

Оценка эффективности добычи сверхвязкой нефти методом внутрислоевого каталитического облагораживания при пароциклической стимуляции: от лабораторного скрининга до гидродинамического моделирования

Р.Э. Сафина^{1*}, С.А. Усманов¹, И.Ф. Минханов¹, И.И. Мухаматдинов¹, Я.О. Симаков²,
А.В. Вахин¹, В.А. Судаков¹, М.А. Варфоломеев¹, Д.К. Нургалеев¹

¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

²АО «ВНИИнефть», Москва, Россия

В статье представлен метод оценки эффективности разработки залежи сверхвязкой нефти с использованием технологии внутрислоевого каталитического облагораживания при пароциклической стимуляции и результаты его применения в масштабе пилотного участка. Данная технология предполагает закачку нефтерастворимого катализатора в пласт после нескольких циклов закачки пара и добычи нефти. По результатам проведенных лабораторных исследований, преобразование нефти в пласте в присутствии катализатора выражено в динамическом снижении вязкости нефти и увеличении нефтевытеснения. Для оценки эффективности технологии в масштабе пилотного участка использовалась термическая гидродинамическая модель, созданная на основе результатов лабораторных исследований. Процесс облагораживания нефти представлен в модели реакцией перехода от исходной нефти к преобразованной, при этом учитывались снижение вязкости нефти и снижение остаточной нефтенасыщенности в зависимости от степени облагораживания. В предлагаемом в статье подходе к описанию процесса облагораживания кинетические параметры реакции и свойства преобразованной нефти настраивались по результатам экспериментов в реакторе высокого давления и на фильтрационной установке.

Гидродинамическое моделирование в масштабе пилотного участка показывает зависимость эффективности каталитического облагораживания от равномерности распределения температуры по стволу скважины, наличия остаточной нефти и от коллекторских свойств в радиусе дренирования скважины. Показано, что эффект каталитического облагораживания в случае пароциклической обработки скважины определяется не только физико-химическими изменениями состава нефти, но и адсорбционной возможностью катализатора, прогревом по стволу скважины и взаимодействием матрица-порода. Согласно результатам моделирования, выбор оптимального объема катализатора и сценария закачки позволяет извлекать до 25% дополнительной нефти, что открывает значительные перспективы повышения эффективности паротепловых методов воздействия при использовании внутрислоевого каталитического облагораживания.

Ключевые слова: каталитическое облагораживание, сверхвязкая нефть, гидродинамическое моделирование, каталитический аквагермолиз

Для цитирования: Сафина Р.Э., Усманов С.А., Минханов И.Ф., Мухаматдинов И.И., Симаков Я.О., Вахин А.В., Судаков В.А., Варфоломеев М.А., Нургалеев Д.К. (2023). Оценка эффективности добычи сверхвязкой нефти методом внутрислоевого каталитического облагораживания при пароциклической стимуляции: от лабораторного скрининга до гидродинамического моделирования. *Георесурсы*, 25(4), с. 106–114. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.7>

Введение

подавляющее большинство залежей вязкой тяжелой нефти разрабатываются при помощи термических методов добычи, которые включают использование теплоносителей, таких как пар и горячая вода – закачка пара или горячей воды, пароциклическая обработка, парогравитационное воздействие (Askarova et al., 2020).

Использование термических методов предполагает энергозатраты на нагрев теплоносителей и, как следствие, воздействие на окружающую среду из-за выбросов

углекислого газа (Morrow et al., 2014). Внутрислоевое каталитическое облагораживание в сочетании с технологиями на основе пара позволяет получить более высокие уровни извлечения и меньшее воздействие на окружающую среду. Условия, создающиеся в паровой камере, считаются благоприятными для процессов аквагермолиза и гидрокрекинга (Bueno Zapata et al., 2019), при этом различные каталитические системы способны повысить интенсивность таких преобразований. Выявлено, что при использовании катализаторов увеличивается содержание насыщенных и ароматических углеводородов, уменьшается содержание смолисто-асфальтеновых компонентов и твердых n-алканов (Maity et al., 2010).

Многие авторы предлагают подходы к количественному описанию изменения состава нефти при каталитическом облагораживании на основе уравнения Аррениуса

* Ответственный автор: Регина Эдуардовна Сафина
e-mail: safinar101@gmail.com

© 2023 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

для расчета кинетики преобразования тяжелой фракции нефти в легкую (Bueno Zapata et al., 2019; Alonso-Ramírez et al., 2018; Nazimova et al., 2021; Alonso-Ramírez et al., 2021; Tirado et al., 2022). Модели реакции акватермолиза зачастую основаны на разделении исходной тяжелой составляющей нефти на некоторое количество псевдокомпонент на основе количественного содержания сульфидных компонентов и молекулярных масс. При этом определение параметров кинетических моделей (энергия активации, частотные факторы, стехиометрические коэффициенты) требует большого количества экспериментальных исследований для обеспечения наилучшего приближения рассчитанных параметров к измеренным значениям (Vakhin et al., 2021).

