



Каталитическое облагораживание высоковязкой нефти при паротепловой обработке с использованием катализаторов на основе металлов переходных групп

Catalytic heavy oil upgrading by steam injection with using of transition metals catalysts

S.I. Kudryashov, I.S. Afanasiev, O.V. Petrashov (Zarubezhneft JSC, RF, Moscow),
A.V. Vakhin, S.A. Sifnov, A.A. Akhmediayrov,
M.A. Varfolomeev, D.K. Nurgaliev
(Kazan (Volga Region) Federal University, RF, Kazan)

E-mail: mikhail.varfolomeev@kpfu.ru, vahin-a_v@mail.ru

Keywords: steam injection, aquathermolysis, heavy oil, in-situ conversion, catalyst, nickel

The use of oil soluble catalyst precursors based on transition metals (iron, cobalt, nickel, and copper) was studied in order to improve the efficiency of oil production by steam injection technology. Experiments of steam impact on heavy oil with additives of catalyst precursors (0.2% by metal) were carried out in an autoclave at temperatures 250 and 300 °C for 6 h and a pressure of 9 MPa corresponding to the reservoir data. To assess the efficiency of catalysts the composition and structure of heavy oil was characterized before and after steam impact by SARA analysis, elemental analysis, gas chromatography-mass spectrometry and MALDI mass spectrometry methods. It is established that the use of catalysts, the active form of which is formed in-situ, provides a reduction of heavy components fraction, as well as reduction of average molecular weight of oil. In addition, the simultaneous usage of catalysts with hydrogen donors can increase the H/C ratio. Nickel-based catalyst was the most suitable among the transition metals studied. Its application together with steam injection allows to reduce the heavy oil viscosity in laboratory conditions. The obtained results show that the use of a cyclic system injection together with aquathermolysis catalysts allows to carry out heavy oil upgrading in reservoir conditions, improve rheological properties of heavy oil and, as a result, increase the current production rate of wells.

В настоящее время в условиях ухудшения структуры запасов углеводородного сырья и возрастающего потребления энергоносителей остро стоит проблема освоения нетрадиционных запасов углеводородов, к которым, в частности, относятся тяжелые нефти и природные битумы [1–3]. Разработка месторождений тяжелых нефтей осложняется их высокими вязкостью, плотностью и значительным содержанием смолоасфальтеновых соединений, что не позволяет эксплуатировать месторождения на естественном режиме и с использованием заводнения [1]. За последнее время были предложены и внедрены различные технологии повышения эффективности добычи тяжелых нефтей, основанные на закачке химических веществ, микробиологических реагентов, тепловом воздействии и др. [1]. Среди них наи-

**С.И. Кудряшов, К.Э.Н.,
И.С. Афанасьев, К.Ф.-М.Н.,
О.В. Петрашов**
(АО «Зарубежнефть»),
**А.В. Вахин, К.Т.Н.,
С.А. Ситнов, К.Х.Н.,
А.А. Ахмадияров,
М.А. Варфоломеев, К.Х.Н.,
Д.К. Нурғалиев, Д.Г.-М.Н.**
(Казанский (Приволжский)
федеральный университет)

Адреса для связи: mikhail.varfolomeev@kpfu.ru,
vahin-a_v@mail.ru

Ключевые слова: закачка пара, акватермолиз, тяжелая нефть, внутрипластовая конверсия, катализатор, никель

DOI: 10.24887/0028-2448-2017-8-30-34

более широкое распространение получила закачка насыщенного водяного пара (циклическая закачка пара, парогравитационный дренаж и др.). С одной стороны, применение данных методов позволяет существенно снизить вязкость флюидов и значительно повысить коэффициент извлечения тяжелой нефти [1–3]. При этом закачка пара может быть реализована для разработки месторождений тяжелой нефти, находящихся на глубине до 1000–1500 м. С другой стороны, генерация пара требует больших энергетических затрат, при его использовании происходит быстрое заводнение пласта, а вязкость добываемой нефти на поверхности возрастает в результате дегазации при высоких температурах и генерации свободных радикалов, которые инициируют реакции полимеризации [1–3].

