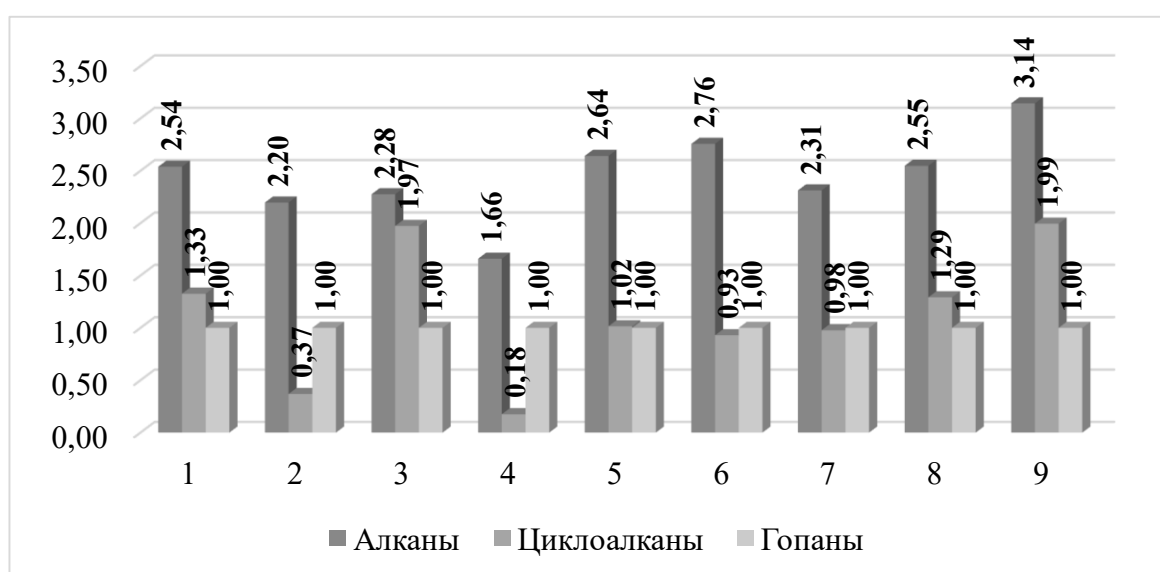


Рис. 9. Относительное содержание алканов, циклоалканов и гопанов в насыщенной фракции нефти: 1 – исходная нефть, 2, 4, 6, 8 – после ПТВ с кобальтовым катализатором при 150, 200, 250, 300°С, соответственно; 3, 5, 7, 9 – после ПТВ с железным катализатором при 150, 200, 250, 300°С, соответственно

Сканирующая электронная микроскопия (СЭМ). На рис. 10 представлены снимки со СЭМ частиц катализатора на основе кобальта при разных температурных режимах каталитического воздействия: 200, 250 и 300°С соответственно. Результаты следующие: после воздействия при 200°С размер частиц составляет 27-57 нм; при 250°С – 41-85 нм; при 300°С – 51-81 нм. Таким образом, чем ниже была температура воздействия с добавлением таллата кобальта, тем меньшего размера оставались частицы используемого катализатора после ПТВ.

С частицами катализатора на основе железа (Рис. 11) наблюдается аналогичная зависимость, за исключением опыта при 300°C. Значения следующие: после воздействия при 150 С размер частиц составляет 38-48 нм; при 200 С – 42-76 нм; при 250 С – 50-96 нм. при 300 градусах размер частиц, судя по снимку, находится в диапазоне 40-58 нм.

По результатам микроскопии можно сделать вывод, что при разложении прекурсоров катализаторов образуются нанометровые частицы катализаторов, а это позволяет им беспрепятственно проникать в пористую среду нефтенасыщенной породы-коллектора, вовлекая в облагораживание нефть из других пластов.