Стоит отметить, что одним из ключевых процессов, определяющих эффективность технологии каталитического облагораживания, помимо снижения вязкости нефти (вследствие изменения композиции и молекулярного веса), является увеличение нефтевытеснения, вызванное вовлечением в поток доли ранее неподвижной (остаточной) нефти (Минханов и др., 2021).

В настоящей статье для оценки эффективности внутрислоевого каталитического облагораживания в масштабе залежи или пилотного участка предлагается упрощенная модель реакции преобразования исходной нефти, представленной одним псевдокомпонентом. Данный подход не требует разделения нефти на псевдокомпоненты и определения параметров и свойств каждого из них, что исключает проведение дополнительных лабораторных исследований. Основой предлагаемой упрощенной модели является динамика изменения вязкости нефти, что в свою очередь уменьшает количество степеней свободы при оценке эффективности технологии. При этом, увеличение нефтевытеснения вследствие каталитического облагораживания воспроизводится посредством задания зависимости остаточной нефтенасыщенности от степени каталитического облагораживания.

Выбор способа описания процесса преобразования нефти обусловлен, с одной стороны, сложностью композиционных изменений нефти при каталитическом акватермолизе, а с другой – необходимостью формализации процесса для использования в термогидродинамической модели и явной выраженностью процесса преобразования нефти в снижении вязкости и повышении нефтевытеснения, что наблюдается по результатам лабораторных исследований.

Лабораторные и аналитические исследования, а также оценка эффективности каталитического воздействия

в данной работе выполнены на примере залежи сверхвязкой нефти в карбонатных коллекторах Республики Куба, однако предлагаемый подход, по мнению авторов, может быть применен для различных залежей сверхвязкой нефти (СВН), на которых рассматривается внедрение технологии внутрислоевого каталитического облагораживания нефти.

Материалы и методы

В работе для проведения оценки эффективности был использован катализатор акватермолиза на основе никеля и железа в виде нефтерастворимого прекурсора – раствора таллатов никеля и железа в нефресе С4-150/200 в массовом соотношении 1:1 (ТУ 20.59.59.000-007-02066730-2018). Соотношение между железом и никелем 75:25 выбрано на основе проведенных исследований (Vakhin et al., 2023). Как ранее было установлено, при паротепловом воздействии таллаты переходных металлов разлагаются с образованием наноразмерных частиц оксидов-сульфидов никеля, которые адсорбируются на минеральной матрице породы-коллектора (Vakhin et al., 2021).

Процесс преобразования исходной нефти вследствие каталитического облагораживания описывается реакцией перехода компонента нефти OIL (исходная нефть) в компонент OIL' (нефть с максимальной степенью преобразования) в присутствии катализатора (компонент Catal).

Для описания модели реакции, основанной на вязкости, проведена серия экспериментов в реакторе высокого давления фирмы Parr Instruments (США) с загрузкой раствора прекурсора катализатора, нефтенасыщенной породы и воды. Эксперименты проведены в двух температурных режимах (250 и 300 °С) при различной продолжительности воздействия (48, 72 и 96 часов), при давлении 90 атм. (Minkhanov et al., 2023; Кудряшов и др., 2022). После завершения эксперимента по паротепловому воздействию (ПТВ) нефть отделяется от воды отстаиванием в течение 16 часов и центрифугированием. Для каждого образца нефти измеряется вязкость (табл. 1), и проводится SARA анализ.

По результатам проведенных экспериментов наблюдается выполаживание кривой вязкости нефти (рис. 1) и кривой изменения массовой доли асфальтенов (рис. 2) на интервале воздействия 72–96 часов в реакторе высокого давления при температуре 300 °С. Таким образом, в данной работе принимается, что нефть после эксперимента по ПТВ в реакторе высокого давления при температуре 300 °С в течение 96 часов имеет максимально возможную степень преобразования и состоит на 100%

	Исходная нефть	ПТВ 250 °С 48 час.	ПТВ 250 °С 72 час.	ПТВ 250 °С 96 час.	ПТВ 300 °С 48 час.	ПТВ 300 °С 72 час.	ПТВ 300 °С 96 час.
ММ, г/моль	642.4	-	-	-	-	-	485.9
Вязкость, мПа*с							
при 36 °С	355700	202400	167500	194200	15600	10100	8800
50 °С	72800	45500	44700	42900	4600	3932.7	2700
70 °С	11260	7600	7700	7300	1100	928.39	690
100 °С	1477	1100	1000	1000	210	189.34	170
150 °С	795	140	130	290	50	32.93	40