Указанные проблемы паротеплового воздействия могут быть решены за счет применения технологии каталитического акватермолиза [2, 3]. Использование катализаторов совместно с воздействием водяного пара позволит создать условия для подземного облагораживания тяжелой нефти (частичная переработка тяжелых фракций в пласте) и за счет этого снизить вязкость добываемой нефти, а также улучшить ее качественный состав. В результате это дает возможность повысить дебит

нефти и снизить паронефтяное соотношение. Предлагаемые технологии могут быть реализованы на месторождениях, уже разрабатываемых с применением методов закачки пара, без существенного изменения инфраструктуры, на основе существующего оборудования.

В связи с различной пористостью и неоднородностью нефтенасыщенных пластов особый интерес представляют наноразмерные катализаторы на основе переходных металлов, поскольку, с одной стороны, они имеют низкую стоимость, что важно, так как регенерация катализаторов невозможна при закачке в пласт, а с другой – обладают развитой поверхностью и хорошей адсорбционной способностью. Основными такими катализаторами могут быть органические соли соответствующих металлов, которые при тепловом воздействии образуют наноразмерные частицы активной формы катализатора [3].

Закачка горячего теплоносителя (водяного пара) в продуктивный пласт и катализаторов на основе переходных металлов обеспечит создание уникального «внутрипластового реактора», позволяющего осуществлять химические превращения высокомолекулярных компонентов тяжелых нефтей еще до их извлечения. Все это вызывает большой интерес исследователей к изучению и применению технологии каталитического акватермолиза [2–5]. В настоящее время пилотные испытания закачки катализаторов совместно с паром были успешно проведены на двух месторождениях Liaohe [6] и Xinjiang [7]. В ходе пилотных работ дебит скважин увеличился до 40 %, снизились вязкость добываемой нефти, содержание в ней тяжелых компонентов и серы.

Перспективным объектом для применения каталитического акватермолиза является одно из месторождений тяжелой нефти АО «Зарубежнефть». Месторождение обладает запасами по меньшей мере в несколько сотен миллионов тонн нефти. Разработка его на естественном режиме невозможна, поскольку невозможно вызвать приток жидкости. Для интенсификации добычи нефти была применена технология циклической закачки пара. Первый опыт паротепловой обработки дал положительные результаты и позволил извлечь более 390 т нефти. Кроме того, наблюдалось выделение большого количества метана и других легких углеводородов, доля которых в общем объеме добываемых газов увеличивалась. Однако по данным лабораторных исследований добываемая нефть имеет очень высокую вязкость. С одной стороны, это объясняет достаточно высокое паронефтяное отношение, использованное для разработки данного месторождения, с другой – осложняет транспорт и переработку добываемой продукции.

В данной работе для снижения вязкости тяжелой нефти в пластовых условиях и повышения эффективности циклической закачки пара были протестированы четыре катализатора на основе переходных металлов (Co, Ni, Fe, Cu). Целью исследования были анализ применимости в лабораторных условиях технологии каталитического акватермолиза для данного месторождения и выбор наиболее оптимального катализатора для дальнейшего промышленного применения.

В качестве основы для тестируемых катализаторов использовались молекулярные прекурсоры, синтезированные в одну стадию по обменной реакции неорганических солей исследуемых металлов с натриевой солью талло-

го масла [8]. Выбор этих прекурсоров обусловлен хорошей растворимостью в нефти и углеводородных растворителях, что позволяет обеспечить их доставку в нефтенасыщенную зону пласта. Кроме того, в отличие от солей благородных металлов соли Co, Ni, Fe, Cu имеют низкую стоимость и легко доступны, что определяет экономическую эффективность их применения. До закачки пара прекурсоры катализаторов находятся в неактивной форме в пластовых условиях, при закачке пара переходят в активную форму (наноразмерные частицы оксидов и сульфидов переходных металлов) и начинают катализировать реакции акватермолиза.

Лабораторные испытания технологии каталитического акватермолиза с использованием нефтерастворимых прекурсоров катализаторов проводились в реакторе-автоклаве Parr Instruments 4560 (США) в условиях, близких к пластовым при паротепловой обработке: давление 90 бар, температура 250–300 °С. Продолжительность паротеплового воздействия (ПТВ) составляла 6–24 ч. Прекурсоры катализаторов вводили в массовом количестве 1 % на навеску нефти. В качестве дополнительного источника водорода, необходимого для избежания образования кокса и полимеризации активных частиц при крекинге тяжелых компонентов нефти, в систему вводился органический донор водорода.

