

EDN: PBOCSB

УДК 54–44:665.6/.7

In-Situ Transformation of High-Viscosity Oil in the Presence of Nickel Tallate Under Hydrothermal Conditions

Irek I. Mukhamatdinov*, Zalina T. Abdrakhimova,
Rezeda E. Mukhamatdinova and Aleksey V. Vakhin
*Institute of Geology and Petroleum Technologies
of Kazan Federal University
Kazan, Russian Federation*

Received 26.11.2023, received in revised form 20.02.2025, accepted 22.02.2025

Abstract. The study explored the composition and structure of transforming highly viscous oil under hydrothermal conditions, formed in situ from a nickel-based oil-soluble precursor. Notably, the catalyst significantly facilitates the breakdown of resins and asphaltenes. Specifically, experiments were conducted using oil-soluble nickel carboxylates and a hydrogen donor. Consequently, it was found that employing the catalyst precursor alters the gas composition of aquathermolysis products, rheological properties, and component composition. Moreover, when a nickel-based catalyst is utilized at 200 °C for 24 hours, the viscosity is reduced by 1.5 times compared to the control experiment. Additionally, the decomposition of the catalyst precursor results in the formation of nanometer-sized catalyst particles, as confirmed by scanning electron microscopy data. Thus, these particles do not clog the porous medium of the oil-saturated reservoir rock, allowing oil from other layers to be involved in the upgrading process.

Keywords: high viscosity oil, catalyst precursor, nickel tallate, resinous-asphaltene substances, catalytic activity, hydrothermal conditions, component composition, viscosity, SEM.

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

Citation: Mukhamatdinov I.I., Abdrakhimova Z. T., Mukhamatdinova R. E., Vakhin A. V. In-Situ Transformation of High-Viscosity Oil in the Presence of Nickel Tallate Under Hydrothermal Conditions. J. Sib. Fed. Univ. Chem., 2025, 18(1), 74–84. EDN: PBOCSB



Внутрипластовое преобразование высоковязкой нефти в присутствии таллата никеля в гидротермальных условиях

И. И. Мухаматдинов, З. Т. Абдрахимова,
Р. Э. Мухаматдинова, А. В. Вахин

*Институт геологии и нефтегазовых технологий
Казанского федерального университета
Российская Федерация, Казань*

Аннотация. Исследованы состав и структура преобразования высоковязкой нефти в гидротермальных условиях, сформированных *in situ* из нефтерастворимого прекурсора на основе никеля. Установлено, что катализатор обеспечивает значительную степень деструкции смол и асфальтенов. Опыты проведены с использованием нефтерастворимых карбоксилатов никеля и донора водорода. Установлено, что при применении прекурсора катализатора изменяются газовый состав продуктов акватермолиза, реологические свойства, компонентный состав. При использовании катализатора на основе никеля при 200 °С и 24-часовой продолжительности воздействия вязкость снижается в 1,5 раза по сравнению с контрольным опытом. При разложении прекурсора катализатора образуются нанометровые частицы катализатора, что подтверждают данные сканирующей электронной микроскопии. Тем самым частицы не коагулируют пористую среду нефтенасыщенной породы-коллектора, вовлекая в облагораживание нефть из других пластов.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, прекурсор катализатора, таллат никеля, смолисто-асфальтеновые вещества, каталитическая активность, гидротермальные условия, компонентный состав, вязкость, сканирующая электронная микроскопия.

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

Цитирование: Мухаматдинов И. И., Абдрахимова З. Т., Мухаматдинова Р. Э., Вахин А. В. Внутрипластовое преобразование высоковязкой нефти в присутствии таллата никеля в гидротермальных условиях. Журн. Сиб. федер. ун-та. Химия, 2025, 18(1). С. 74–84. EDN: PBOCSB

Введение

Тяжелая нефть, являющаяся основным компонентом общих запасов нетрадиционной нефти, в последние десятилетия стала основным объектом исследований из-за истощения запасов традиционной легкой нефти. Однако разведка и добыча тяжелой нефти представляют особые проблемы по сравнению с обычной легкой нефтью из-за ее физических и химических свойств. Тяжелая нефть имеет очень высокую вязкость и состоит из большого количества гетероатомных компонентов, таких как смолы и асфальтены, что создает основные проблемы при ее добыче, транспортировке и переработке [1]. В последние несколько лет сообщалось о новых техноло-