Табл. 1. Значения вязкости и молекулярной массы нефти до и после экспериментов в реакторе высокого давления

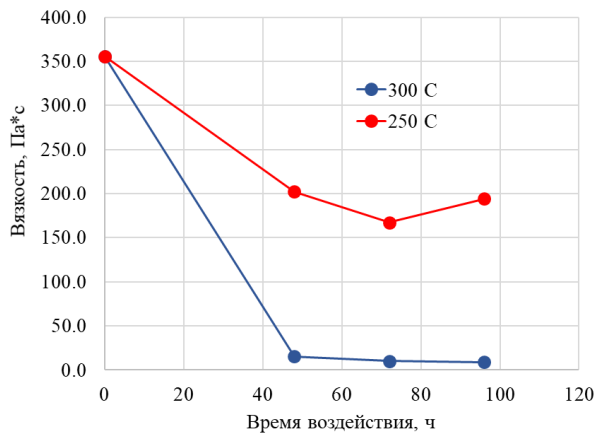


Рис. 1. Зависимость вязкости нефти от продолжительности ПТВ в присутствии катализатора при температуре 250 и 300 °C

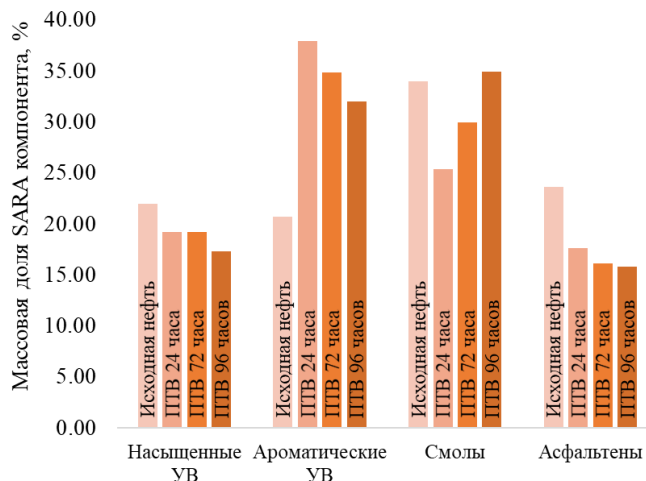


Рис. 2. Гистограмма массового содержания SARA фракций нефти при различной продолжительности ПТВ в присутствии катализатора при температуре 300 °C

из компонента OIL'. Соответственно, параметры OIL' принимаются на основе параметров нефти после указанного эксперимента.

Стехиометрические коэффициенты рассчитываются на основе материального баланса с учетом молекулярных весов рассматриваемых компонентов. Реакция имеет следующий вид:



Кинетика реакции каталитического облагораживания нефти определяется методом Фридмана.

1) По значениям вязкости определяется молярное соотношение компонентов OIL/OIL' спустя определенное время воздействия (48, 72 и 96 часов) для двух температурных режимов (250 и 300 °C), и определяется концентрация OIL' (моль/л) для всех экспериментов (табл. 2).

	Исходная нефть	ПТВ 250 °C 48 час.	ПТВ 250 °C 72 час.	ПТВ 250 °C 96 час.	ПТВ 300 °C 48 час.	ПТВ 300 °C 72 час.	ПТВ 300 °C 96 час.
OIL (д.ед мол)	1	0.85	0.8	0.84	0.15	0.04	0
OIL' (д.ед мол)	0	0.15	0.2	0.16	0.85	0.96	1
Концентрация OIL', моль/л	0	0.27	0.36	0.29	1.82	2.15	2.26

Табл. 2. Результаты определения молярной доли исходной и преобразованной нефти

$$\ln \mu = \text{OIL} (\text{д. ед мол}) \cdot \ln \mu_{\text{OIL}} + \text{OIL}' (\text{д. ед мол}) \cdot \ln \mu_{\text{OIL}'}$$

где μ – измеренная вязкость нефти после эксперимента в реакторе высокого давления при определенном температурном режиме и времени воздействия, μ_{OIL} – вязкость исходной нефти (355 700 сПз при 36 °C), $\mu_{\text{OIL}'}$ – вязкость преобразованной нефти (8800 сПз при 36 °C).

2) Определяется скорость реакции при 250 и 300 °C (как угол наклона кривой зависимости концентрации от времени на рис. 3).

3) Определяется энергия активации и предэкспоненциальный множитель по зависимости скорости реакции от 1/T (уравнение Аррениуса) (рис. 4).

Численное моделирование процесса каталитического облагораживания нефти и процессов массо- и теплопереноса в данной работе выполнено с использованием гидродинамического симулятора CMG STARS.