Эффективность применения катализаторов оценивалась комплексом физико-химических методов анализа состава, структуры и свойств нефти после паротепловой обработки. Метод SARA-анализа применялся для определения группового состава нефти [9]. Элементный анализ образцов нефтей и их фракций проведен на анализаторе 2400 Series II (компания PerkinElmer, США). Для определения молекулярной массы нефти и ее групповых фракций использовался метод матрично-активированной лазерной десорбции/ионизации (МАЛДИ). Исследования проводились на масс-спектрометре Ultraflex III TOF/TOF Bruker с времяпролетным анализатором. Вязкость нефти определялась на автоматическом реометре MCR302 Anton Paar. Насыщенная фракция нефти исследовалась на хроматомасс-спектрометрическом оборудовании, включающем газовый хроматограф «Хроматэк-Кристалл 5000» с масс-селективным детектором ISQ. Соединения идентифицировались с помощью электронной библиотеки масс-спектров NIST и по литературным данным. После ПТВ нефть отделялась от воды путем отстаивания в течение 1 сут с последующим разделением на лабораторной центрифуге при частоте вращения 3000 мин⁻¹ в течение 1 ч при температуре 60 °С и добавлении химических реагентов.

На первом этапе лабораторных исследований были проведены испытания прекурсоров тестируемых катализаторов. Под действием катализаторов возрастает скорость реакций акватермолиза, в ходе которых происходит деструкция тяжелых компонентов нефти (смола и асфальтены). В первую очередь деструкции подвергаются слабые гетероатомные связи углерод – сера (C – S), углерод – азот (C – N), углерод – кислород (C – O) и некоторые связи углерод – углерод (C – C). Продуктами деструкции являются фракции насыщенных и ароматических углеводородов, что снижает вязкость нефти. Часть молекул смол, потерявших алкильные заместители, становятся подобными асфальтенам, что незначительно повышает их содержание в продуктах термокаталитического воздействия.

В табл. 1 приведены данные SARA-анализа исходной нефти и после ПТВ. Из нее видно, что после ПТВ групповой состав исходной нефти изменяется: увеличивается доля смол и ароматических углеводородов, уменьшается содержание насыщенных углеводородов и асфальтенов. Добавление донора водорода снижает количество смол. Это свидетельствует о том, что даже при отсутствии катализатора при заданных условиях начинают протекать реакции акватермолиза, но с низкой скоростью. Введение катализатора даже при 6-ч паротепловой обработке резко уменьшает содержание смол. Наиболее эффективными по этому параметру оказались катализаторы на основе Ni и Co. Наибольшие изменения содержания смол обусловлены их активным участием в реакциях акватермолиза. Основными продуктами деструкции смол являются ароматические углеводороды, что подтверждается увеличением их доли для всех катализаторов за исключением катализатора на основе железа. При использовании катализатора на основе никеля зафиксировано также повышение доли насыщенных углеводородов, что свидетельствует о более глубоком преобразовании нефти с использованием данного катализатора. Некоторое увеличение содержания асфальтенов после ПТВ можно объяснить переходом части смол во фракцию асфальтенов в результате отрыва насыщенных и ароматических углеводородов.

Данные по элементному составу нефти и ее отдельных фракций после ПТВ представлены в табл. 2. Из нее видно, что соотношение Н/С увеличивается в наибольшей степени в образце нефти после термokatалитического воздействия с применением катализаторов на основе Co и Ni. Это происходит за счет совместного действия катализатора и донора водорода в реакциях акватермолиза. Максимальное снижение содержания серы в асфальтенах обеспечивает катализатор на основе Ni. Более низкие значения соотношения Н/С для фракций нефти после ПТВ с никелевым катализатором по сравнению с образцом после ПТВ без катализаторов свидетельствуют о протекании реакций акватермолиза. Так как массовая доля фракции насыщенных углеводородов возрастает при использовании никелевого катализатора в результате отрыва алкильных заместителей в смолах и асфальтенах, соотношение Н/С для смол и асфальтенов снижается. В целом соотношение Н/С при использова-

