

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.99-117>

EDN OVFWWI

УДК 622.276.652

Оценка эффективности опытно-промышленного испытания катализаторов акватермолиза для разработки Стреловского месторождения

¹Али М.О.Н., ¹Мухаматдинов И.И., ²Волков Д.А.,

²Проценко А.Н., ¹Вахин А.В.

¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

²ООО «Лукойл-Инжиниринг», Москва, Россия

Evaluation of the Efficiency of Pilot Testing of Aquathermolysis Catalysts for the Development of the Strelovskoye Field

¹M.O.N. Ali, ¹I.I. Mukhamatdinov, ²D.A. Volkov,

²A.N. Protsenko, ¹A.V. Vakhin

¹Kazan (Volga Region) Federal University, Kazan, Russia

²Lukoil-Engineering LLC, Moscow, Russia

E-mail: omarmohammed047@gmail.com

Аннотация. В работе был проведен анализ эффективности применения катализаторов внутрипластового акватермолиза совместно с закачкой теплоносителя для разработки Стреловского месторождения. Суть технологии заключается в закачке в пласт специальной каталитической композиции, в результате взаимодействия которого с пластовой нефтью происходит конверсия углеводородов, что приводит к уменьшению содержания смол и асфальтенов, и, как следствие, к снижению вязкости. Применение катализаторов внутрипластового акватермолиза позволяет увеличить охват пласта при обработке теплоносителем за счет снижения молекулярной массы смол и асфальтенов, что значительно снижает вязкость добываемой нефти и осуществляет трансформацию тяжелых компонентов нефти в пласте. После проведения вискозиметрических испытаний было обнаружено, что динамическая вязкость нефти после опытно-промышленного испытания (ОПИ) при температуре 10°C уменьшилась более чем в 10 раз по сравнению с исходной нефтью. По результатам анализа группового химического состава содержа-

ние асфальтенов уменьшилось в большинстве проб в 1,5 раза по сравнению с исходной нефтью. Также наблюдается снижение температуры застывания во всех пробах, наибольшее снижение зафиксировано в пробе с датой отбора от 15.12.2022 и составляет 4°C. Это можно объяснить снижением содержания парафинов при наличии катализатора. Полученные данные свидетельствуют, что исходная нефть в ходе термokatалитического воздействия претерпевает существенные изменения вследствие протекания химических реакций крекинга, ведущих к разрушению крупных молекул с образованием более легких соединений.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, катализатор, акватермолиз, вязкость, парафины, смолы, асфальтены, температура застывания, молекулярная масса, опытно-промысловые испытания

Для цитирования: Али М.О.Н., Мухаматдинов И.И., Волков Д.А., Проценко А.Н., Вахин А.В. Оценка эффективности опытно-промыслового испытания катализаторов акватермолиза для разработки Стреловского месторождения // Нефтяная провинция.-2025.-№2(42).-С. 99-117. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.99-117>. - EDN OVFWWI

Abstract. The paper analyzed the effectiveness of using catalysts of in-situ aquathermolysis together with coolant injection for the development of the Strelovskoye field. The essence of the technology lies in the injection of a special catalytic composition into the reservoir, as a result of its interaction with reservoir oil, hydrocarbons are converted, which leads to a decrease in the content of tar and asphaltenes, and, as a consequence, to a decrease in viscosity. Application of catalysts of in-situ aquathermolysis allows to increase the coverage of the formation during treatment by the heat carrier due to the reduction of molecular weight of resins and asphaltenes, which significantly reduces the viscosity of the produced oil and realizes the transformation of heavy components of oil in the formation. After viscometric tests, it was found that the dynamic viscosity of the oil after the pilot field test (PFT) at a temperature of 10 ° C decreased more than 10 times compared to the original oil. According to the results of analysis of group chemical composition, the content of asphaltenes decreased in most samples by 1.5 times compared to the original oil. There is also a decrease in the solidification temperature in all samples, the largest decrease was recorded in the sample with the date of sampling from 15.12.2022 and is 4°C. This can be explained by a decrease in the vapor content of asphaltenes. This can be explained by a decrease in the content of paraffins in the presence of a catalyst. The obtained data indicate that the initial oil in the course of thermocatalytic action undergoes significant changes due to the chemical reactions of cracking, leading to the destruction of large molecules with the formation of lighter compounds.

Key words: high-viscosity oil, catalyst, aquathermolysis, viscosity, paraffins, resins, asphaltenes, pour point, molecular weight, pilot field tests

For citation: M.O.N. Ali, I.I. Mukhamatdinov, D.A. Volkov, A.N. Protsenko, A.V. Vakhin. Otsenka effektivnosti opytno-promyslovogo ispytaniya katalizatorov akvatermoliza dlya razrabotki Strelovskogo mes-

torozhdeniya [Evaluation of the Efficiency of Pilot Testing of Aquathermolysis Catalysts for the Development of the Strelovskoye Field]. Neftyanaya Provintsiya, No. 2(42), 2025. pp. 99-117. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.99-117>. EDN OVFWWI (in Russian)

Введение

Из-за неуклонного роста мирового энергетического спроса и постепенного истощения легких нефти, актуальность освоения месторождений высоковязких углеводородов заметно усиливается. В контексте настоящих обстоятельств необходимость применения инновационных технологий для добычи и переработки тяжелых нефти становится предельной. Паротепловые методы, имеющие широкое распространение в области извлечения данных ресурсов, теряют свою эффективность при столкновении с проблемами значительных глубин и ограниченных толщин продуктивных пластов, куда невозможно доставить необходимое тепло без существенных потерь. Кроме того, традиционные тепловые подходы, целящиеся в снижении вязкости нефти, часто носят лишь временный характер, ведь вязкость зачастую вновь повышается, спустя краткий отрезок времени после применения методики. Отсюда логично выводится, что синергия разнообразных техник и методологий добычи предстает как ключевой фактор на пути к эффективности в разработке залежей высоковязкой нефти. [1,2].