Процесс каталитического облагораживания в реакторе высокого давления воспроизводится на численной модели ячейки реактора (рис. 5), и кинетические параметры

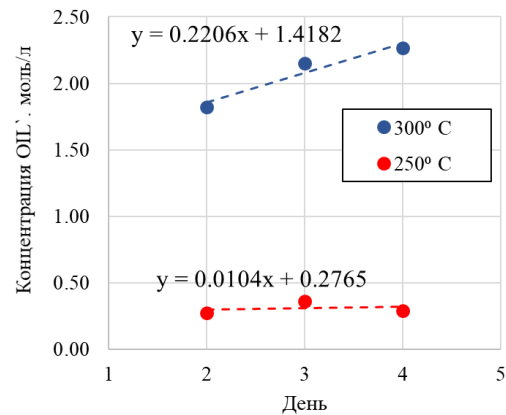


Рис. 3. График зависимости концентрации преобразованной нефти от времени каталитического воздействия в реакторе высокого давления

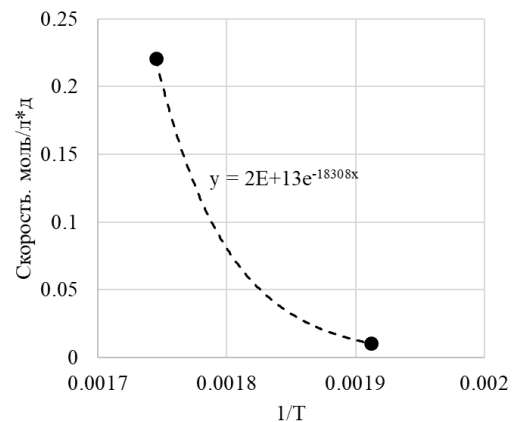


Рис. 4. График зависимости скорости реакции от температуры каталитического воздействия в реакторе высокого давления

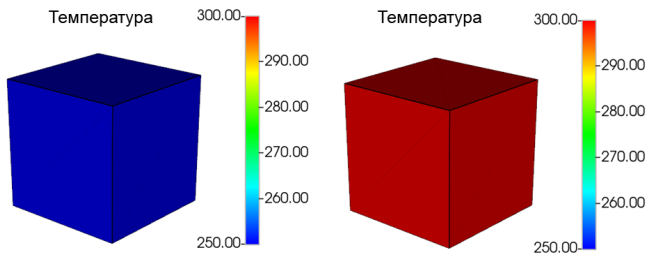


Рис. 5. Численная модель ячейки реактора

реакции настраиваются путем адаптации модели на результаты лабораторных экспериментов (рис. 6–7). Размерность численной термической гидродинамической модели соответствует параметрам ячейки реактора. Массовое соотношение нефти к катализатору задано согласно условиям проведения эксперимента (22 г нефти, 2,8 г катализатора). Результаты адаптации приведены в табл. 3.

Увеличение нефтевытеснения оценивается по результатам следующих фильтрационных исследований:

- базовый эксперимент вытеснения нефти паром;
- эксперимент вытеснения нефти паром в присутствии катализатора.

При создании насыпной модели ядра в эксперименте использован исходный неэкстрагированный ядро, который был перемолот до фракции 0,1 ÷ 1,0 мм. Перемолотая неэкстрагированная порода в перемешивающем аппарате во всех экспериментах перемешивалась с водой заданной минерализации в массовом соотношении нефть:вода, равном 3:1, что соответствует исходной нефтенасыщенности рассматриваемого пласта. Пластовое давление создавалось азотом. Эксперименты проводились при температуре 300 °С с предварительным выдерживанием модели

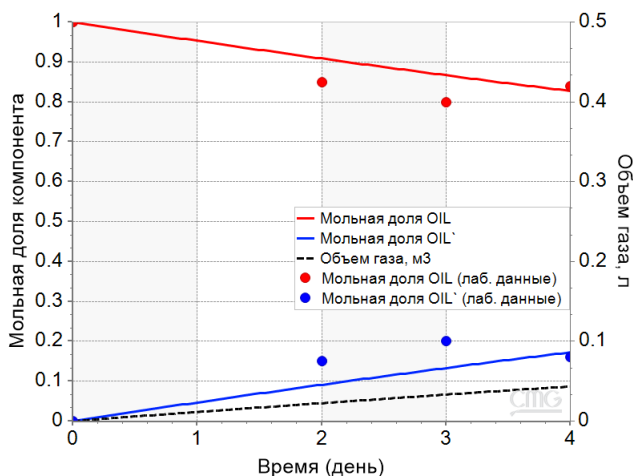


Рис. 6. Результаты расчета модели ячейки (при 250 °С): точками отображены результаты, полученные в ходе обработки результатов экспериментов