Таблица 1

| Исследуемая нефть | Массовое содержание, % | | | |
|-----------------------------------------------------|--------------------------|-----------------------------|-------|-------------|
| | насыщенных углеводородов | ароматических углеводородов | смол | асфальтенов |
| Исходная | 19,69 | 20,17 | 42,82 | 17,32 |
| Нефть после: ПТВ | 18,44 | 21,18 | 43,46 | 16,92 |
| ПТВ с донором водорода | 19,46 | 20,11 | 40,24 | 20,18 |
| ПТВ с донором водорода и с катализатором на основе: | | | | |
| Co | 17,85 | 25,40 | 37,98 | 18,77 |
| Ni | 19,51 | 23,44 | 37,05 | 20,00 |
| Fe | 17,83 | 20,02 | 40,82 | 21,33 |
| Cu | 17,76 | 22,50 | 39,33 | 20,41 |

нии никелевого катализатора улучшается вследствие того, что радикальные частицы, образующиеся в реакциях акватермолиза, дезактивируются водородом.

На рис. 1 приведено молекулярно-массовое распределение нефти после ПТВ без и с добавками катализатора. Из данных SARA-анализа следует, что общее содержание асфальтенов при выбранных условиях экспериментов прак-

Таблица 2

| Исследуемый объект | Массовое содержание, % | | | | | Н/С |
|----------------------------------------------------------------|------------------------|-------|------|-------|-------|------|
| | С | Н | N | S | O | |
| Исходная нефть | | | | | | |
| Нефть | 75,47 | 10,12 | 0,41 | 5,60 | 8,40 | 1,61 |
| Насыщенные углеводороды | 76,66 | 13,42 | 0,06 | 4,42 | 5,44 | 2,10 |
| Ароматические углеводороды | 83,31 | 11,03 | 0,09 | 2,34 | 3,23 | 1,59 |
| Смоли | 76,28 | 10,33 | 0,49 | 5,54 | 7,36 | 1,63 |
| Асфальтены | 74,39 | 8,57 | 0,87 | 6,30 | 9,87 | 1,38 |
| Нефть после ПТВ | | | | | | |
| Нефть | 69,34 | 9,30 | 0,36 | 8,40 | 12,60 | 1,61 |
| Насыщенные углеводороды | 79,17 | 13,92 | 0,06 | 2,74 | 4,11 | 2,11 |
| Ароматические углеводороды | 83,04 | 11,21 | 0,11 | 2,26 | 3,38 | 1,62 |
| Смоли | 76,48 | 10,69 | 0,55 | 4,91 | 7,37 | 1,68 |
| Асфальтены | 73,07 | 8,23 | 0,91 | 7,11 | 10,68 | 1,35 |
| Нефть после ПТВ с донором водорода и с катализатором на основе | | | | | | |
| Co | | | | | | |
| Нефть | 78,90 | 10,85 | 0,40 | 3,94 | 5,91 | 1,65 |
| Насыщенные углеводороды | 80,59 | 13,93 | 0,04 | 2,23 | 3,21 | 2,08 |
| Ароматические углеводороды | 80,35 | 10,70 | 0,09 | 3,60 | 5,26 | 1,60 |
| Смоли | 76,42 | 10,60 | 0,49 | 5,15 | 7,34 | 1,67 |
| Асфальтены | 69,90 | 7,76 | 0,87 | 8,80 | 12,67 | 1,33 |
| Нефть после ПТВ с донором водорода и с катализатором | | | | | | |
| Ni | | | | | | |
| Нефть | 77,46 | 10,67 | 0,40 | 4,59 | 6,88 | 1,65 |
| Насыщенные углеводороды | 80,94 | 14,20 | 0,09 | 1,91 | 2,86 | 2,11 |
| Ароматические углеводороды | 83,47 | 10,75 | 0,11 | 2,25 | 3,42 | 1,55 |
| Смоли | 75,08 | 10,37 | 0,53 | 5,61 | 8,41 | 1,66 |
| Асфальтены | 74,65 | 8,24 | 0,89 | 6,49 | 9,73 | 1,33 |
| Fe | | | | | | |
| Нефть | 73,60 | 9,95 | 0,37 | 6,43 | 9,65 | 1,62 |
| Насыщенные углеводороды | 80,92 | 14,04 | 0,06 | 2,09 | 2,89 | 2,08 |
| Ароматические углеводороды | 83,76 | 10,79 | 0,11 | 2,22 | 3,12 | 1,55 |
| Смоли | 67,09 | 9,29 | 0,38 | 9,76 | 13,48 | 1,66 |
| Асфальтены | 63,11 | 6,98 | 0,64 | 12,29 | 16,98 | 1,33 |
| Cu | | | | | | |
| Нефть | 72,82 | 9,87 | 0,38 | 6,75 | 10,18 | 1,63 |
| Насыщенные углеводороды | 81,29 | 14,31 | 0,07 | 1,70 | 2,63 | 2,11 |
| Ароматические углеводороды | 83,41 | 10,84 | 0,09 | 2,26 | 3,40 | 1,56 |
| Смоли | 74,60 | 10,12 | 0,52 | 5,90 | 8,86 | 1,63 |
| Асфальтены | 74,62 | 8,38 | 0,88 | 6,41 | 9,71 | 1,35 |

