

Изучение влияния биметаллического катализатора на основе железа и кобальта на процесс аквавтормолиза при паротепловом воздействии на залежь сверхвязкой нефти

Байгильдин Э.Р., Ситнов С.А., Вахин А.В., Нурғалиев Д.К.
Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия
sers11@mail.ru

Аннотация

В данной работе был проведен анализ влияния биметаллических катализаторов, образованных *in situ* из смеси нефтерастворимых прекурсоров железа и кобальта, в процессе аквавтормолиза сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения. По результатам определения группового состава (SARA-анализ) и вязкостно-температурных характеристик показано улучшение компонентного состава и увеличение подвижности нефти под действием совместного воздействия пара и биметаллического катализатора. Установлено, что катализатор интенсифицирует деструктивные процессы смолистых соединений, обеспечивая тем самым обогащение насыщенной и ароматической фракции высокомолекулярными n-алканами и полициклическими углеводородами соответственно. Выявлено, что предложенный катализатор оптимального состава, представляющий собой смесь индивидуальных и смешанных оксидов и сульфидов железа и кобальта (феррошпинелей), может быть применен на Ашальчинском месторождении сверхвязкой нефти в условиях близких к пластовым (200 °C, 10 бар) в качестве реагента, обеспечивающего повышение степени нефтеизвлечения.

Материалы и методы

Сверхвязкая нефть Ашальчинского месторождения Республики Татарстан, SARA-анализ, вискозиметрия, газовая хроматография-масс-спектрометрия (ГХ-МС), активная форма катализатора, рентгенофазовый анализ.

Ключевые слова

сверхвязкая нефть, паротепловая обработка, биметаллический катализатор, нефтерастворимые прекурсоры, активная форма катализатора, внутривластовое облагораживание, увеличение нефтеизвлечения

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

Для цитирования

Байгильдин Э.Р., Ситнов С.А., Вахин А.В., Нурғалиев Д.К. Изучение влияния биметаллического катализатора на основе железа и кобальта на процесс аквавтормолиза при паротепловом воздействии на залежь сверхвязкой нефти // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 5. С. 46–51. DOI 10.24412/2076-6785-2021-5-46-51

Поступила в редакцию: 19.10.2020

OIL PRODUCTION

UDC 622.276.652 | Original Paper

Study of the effect of a bimetallic catalyst based on iron and cobalt on the aquathermolysis process under thermal steam treatment of high-viscosity oil

Baygildin E.R., Sitnov S.A., Vakhin A.V., Nurgaliev D.K.
Kazan (Volga region) Federal University, Kazan, Russia
sers11@mail.ru

Abstract

In this work, we studied the effect of bimetallic catalysts formed *in situ* from mixtures of oil-soluble iron and cobalt precursors in the process of aquathermolysis of heavy oil from the Ashalchinsky field. Based on the results of determining the group composition (SARA analysis) and viscosity-temperature characteristics, an improvement in the composition and an increase in the mobility of oil under the action of steam and a bimetallic catalyst is shown. It was found that the catalyst intensifies the destructive processes of resinous compounds, provokes the enrichment of the destruction products of the latter in the saturated and aromatic fractions with high molecular weight n-alkanes and polycyclic hydrocarbons, respectively. It was revealed that the proposed catalyst of the optimal composition is a mixture of individual and mixed oxides and sulfides of iron and cobalt (ferrospinel). Catalyst can be used at the Ashalchinsky field of heavy oil in conditions close to reservoir conditions (200 °C, 10 bar), as a reagent providing an increase in the degree of oil recovery.

Materials and methods

Heavy oil of the Ashalchinsky field of the Republic of Tatarstan, SARA-analysis, viscometry, gas chromatography-mass spectrometry (GC-MS), catalyst active form, XRD.

Keywords

heavy oil, steam treatment, bimetallic catalyst, oil-soluble precursors, catalyst active form, *in-situ* upgrading, EOR

For citation

Baygildin E.R., Sitnov S.A., Vakhin A.V., Nurgaliev D.K. Study of the effect of a bimetallic catalyst based on iron and cobalt on the aquathermolysis process under thermal steam treatment of high-viscosity oil. Exposition Oil Gas, 2021, issue 5, P. 46–51. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-5-46-51

Received: 19.10.2020

Введение

Мировые запасы традиционной нефти не могут удовлетворить растущую потребность в углеводородных ресурсах в связи с быстрым развитием экономики [1, 2]. По последним данным, общие мировые запасы нефти состоят из 30 % традиционной и 70 % нетрадиционной нефти. Более высокая вязкость неконвенциональных углеводородов, особенно сверхвязких нефтей, приводит к значительным производственным затратам [3]. Высокая вязкость таких нефтей обусловлена наличием «крупных» молекул, включающих высококонденсированные бензольные кольца, соединенных между собой гетероатомными «мостиками», содержащими кислород, азот и серу. Одним из методов, который широко используется для решения этой проблемы, является разрушение молекул тяжелых нефтей с помощью тепла [4], например, с применением водяного пара, а процесс, характеризующий протекание реакции между молекулами воды и сверхвязкой нефтью при его нагнетании, приводящий к разрыву связей гетероатомов и, как следствие, к снижению вязкости нефти и улучшению ее качества, в литературе известен как «акватермолиз» [5]. Для протекания реакций разрыва связей в молекулах гетероатомных соединений необходима энергия большая, чем энергия соответствующей связи. Вместе с тем, чем сильнее энергия связи, тем более высокая температура необходима для их разрыва. Требуемые высокие температуры делают термообработку финансово затратной. Поэтому для повышения эффективности реакции акватермолиза за счет увеличения скорости реакции и снижения температуры процесса могут быть применены катализаторы на основе соединений металлов переменной валентности, например, кобальта, железа, никеля, кальция, магния и др. [6–10].