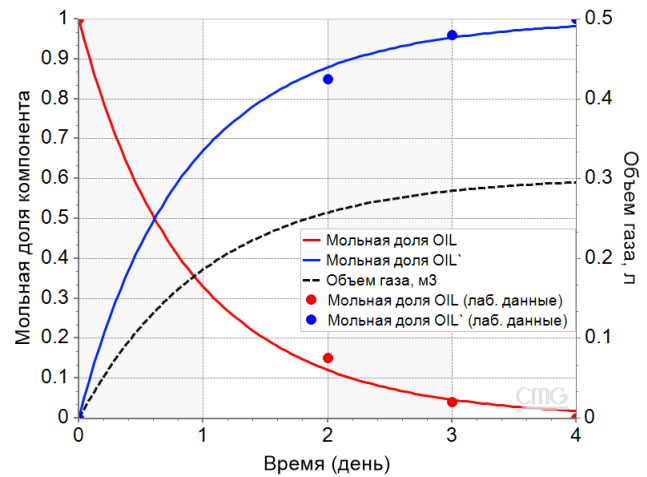


Рис. 7. Результаты расчета модели ячейки (при 300 °С)

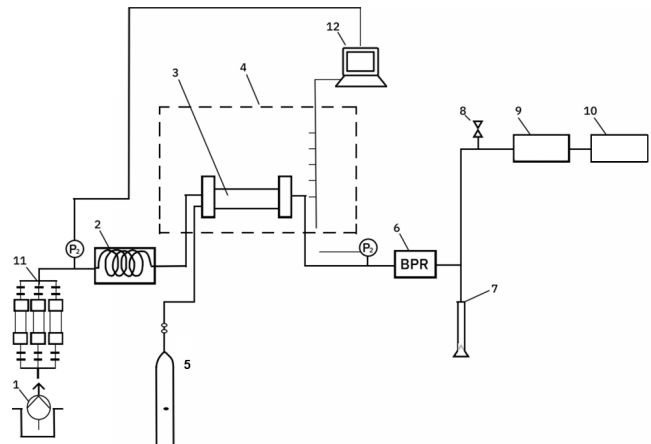


Рис. 8. Схема фильтрационной установки для проведения экспериментов по вытеснению нефти: 1 – плунжерный насос высокого давления марки ЛН-400, 2 – парогенератор, 3 – фланцевый кернодержатель, 4 – термошкаф, 5 – баллон азота, 6 – регулятор обратного давления, 7 – сепарационная бюретка, 8 – клапан отбора газа, 9 – газовая бюретка, 10 – газовый хроматограф, 11 – поршневые контейнеры, 12 – персональный компьютер с подключенными датчиками давления

в течение 12 часов согласно ОСТ 39-195-86 на фильтрационной установке (рис. 8). Подробное описание установки представлено в работе (Anikin et al., 2022).

Результаты и выводы

Результаты фильтрационных экспериментов приведены в табл. 4. Эксперименты воспроизводились на численной модели (рис. 9) с использованием масштабирования остаточной нефтенасыщенности от молярной доли компонента OIL' в нефтяной фазе, рассчитанной на основе кинетики реакции преобразования (рис. 10).

	Полученные в ходе обработки результатов экспериментов	OD модель реактора
Предэкспоненциальный множитель, А	2.00E+13	1.80E+13
Энергия активации, Еакт, Дж/моль	1.52E+05	1.60E+05
Молярная доля OIL' после 96 часов при 250 °С	16	16.7
Молярная доля OIL' после 96 часов при 300 °С	100	97.9

Табл. 3. Результаты определения кинетических параметров реакции

Параметр	Базовый эксперимент	Эксперимент в присутствии катализатора
Масса вытесненной нефти, г	41.9	67.6
Коэффициент вытеснения нефти, %	27.9	45.0
Дополнительное вытеснение нефти (относительный прирост), %	-	61.3
Дополнительное вытеснение нефти (абсолютный прирост), %	-	17.1

Табл. 4. Результаты фильтрационных экспериментов

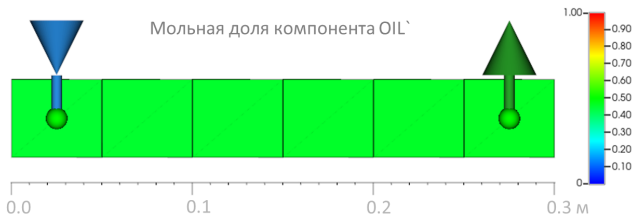


Рис. 9. Численная модель фильтрационного эксперимента. Профиль распределения степени преобразования нефти на момент завершения эксперимента