Обзор научных исследований

Изучение гетерогенных катализаторов, демонстрирующих высокую активность в гидрировании углеродных связей, имеет принципиальное значение для технологических инноваций. Улучшение процессов, направленных на повышение эффективности извлечения вязкой нефти, осуществляется через внедрение специализированных химических компонентов, эффективно функционирующих в условиях высокопроницаемых песчаных коллекторов. Прогресс в данной области отражается в понимании роли катализаторов в ускорении расщепления хрупких углерод-

гетероатомных связей и деструкции нафталиновых систем, что ведет к кардинальному изменению макромолекулярного состава нефтяных комплексов. Как показано в современных исследованиях [3], эти процессы становятся возможными благодаря химическим реакциям, таким как крекинг, окисление и гидрогенолиз, в ходе которых осуществляется отщепление периферийных структурных элементов от смол и асфальтенов, способствуя формированию новых углеводородных субъектов, бензольных смол и гетероатомных соединений [4-6].

Применение инновационных подходов, включающих применение новых катализаторов для химического заводнения, представляет собой перспективное направление в нефтедобыче. Выявление и проверка эффективности таких катализаторов в различных условиях эксплуатации - задача, стоящая перед учеными для достижения улучшений технологических процессов. Межфазное натяжение «нефть-порода» сокращается до минимальных значений за счет использования новаторской каталитической композиции, структура которой оптимизирована для операций в высокопроницаемых песчаных формациях, как это определено в работах недавних исследований [7].

В рамках оценки эффективности применения катализаторов для внутрипластового акватермолиза, а также использования теплоносителя в Стреловском месторождении, рассматривается ключевая роль катализаторов в процессе гидрогенолиза. Имеющиеся данные указывают на существенное уменьшение вязкости нефти, достигающее 70-80%, и длительное постэффектное воздействие при внедрении каталитических систем в полевых условиях, вследствие чего происходит уменьшение средней молекулярной массы тяжелой нефти, сокращение содержания тяжелых компонентов и увеличение легких фракций [8].

Конкретизация характеристик сульфидов металлов, выступающих в качестве одного из видов катализаторов, подчеркивает их происхождение

из прекурсоров переходных металлов. Формирование сульфидных частиц в ходе химической реакции обуславливается различными параметрами, включая их размер, что напрямую сказывается на каталитической активности системы. Наивысшей активностью в гидроочистке отличаются металлы, следующие порядку: $\text{Mo} > \text{Ni} > \text{Co} > \text{Fe}$ [9]. Вариативность способов введения прекурсоров и разнообразие типов катализаторов создает предпосылки для контроля над активностью катализаторов посредством регулирования размеров сульфидных частиц [10].

Особый интерес приобретают исследования по совершенствованию катализаторов, предназначенных для акватермолиза, учитывая не только создание инновационных катализаторов, но и адаптацию вторичных продуктов производственного цикла для этих целей. Нанотехнологии выступают как направление, позволяющее улучшить доступ к активным центрам катализатора для более эффективной обработки высоковязких компонентов нефти [11].

Анализ предпочтительности акватермолиза перед другими методами разработки месторождений обнаруживает такие достоинства, как отсутствие формирования свободных радикалов, способных в последующем вызывать нежелательные химические реакции. Кроме того, установлено, что акватермолиз экономически выгоднее других технологий, таких как внутрипластовое горение, или гравитационное дренирование с применением пара, известного как SAGD. Однако для реализации всех преимуществ требуется точный подбор катализаторов и оптимизация рабочих параметров [12].

Также стоит подчеркнуть преимущества термокаталитического действия, среди которых минимизация тепловых потерь, а также снижение уровней выбросов CO_2 , что делает данный подход более предпочтительным по сравнению с альтернативными методами, такими как закачка пара.

Экспериментальная часть

В данной работе объектом исследования является высоковязкая нефть скважины 44Г Стреловского месторождения. Исследование проводится после завершения опытно-промысловых испытаний, включавших в себя применение катализаторов внутрипластового акватермолиза совместно с закачкой пароводяной смеси в качестве теплоносителя. Цель работы - изучить влияние данного метода на вязкость нефти, содержание смол и асфальтенов, а также на коэффициент извлечения нефти.

Нефть из скважины 44Г Стреловского месторождения обладает следующими свойствами в пластовых условиях (температура пласта - 28°C):

1. Вязкость: сверхвязкая (3200 мПа·с);
2. Состав: парафинистая, смолистая, высокосернистая;
3. Содержание компонентов:
 - Парафины: 2,6–4,2 % (массовая доля);
 - Смолы: 36,0 % (массовая доля);
 - Сера: 4,25–4,7 % (массовая доля) [13].

Для оценки эффективности применения катализаторов акватермолиза совместно с закачкой теплоносителя при разработке Стреловского месторождения был проведен ряд экспериментов. В рамках исследований были определены вязкостно-температурные характеристики и групповой состав нефти. Дополнительно были проведены измерения температур застывания и потерь текучести. Эти данные позволили оценить влияние акватермолиза на свойства нефти и возможность ее эффективной добычи в условиях месторождения.

Для определения вязкостно-температурных характеристик нефти использовали ротационный вискозиметр FUNGILAB Alpha L (с термостатируемой рубашкой) и охлаждающий термостат HUBER MPC K6.

В дополнение к этим тестам, был проведен анализ группового состава нефти. Использование метода SARA-анализа позволило подсчитать

пропорции асфальтенов, мальтенов и других компонентов. При этом, для выделения фракций асфальтенов навеску в 1,0 г растворяли в гексане, а далее процесс разделения мальтенов осуществляли на хроматографической стеклянной колонке с адсорбентом из нейтрального оксида алюминия. Пути разделения включали последовательное использование н-гексана, толуола и смеси толуола с метанолом в соотношении 3:1. Полученные фракции впоследствии испаряли на роторном испарителе и подвергали взвешиванию.