гиях, связанных с оптимизацией добычи тяжелой нефти, таких как термические и химические методы добычи [2–8]. Сравнительные исследования этих методов показывают, что термическая добыча посредством каталитического акватермолиза на сегодняшний день считается наиболее эффективным методом извлечения тяжелой нефти [6, 9–19]. Каталитический акватермолиз относится к процессу, при котором пар и катализатор (иногда с донорами водорода) закачиваются в породу-коллектор с целью максимизировать добычу тяжелой нефти за счет снижения ее вязкости. Снижение вязкости нефти в ходе этого процесса в основном связано с разложением в тяжелой нефти крупных молекул углеводородов, таких как асфальтены и смолы [6, 20]. Сообщалось о гидродесульфурации, гидродеазотировании, гидродеметиляции, гидрокрекинге и гидрировании в процессе акватермолиза [21, 22].

В работе [23] выявлено влияние температур 250, 300 и 350 °C на характер изменения группового и углеводородного состава тяжелой нефти Ашальчинского месторождения в лабораторных экспериментах при моделировании процессов акватермолиза в пластовых условиях. Опыты проведены в присутствии порообразующего минерала – каолина с использованием нефтерастворимого карбоксилата железа и протонодонора – тетралина. Было показано, что с ростом температуры до 300 и 350 °C, по сравнению с исходной нефтью, увеличивается в 1,5–2 раза содержание насыщенных фракций, соответственно, и почти в два раза снижается содержание смол.

В работе [24] проанализированы два эффективных катализатора с одним и тем же лигандом и разными каталитическими центрами (Cu^{2+} и Fe^{3+}), которые были приготовлены и охарактеризованы с помощью инфракрасной спектроскопии с преобразованием Фурье (FT-IR), а затем использованы при моделировании каталитического акватермолиза шести тяжелых нефтей. После этого сверхтяжелая нефть Shengli ($1,8 \times 10^5$ мПа·с при 50 °C) была выбрана в качестве объекта исследования для углубленного изучения одинакового и различного влияния на акватермолиз тяжелой нефти, катализируемый двумя каталитическими ионами. Сравнение результатов показало, что два каталитических иона в основном действовали на асфальтены нефти. Кроме того, медь в основном вызывала деполимеризацию и расщепление некоторых мостиковых связей макромолекулярной кольцевой системы, тогда как железо приводило к изомеризации боковых цепей и раскрытию гетероциклических колец. Первый может быть более подходящим для катализа акватермолиза тяжелой нефти с высоким содержанием асфальтенов, чем последний для применения.

Авторы работы [25] исследовали влияние различных типов минералов и спиртов как доноров водорода на каталитический акватермолиз тяжелой нефти. Наилучший каталитический эффект проявила натриевая глина. Было продемонстрировано, что метанол наиболее подходит для снижения вязкости. При оптимальных условиях каталитического акватермолиза скорость снижения вязкости может достигать 87 % по сравнению с исходной нефтью. Кроме того, было выбрано несколько различных модельных соединений (1-октен, тиофен, фенол, пиридин, хинолин, бензотиофен и нонилфенол) для моделирования химических изменений компонентов сырой нефти и предложения механизмов реакции.

Ученые в работе [26] рассмотрели реакционную способность и структурные изменения асфальтенов при крекинге в сверхкритической воде с использованием водорастворимых солей Co и Ni. Крекинг асфальтенов проводили в автоклаве объемом 12 см³ при температуре 450 °C, время процесса 80 минут и давление 30,8 МПа. Выявлено, что кобальтсодержащий катали-

затор способствует образованию дополнительных количеств низкомолекулярных компонентов – мальтенов и газа. В этом случае структура вторичных асфальтенов относится к «острову», а число пачек и общая высота в кластере асфальтенов увеличиваются.