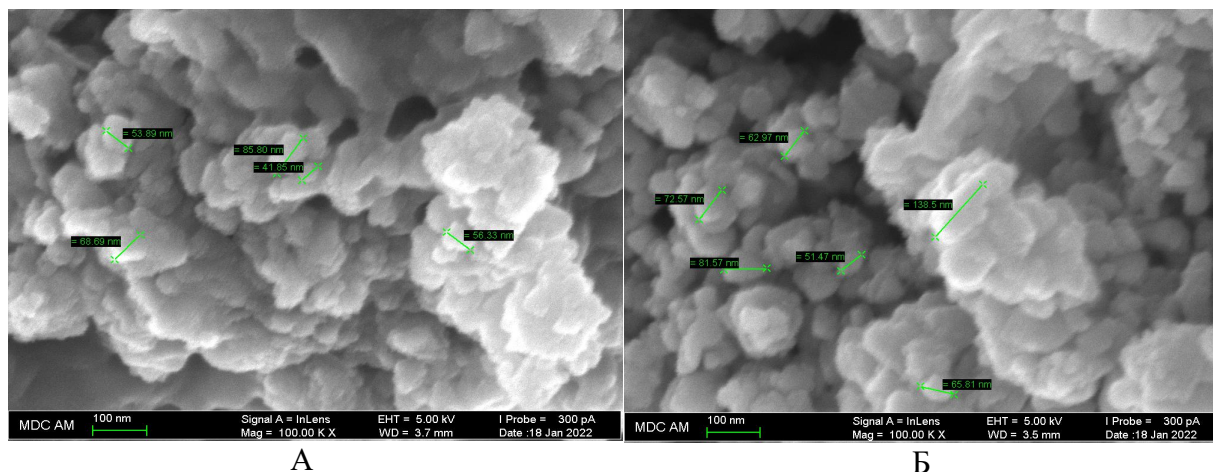


Рис. 10. Снимок СЭМ частиц катализатора (таллат кобальта) после термокаталитического воздействия: А – при 250°C, Б – при 300°C

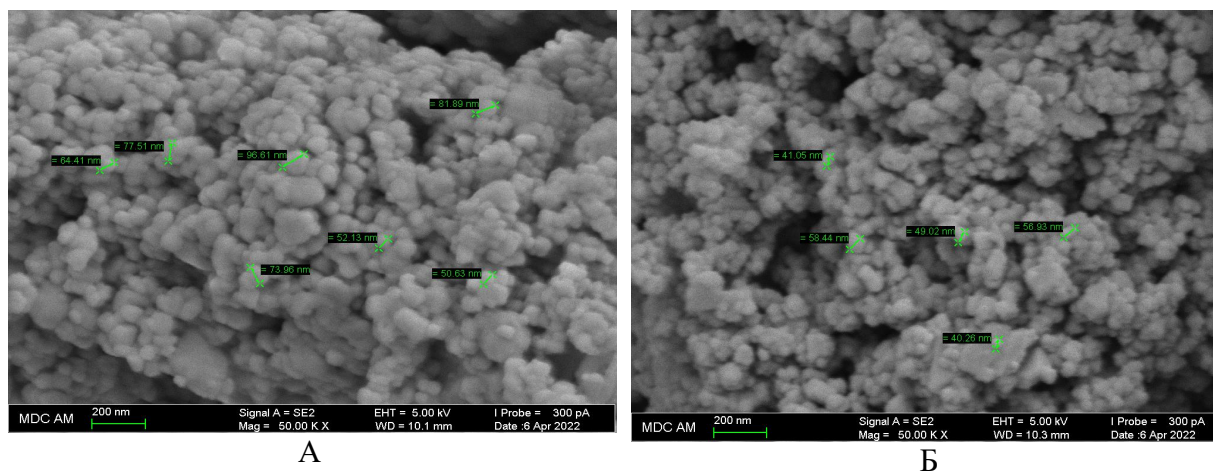


Рис. 11. Снимок СЭМ частиц катализатора (таллат железа) после термокаталитического воздействия: А – при 250°C; Б – при 300°C

Выводы

В работе проведено физическое моделирование паротепловой обработки высоковязкой нефти как без, так и с добавлением в систему прекурсоров катализаторов на основе железа и кобальта.