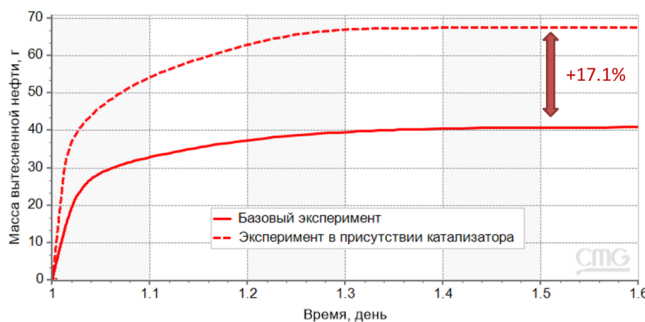


Рис. 10. Результаты расчета численной модели фильтрационного эксперимента. График накопленной добычи нефти

Для оценки эффективности внутрипластового каталитического облагораживания при пароциклической стимуляции на численной секторной модели пилотного участка (рис. 11) проводились прогнозные расчеты по закачке пара и катализатора.

В качестве основы численной модели пилотного участка используется секторная термическая гидродинамическая модель (ТГДМ) залежи сверхвязкой нефти в карбонатном трещиноватом коллекторе в Республике Куба, предварительно садаптированная на историю разработки. Секторная модель включает наклонно-направленную скважину, на которой реализуется пароциклическая обработка. Используется локальное измельчение сетки в интервалах перфорации скважины (до размерности 5×5 м) с целью анализа эффективности преобразования нефти в призабойной зоне пласта. Тип модели – модель двойной проницаемости. В секторной модели принята однородная параметризация трещин по параметрам: поровый объем трещин, расстояние между трещинами, доля породы в кубе трещины. Гидродинамическая модель включает зависимость вязкости нефти и масштабирование остаточной нефтенасыщенности от температуры и степени каталитического преобразования. Средняя глубина залежи 600 м. Начальное давление 62 атм, начальная температура пласта 36 °С. Реализуется закачка пара

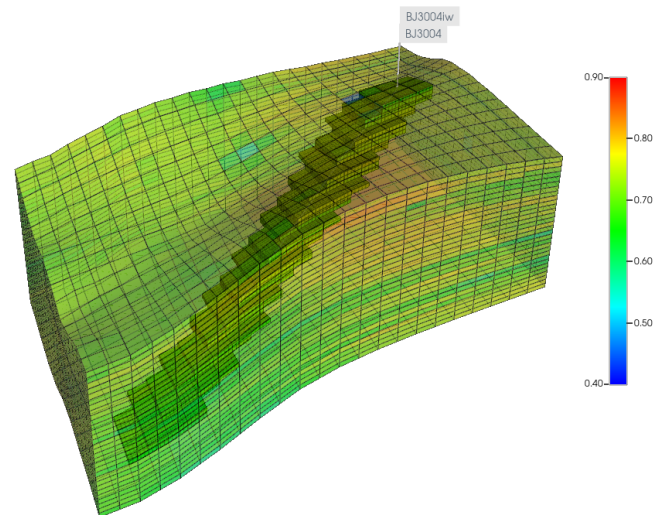


Рис. 11. Секторная модель пилотного участка. Куб нефтенасыщенности

с температурой 300 °С и сухостью пара 80%. На основе анализов истории работы скважин при построении модели участка месторождения авторами модели были оценены давление закрытия трещины (98 атм) и давление открытия трещины (102 атм).

В рамках настоящей работы с целью описания процессов каталитического аквагермолиза в численной модели пилотного участка модели учитывались:

- реакция преобразования исходной нефти, кинетические параметры которой основаны на результатах моделирования реактора высокого давления;
- адсорбция катализатора в породе, рассчитанная по результатам замеров концентрации никеля и железа в породе после проведения эксперимента с катализатором и растворителем при 300 °С и равная 0.368 мг/г (4.21 г моль/м³ порового пространства);
- зависимость остаточной нефтенасыщенности от степени преобразования нефти (концентрация OIL^{*}), основанная на результатах адаптации фильтрационного эксперимента в одномерной численной модели.

Проводился базовый расчет модели для оценки степени прогрева околоскважинного пространства перед проведением закачки катализатора и определения базовой добычи. Рассчитывались варианты закачки товарной формы катализатора (6 т и 15 т) после цикла добычи с последующей закачкой пара.

По результатам базового расчета на момент закачки товарной формы катализатора по стволу скважины обеспечивался прогрев, достаточный для инициации каталитического облагораживания нефти – от 150 °С (рис. 12–13).

По результатам прогнозных расчетов по закачке товарной формы катализатора (6 т) на секторной ТГДМ участка дополнительная добыча нефти за период 1 год (3 цикла закачка-добыча) составила 15.2% относительно базового варианта (пароциклическое воздействие) (рис. 13).