В другой работе этих же авторов [27] изучено влияние катализатора NiCr-WC на состав продуктов каталитического крекинга тяжелой нефти при температуре 450 °С в течение 100 минут. Установлено, что добавка NiCr-WC способствует замедлению образования кокса и асфальтенов и увеличению деструкции высокомолекулярных компонентов тяжелой нефти. Использование катализатора позволяет увеличить выход бензиновой и дизельной фракций на 35,8 масс.% по сравнению с исходной нефтью. За счет образования газообразных продуктов наблюдается удаление из нефти 2 масс.% серы. Данные рентгенофазового анализа и сканирующей электронной микроскопии показывают, что оксиды металлов на поверхности частиц нихрома сульфидируются с образованием сульфидов этих металлов. Установлено, что образующиеся на поверхности катализатора Ni_xS_y и Cr_xS_y способствуют усилению деструкции смол и асфальтенов.

В работе [28] при акватермолизе тяжелой нефти использовался олеат Fe (III) в качестве катализатора и метанол в качестве донора водорода. Результаты показывают, что добавление метанола может увеличить снижение вязкости нефти при акватермолизе до 91 %. В пробе нефти, подвергшейся реакции, после добавления метанола наблюдалось значительное снижение содержания асфальтенов и смол; температура застывания парафина снизилась с 38 до 31 °С; содержание серы уменьшилось на 1 %, увеличилось содержание легких насыщенных УВ (менее C10) и уменьшилось содержание насыщенных УВ с более чем C10. Показано, что добавка метанола, дающего большое количество активного водорода, способствует разрушению длинноцепочечных алканов в тяжелой нефти, увеличению содержания легких компонентов, способствует разрыву связей C–C и C–S в ходе реакции, снижая содержание гетероатомов, вязкости и способствует улучшению текучести нефти. Результаты этого исследования могут помочь лучше понять механизм влияния метанола в акватермолизе и облегчить разведку и разработку тяжелой нефти.

Еще в одной работе [29] изучался процесс каталитического акватермолиза колумбийской тяжелой нефти. Испытания на реакционную способность проводили в реакторе при 270 °С и давлении 5,5 МПа в течение 66 ч с использованием в качестве катализаторов нафтенатов железа и молибдена в концентрациях 50–300 ppm. Использование этих катализаторов снизило выход газа с 1 до 4,2 % масс., вязкость на 52,3 % для нафтената железа и на 31,4 % для нафтената молибдена. Нефть, подвергнутая каталитическому акватермолизу, увеличила плотность по API с 1,1 до 2,5 и с 0,5 до 1,8 ед., что свидетельствует о значительном снижении содержания сложных фракций с температурами кипения выше 340 °С и конверсиями порядка 7 и 8 % по отношению к прекурсорам нафтенатов молибдена и железа.

Таким образом, предложенные во многих работах экспериментальные методики свидетельствуют о том, что каталитический процесс акватермолиза является эффективным методом увеличения нефтеотдачи и добычи нефти, позволяющим улучшить свойства нефти в пластовых условиях за счет образования легких компонентов и продуктов с меньшей молекулярной массой.

Целью данной работы является исследование влияния нефтерастворимых прекурсоров катализаторов на основе металлов группы железа (кобальта и никеля) на процесс преобразова-

ния состава и свойств высоковязкой нефти в присутствии донора водорода в гидротермальных условиях.

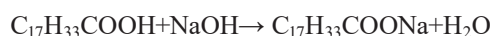
Экспериментальная часть

Объектом исследования в данной работе является высоковязкая нефть Туйметкинского поднятия Республики Татарстан, а также продукты каталитического и некаталитического акватермолиза нефти. Залежь высоковязкой нефти Туйметкинского поднятия находится в Черемшанском районе Республики Татарстан, приурочена к отложениям шешминского горизонта уфимского яруса верхней Перми (рис. 1).

Синтез катализатора на основе никеля

В ходе работы был синтезирован катализатор на основе Ni. В качестве сырья использовалось дистиллированное талловое масло (ДТМ), которое является отходом целлюлозно-бумажной промышленности.