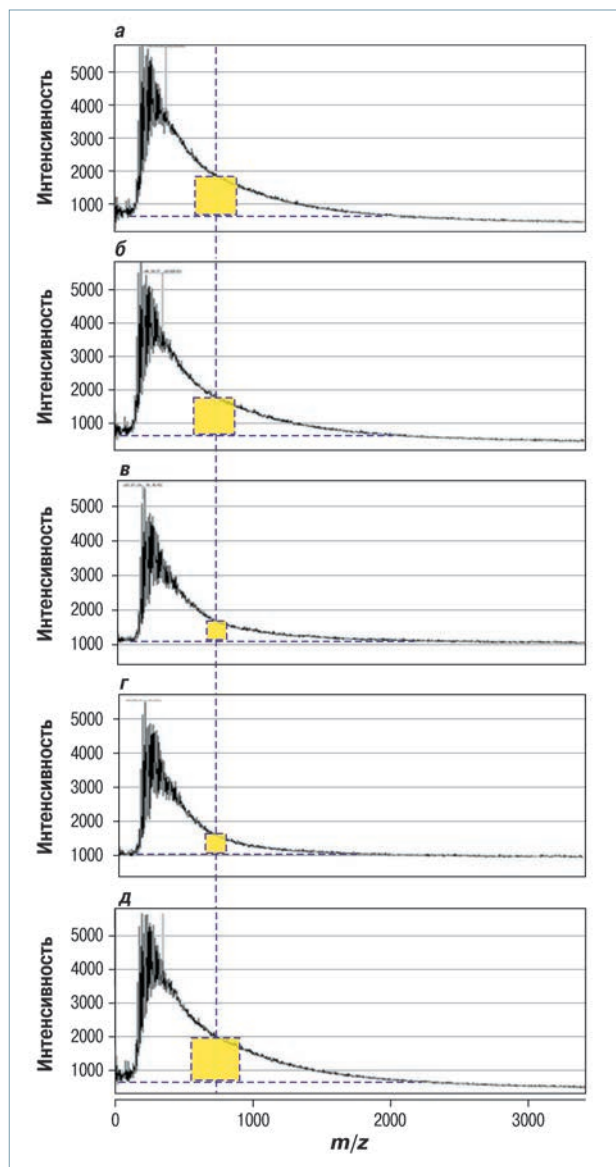


Рис. 1. MALDI-масс-спектрометрия образцов нефти после ПТВ (а) и после ПТВ с использованием катализаторов Co (б), Ni (в), Fe (г), Cu (д) (m/z – отношение масс-ионов к их зарядам)

тически не снижается в отличие от содержания смол. Однако, как видно из рис. 1, паротепловое воздействие совместно с катализаторами акватермолиза значительно снижает их молекулярную массу. На рис. 1 асфальтенам нефти соответствует участок около $1000 m/z$. Интенсивность кривой молекулярно-массового распределения для этого значения молекулярной массы имеет максимальное значение для чистой нефти после ПТВ и для нефтей после ПТВ в присутствии катализаторов на основе Cu и Fe. Следовательно, катализаторы на основе Co и Cu значительно эффективнее в процессах деструкции смол и не проявляют активности в отношении асфальтенов в данных условиях. Для образцов нефти после ПТВ в присутствии катализаторов на основе Fe и Ni отмечается перераспределение состава нефти в направлении снижения доли высокомолекулярных асфальтенов. Это подтверждается более низкой интенсивностью (практически в 2 раза) молекулярно-массового распределения в области $1000 m/z$, что хорошо согласуется с ранее полученными результатами для катализаторов подобного типа [10]. В работе [10] показано, что при низкой температуре более эффективен катализатор на основе Co по сравнению с катализатором

на основе Fe, тогда как при более высокой температуре ($250\text{--}300\text{ }^{\circ}\text{C}$) происходит обратное.