Увеличение закачиваемого катализатора (до 15 т) приводит к увеличению показателя дополнительной добычи нефти на 9.9% вследствие значительно большей

протяженности распространения катализатора вдоль ствола скважины (рис. 14)

По результатам прогнозных расчетов эффективность применения закачки катализатора составила 15–25% в зависимости от объема оторочки катализатора, в то время как по результатам лабораторных исследований получен прирост вытеснения нефти на 61.3% относительно базового варианта с закачкой пара.

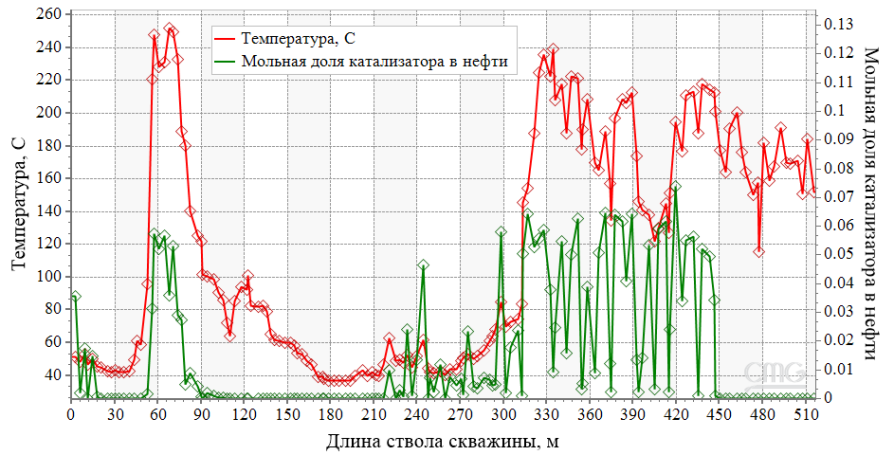


Рис. 12. Профиль распределения температуры и мольной доли катализатора вдоль траектории скважины при закачке 6 т катализатора

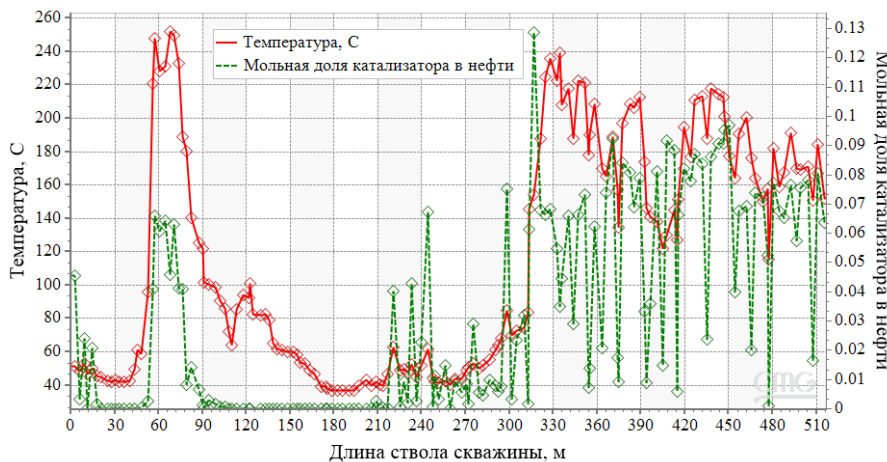


Рис. 13. Профиль распределения температуры и мольной доли катализатора вдоль траектории скважины при закачке 15 т катализатора

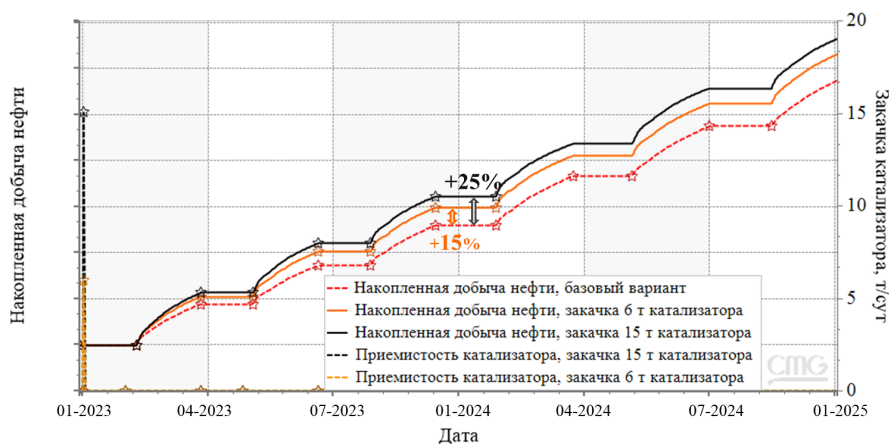


Рис. 14. График накопленных показателей добычи нефти при базовом варианте закачки пара (базовый вариант) и при вариантах закачки товарной формы катализатора (вариант с катализатором 6 т, вариант с катализатором 15 т)

Это объясняется тем, что в лабораторных условиях обеспечивается равномерное распределение катализатора по всему объему образца насыпной модели и равномерный прогрев модели при закачке пара.