На первой стадии приготовления катализатора происходит синтез натриевой соли жирной кислоты взаимодействием ДТМ со щелочью. Затем полученная натриевая соль жирной кислоты при нагревании взаимодействует с солью переходного металла NiSO_4 . Процесс омыления жирной кислоты может быть описан уравнением (на примере олеиновой кислоты):



Каталитические испытания

Для моделирования процесса акватермолиза в лабораторных условиях был использован реактор высокого давления (Parr Instruments, Молин, Иллинойс, США). Модельная система для загрузки в реактор состояла из нефти и воды в соотношении 70:30. Эмульсия подвергалась температурному воздействию при 150, 200, 250 и 300 °C и давлению в течение 24 часов в условиях некаталитического и каталитического процесса. Прекурсор катализатора и донор водорода вводили из расчета 0,2 масс.% по металлу и 2,0 % масс. на нефть соответственно. В качестве донора водорода выбран нефрас С 4–155/205, который является смесью нафтеновых и ароматических углеводородов. Он является как хорошим разбавителем (растворяет в себе полярные и неполярные компоненты нефти), а также может играть роль донора водорода, который при крекинге останавливает рост свободных радикалов и предотвращает их рекомбинацию [30]. 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 течение 2 часов.

Физико-химические методы исследования активной формы катализаторов

Для оценки размеров частиц образовавшихся после паротеплового воздействия (ПТВ) использовалась сканирующая электронная микроскопия (СЭМ). Исследования проводились

на автоэмиссионном сканирующем электронном микроскопе Merlin (Carl Zeiss). Микроскоп оснащен спектрометром энергетической дисперсии AZtec X-Max (Oxford Instruments). Разрешение спектрометра 127 эВ. Съемка морфологии поверхности проводилась при ускоряющем напряжении 5 кэВ для улучшения глубины резкости изображения. Элементный анализ проводился при ускоряющем напряжении 20 кэВ и рабочем отрезке 9 мм, что позволяет избежать минимальных погрешностей. Глубина зондирования при проведении элементного анализа составляет ~1 микрон.

Исследование свойств и состава нефти

Определение вязкостно-температурных характеристик исходной нефти и нефтей после паротеплового воздействия (ПТВ) проводили с помощью ротационного вискозиметра FUNGILAB Alpha L, оснащенного адаптером с термостатируемой рубашкой при температурах от 10 до 60 °С.

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.

Результаты и обсуждения

Влияние катализаторов на состав газов акватермолиза

Сравнивая газовый состав исходной нефти, подвергнутой гидротермальному воздействию без добавления катализатора и с добавлением катализатора на основе никеля (рис. 2, 3), наблюдается увеличение содержания ряда газов, таких как CO₂, нормальных алканов (метана, этана, пропана, н-бутана, н-пентана), изомеров C₄–C₁₀ при наличии прекурсора на основе никеля. Увеличение газов C₁–C₅ является результатом разрыва более длинных углеводородных цепей молекул смолисто-асфальтеновых веществ в результате протекания радикальных процессов термической деструкции. Увеличение количества углекислого газа в газовой фазе акватермолиза при наличии катализатора является результатом активного участия никеля в реакциях декарбоксилирования смол и асфальтенов.

Также в присутствии катализатора снижается содержание сероводорода H₂S, что, вероятно, свидетельствует об участии этого соединения в образовании активной формы катализатора.

Вязкостно-температурные свойства

Были проведены измерения вязкости исходной нефти и образцов нефти после акватермолиза с применением катализаторов и без их участия. При использовании катализатора на основе никеля при 200 °С и 24 часах воздействия вязкость снизилась в 1,5 раза по сравнению с контрольным опытом. При 250 °С наблюдается аналогичное снижение на 750 мПа·с (рис. 4, 5).

Полученные результаты определения вязкости свидетельствуют о положительном влиянии катализатора на реологические свойства нефти после гидротермально-каталитического воздействия. Известно, что при большом содержании смол в нефтях происходит сильное увеличение вязкости среды. Поэтому, учитывая изменения в составе газовой фазы и группового химического состава, 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.

Кроме того, на снижение вязкости также влияет и наличие нефраса в качестве донора водорода, ведь без его добавления крекинг смолисто-асфальтеновых веществ приводит к увеличению содержания углеводородов с двойными и тройными связями, а также радикалов. Введение водорода способствует снижению образования непредельных двойных и тройных связей и полимеризации генерированных углеводородов.