Для определения температур застывания и потери текучести использовали автоматический аппарат ТПЗ-ЛАБ-12 (ASTM D 7683, ASTM D 6749), разработанный для анализа точек застывания углеводородных смесей, использовался для фиксации температурных порогов, при которых нефтепродукты переходят в вязкое и твёрдое состояния. Эти измерения выполняются строго согласно протоколам ASTM D 7683 и ASTM D 6749.

Молекулярную массу нефтей определяли с помощью установки КРИОН-1, применяя метод криоскопии в бензоле. Метод основан на измерении понижения температуры замерзания бензола при растворении в нем нефтяной фракции или самой нефти. Понижение температуры прямо пропорционально молекулярной массе фракции.

Обсуждение результатов

Результаты измерения динамической вязкости исходной нефти представлены на рис. 1.

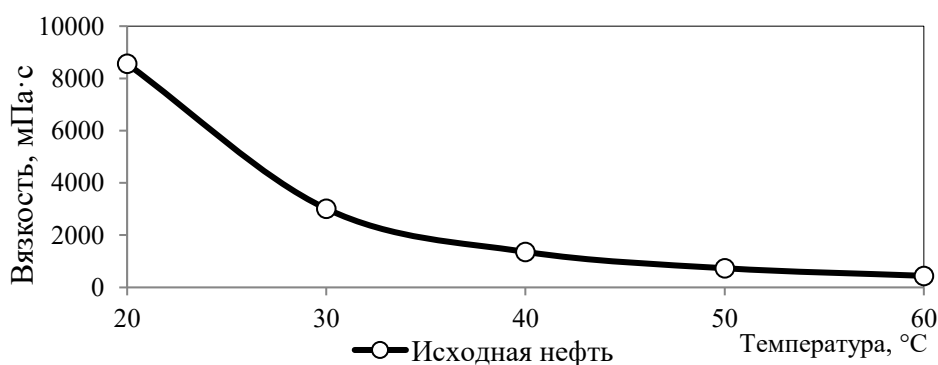


Рис. 1. Вязкостно-температурные характеристики исходной нефти

Исследуемая сверхвязкая нефть, с вязкостью свыше 8000 мПа·с при температуре 20°C, характеризуется высокой динамической вязкостью. При этом, подчеркнуть стоит, что при более низкой температуре в 10°C соответствующие измерения не проводились, невзирая на равные условия исследования и использование адекватного шпинделя. В ходе лабораторного эксперимента, проведенного 21 октября 2022 года, в продуктивный горизонт скважины 44Г был инъецирован отобранный биметаллический катализатор, ориентированный на соединения железа и никеля. Эта манипуляция предшествовала предстоящему циклу термической обработки паром. Спустя некоторое время, а именно 10.12.2022, нефтедобыча на данной скважине была успешно возобновлена. [14, 15].

На рис. 2. представлены дебиты жидкости и нефти скважины 44Г.

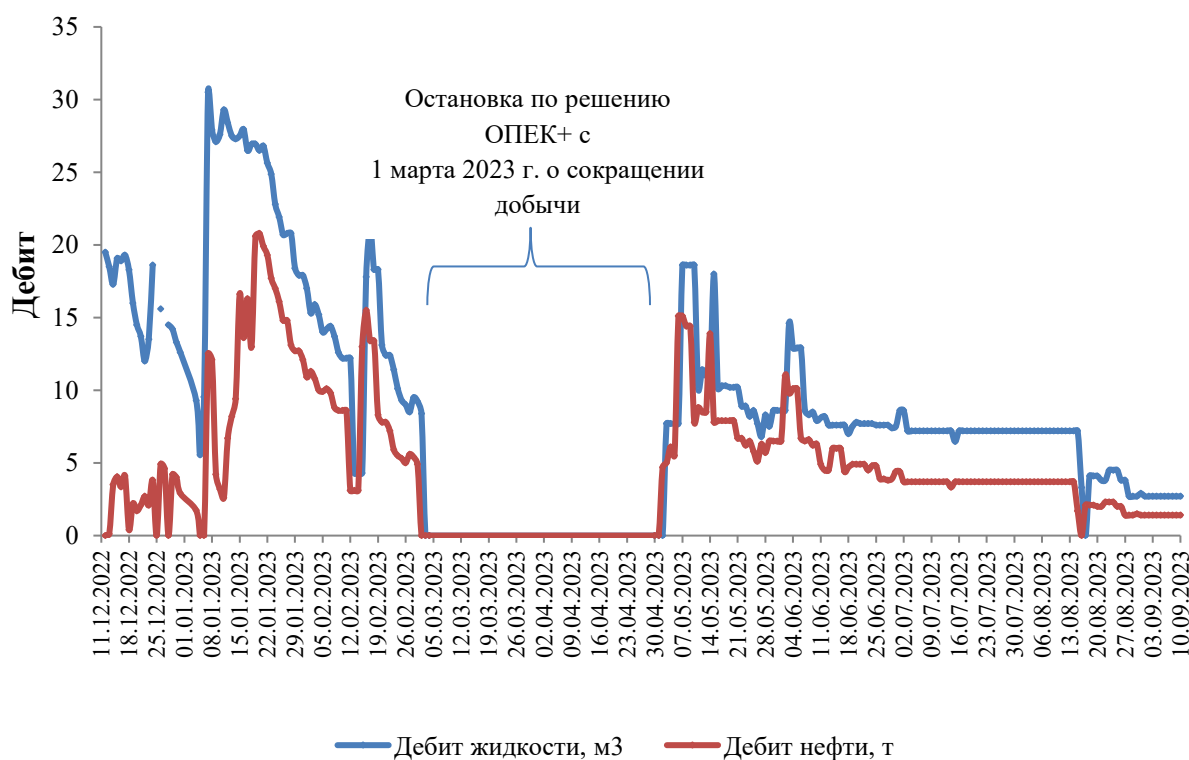


Рис. 2. Динамика показателей скважины 44Г по дебитам жидкости и нефти

Накопленная добыча жидкости за этот период составила 2340 м³, накопленная добыча нефти составила 1275,7 тонн. Было отмечено сниже-

ние вязкости нефти более чем в 10 раз по сравнению с добычей без закачки катализаторов.