Результаты и обсуждение

Объектами исследования служила сверхвязкая нефть Ашальчинского месторождения, добытая с использованием технологии SAGD, а также продукты ее каталитического облагораживания.

Критериями оценки эффективности акватермолиза в присутствии катализаторов различного состава служили результаты измерения вязкостно-температурных характеристик

Табл. 1. Групповой состав нефти после некаталитического акватермолиза и продуктов опытов в зависимости от соотношения металлов при температуре 200 °С и продолжительности 24 ч

Tab. 1. Group composition of oil after non-catalytic aquathermolysis and experimental products depending on the ratio of metals at a temperature of 200 °C and a duration of 24 h

Объекты	Групповой состав (SARA), % масс			
	Насыщенные углеводороды	Ароматические соединения	Смолы	Асфальтены
Контрольный опыт (без катализатора)	32,1	26,9	34,8	6,1
Продукты каталитического акватермолиза Ашальчинской нефти				
Опыт с катализатором на основе Fe (100 %)	28,7	33,4	32,1	5,8
Опыт с катализатором на основе Fe : Co (75 : 25)	32,4	28,3	33,3	6,0
Опыт с катализатором на основе Fe : Co (50 : 50)	33,5	38,5	22,5	5,6
Опыт с катализатором на основе Fe : Co (25 : 75)	32,8	29,3	32,1	5,9
Опыт с катализатором на основе Co (100 %)	33,3	39,2	21,9	5,7

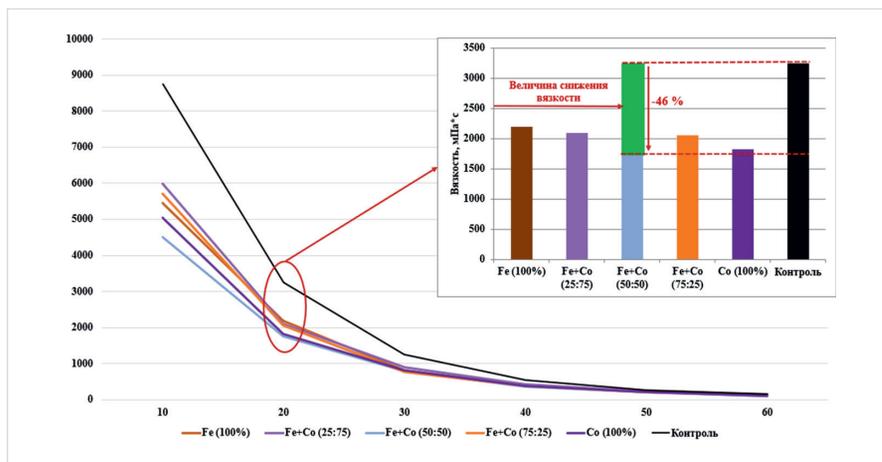


Рис. 1. Зависимость динамической вязкости нефти после некаталитического акватермолиза и в присутствии катализаторов при различном соотношении металлов: железа и кобальта

Fig. 1. Dependence of the dynamic viscosity of oil after non-catalytic aquathermolysis and in the presence of catalysts at different ratios of metals – iron and cobalt

с помощью ротационного вискозиметра FUNGILAB Alpha L, а также определение группового состава исходной нефти и продуктов опытов жидкостно-адсорбционной хроматографии на оксиде алюминия по методу SARA. По результатам ГХ-МС (газовой хроматографии-масс-спектрометрии) производился анализ изменений в составе насыщенной фракции углеводородов под воздействием пара в присутствии катализатора.

На первом этапе выбирали оптимальное соотношение между прекурсорами, содержащими индивидуальные металлы, отвечающее наибольшей эффективности в аспекте снижения вязкости и улучшения группового химического состава выбранной для исследования сверхвязкой нефти. Эксперимент предполагал паротепловую обработку нефти в реакторе высокого давления при температуре 200 °С в течение 24 ч. В качестве сравнения был проведен контрольный опыт без применения катализатора.

На рисунке 1 представлена зависимость динамической вязкости нефти после некаталитического акватермолиза и в присутствии катализаторов при различном соотношении металлов: железа и кобальта.

Как видно из графика, все используемые композиции обладают каталитическими свойствами, однако наибольшей эффективностью в снижении вязкости характеризуются опыты по каталитическому преобразованию нефти в присутствии кобальта, а также смеси кобальта и железа при массовом соотношении данных металлов 50 : 50. Степень снижения вязкости относительно контрольного опыта (без катализатора) достигает в данных условиях 46 %. Результаты вязкостно-температурных характеристик могут быть охарактеризованы на основе данных по определению группового химического состава (SARA-анализ) продуктов некаталитического и каталитического акватермолиза (табл. 1).