Групповой состав нефти

Состав нефти определялся по методу SARA с разделением на насыщенные и ароматические УВ, смолы и асфальтены. Приведено изменение содержания по фракциям, выражающееся в массовых процентах.

При каталитическом взаимодействии с добавлением таллата никеля при 150 градусах следует отметить увеличение содержания ароматических УВ на 13 % по сравнению с исходной нефтью, а также уменьшение смол на 14 и на 15 % при 300 градусах (рис. 6).

Исходя из результатов определения компонентного состава можно отметить, что гидротермальное воздействие при 300 °С повлияло на увеличение содержания насыщенных и ароматических УВ на 15 и 17 % соответственно и к снижению содержания смол на 34 % по сравнению с контрольным опытом. Акватермолиз нефти Туйметкинского поднятия при 250 °С способствовал снижению содержания смол на 15 % и небольшому увеличению содержания легких фракций. Также наблюдается незначительный рост количества асфальтенов при наличии катализатора ввиду того, что при крекинге тяжелых смолисто-асфальтеновых веществ протекают реакции деструкции связей углерод-гетероатом (S, N, O) в боковых алициклических цепочках конденсированных циклов. При этом происходит перераспределение группового состава, боковые цепочки переходят в сторону легких компонентов, а конденсированные циклы остаются в составе тяжелых асфальтенов.

По результатам SARA-анализа исходной нефти, а также образцов нефти после гидротермального каталитического воздействия можно сделать вывод о том, что содержание насыщенных и ароматических углеводородов возрастает, а содержание смол и асфальтенов снижается.

Хромато-масс-спектрометрия насыщенных углеводородов

Хроматограммы насыщенной фракции нефти Туйметкинского поднятия после воздействия температуры и катализатора на основе таллата никеля представлены на рис. 7. По полученным хроматограммам можно сделать предположение, что насыщенная фракция в своем составе содержит преимущественно циклические углеводороды и алканы изопреноидной структуры. На хроматограммах после использования катализатора на основе никеля наблю-

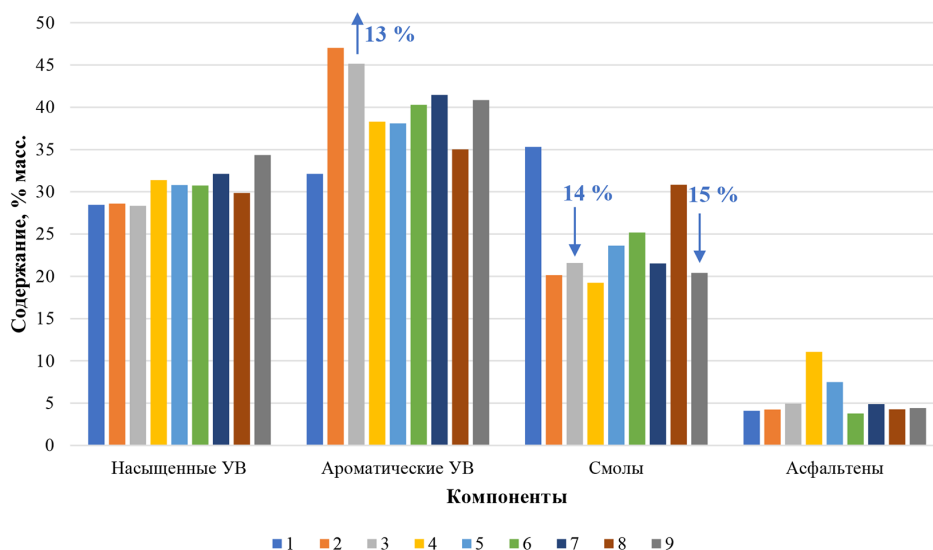


Рис. 6. Компонентный состав образцов нефти: 1 – исходная нефть, 2 – после ПТВ при 150 °С, 3 – после ПТВ с никелевым катализатором при 150 °С, 4 – после ПТВ при 200 °С, 5 – после ПТВ с никелевым катализатором при 200 °С, 6 – после ПТВ при 250 °С, 7 – после ПТВ с никелевым катализатором при 250 °С, 8 – после ПТВ при 300 °С, 9 – после ПТВ с никелевым катализатором при 300 °С

Fig. 6. Component composition of oil samples: 1 – Initial oil, 2 – After TST at 150 °C, 3 – After TST with nickel catalyst at 150 °C, 4 – After TST at 200 °C, 5 – After TST with nickel catalyst at 200 °C, 6 – After TST at 250 °C, 7 – After TST with nickel catalyst at 250 °C, 8 – After TST at 300 °C, 9 – After TST with nickel catalyst at 300 °C

дается увеличение интенсивности пиков, соответствующих алканам и циклоалканам состава C15-C20.