На рис. 3. показаны результаты измерения вязкости добытой нефти (промысловых проб) по датам отбора.

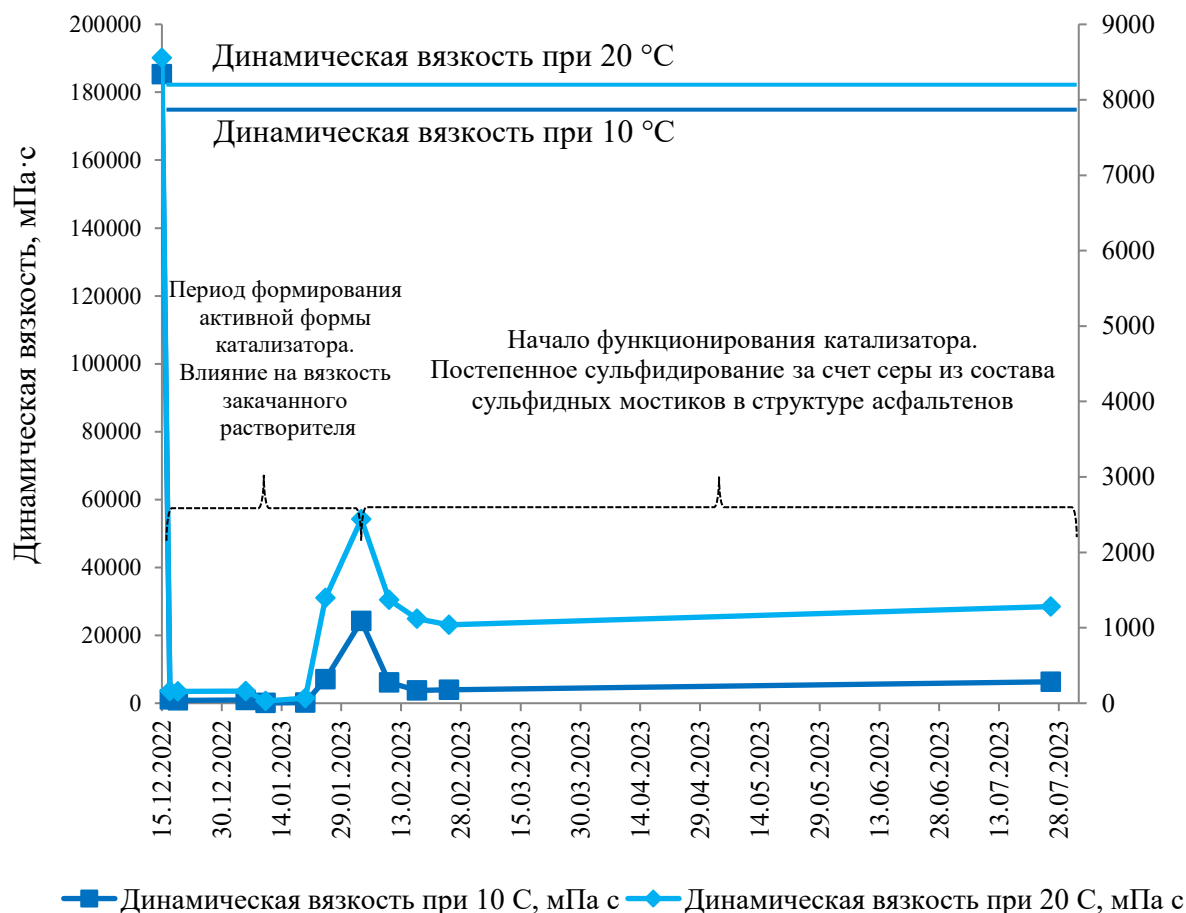


Рис. 3. Вязкость промысловых проб нефти скважины 44Г по датам отбора

Опыты показали, что закачка катализаторов существенно снижает вязкость добываемых высоковязких парафинистых нефтей, что представлено на рис. 3. На примере тестирования при 10°C наблюдается снижение вязкости проб нефти более чем на порядок по сравнению с необработанной нефтью. Обусловлено это явление деструкцией высокомолекулярных соединений парафинов C20-C32, стимулирующей снижение вязкости, особенно при снижении температуры до указанных показателей, когда активизируется процесс структурирования парафинов.

Статистический анализ показателей при 10°C и 20°C выявил, что антипарафинные свойства катализаторов значительно эффективнее при более низких температурах. Полученные результаты свидетельствуют о целесообразности использования указанных катализаторов в условиях эксплуатации месторождений с тяжелыми видами нефти. Они обуславливают процессы внутрислоистой трансформации, включая деструкцию смолисто-асфальтеновых веществ и указанных парафиновых соединений, что способствует снижению общей вязкости нефтяных проб. Это подразумевает, что закачка катализаторов действует как фактор повышающий эффективность освоения месторождений с учетом облагораживания состава нефти.

Методом SARA-анализ был определен компонентный состав исходной нефти (Табл. 1).