Результаты анализа состава и структуры нефти после ПТВ показывают, что наибольшее облагораживание нефти наблюдается при использовании катализатора на основе Ni. Авторами были проведены дополнительные исследования для оценки влияния условий паротепловой обработки на эффективность этого катализатора. На рис. 2 показаны хроматограммы фракции насыщенных углеводородов исходной нефти и нефти после ПТВ при двух температурах с использованием катализатора на основе Ni. Эти данные показывают, что под действием катализатора интенсифицируются процессы гидрокрекинга. В результате насыщенная фракция обогащается алканами с длиной углеродной цепи $C_{10}\text{--}C_{15}$, которые являются продуктами деструкции смол и асфальтенов. Повышение температуры способствует увеличению выхода низкомолекулярных алканов с длиной углеродной цепи $C_{10}\text{--}C_{13}$, а в присутствии никелевого катализатора положительно влияет на групповой состав нефти. Повышение температуры пара на $50\text{ }^{\circ}\text{C}$ обеспечивает снижение массовой доли асфальтенов на 2–5 %, смол на 3–12 %, а также увеличение доли насыщенных и ароматических углеводородов. Существенные изменения происходят при повышении температуры от 250 к $300\text{ }^{\circ}\text{C}$.

В пластовых условиях закачка пара продолжается в течение нескольких недель или месяцев перед стадией пропитки и отбора жидкости. Авторами было рассмотрено влияние времени воздействия паром на эффектив-

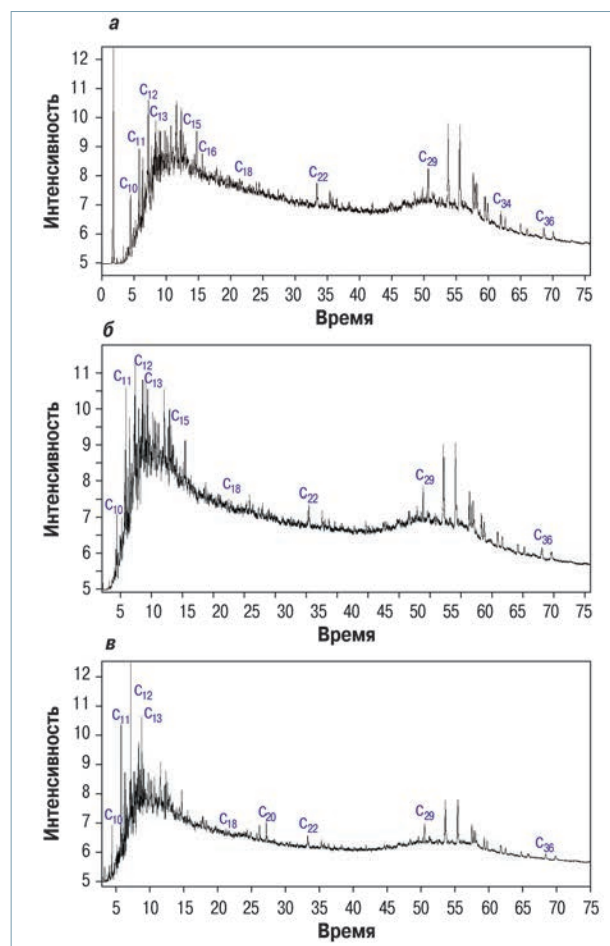


Рис. 2. Хроматограммы исходной нефти (а) и нефти после ПТВ с использованием катализатора на основе Ni при температуре 250 (б) и 300 (в) $^{\circ}\text{C}$

Таблица 3

| Температура ПТВ, °С | Массовое содержание в нефти, % | | | |
|---------------------|--------------------------------|-----------------------------|-------|-------------|
| | насыщенных углеводородов | ароматических углеводородов | смол | асфальтенов |
| 160 | 18,56 | 19,80 | 39,60 | 22,04 |
| 250 | 19,51 | 23,44 | 37,04 | 20,01 |
| 300 | 20,47 | 38,70 | 25,23 | 15,60 |

Примечание. Продолжительность воздействия с донором водорода и никелевым катализатором составляло 6 ч, давление – 90 бар.