На основе данных, представленных в таблице 1, можно сделать вывод о том, что основным вкладом в снижение вязкости преобразованной нефти является интенсификация катализаторами процессов деструктивного гидрирования связей в молекулах тяжелых компонентов нефти, в частности смолистых соединений. Известно, что последние могут образовывать ассоциированные комплексы молекул [11]. В результате обеспечения катализатором интенсификации реакции гидрогенолиза, подразумевающую разрыв C-S связей [12], происходит разрушение ассоциированных комплексов молекул, тем самым влияя на уменьшение вязкости нефти в целом. В результате этого происходит перераспределение фракций в сторону более легких компонентов, таких как насыщенные и ароматические соединения.

Таким образом, для дальнейших исследований была выбрана каталитическая композиция на основе смеси таллатов металлов кобальта и железа в соотношении 50 : 50 в составе донора водорода. Выбор связан с тем, что сырье для получения кобальтового

Табл. 2. Стоимость исходного сырья для получения нефтерастворимых катализаторов
Tab. 2. Raw material cost to produce oil-soluble catalysts

Исходное сырье	Стоимость за 1 кг, руб.
Соль никеля	530
Соль кобальта	3 000
Соль железа	150

Табл. 3. Групповой состав нефти после аквавтормолиза в присутствии катализатора оптимального состава при различной температуре в сравнении с некаталитическим процессом (продолжительность – 6 ч)

Tab. 3. The group composition of oil after aquathermolysis in the presence of a catalyst of the optimal composition at different temperatures in comparison with the non-catalytic process (duration – 6 h)

Объекты	Групповой состав (SARA), % масс			
	Насыщенные углеводороды	Ароматические соединения	Смолы	Асфальтены
Продукты некаталитического аквавтормолиза Ашальчинской нефти				
Опыт при 150 °С	29,4	29,4	35,6	5,6
Опыт при 200 °С	30,2	29,3	34,8	5,7
Опыт при 250 °С	32,7	31,5	30,1	5,8
Продукты каталитического аквавтормолиза Ашальчинской нефти				
Опыт при 150 °С	29,4	29,2	35,8	5,7
Опыт при 200 °С	27,9	32,9	34,5	4,6
Опыт при 250 °С	32,2	37,7	24,8	5,3

Табл. 4. Групповой состав нефти после аквавтормолиза в присутствии катализатора оптимального состава в сравнении с некаталитическим процессом в зависимости от продолжительности воздействия (при 250 °С)

Tab. 4. Group composition of oil after aquathermolysis in the presence of a catalyst of optimal composition in comparison with a non-catalytic process depending on the duration of exposure (at 250 °С)

Объекты	Групповой состав (SARA), % масс			
	Насыщенные углеводороды	Ароматические соединения	Смолы	Асфальтены
Продукты некаталитического аквавтормолиза Ашальчинской нефти				
Опыт при 6 ч	32,7	31,5	30,1	5,8
Опыт при 12 ч	32,0	27,4	34,9	5,7
Опыт при 24 ч	31,3	29,0	33,9	5,8
Продукты каталитического аквавтормолиза Ашальчинской нефти				
Опыт при 6 ч	32,2	37,7	24,8	5,3
Опыт при 12 ч	33,1	37,5	24,0	5,4
Опыт при 24 ч	35,1	40,3	19,4	5,2

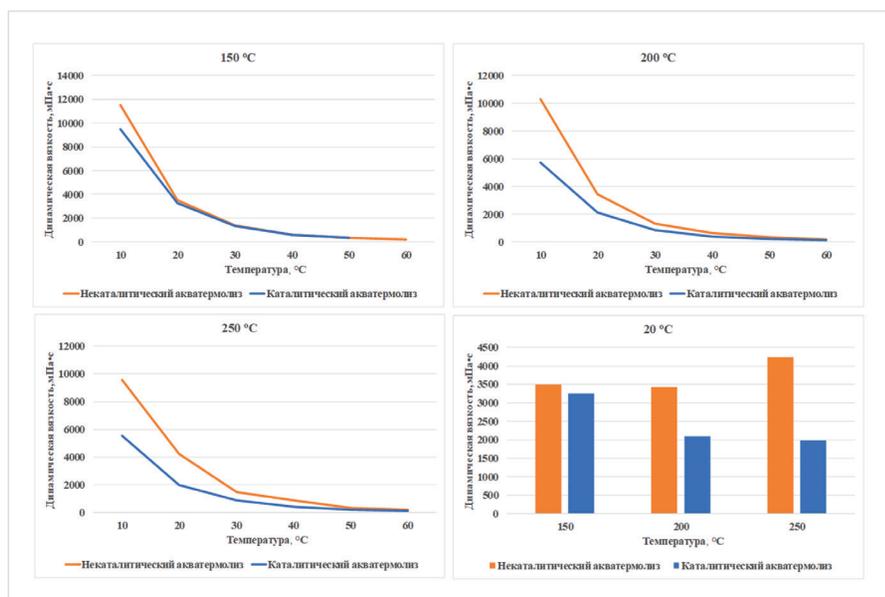


Рис. 2. Зависимость динамической вязкости нефти после аквавтормолиза в присутствии катализатора оптимального состава при различной температуре в сравнении с некаталитическим процессом (продолжительность – 6 ч)

Fig. 2. Dependence of the dynamic viscosity of oil after aquathermolysis in the presence of a catalyst of optimal composition at different temperatures in comparison with the non-catalytic process (duration – 6 h)

катализатора по себестоимости будет превышать аналогичное на основе железа практически в 8 раз (табл. 2). В данном случае такое соотношение металлов является оптимальным, так как оно обладает наибольшим эффектом в аспекте снижения вязкости и улучшения химического состава нефти и может рассматриваться как синергетический эффект от присутствия данных металлов именно в равной пропорции.