Таблица 1

Компонентный состав исходной нефти

Компонентный состав, % масс.:	Значения
Насыщенные УВ	19,2
Ароматические УВ	26,8
Смолы	36,0
Асфальтены	17,9

Изученный образец начального состояния углеводородного сырья обладает относительно незначительным наличием насыщенных соединений и ароматных углеводородов. При этом отмечается повышенная пропорция смол, цифра которых достигает 36 процентов, и асфальтеновых элементов, примерно 18 процентов от общего объема. Такая концентрация тяжёлых составляющих влечёт за собой недостаточную текучесть исходного материала в естественных геологических условиях, а также обуславливает высокую вязкость добытого продукта, как подробно описано в табл. 1. Уровень содержания смол, асфальтенов и парафиновых соединений позволяет классифицировать добываемую нефть как высокосмоли-

стую и парафинистую, такой вывод делается на основе систематизации, предложенной В.А. Успенским [16]. Большинство смол и асфальтеновых соединений в нефти представлено смолами, что свидетельствует о высокой степени устойчивости нефтяной дисперсной системы к возможным процессам оседания асфальтеновых частиц.

На рис. 4 показан групповой химический состав нефтей после опытно-промыслового испытания по датам отбора.

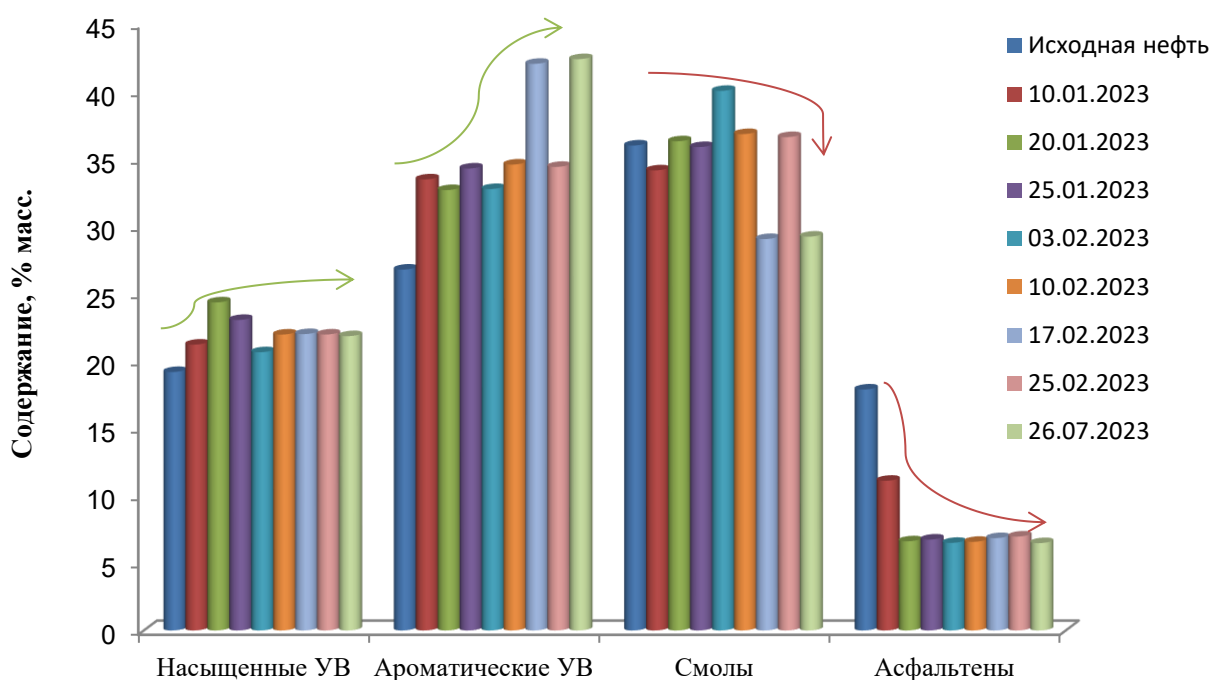


Рис. 4. Групповой химический состава по методу SARA проб нефтей по датам отбора после промыслового испытания

Эксперименты, проводимые в рамках акватермолиза тяжелых нефтей показали, что происходящие реакции в основном заключены во взаимодействии коллоидных макромолекул асфальтенов. Вследствие ключевых химических преобразований, в форме реакций крекинга, ликвидацией крупногабаритных молекулярных структур сопровождается возникновение более легковесных насыщенных углеводородов и соединений ароматической группы [17]. Специфическое каталитическое влияние, осуществляемое на

основе смеси прекурсоров карбоксилатов железа и никеля, интенсивно воздействует на деструкцию смол, особенно тех, что включают термически уязвимые сложноэфирные узы [18]. В естественных условиях именно такие узы склонны образовываться через низкотемпературные окислительные и биохимические реакции. В присутствии катализаторов из переходных металлов происходит интенсификация деструктивных процессов. Чередование реакций переноса водорода, от компонентов, выступающих в роли доноров нафтоароматического типа, к свободным радикалам, способствует их насыщению и предупреждает возможность рекомбинации. В сочетании с этим, наличие катализатора и вещества-донора водорода стимулирует и ускоряет гидрогенолитическую сепарацию связей углерод-гетероатом, гидрирование ароматических колец и частую дезинтеграцию связей С-С в молекулярных оболочках смол и асфальтеновых соединений [18].

Мониторинг SARA-анализа подтвердил, что после каталитической модификации температура застывания понижалась и первоначальные значения изменились с 16°C, при этом отмечено увеличение насыщенных и ароматических углеводородов, при очевидном уменьшении количества смол и асфальтенов. Согласно приведенным данным в табл. 2, анализировались температурные показатели текучести и застывания обработанной нефти.