Применение катализатора привело к изменению в газовом составе продуктов акватермолиза, реологических свойств и группового состава. Так, при каталитическом воздействии с добавлением таллата кобальта вязкость снижается в 2,5 раза при 150°C и в 1,5 раза при 200°C. Подобное снижение в 1,5 раза наблюдается и при использовании катализатора на основе железа. При 300°C происходит снижение в 1,7 раза.

По результатам SARA-анализа при каталитическом взаимодействии с добавлением таллата кобальта при 250°C содержание смол относительно исходной нефти снижается на 12%. Также стоит отметить снижение содержания смол при 300°C на 14% и возрастание ароматических УВ на 11%. При 250°C с добавлением в систему прекурсора катализатора на основе железа содержание насыщенных и ароматических УВ возросло на 9%, содержание смол уменьшилось на 15% по сравнению с исходной нефтью.

Таким образом, в совокупности обеспечивается повышение энергоэффективности паротепловых методов добычи такого вида неконвенциональных ресурсов. Результаты проведенных исследований показали, что паротепловая обработка высоковязкой нефти в присутствии прекурсора катализатора приводит к увеличению доли легких фракций углеводородов и снижению содержания асфальто-смолистых соединений, что способно положительно влиять на добычу нефти Туйметкинского поднятия.

Работа выполнена за счет средств Программы стратегического академического лидерства Казанского (Приволжского) федерального университета (ПРИОРИТЕТ-2030)

This paper has been supported by the Kazan Federal University Strategic Academic Leadership Program (Priority-2030).

Список литературы

1. Desouky S., Sabagh A. A., Betiha M. A., Badawi A., Ghanem A., Khalil S. Catalytic Aquathermolysis of Egyptian Heavy Crude Oil // *International Journal of Chemical and Molecular Engineering*. 2013. Vol. 7. P. 638-643.
2. Premuzic E.T., Lin M.S. Induced biochemical conversions of heavy crude oils // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 1999. Vol. 22. P. 171-180.
3. Xia T.X., Greaves M. Upgrading Athabasca Tar Sand Using Toe-to-Heel Air Injection // *SPE/CIM International Conference on Horizontal Well Technology*. 2000.
4. Pineda-Perez L.A., Carbognani L., Spencer R.J., Maini B., Pereira-Almao P. Hydrocarbon Depletion of Athabasca Core at Near Steam-Assisted Gravity Drainage (SAGD) Conditions // *Energy & fuels*. 2010. Vol. 24. P. 5947–5954.
5. Shokrlu Y.H., Maham Y., Tan X., Babadagli T., Gray M. Enhancement of the efficiency of in situ combustion technique for heavy-oil recovery by application of nickel ions // *Fuel*. 2013. Vol. 105. P. 397-407.
6. Maity S.K., Ancheyta J., Marroquín G. Catalytic Aquathermolysis Used for Viscosity Reduction of Heavy Crude Oils: A Review // *Energy&Fuels*. 2010. Vol. 24. P. 2809–2816.
7. Маланий С.Я., Славкина О.В., Рязанов А.А., Сенников Н.Ю., Ахметов А.А., Цветков С.В., Мухаматдинов И.И., Вахин А.В., Иванова А.А. Применение технологии каталитического аквагермолиза на Стреловском месторождении Самарской области // *Нефтяное хозяйство*. 2022. №12. С. 118-121.
8. Mukhamatdinov, I.I., Salih, I.S.S., Rakhmatullin, I.Z., Sviridenko, N.N., Pevneva, G.S., Sharma, R.K., Vakhin, A.V. Transformation of Resinous Components of the Ashalcha Field Oil during Catalytic Aquathermolysis in the Presence of a Cobalt-Containing Catalyst Precursor // *Catalysts* 2021. Vol. 11 (6).
9. Mukhamatdinov I.I., Salih I.Sh.S., Ismael M., Aliev F.A., Davletshin R.R., Vakhin A.V. Influence of Naphthenic Hydrocarbons and Polar Solvents on the Composition and Structure of Heavy-Oil Aquathermolysis Products // *Industrial & Engineering Chemistry Research* 2021. Vol. 60. P. 13191-13203.
10. Mukhamatdinov I.I., Giniyatullina E.E., Mukhamatdinova R.E., Slavkina O.V., Shekoldin K.A., Vakhin A.V. Influence of Naphthenic Hydrocarbons and Polar Solvents on the Composition and Structure of Heavy-Oil Aquathermolysis Products // *SOCAR Proceedings*. 2021. Vol. 2. P. 90-96.
11. Mukhamatdinov I.I., Khaidarova A.R., Mukhamatdinova R.E., Affane B., Vakhin A.V. Development of a catalyst based on mixed iron oxides for intensification the production of heavy hydrocarbon feedstocks // *Fuel*. 2022. Vol. 312.
12. Вахин А.В., Мухаматдинов И.И., Ситнов С.А., Мухаматдинова Р.Э., Симаков Я.О., Никитина Е.А., Соловьев А.В., Сансиев Г.В., Дубровин К.А., Шарифуллин А.В., Нурғалиев Д.К. Каталитическая активность сульфидов никеля и железа при деструкции смолисто-асфальтеновых веществ высоковязкой нефти в присутствии карбонатной породы в гидротермальных условиях // *Кинетика и катализ*. 2022. Т. 63. С. 643-651.
13. Chen Y., Wang Y., Wu C., Xia F. Laboratory Experiments and Field Tests of an Amphiphilic Metallic Chelate for Catalytic Aquathermolysis of Heavy Oil // *Energy&Fuels*. 2008. Vol. 22. P. 1502–1508.