Второй этап был связан с исследованием эффективности выбранной каталитической композиции оптимального состава при моделировании аквавтормолиза при различной температуре и времени воздействия (табл. 3, рис. 2, табл. 4, рис. 3).

По результатам SARA-анализа видно, что при низкой температуре воздействия (150 °С) перераспределение фракций практически не происходит. Это связано с тем, что данной температуры недостаточно для образования активной формы катализатора. При 200 °С в основном обеспечивается снижение асфальтенов, однако в данном случае температуры и времени недостаточно для протекания процесса каталитического аквавтормолиза в полной мере. Наиболее эффективным является опыт при 250 °С, при котором наблюдается значительное снижение доли смол и увеличение содержания ароматических углеводородов. Это происходит также в результате разрушения связей C-S-C, разуплотнения и гидрирования ароматических колец.

Это отражается и на результатах определения динамической вязкости образцов нефтей (рис. 2). В результате обеспечения катализатором процесса деструкции в молекулах тяжелых компонентов происходит снижение вязкости более чем на 38 % при 200 °С и 53 % при 250 °С по сравнению с опытами без катализатора. Повышение вязкости нефти после некаталитического воздействия при температуре 250 °С, по-видимому, связано с образованием коксоподобных веществ [13], по молекулярной массе превосходящих асфальтены и смолы, в связи с отсутствием донора водорода и катализатора, способных продуцировать протон водорода для исключения процесса рекомбинации свободных радикалов, образовавшихся при термическом воздействии. Однако, принимая во внимание то, что каталитические опыты при 200 и 250 °С обеспечивают одинаковое снижение динамической вязкости нефти, а также то, что Ашальчинское месторождение характеризуется мелкозалегающими залежами с низкой температурой пласта (около 8 °С), при разработке его паром экономически целесообразным будет прогревание продуктивной зоны не более чем на 200 °С.

С увеличением продолжительности паротеплового воздействия (при температуре 250 °С в течение 6, 12 и 24 ч) в присутствии катализатора наблюдается снижение доли смол практически в 2 раза и перераспределение фракций в сторону возрастания доли легкой углеводородной части преобразованной нефти, а именно насыщенных – на 10,5 %, ароматических соединений – с 16,5 до более 28 % с 6 до 24 ч соответственно (табл. 4).

Увеличение продолжительности воздействия отразилось и на увеличении степени снижения вязкости, которое составило около 50 % (рис. 3).

Эффект катализатора подтверждает и результаты ГХ-МС ароматической фракции исследуемых образцов нефтей (рис. 4).

Как видно из представленных масс-спектров, уже после 6 ч термокатали-

ческого воздействия ароматическая фракция обогащается продуктами деструктивного гидрирования смолистых соединений. Увеличение времени способствует насыщению более легкими моно- и полициклическими углеводородными соединениями.

Важным, с точки зрения понимания влияния каталитических добавок на процесс аквагермализации нефти, является исследование состава активной формы катализатора, сформированной *in situ* из смеси нефтерастворимых прекурсоров соответствующих металлов при оптимальном соотношении.

Как видно из рисунка 5, исследуемый образец катализатора после 6 ч паротеплового воздействия характеризуется различным составом, в частности, под воздействием гидротермальных факторов формируются индивидуальные оксиды железа [14], такие как магнетит (Fe_3O_4), гематит (Fe_2O_3), а также сульфид кобальта.

Последний образуется вследствие разрыва связей C-S в высокомолекулярных компонентах. Вместе с тем при 6 ч воздействии формируется также смешанный оксид со структурой шпинели — $CoFe_2O_4$; аквагермализация в данном случае выступает как гидротермальный синтез шпинельного оксида. Согласно исследованию [15], при высоких температурах состав данных соединений в большинстве случаев отклоняется от стехиометрии $MeFe_2O_4$, обогащаясь либо оксидом железа, либо оксидом другого металла. Однако в данном случае такая «идеальная» стехиометрия может быть связана с термодинамически выгодными процессами образования именно такой структуры смешанных оксидов [16].

Итоги

Катализатор предложенного состава может быть применен на месторождениях сверхвязкой нефти Республики Татарстан, в частности на Ашальчинском, которое характеризуется мелкозалегающими залежами с низкой температурой пласта, при разработке которого паром прогрев продуктивной зоны может быть возможен не более чем на 200 °C.

Выводы

Таким образом, применение *in situ* катализатора, активная форма которого представляет собой смесь индивидуальных и смешанных оксидов и сульфидов железа и кобальта (феррошпинелей), в сочетании с донором водорода, позволяет достигнуть уменьшения содержания смолистых соединений за счет интенсификации реакции крекинга таких компонентов. В свою очередь, это обеспечивает необратимое снижение вязкости добываемой нефти, облегчает дальнейшую транспортировку и переработку. Наиболее оптимальными условиями являются: соотношение металлов железо: кобальт — 50 : 50 при температуре 200 °C и времени воздействия 24 ч.