Таблица 2

Температуры застывания и потери текучести исходной нефти и нефти после промыслового испытания

Параметр Пробы нефти	Температура застывания, °С	Температура потери текучести, °С
Исходная нефть	16	17
от 15.12.2022	4	5
от 17.12.2022	8	9

Параметр Пробы нефти	Температура застыва- ния, °С	Температура потери текучести, °С
от 05.01.2023	3	4
от 20.01.2023	6	7
от 25.01.2023	6	7
от 03.02.2023	14	15
от 17.02.2023	9	10
от 25.02.2023	11	12
от 26.07.2023	8	9

В процессе анализа изменений физико-химических характеристик нефти образец, отмеченный датой 15.12.2022, продемонстрировал заметное понижение температуры кристаллизации до 4°С, что подтвердило эффективность каталитического акватермолиза в борьбе с парафинами. Согласно данным, приведенным в третьей таблице, серьёзное снижение молекулярной массы нефти после теплого воздействия с присутствием катализатора было отмечено. Кристаллизационная теория подает объяснение, что при низкотемпературных условиях кристаллы парафина склонны к увеличению, создавая сеть, куда вовлекается жидкость, что ограничивает подвижность нефти. Это представление широко применимо в исследованиях для определения низкотемпературного поведения углеводородов. Следует сделать вывод, что при дальнейшей эксплуатации и отборе образцов, возрастет вероятность встречи с тяжелой, богатой парафинами нефтью, ввиду включения в процесс добычи фракций из других, более глубоких горизонтов.

Таблица 3

Молекулярная масса исходной нефти, а также нефти после промыслового испытания

Пробы нефти	Молекулярная масса, а.е.м.
Исходная нефть	474
от 15.12.2022	357

Пробы нефти	Молекулярная масса, а.е.м.
от 17.12.2022	314
от 05.01.2023	266
от 20.01.2023	346
от 25.01.2023	370
от 03.02.2023	431
от 17.02.2023	382
от 25.02.2023	400
26.07.2023	395

Применением термокаталитических процессов на пласте было достигнуто положительное модифицирование химических и физических характеристик нефтяного сырья. Наблюдается коренная трансформация первоначальной нефти: катализируемые теплом реакции крекинга вызвали дробление больших углеводородных цепей, приводя к созданию упрощённых соединений. Изучение данных показывает, что это воздействие является ключевым фактором подобных метаморфоз [18].

Заключение

Оптимизация добычи высоковязких парафинистых нефтей обуславливает поиск инновационных путей улучшения их текучести. Использование внутрипластового акватермолиза с присутствием катализаторов открывает новые горизонты для повышения эффективности эксплуатации таких месторождений, как Стреловское. Эта технология способствует преобразованию тяжёлых фракций нефти - асфальтенов и смол в более легкие соединения. Стоит отметить, что эти трансформации закономерно приводят к значительному сокращению вязкости и стимулируют более активное течение нефти.

Экспериментальные исследования подтверждают, что каталитический акватермолиз влияет на нефть многоаспектно. В частности, вязкость нефти после обработки уменьшается более чем в десять раз при 10°C, что обусловлено разрушением парафинов, имеющих склонность к образова-

нию гелеподобных структур, препятствующих течению. Следствием термokatалитического воздействия становится уменьшение содержания асфальтенов примерно на 50% и смол, а также повышение доли насыщенных и ароматических углеводородов. Кроме того, происходит снижение температуры застывания нефти, что ещё раз подчеркивает эффективность каталитического разрушения парафиновых структур.

В результате деструкции тяжелых молекул и их превращения в легкие соединения через процесс термokatалитического крекинга, не только улучшается текучесть нефти, но и повышается её качество. Так, научные результаты и опыт применения катализаторов в акватермолизе подтверждают их потенциал как важного инструмента в эффективном освоении месторождений с вязкой нефтью, открывая перед нефтедобывающей отраслью новые пути для повышения добычи.

Список литературы

1. Линь Д., Фэн С., У И. [и др.] Взгляд на синергию между перерабатываемым магнитным Fe_3O_4 и цеолитом для каталитического акватермолиза тяжелой сырой нефти // Прикладная наука о поверхности. – 2018. – № 456. – С. 140–146. – DOI: 10.1016/j.apsusc.2018.06.069.
2. Вахин А.В., Алиев Ф.А., Мухаматдинов И.И., Ситнов С.А., Кудряшов С.И., Афанасьев И.С., Петрашов О.В., Нургалиев Д.К. Акватермолиз сверхтяжелой нефти с использованием катализатора на основе никеля: некоторые аспекты *in-situ* трансформации прекурсора катализатора. Катализаторы, 2021, т. 11, ст. № 189. DOI: 10.3390/catal11020189.
3. Кондо Х., Танака К., Накасака Й., Таго Т., Масуда Т. Каталитический крекинг тяжелой нефти на катализаторах $\text{TiO}_2\text{-ZrO}_2$ в условиях перегретого пара. Топливо. 2016.- 167, 288-294. DOI: 10.1016/j.fuel.2015.11.075.
4. Мухаматдинов И.И., Хайдарова А.Р., Мухаматдинова Р.Е., Аффане Б., Вахин А.В. Разработка катализатора на основе смесевых оксидов железа для интенсификации производства тяжелого углеводородного сырья // ТОПЛИВО. – 2022. – Т. 312. – 123005. DOI:10.1016/j.fuel.2021.123005.
5. Мухаматдинов И.И., Салих И.Ш.С., Рахматуллин И.З., Свириденко Н.Н., Певнева Г.С., Шарма Р.К., Вахин А.В. Трансформация смолистых компонентов нефти месторождения Ашальча при каталитическом акватермолизе в присутствии кобальт-содержащего предшественника катализатора // Катализаторы. – 2021. - Т. 11. – Выпуск 6. – 745. DOI: 10.3390/catal11060745.
6. Мухаматдинов И.И., Салих И.Ш.С., Вахин А.В. Изменения субфракционного состава тяжелых нефтяных асфальтенов при акватермолизе с нефтерастворимым катали-