14. Нальгиева Х.В., Копытов М.А., Чешкова Т.В., Кривцов Е.Б., Мамонтов Г.В. Преобразование асфальтенов, выделенных из тяжелой сырой нефти, при каталитическом и некаталитическом аквагермолизе // Нефть. Газ. Новации. 2021. № 6(247). С. 13-18.
15. Gang Chen, Weihua Yuan, Ya Wu, Zhang Jie, Song Hua, Jeje Ayodeji, Song Shaofu, Qu Chengtun. Каталитический аквагермолиз тяжелой нефти координационными комплексами переходных металлов при пониженной температуре // Нефтехимия. 2017. Т. 57. № 5. С. 558-561.
16. Петров С.М., Ибрагимова Д.А., Абделсалам Я.И.И., Каюкова Г.П. Влияние породообразующих и каталитических добавок на преобразование тяжелой высоковязкой нефти // Нефтехимия. 2016. Т. 56. № 1. С. 24.
17. Dessouky S.M., Al-Sabagh A.M., Betiha Mohamed A., Badawi A., Ghanem A., Khalil S. Catalytic Aquathermolysis of Egyptian Heavy Crude Oil // Int J Chem, Nucl, Mater Metall Eng. 2013. Vol. 7. №8. P. 286-291.
18. Zhou Z., Slaný M., Kuzielová E., Zhang W., Ma L., Dong S., Zhang J., Chen G. Influence of reservoir minerals and ethanol on catalytic aquathermolysis of heavy oil. // Fuel. 2022. Vol. 307. P. 121871.