Литература

1. Maity S., Ancheyta J., Marroquín G. Catalytic aquathermolysis used for viscosity reduction of heavy crude oils: a review. *Energy Fuels*, 2010, Vol. 24, issue 5, P. 2809–2816. (In Eng).
2. Muraza O., Galadima A. Aquathermolysis of heavy oil: a review and perspective on catalyst development. *Fuel*, 2015, Vol. 157, issue 1, P. 219–231. (In Eng).
3. Alboudwarej H., Felix J., Taylor S., Badry R., Bremner C., et al. Highlighting heavy oil.

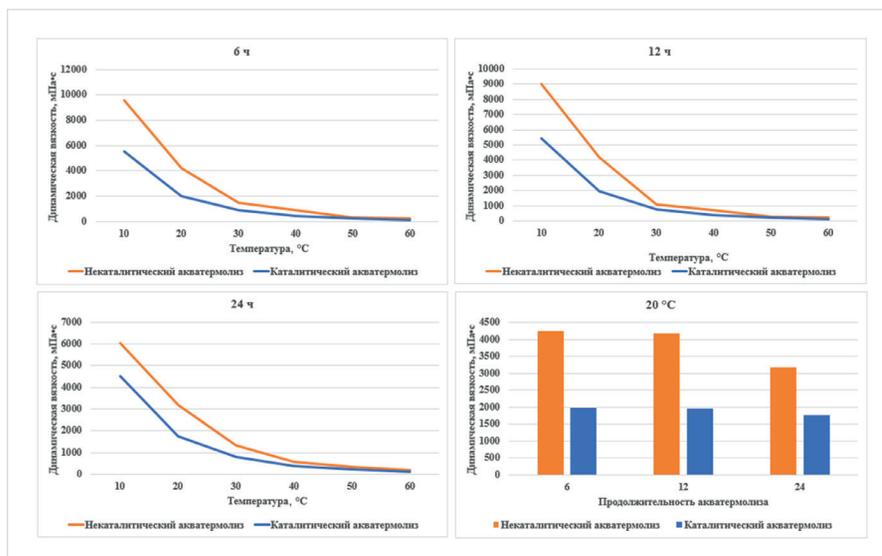


Рис. 3. Зависимость динамической вязкости нефти после аквагермализации при 250 °C в присутствии катализатора оптимального состава в сравнении с некаталитическим процессом с увеличением продолжительности воздействия (Fig. 3. Dependence of the dynamic viscosity of oil after aquathermolysis in the presence of a catalyst of optimal composition in comparison with a non-catalytic process with an increase in the duration of exposure (at 250 °C)

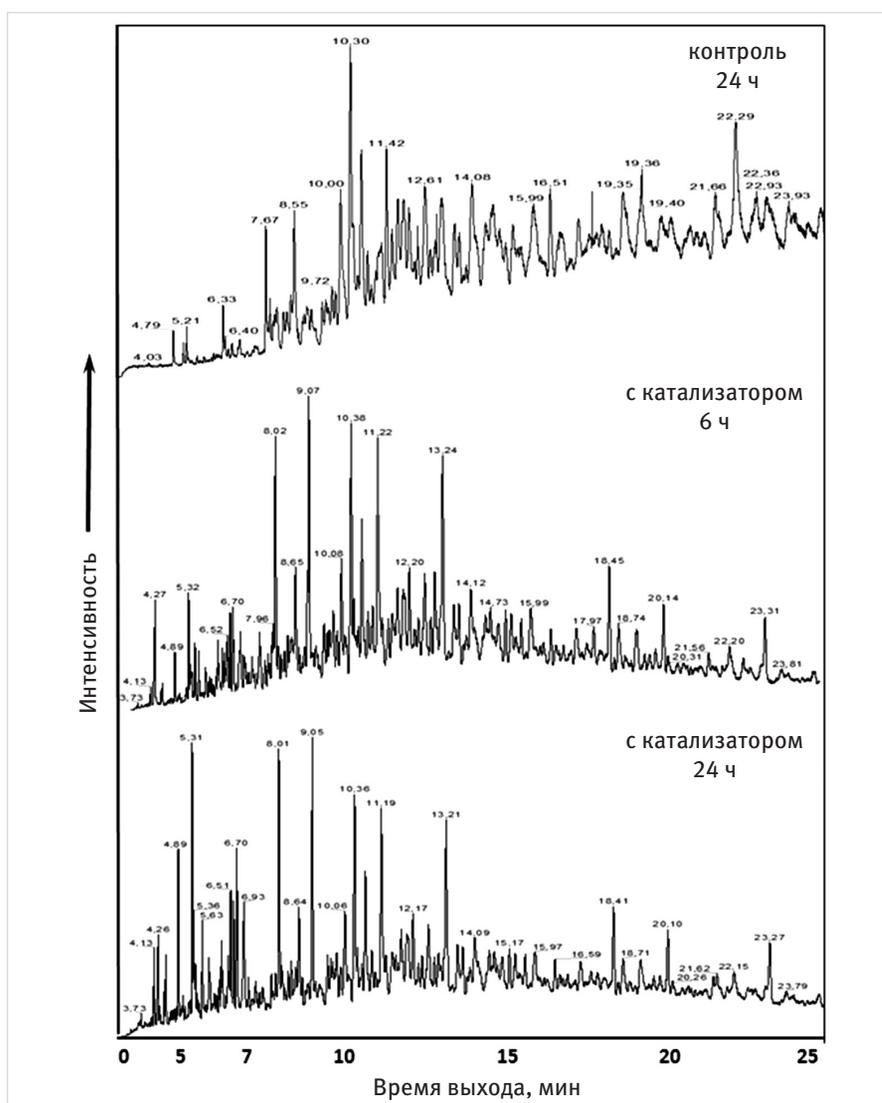


Рис. 4. ГХ-МС ароматической фракции образцов нефтей после аквагермализации при температуре 250 °C и различном времени (Fig. 4. Gas chromatography-mass spectrometry of the aromatic fraction of oil samples after aquathermolysis at a temperature of 250 °C and different times)