- затором на основе Co-based // Нефтегазовая наука и техника. – 2019. - Т.37. – Выпуск.13 – С.1589-1595. DOI: 10.1080/10916466.2019.1594287.
7. Алаи, М., Базми, М., Рашиди, А., Рахими, А.. Обогащение тяжелой нефти с использованием гомогенного нанокатализатора // Журнал нефтяной науки и техники. - 2017. - Vol. 158. - P. 47-55. DOI: 10.1016/j.petro.2017.08.031.
 8. 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 акватермолиза на Стреловском месторождении Самарской области // Нефтяное Хозяйство. - 2022. - №12. - С. 118-121. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-12-118-121.
 9. Алиев Ф.А., Мухаматдинов И.И., Ситнов С.А., Зиганшина М.Р., Онищенко Ю.В., Шарифуллин А.В., Вахин А.В. Акватермолиз тяжелой нефти in-situ в присутствии нанодисперсных катализаторов на основе переходных металлов // Процессы. -2021. Т. 9. С. 127. DOI: 10.3390/pr9010127.
 10. Сувайд М.А., Варфоломеева М.А., Аль-мунтасер А.А., К. Юань, Старшинова В.Л., Зиннатуллин А. В., Вагизов Ф. Г., Рахматуллин И. З., Емельянов Д. А., Чемоданова А. Е. Внутрипластовое каталитическое облагораживание тяжелой нефти с использованием катализаторов на основе нефтерастворимых переходных металлов. Топливо, -2020, Т. 281. С. 118-753. DOI: 10.1016/j.fuel.2020.118753.
 11. Абделсалам Я. И. И., Ибрагимов Р. К., Валиуллин Ф. А., Петрова А. Н., Ибрагимова Д. А. Особенности катализаторов процесса акватермолиза высоковязкой тяжелой нефти. // Вестник технологического университета. - 2015. Т. 18. №17. С. 37-42.
 12. Мураза О.В., Галадима А. Акватермолиз тяжелой нефти: обзор и перспективы разработки катализаторов // Топливо. – 2015. Т. 157. С. 219-231. DOI: 10.1016/j.fuel.2015.04.065.
 13. Сюй Х., Пу, С. Механизм подземного каталитического акватермолиза тяжелой нефти // Химия и технология топлив и масел. – 2018. Т 53. С. 913-921. DOI: 10.1007/s10553-018-0881-3.
 14. Славкина О.В., Цветков С.В., Никифоров А.Б., Сенников Н.Ю., Бакуменко Е.А., Волков Д.А., Мухаматдинов И.И., Вахин А.В. Изменение состава нефти, добытой на Стреловском месторождении Самарской области, при использовании катализаторов акватермолиза // Нефтяное хозяйство. – 2023. – №8. – С. 110-113. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-8-110-113.
 15. Мухаматдинов И.И., Али М.О.Н., Мухаматдинова Р.Е., Аффане Б., Вахин А.В., Цветков С.В., Маланий С.Я., Проценко А.Н. Оптимизация технологии термообработки паром на Стреловском месторождении с использованием катализаторов акватермолиза // Топливо. – 2024. – Т.359. – 130389. DOI: 10.1016/j.fuel.2023.130389.
 16. Успенский В.А., Радченко О.А., Глебовская Е.А., Горская А.И., Шишкова А.П., Парпарова Г.М., Колотова Л.Ф., Мельцанская Т.Н. Основы генетической классификации битумов. - Л.: Гостоптехиздат, 1964. - 267 с.
 17. Чжан В., Ли К., Ли Ю., Донг С., Пэн С., Чэнь Г. Снижение вязкости и механизм акватермолиза тяжелой нефти, совместно катализируемой комплексами бентонита и переходных металлов // Катализаторы 2022, 12(11), 1383. <https://www.mdpi.com/1931968>.
 18. Каюкова Г.П., Романов Г.В., Муслимов Р.Х., Лебедев Н.П., Петров Г.А. Химия и геохимия пермских битумов Татарстана. М.: Наука, 1999. 304 с.

References

1. Lin D., Feng X., Wu Y. [et al.]. Insights into the synergy between recyclable magnetic Fe₃O₄ and zeolite for catalytic aquathermolysis of heavy crude oil // *Applied Surface Science*. – 2018. – № 456. – pp. 140-146. DOI: 10.1016/j.apsusc.2018.06.069. (in Russian)
2. Vakhin A.V., Aliev F.A., Mukhamatdinov I.I., Sitnov S.A., Kudryashov S.I., Afanasiev I.S., Petrashov O.V., Nurgaliev D.K. Extra-heavy oil aquathermolysis using nickel-based catalyst: Some aspects of in-situ transformation of catalyst precursor. *Catalysts*, 2021, vol. 11, Art. number 189. DOI: 10.3390/catal11020189. (in Russian)
3. Kondoh, H., Tanaka, K., Nakasaka, Y., Tago, T., Masuda, T., 2016. Catalytic cracking of heavy oil over TiO₂-ZrO₂ catalysts under superheated steam conditions. *Fuel* 167, 288-294. DOI: 10.1016/j.fuel.2015.11.075. (in Russian)
4. 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. – V. 312. – 123005. DOI:10.1016/j.fuel.2021.123005. (in Russian)
5. Mukhamatdinov I.I., Salih I.Sh.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. - V. 11. – Issue 6. – 745. DOI: 10.3390/catal11060745. (in Russian)
6. Mukhamatdinov I.I., Salih I.Sh.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. - V.37. – Issue.13 – PP.1589-1595. DOI: 10.1080/10916466.2019.1594287. (in Russian)
7. Alaei, M., Bazmi, M., Rashidi, A., Rahimi, A., 2017. Heavy crude oil upgrading using homogenous nanocatalyst. *J. Petrol. Sci. Eng.* 158,47–55. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.08.031. (in Russian)
8. Malaniy S.Ya., Slavkina O.V., Ryazanov A.A., Sennikov N.Yu., Akhmetov A.A., Tsvetkov S.V., Mukhamatdinov I.I., Vakhin A.V., Ivanova A.A. Application of catalytic aquathermolysis technology at the Strelovskoe field of the Samara region. - 2022. - №12. - P. 118-121. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-12-118-121. (in Russian)
9. Aliev F. A., Mukhamatdinov. I. I., Sitnov. S. A., Ziganshina. M. R., Onishchenko, Y. V., Sharifullin, A.V., Vakhin, A. V. In-Situ Heavy Oil Aquathermolysis in the Presence of Nanodispersed Catalysts Based on Transition Metals. *Processes*, 2021, vol. 9, pp. 127. DOI: 10.3390/pr9010127. (in Russian)
10. Suwaid M.A., Varfolomeeva M.A., Al-muntaser A.A., C. Yuan., Starshinova V.L., Zinnatullin A., Vagizov F. G., Rakhmatullin I.Z., Emelianov D.A., Chemodanova A.E. In-situ catalytic upgrading of heavy oil using oil-soluble transition metalbased catalysts. *Fuel*, 2020, vol. 281, pp. 118-753. DOI: 10.1016/j.fuel.2020.118753. (in Russian)
11. Abdelsalam Ya. I.I., Ibragimov R.K., Valiullin F.A., Petrova A.N., Ibragimova D.A. Features of catalysts for the process of aquathermolysis of high-viscosity heavy oil. // *Bulletin of the Technological University*. - 2015. V. 18. No. 17. P. 37-42. (in Russian)
12. Muraza O., Galadima A. Aquathermolysis of heavy oil: A review and perspective on catalyst development. *Fuel*, 2015, Vol. 157, pp. 219-231. DOI: 10.1016/j.fuel.2015.04.065 (in Russian)
13. Xu H., Pu, C. Mechanism of Underground Heavy Oil Catalytic Aquathermolysis. *Chemistry and technology of fuels and oils*, 2018, vol. 53, pp. 913-921. DOI: 10.1007/s10553-018-0881-3. (in Russian)
14. Slavkina O.V., Tsvetkov S.V., Nikiforov A.B., Sennikov N.Yu., Bakumenko E.A., Volkov D.A., Mukhamatdinov I.I., Vakhin A.V. Changes in the composition of oil pro-