References

1. Desouky S., Sabagh A. A., Betiha M. A., Badawi A., Ghanem A., Khalil S. Catalytic Aquathermolysis of Egyptian Heavy Crude Oil // International Journal of Chemical and Molecular Engineering. 2013. Vol. 7. P. 638-643.
2. Premuzic E.T., Lin M.S. Induced biochemical conversions of heavy crude oils // Journal of Petroleum Science and Engineering. 1999. Vol. 22. P. 171-180.
3. Xia T.X., Greaves M. Upgrading Athabasca Tar Sand Using Toe-to-Heel Air Injection // SPE/CIM International Conference on Horizontal Well Technology. 2000.
4. Pineda-Perez L.A., Carbognani L., Spencer R.J., Maini B., Pereira-Almao P. Hydrocarbon Depletion of Athabasca Core at Near Steam-Assisted Gravity Drainage (SAGD) Conditions // Energy & fuels. 2010. Vol. 24. P. 5947–5954.
5. Shokrlu Y.H., Maham Y., Tan X., Babadagli T., Gray M. Enhancement of the efficiency of in situ combustion technique for heavy-oil recovery by application of nickel ions // Fuel. 2013. Vol. 105. P. 397-407.
6. Maity S.K., Ancheyta J., Marroquín G. Catalytic Aquathermolysis Used for Viscosity Reduction of Heavy Crude Oils: A Review // Energy&Fuels. 2010. Vol. 24. P. 2809–2816.
7. Malaniy S.Ya., Slavkina O.V., Ryazanov A.A., Sennikov N.Yu., Akhmetov A.A., Tsvetkov S.V., Mukhamtdinov I.I., Vakhin A.V., Ivanova A.A. Primeneniye tekhnologii kataliticheskogo akvatermoliza na Strelovskom mestorozhdenii Samarskoy oblasti [Field test of catalytic aquathermolysis technology at Strelovskoye oil field in the Samara region] // Neftyanoye khozyaystvo. 2022. №12. С. 118-121. (in Russian)
8. Mukhamatdinov, I.I., Salih, I.S.S., Rakhmatullin, I.Z., Sviridenko, N.N., Pevneva, G.S., Sharma, R.K., Vakhin, A.V. Transformation of Resinous Components of the Ashalcha Field Oil during Catalytic Aquathermolysis in the Presence of a Cobalt-Containing Catalyst Precursor // Catalysts 2021. Vol. 11 (6).
9. Mukhamatdinov I.I., Salih I.Sh.S., Ismael M., Aliev F.A., Davletshin R.R., Vakhin A.V. Influence of Naphthenic Hydrocarbons and Polar Solvents on the Composition and Structure of Heavy-Oil Aquathermolysis Products // Industrial & Engineering Chemistry Research 2021. Vol. 60. P. 13191-13203.
10. Mukhamatdinov I.I., Giniyatullina E.E., Mukhamatdinova R.E., Slavkina O.V., Shehekoldin K.A., Vakhin A.V. Influence of Naphthenic Hydrocarbons and Polar