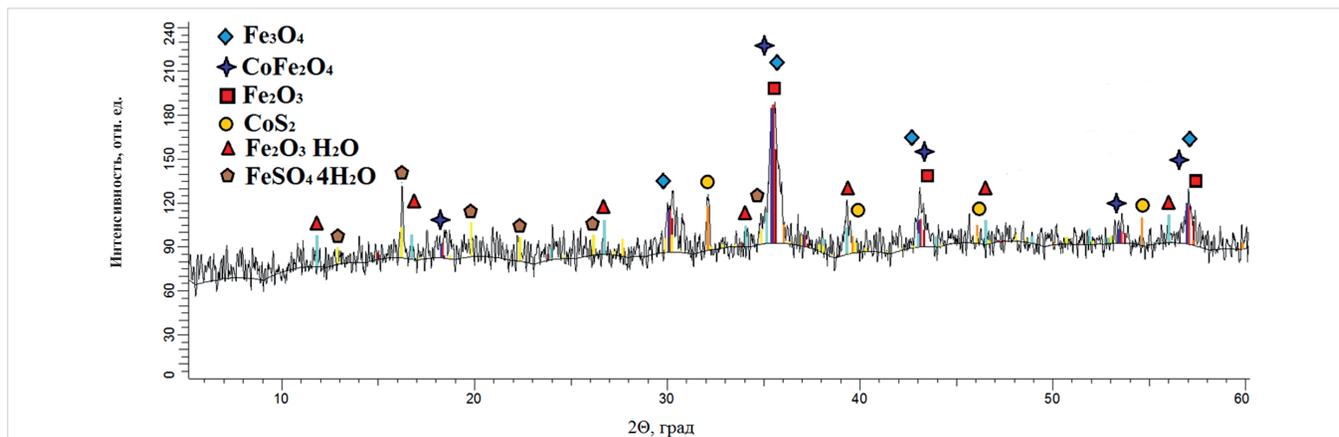


Рис. 5. Результаты рентгенофазового анализа полученных частиц катализатора после 6 ч термобарического воздействия на механическую смесь таллата железа и таллата кобальта оптимального состава

Fig. 5. Results of XRD analysis of the obtained catalyst particles after 6 h of thermobaric action on a mechanical mixture of iron tallowate and cobalt tallowate of optimal composition

- Oilfield Review, 2006, Vol. 18, issue 2, P. 34–53. (In Eng).
- Speight J.G. Thermal cracking of Athabasca bitumen, Athabasca asphaltenes, and Athabasca deasphalted heavy oil. Fuel, 1970, Vol. 49, issue 2, P. 134–145. (In Eng).
 - Hyne J.B., Clark P.D., Clarke R.A., Koo J., Greidanus J.W., Tyrer J.D., Verona D. Aquathermolysis of heavy oils. Revista Tecnica INTEVEP, 1982, Vol. 2, issue 2, P. 87–94. (In Eng).
 - Panariti N., Del Bianco A., Del Piero G., Marchionna M. Petroleum residue upgrading with dispersed catalysts. Part 1. Catalysts activity and selectivity. Applied Catalysis A: General, 2000, Vol. 204, issue 2, P. 203–213. (In Eng).
 - Jia L., Alghamdi A., Ng F. Effect of metal ions on light gas oil upgrading over nano dispersed MoSx catalysts using in situ H₂. ACS Symposium Series, 2012, Vol. 1092, P. 37–49. (In Eng).
 - Кудряшов С.И., Афанасьев И.С., Петрашов О.В., Вахин А.В., Ситнов С.А., Ахмадияров А.А., Варфоломеев М.А., Нурғалиев Д.К. Каталитическое облагораживание высоковязкой нефти при паротепловой обработке с использованием катализаторов на основе металлов переходных групп // Нефтяное хозяйство. 2017. № 8. С. 30–34.
 - Sitnov S., Mukhamatdinov I., Aliev F., Khelkhal M., Slavkina O., Bugaev K. Heavy oil aquathermolysis in the presence of rock-forming minerals and iron oxide (II, III) nanoparticles. Petroleum science and technology, 2020, Vol. 38, issue 6, P. 574–579. (In Eng).
 - Feoktistov D.A., Kayukova G.P., Vakhin A.V., Sitnov S.A. Catalytic aquathermolysis of high-viscosity oil using iron, cobalt, and copper tallates. Chemistry and technology of fuels and oils, 2018, Vol. 53, issue 6, P. 905–912. (In Eng).
 - Верховых А.А., Ермеев А.М., Еллидинский А.А. Облагораживание реологических свойств нефти физическими методами // Вестник технологического университета. 2015. Т. 18. № 15. С. 64–68.
 - Yusuf A., Al-Hajri R.S., Al-Waheibi Y.M., Jibril B.Y. Upgrading of Omani heavy oil with bimetallic amphiphilic catalysts. Journal of the Taiwan institute of chemical engineers, 2016, Vol. 67, issue 1, P. 45–53. (In Eng).
 - Каюкова Г.П., Киямова А.М., Михайлова А.Н., Косачев И.П., Петров С.М., Романов Г.В., Ситдикова Л.М., Плотникова И.Н., Вахин А.В. Генерация углеводородов при гидротермальных превращениях органического вещества доломитовых пород // Химия и технология топлив и масел. 2016. № 2. С. 21–28.
 - Зарипова Р.Д., Хайдарова А.Р., Мухаматдинов И.И., Ситнов С.А., Вахин А.В. Влияние температуры на трансформацию смешанных оксидов железа (II, III) в гидротермально-каталитических процессах // Экспозиция Нефть Газ. 2019. № 4. С. 56–59.
 - Комлев А.А., Гусаров В.В. Механизм формирования нанокристаллов со структурой шпинели в системе MgO-AL₂O₃-H₂O в гидротермальных условиях // Журнал общей химии. 2011. Т. 81. № 11. С. 1769–1777.
 - Суворов С.А., Семин Е.Г., Гусаров В.В. Фазовые диаграммы и термодинамика оксидных твердых растворов. Л.: Издательство Ленинградского университета, 1986. 140 с.