Сканирующая электронная микроскопия (СЭМ)

На рис. 8 представлен снимок СЭМ частиц катализатора после термokatалитического воздействия при 300 °С с добавлением таллата никеля. Судя по нему, можно сказать, что размер частиц варьируется от 24 до 46 нм. Результаты микроскопии свидетельствуют о том, что при разложении прекурсора катализатора образуются нанометровые частицы катализатора. Тем самым частицы могут беспрепятственно проникать в пористую среду нефтенасыщенной породы-коллектора, вовлекая в облагораживание нефть из других пластов.

Заключение

В работе проведено физическое моделирование паротепловой обработки высоковязкой нефти без и с добавлением в систему прекурсора катализатора на основе никеля.

Применение катализатора изменяет газовый состав продуктов акватермолиза, реологические свойства, групповой состав. Так, при использовании катализатора на основе никеля при 200 °С и 24 часах воздействия вязкость снизилась в 1,5 раза по сравнению с контрольным опытом.

По результатам SARA-анализа каталитическое взаимодействие с добавлением таллата никеля при 150 °С влияет на увеличение содержания ароматических УВ на 13 % по сравнению

с исходной нефтью, а также уменьшение смол на 14 %. При воздействии на нефть таллата никеля при 300 °С уменьшение содержания смол происходит на 15 %.

Таким образом, результаты проведенных исследований показали, что гидротермальное воздействие приводит к снижению содержания асфальтосмолистых соединений и увеличению доли легких фракций углеводородов, что способно положительно влиять на добычу нефти Туйметкинского поднятия.

Дополнительные материалы / Application



Список литературы / References

- [1] Desouky S., Betiha M., Badawi A., Ghanem A., Khalil S. Catalytic aquathermolysis of Egyptian heavy crude oil. *International Journal of Chemical and Molecular Engineering* 2013. 7. 638–643.
- [2] Premuzic E.T., Lin M.S. Induced biochemical conversions of heavy crude oils. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 1999. 22, 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. 24, 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. 105, 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. 24, 2809–2816.
- [7] Qu X., Zhou G., Lu Y., Li S., Zhang L., Wang J., Xu H. Catalytic aquathermolysis of Mackay River bitumen with different types of Mo-based catalysts. *Fuel* 2022. 326.
- [8] Al-Ghefeili H.M.A., Devi M.G., Al-Abri M.Z. Magnetite nanoparticle mediated catalytic aquathermolysis of Omani heavy crude oil. *Journal of the Indian Chemical Society* 2022. 99(1).
- [9] Mukhamatdinov I.I., Salih I.S.S., Vakhin A.V. Changes in the subfractional composition of heavy oil asphaltenes under aquathermolysis with oil-soluble CO-based catalyst. *Petroleum Science and Technology* 2019. 37, 1589–1595.
- [10] Malaniy S. Ya., Slavyanina O. V., Rezanov A. A., Sennikov N. N., Ametov A. A., Svetkov S. V., Mukhamatdinov I. I., Vanin A. V., Ivanova A. A. Field test of catalytic aquathermolysis technology at Strelovskoye oil field in the Samara region. *Oil Industry Journal* 2022. 12, 118–121.
- [11] 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. 11(6).

[12] Minkhanov I.F., Bolotov A.V., Al-Muntaser A.A., Mukhamatdinov I.I., Vakhin A.V., Varfolomeev M.A., Slavkina O.V., Shchekoldin K.A., Darishchev V.I. Experimental study on the improving the efficiency of oil displacement by co-using of the steam-solvent catalyst. *Oil Industry* 2021. 6, 54–57.

[13] 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. 60, 13191–13203.

[14] Mukhamatdinov I.I., Giniyatullina E.E., Mukhamatdinova R.E., Slavkina O.V., Shchekoldin 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. 2, 90–96.