- Solvents on the Composition and Structure of Heavy-Oil Aquathermolysis Products // SOCAR Proceedings. 2021. Vol. 2. P. 90-96.
11. Mukhamatdinov I.I., Khaidarova A.R., Mukhamatdinova R.E., Affane B., Vakhin A.V. Development of a catalyst based on mixed iron oxides for intensification the production of heavy hydrocarbon feedstocks // Fuel. 2022. Vol. 312.
 12. Vakhin A.V., Mukhamatdinov I.I., Sitnov S.A., Mukhamatdinova R.E., Simakov I.O., Nikitina E.A., Solovev A.V., Sansiev G.V., Dubrovin K.A., Sharifullin A.V., Nurgaliev D.K. Kataliticheskaya aktivnost' sul'fidov nikelya i zheleza pri destruktzii smolisto-asfal'tenovykh veshchestv vysokovyazkoy nefi v prisutstvii karbonatnoy porody v gidrotermal'nykh usloviyakh [Catalytic activity of nickel and iron sulfides in the degradation of resins and asphaltenes of high-viscosity oil in the presence of carbonate rock under hydrothermal conditions] // Kinetics and Catalysis. 2022. T. 63. № 5. С. 569-576. (in Russian)
 13. Chen Y., Wang Y., Wu C., Xia F. Laboratory Experiments and Field Tests of an Amphiphilic Metallic Chelate for Catalytic Aquathermolysis of Heavy Oil // Energy&Fuels. 2008. Vol. 22. P. 1502–1508.
 14. Nalgieva Kh.V., Kopytov M.A., Cheshkova T.V., Krivtsov E.B., Mamontov G.V. Preobrazovanie asfal'tenov vydelennykh iz tyagheloy syroi nefi pri kataliticheskom i nekataliticheskom aquatermolize [Conversion of Asphaltenes Recovered from Heavy Crude Oil During Catalytic and Non-Catalytic Aqua-Thermolysis] // Neft. Gaz. Novacii. 2021. № 6(247). С. 13-18. (in Russian)
 15. Gang Chen, Weihua Yuan, Ya Wu, Zhang Jie, Song Hua, Jeje Ayodeji, Song Shaofu, Qu Chengtun. Kataliticheskiy akvatermoliz tyazheloy nefi koordinatsionnymi kompleksami perekhodnykh metallov pri ponizhennoy temperature [Catalytic aquathermolysis of heavy oil by transition metal coordination complexes at reduced temperatures] // Neftekhimiya. 2017. T. 57. № 5. С. 558-561.
 16. Petrov S.M., Ibragimova D.A., Abdelsalam Y.I.I., Kayukova G.P. Vliyaniye porodoobrazuyushchikh i kataliticheskikh dobavok na preobrazovaniye tyazheloy vysokovyazkoy nefi [Influence of rock-forming and catalytic additives on the conversion of heavy, high-viscosity oil] // Neftekhimiya. 2016. T. 56. № 1. С. 24. (in Russian)
 17. Dessouky S.M., Al-Sabagh A.M., Betiha Mohamed A., Badawi A., Ghanem A., Khalil S. Catalytic Aquathermolysis of Egyptian Heavy Crude Oil // Int J Chem, Nucl, Mater Metall Eng. 2013. Vol. 7. №8. P. 286-291.
 18. Zhou Z., Slaný M., Kuzielová E., Zhang W., Ma L., Dong S., Zhang J., Chen G. Influence of reservoir minerals and ethanol on catalytic aquathermolysis of heavy oil. // Fuel. 2022. Vol. 307. P. 121871.

Сведения об авторах

Мухаматдинов Ирек Изаилович, кандидат технических наук, ведущий научный сотрудник, Институт геологии и нефтегазовых технологий ФГАОУ ВО Казанского (Приволжского) федерального университета (ИГиНГТ К(П)ФУ)

Россия, 420008, г. Казань, ул. Кремлевская, 18

E-mail: iimuhamatdinov@gmail.com

Мухаматдинова Резеда Эдуардовна, кандидат химических наук, старший научный сотрудник, Институт геологии и нефтегазовых технологий ФГАОУ ВО Казанского (Приволжского) федерального университета (ИГиНГТ К(П)ФУ)

Россия, 420008, г. Казань, ул. Кремлевская, 18

E-mail: lkm.rm@mail.ru

Вахин Алексей Владимирович, доктор технических наук, ведущий научный сотрудник, Институт геологии и нефтегазовых технологий ФГАОУ ВО Казанского (Приволжского) федерального университета (ИГиНГТ К(П)ФУ)
Россия, 420008, г. Казань, ул. Кремлевская, 18
E-mail: vahin-a_v@mail.ru

Authors

I.I. Mukhamatdinov, PhD in Engineering, Leading Researcher at the Institute of Geology and Oil and Gas Technologies of Kazan (Volga Region) Federal University
18 Kremlevskaya St., Kazan, 420008, Russian Federation
E-mail: iimuhamatdinov@gmail.com

R.E. Mukhamatdinova, PhD in Chemistry, Senior Researcher at the Institute of Geology and Oil and Gas Technologies of Kazan (Volga Region) Federal University
18 Kremlevskaya St., Kazan, 420008, Russian Federation
E-mail: lkm.rm@mail.ru

A.V. Vakhin, PhD in Engineering, Leading Researcher at the Institute of Geology and Oil and Gas Technologies of Kazan (Volga Region) Federal University
18 Kremlevskaya St., Kazan, 420008, Russian Federation
E-mail: vahin-a_v@mail.ru

Статья поступила в редакцию 28.11.2025
Принята к публикации 27.03.2026
Опубликована 30.03.2026