ENGLISH

Results

The catalyst can be used in the fields of heavy oil in the Republic of Tatarstan with a low reservoir temperature, during the development of which steam heating of the productive zone can be possible no more than 200 °C.

Conclusions

Thus, the in situ application of a catalyst, the active form of which

is a mixture of individual and mixed oxides and sulfides of iron and cobalt (ferrospinel), in combination with a hydrogen donor, makes it possible to reduce the content of resinous compounds by intensifying the cracking reaction of such components. In turn, this provides an irreversible decrease in the viscosity of the produced oil, facilitates further transportation and processing. The most optimal conditions are: the ratio of metals iron: cobalt – 50 : 50 at a temperature of 200 °C and an exposure time of 24 hours.

References

- Maity S., Ancheyta J., Marroquín G. Catalytic aquathermolysis used for viscosity reduction of heavy crude oils: a review. Energy Fuels, 2010, Vol. 24, issue 5, P. 2809–2816. (In Eng).
- Muraza O., Galadima A. Aquathermolysis of heavy oil: a review and perspective on catalyst development. Fuel, 2015, Vol. 157, issue 1, P. 219–231. (In Eng).
- Alboudwarej H., Felix J., Taylor S., Badry R., Bremner C., et. al. Highlighting heavy oil. Oilfield Review, 2006, Vol. 18, issue 2, P. 34–53. (In Eng).
- Speight J.G. Thermal cracking of Athabasca bitumen, Athabasca asphaltenes, and Athabasca deasphalted heavy oil. Fuel, 1970, Vol. 49, issue 2, P. 134–145. (In Eng).
- Hyne J.B., Clark P.D., Clarke R.A., Koo J., Greidanus J.W., Tyrer J.D., Verona D. Aquathermolysis of heavy oils. Revista Tecnica INTEVEP, 1982, Vol. 2, issue 2, P. 87–94. (In Eng).
- Panariti N., Del Bianco A., Del Piero G., Marchionna M. Petroleum residue upgrading with dispersed catalysts. Part 1. Catalysts activity and selectivity. Applied Catalysis A: General. 2000, Vol. 204, issue 2, P. 203–213. (In Eng).
- Jia L., Alghamdi A., Ng F. Effect of metal ions on light gas oil upgrading over nano dispersed MoSx catalysts using in situ H₂. ACS Symposium Series, 2012, Vol. 1092, P. 37–49. (In Eng).
- Kudryashov S.I., Afanasyev I.S., Petrashov O.V., Vakhin A.V., Sitnov S.A., Akhmediyarov A.A., Varfolomeev M.A., Nurgaliev D.K. Catalytic heavy oil upgrading by steam injection with using of transition metals catalysts. Oil industry, 2017, issue 8, P. 30–34. (In Russ).
- Sitnov S., Mukhamatdinov I., Aliev F., Khelkhal M., Slavkina O., Bugaev K. Heavy oil aquathermolysis in the presence of rock-forming minerals and iron oxide (II, III) nanoparticles. Petroleum science and