- duced at the Strelovskoye field in the Samara region using aquathermolysis catalysts // Oil Industry. - 2023. - No. 8. - P. 110-113. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-8-110-113. (in Russian)
15. Mukhamatdinov I.I., Ali M.O.N., Mukhamatdinova R.E., Affane B., Vakhin A.V., Tsvetkov S.V., Malaniy S.Ya., Protsenko A.N. Optimization of thermal steam treatment technology applied to Strelovskoye field using aquathermolysis catalysts // Fuel. – 2024. – V.359. – 130389. DOI: 10.1016/j.fuel.2023.130389. (in Russian)
 16. Uspensky V.A., Radchenko O.A., Glebovskaya E.A., Gorskaya A.I., Shishkova A.P., Parparova G.M., Kolotova L.F., Meltsanskaya T.N. Fundamentals of genetic classification of bitumen. - Leningrad: Gostoptekhizdat, 1964. - 267 p. (in Russian)
 17. Zhang W., Li Q., Li Y., Dong S., Peng S., Chen G. Viscosity Reduction and Mechanism of Aquathermolysis of Heavy Oil Co-Catalyzed by Bentonite and Transition Metal Complexes // Catalysts 2022, 12(11), 1383. <https://www.mdpi.com/1931968>. (in Russian)
 18. Kayukova G.P., Romanov G.V., Muslimov R.Kh., Lebedev N.P., Petrov G.A. Chemistry and geochemistry of Perm bitumens of Tatarstan. Moscow, Nauka Publ., 1999. 304 p. (in Russian)

Сведения об авторах

Али Мохаммед Омар Нассер, аспирант, инженер, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Институт геологии и нефтегазовых технологий
Россия, 420111, Казань, ул. Кремлевская, 29/1
E-mail: omarmohammed047@gmail.com

Мухаматдинов Ирек Изаилович, кандидат технических наук, старший научный сотрудник, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Институт геологии и нефтегазовых технологий
Россия, 420111, Казань, ул. Кремлевская, 29/1
E-mail: mc-gross@mail.ru

Волков Дмитрий Алексеевич, старший менеджер ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
Россия, 129110, Москва, ул. Щепкина, 61/2
E-mail: Dmitry.Volkov@lukoil.com

Проценко Александр Николаевич, инженер 1 категории ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
Россия, 129110, Москва, ул. Щепкина, 61/2
E-mail: Aleksandr.N.Protsenko@lukoil.com

Вахин Алексей Владимирович, кандидат технических наук, ведущий научный сотрудник, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Институт геологии и нефтегазовых технологий
Россия, 420111, Казань, ул. Кремлевская, 29/1
E-mail: vahin-a_v@mail.ru

Authors

M.O.N. Ali, PhD Student, Engineer, Kazan (Volga Region) Federal University, Institute of Geology and Oil and Gas Technologies
29/1, Kremlevskaya Str., Kazan, 420111, Russian Federation
E-mail: omarmohammed047@gmail.com

I.I. Mukhamatdinov, PhD, Senior Researcher, Kazan (Volga Region) Federal University, Institute of Geology and Oil and Gas Technologies
29/1, Kremlevskaya Str., Kazan, 420111, Russian Federation
E-mail: mc-gross@mail.ru

D.A. Volkov, Senior Manager, LUKOIL-Engineering LLC
12 b, 61/2, Shchepkina Str., Moscow, 129110, Russian Federation
E-mail: Dmitry.Volkov@lukoil.com

A.N. Protsenko, Engineer 1st category, LUKOIL-Engineering LLC
12 b, 61/2, Shchepkina Str., Moscow, 129110, Russian Federation
E-mail: Aleksandr.N.Protsenko@lukoil.com

A.V. Vakhin, PhD, Leading Researcher, Kazan (Volga Region) Federal University, Institute of Geology and Oil and Gas Technologies
29/1, Kremlevskaya Str., Kazan, 420111, Russian Federation
E-mail: vahin-a_v@mail.ru

Статья поступила в редакцию 20.04.2025

Принята к публикации 17.06.2025

Опубликована 30.06.2025