[15] 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. 312.

[16] 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. 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. 63(5), 569–576.

[17] Kudryashov S.I., Afanasyev I.S., Soloviev A.V., Petrashov O.V., Sansiev G.V., Dubrovin K.A., Volik A.I., Simakov Ya.O., Vakhin A.V., Mukhamatdinov I.I., Sitnov S.A., Minkhanov I.F., Varfolomeev M.A., Bolotov A.V., Nurgaliev D.K. Application of catalytic aquathermolysis technology in Boca de Jaruco oilfield: spotlight from theory to field test. *Oil Industry Journal* 2022. 9, 37–41.

[18] Mukhamatdinov I.I., Lapin A.V., Mukhamatdinova R.E., Akhmadiyarov A.A., Affane B., Emel'yanov D.A., Slavkina O.V., Vakhin A.V. Study of the Hydrothermal-Catalytic Influence on the Oil-Bearing Rocks of the Usinskoye Oil Field. *Catalysts* 2022. 12, 1268.

[19] Minkhanov I.F., Chalin V.V., Tazeev A.R., Bolotov A.V., Mukhamatdinov I.I., Sitnov S.A., Vakhin A.V., Varfolomeev M.A., Kudryashov S.I., Afanasiev I.S., Solovyev A.V., Sansiev G.V., Antonenko D.A., Dubrovin K.A., Simakov I.O. Integrated Modeling of the Catalytic Aquathermolysis Process to Evaluate the Efficiency in a Porous Medium by the Example of a Carbonate Extra-Viscous Oil Field. *Catalysts* 2023, 13(2), 283.

[20] 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. 22, 1502–1508.

[21] Markova M.E., Gavrilenko A.V., Stepacheva A.A., Molchanov V.P., Matveeva V.G., Sulman M.G., Sulman E.M. Study of the Structure of Cobalt-Containing Catalysts Synthesized under Subcritical Conditions. *Kinetics and Catalysis* 2019. 60, 618–626.

[22] Ebrahimi A.A., Tarighi S., Ani A.B. Experimental and kinetic study of catalytic cracking of heavy fuel oil over E-CAT/MCM-41 catalyst. *Kinetics and Catalysis* 2016. 57, 610–616.

[23] Kayukova G.P., Foss L.E., Feoktistov D.A., Vakhin A.V., Petrukhina N.N., Romanov G.V. Transformations of hydrocarbons of Ashal'hinskoe heavy oil under catalytic aquathermolysis conditions. *Pet Chem* 2017. 57, 657–665.

- [24] Li J., Chen Y., Liu H., Wang P., Liu F. Influences on the Aquathermolysis of Heavy Oil Catalyzed by Two Different Catalytic Ions: Cu^{2+} and Fe^{3+} . *Energy&Fuels* 2013. 27, 2555–2562.
- [25] 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. 307.
- [26] Sviridenko N.N., Akimov A.S. Characteristics of products of thermal and catalytic cracking of heavy oil asphaltenes under supercritical water conditions. *J Supercrit Fluids* 2023. 192, 105784.
- [27] Sviridenko N.N., Urazov K.K. Catalytic upgrading of heavy oil from the Ashalchinskoye oilfield. *Petroleum Science and Technology* 2023. 41(20), 1918–1933.
- [28] Guo R., Fu W., Qu L., Li Y., Yuan W., Chen G. Methanol-Enhanced Fe(III) Oleate-Catalyzed Aquathermolysis of Heavy Oil. *Processes* 2022. 10(10), 1956.
- [29] Nunez-Mendez K.S., Salas-Chia L.M., Molina V.D., Munoz S.F., Leon P.A., Leon A. Y. Effect of the Catalytic Aquathermolysis Process on the Physicochemical Properties of a Colombian Crude Oil. *Energy&Fuels* 2021. 35, 5231–5240.
- [30] Abdrakhimova Z.T., Mukhamatdinova R.E., Mukhamatdinov I.I., Vakhin A.V., Amerkhanov M.I. Effects of the catalyst precursor on the intraplastic refining of high-viscosity oil. *Neftegaz.RU* 2021. 8, 116–119.