- technology, 2020, Vol. 38, issue 6, P. 574–579. (In Eng).
10. Feoktistov D.A., Kayukova G.P., Vakhin A.V., Sitnov S.A. Catalytic aquathermolysis of high-viscosity oil using iron, cobalt, and copper tallates. Chemistry and technology of fuels and oils, 2018, Vol. 53, issue 6, P. 905–912. (In Eng).
11. Verkhovyykh A.A., Ermeev A.M., Elpidinsky A.A. Refining the rheological properties of oil by physical methods. Bulletin of the technological university, 2015, Vol. 18, issue 15, P. 64–68. (In Russ).
12. Yusuf A., Al-Hajri R.S., Al-Waheibi Y.M., Jibril B.Y. Upgrading of Omani heavy oil with bimetallic amphiphilic catalysts. Journal of the Taiwan institute of chemical engineers, 2016, Vol. 67, issue 1, P. 45–53. (In Eng).
13. Kayukova G.P., Kiyamova A.M., Mikhailova A.N., Kosachev I.P., Romanov G.V., Sitdikova L.M., Plotnikova I.N., Vakhin A.V., Petrov S.M. Generation of hydrocarbons during hydrothermal transformations of organic matter of domanik rocks. Chemistry and technology of fuels and oils, 2016, Vol. 52, issue 2, P. 149–161. (In Eng).
14. Zaripova R.D., Khaidarova A.R., Mukhamatdinov I.I., Sitnov S.A., Vakhin A.V. The temperature influence on transformation of mixed iron (II, III) oxides in hydrothermal-catalytic processes. Exposition Oil Gas, 2019, issue 4, P. 56–59. (In Russ).
15. Komlev A.A., Gusarov V.V. Mechanism of the nanocrystals formation of the spinel structure in the MGO-AL₂O₃-H₂O system under the hydrothermal conditions. Journal of general chemistry, 2011, Vol. 81, issue 11, P. 2222–2230. (In Eng).
16. Suvorov S.A., Semin E.G., Gusarov V.V. Phase diagrams and thermodynamics of oxide solid solutions. Leningrad: Izdatelstvo Leningradskogo universiteta, 1986, 140 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Байгильдин Эмиль Ринатович, магистрант кафедры разработки и эксплуатации месторождений трудноизвлекаемых углеводородов Института геологии и нефтегазовых технологий Казанского (Приволжского) федерального университета, Казань, Россия

Ситнов Сергей Андреевич, к.х.н., старший научный сотрудник НИЛ «Внутрипластовое горение», Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия
Для контактов: sers11@mail.ru

Вахин Алексей Владимирович, к.т.н., ведущий научный сотрудник, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

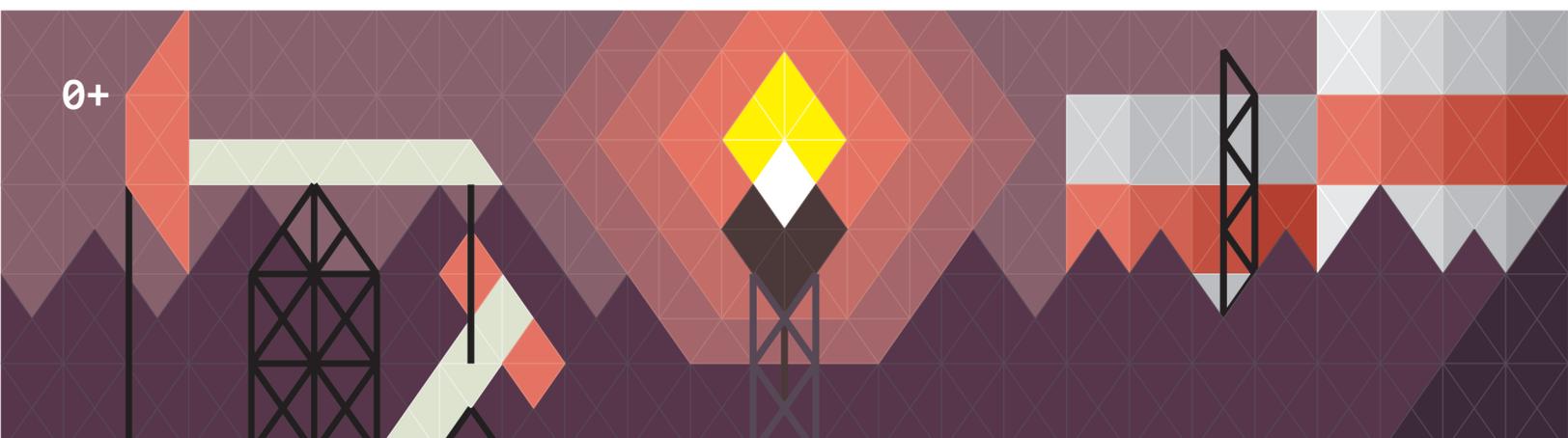
Нурғалиев Данис Карлович, д. г.-м. н., директор Института геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

Baygildin Emil Rinatovich, masters student of the department of development and operation of hard-to-recover hydrocarbons of the Institute of geology and petroleum technologies, Kazan (Volga Region) Federal University, Kazan, Russia

Sitnov Sergey Andreevich, candidate of science, senior researcher, research laboratory “In-situ Combustion”, Institute of geology and petroleum technologies, Kazan (Volga Region) Federal University, Kazan, Russia
Corresponding author: sers11@mail.ru

Vakhin Aleksey Vladimirovich, candidate of science, senior researcher fellow, Institute of geology and petroleum technologies, Kazan (Volga Region) Federal University, Kazan, Russia

Nurgaliev Danis Karlovich, ph.d geology and mineralogy sciences, director of the Institute of geology and petroleum technologies, Kazan (Volga Region) Federal University, Kazan, Russia



нефть и газ, химия. ТЭК

19–22 октября 2021

23-я межрегиональная выставка-форум технологий и оборудования для нефтяной, газовой, химической промышленности и топливно-энергетического комплекса

официальная поддержка:



генеральный партнёр:



отраслевой партнёр:



ВЫСТАВОЧНОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ

ПЕРМСКАЯ
ЯРМАРКА



г. Пермь, ш. Космонавтов, 59
+7 (342) 264-64-24

www.oil.expoperm.ru