ность катализатора. Установлено, что при обработке паром без катализатора вязкость нефти увеличивается. В результате уменьшаются ее подвижность в пласте и дебит скважин, что осложняет дальнейший транспорт нефти. Использование катализатора аквагермолиза на основе Ni уменьшает вязкость исходной нефти, причем увеличение времени ПТВ до 24 ч позволяет снизить вязкость добываемой нефти в 2,5 раза. Следовательно, возможно более существенное уменьшение вязкости нефти в пластовых условиях при увеличении продолжительности закачки пара. Основным фактором, обеспечивающим снижение вязкости с увеличением времени ПТВ, является более глубокая переработка тяжелых компонентов нефти в результате реакций аквагермолиза в присутствии никелевого катализатора. Это подтверждается данными табл. 4. Следует отметить, что снижение вязкости за счет использования катализаторов аквагермолиза при циклической закачке пара является необратимым. Проведенные измерения вязкости образцов нефти после термокаталитического воздействия в течение 5 сут (вязкость 140,9 Па·с), 10 (145,4 Па·с) и 30 (143,2 Па·с) показывают, что она изменяется незначительно по сравнению с вязкостью, полученной сразу после ПТВ (138,6 Па·с).

Согласно лабораторным исследованиям применимости технологии каталитического аквагермолиза для повышения эффективности добычи тяжелой нефти использование катализаторов на основе переходных металлов (Co, Ni, Fe, Cu) при ПТВ позволило уменьшить долю тяжелых компонентов нефти, увеличить долю насыщенных и ароматических углеводородов, повысить соотношение Н/С, снизить молекулярную массу асфальтенов и увеличить долю низкомолекулярных насыщенных углеводородов, т.е. повысить качество в пластовых условиях. В результате существенно снизилась вязкость добываемой нефти. Увеличение продолжительности

Таблица 4

| Продолжительность ПТВ, ч | Массовое содержание в нефти, % | | | |
|--------------------------|--------------------------------|-----------------------------|-------|-------------|
| | насыщенных углеводородов | ароматических углеводородов | смол | асфальтенов |
| 6 | 19,51 | 23,44 | 37,04 | 20,01 |
| 12 | 18,51 | 38,14 | 24,81 | 18,54 |
| 18 | 20,15 | 38,29 | 23,80 | 17,76 |
| 24 | 20,05 | 39,14 | 24,71 | 16,10 |

ПТВ в присутствии катализаторов приводит к более глубокой переработке нефти, что позволяет достичь аналогичных результатов в пластовых условиях. Снижение содержания и молекулярной массы смол и асфальтенов облегчает фильтрацию нефти в пласте в процессе ПТВ и повышает степень ее извлечения. Необратимое снижение вязкости облегчает процессы транспорта и переработки добытой нефти. Результаты лабораторных исследований послужат основой для разработки программы опытно-промышленных испытаний катализаторов аквагермолиза на основе никеля на месторождении АО «Зарубежнефть».

Список литературы

1. A review of novel techniques for heavy oil and bitumen extraction and upgrading / A. Shah, R. Fishwick, J. Wood (et al.) // *Energy Environ. Sci.* – 2010. – V. 3. – P. 700–714.
2. Аквагермолиз нефтей и природных битумов: химизм процесса, катализаторы, перспективы промышленной реализации / Б.П. Туманян, Н.Н. Петрухина, Г.П. Каюкова (и др.) // *Успехи химии.* – 2015. – Т. 84 (11). – С. 1145–1175.
3. Maity S.K., Ancheyta J., Marroquin G. Catalytic Aquathermolysis Used for Viscosity Reduction of Heavy Crude Oils: A Review // *Energy & Fuels.* – 2010. – V. 24. – P. 2809–2816.
4. The changes of Asphaltenes Structural-Phase Characteristics in the Process of Conversion of Heavy Oil in the Hydrothermal Catalytic System / G.P. Kayukova, A.T. Gubaidullin, S.M. Petrov (et al.) // *Energy Fuels.* – 2016. – 30. – P. 773–783.
5. Galukhin A.V., Erokhin A.A., Nurgaliev D.K. Effect of Catalytic Aquathermolysis on High-Molecular-Weight Components of Heavy Oil in the Ashal'cha Field // *Chem. Technol. Fuels Oils.* – 2015. – V. 50. – P. 67–69.
6. A Study on Catalytic Aquathermolysis of Heavy Crude Oil During Steam Stimulation / S. Wen, Y. Zhao, Y. Liu, S. Hu // *SPE-106180-MS.* – 2007.
7. Laboratory Experiments and Field Test of a Difunctional Catalyst for Catalytic Aquathermolysis of Heavy Oil / K. Chao, Y. Chen, H. Liu (et al.) // *Energy Fuels.* – 2012. – V. 26 (2). – P.1152–1159.
8. The description of heavy crude oils and the products of their catalytic conversion according to SARA-analysis data / D.A. Feoktistov, S.A. Sitnov, A.V. Vahin (et al.) // *International Journal of Applied Engineering Research.* – 2015. – V. 10. – P. 45007–45014.
9. Application of Thermal Investigation Methods in Developing Heavy-Oil Production Technologies / A.V. Vakhin, V.P. Morozov, S.A. Sitnov (et al.) // *Chem. Technol. Fuels Oils.* – 2015. – V. 50 (6). – P. 569–578.
10. Повышение эффективности паротепловых методов добычи высоковязких нефтей с использованием катализатора на основе кобальта / С.А. Ситнов, М.С. Петровнина, Д.А. Феоктистов (и др.) // *Нефтяное хозяйство.* – 2016. – № 11. – С. 106–108.

References

1. Shah A., Fishwick R., Wood J. et al., *A review of novel techniques for heavy oil and bitumen extraction and upgrading*, *Energy Environ. Sci.*, 2010, V. 3, pp. 700–714.
2. Tumanyan B.P., Petrukina N.N., Kayukova G.P. et al., *Aquathermolysis of crude oils and natural bitumen: Chemistry, catalysts and prospects for industrial implementation* (In Russ.), *Uspekhi khimii = Russian Chemical Reviews*, 2015, V. 84 (11), pp. 1145–1175.
3. Maity S.K., Ancheyta J., Marroquin G., *Catalytic aquathermolysis used for viscosity reduction of heavy crude oils: A review*, *Energy & Fuels*, 2010, V. 24, pp. 2809–2816.
4. Kayukova G.P., Gubaidullin A.T., Petrov S.M. et al., *The changes of asphaltenes structural-phase characteristics in the process of conversion of heavy oil in the hydrothermal catalytic system*, *Energy Fuels*, 2016, V. 30, pp. 773–783.
5. Galukhin A.V., Erokhin A.A., Nurgaliev D.K., *Effect of catalytic aquathermolysis on high-molecular-weight components of heavy oil in the Ashal'cha field*, *Chem. Technol. Fuels Oils*, 2015, V. 50, pp. 67–69.
6. Wen S., Zhao Y., Liu Y., S. Hu, *A study on catalytic aquathermolysis of heavy crude oil during steam stimulation*, *SPE 106180-MS*, 2007.
7. Chao K., Chen Y., Liu H. et al., *Laboratory experiments and field test of a difunctional catalyst for catalytic aquathermolysis of heavy oil*, *Energy Fuels*, 2012, V. 26 (2), pp. 1152–1159.
8. Feoktistov D.A., Sitnov S.A., Vahin A.V. et al., *The description of heavy crude oils and the products of their catalytic conversion according to SARA-analysis data*, *International Journal of Applied Engineering Research*, 2015, V. 10, pp. 45007–45014.
9. Vakhin A.V., Morozov V.P., Sitnov S.A. et al., *Application of thermal investigation methods in developing heavy-oil production technologies*, *Chem. Technol. Fuels Oils*, 2015, V. 50 (6), pp. 569–578.
10. Sitnov S.A., Petrovina M.S., Feoktistov D.A. et al., *Intensification of thermal steam methods of production of heavy oil using a catalyst based on cobalt* (In Russ.), *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2016, no. 11, pp. 106–108.