Основной причиной снижения эффективности каталитического воздействия при оценке в масштабе пилотного участка являлся учет неравномерности прогрева и распределения катализатора по пласту. Вследствие неоднородности фильтрационно-емкостных свойств и процессов массопереноса матрица-трещина эффективность применения технологии в значительной мере определяется характером распространения катализатора по пласту и геолого-техническими условиями целевого пласта (распределение температуры по стволу, наличие остаточной нефти, наличие источников поступления воды в скважину). Так, возможность эффективного повышения охвата пласта катализатором по вертикали определяется равномерностью прогрева и приемистостью интервалов пласта для углеводородной фазы. Повышение эффективного охвата пласта по горизонтали определяется дальностью прогрева пласта до температуры начала процесса каталитического облагораживания (160 °С).

Таким образом, для оценки эффективности применения тепловых методов при разработке залежей СВН, характеризующихся неоднородными фильтрационно-емкостными свойствами пласта, а также нестационарными фильтрационными режимами, необходимо применять комплексный подход, включающий лабораторные исследования, физическое и гидродинамическое моделирование. Перенос результатов фильтрационных исследований на масштабы месторождения в данном случае позволяет выявлять эффекты различных порядков, оказывающие значительное воздействие на эффективность процесса.

Заключение

Работа посвящена описанию метода оценки эффективности разработки залежи сверхвязкой нефти с использованием технологии внутрипластового каталитического облагораживания при пароциклической стимуляции. Приводятся результаты применения метода в масштабе пилотного участка.

Используемый метод основан на лабораторных исследованиях и гидродинамическом моделировании и предполагает использование реакции облагораживания нефти вследствие каталитического облагораживания и зависимости остаточной нефтенасыщенности от степени облагораживания. Количественные параметры процесса основаны на результатах экспериментальных исследований по замеру вязкости и коэффициента вытеснения.

Результаты применения используемого подхода в масштабах пилотного участка залежи СВН Республики Куба показывают, что в рассматриваемых геологических условиях технология внутрипластового каталитического облагораживания при пароциклической стимуляции является перспективным методом повышения нефтеотдачи и позволяет извлекать до 25% дополнительной нефти. При этом эффективность каталитической обработки определяется не только химико-физическими изменениями состава нефти, но также зависит от степени и равномерности прогрева ствола скважины, степени выработанности запасов, неоднородности фильтрационно-емкостных свойств

пласта и адсорбцией катализатора в прискважинном пространстве, что подтверждает необходимость применения комплексного подхода для оценки эффективности технологии, включающего лабораторные исследования, физическое и гидродинамическое моделирование

Литература

- Кудряшов С.И., Афанасьев И.С., Соловьев А.В., Петрашов О.В., Сансиев Г.В., Дубровин К.А., Волик А.И., Симаков Я.О., Вахин А.В., Мухаматдинов И.И., Ситнов С.А., Минханов И.Ф., Варфоломеев М.А., Болотов А.В., Нургалиев Д.К. (2022). Технология каталитического акватермолиза на месторождении Бока де Харуко: от идеи до практического применения. *Нефтяное хозяйство*, (9), с. 37–41. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-9-37-41>
- Минханов И.Ф., Болотов А.В., Аль-Мунтасер А.А., Мухаматдинов И.И., Вахин А.В., Варфоломеев М.А. и др. (2021). Исследования эффективности вытеснения нефти паром с использованием растворителя и катализатора. *Нефтяное хозяйство*, (6), с. 54–57. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-6-54-57>
- Alonso-Ramirez G. et al. (2018). Analysis of the thermal hydrocracking of heavy fuel oil. *Petroleum Science and Technology*, 36(7), pp. 507–513. <https://doi.org/10.1080/10916466.2018.1428627>
- Alonso-Ramirez G. et al. (2021). Catalytic hydrocracking of a Mexican heavy oil on a MoS₂/Al₂O₃ catalyst: II. Study of the transformation of isolated aromatics fraction obtained from SARA analysis. *Fuel*, 288, pp. 119541. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.119541>
- Anikin, O.V., Bolotov, A.V., Minkhanov, I.F. et al. (2022). Factors influencing hydrogen peroxide decomposition dynamics for thermochemical treatment of bottomhole zone. *J Petrol Explor Prod Technol*, (12), pp. 2587–2598. <https://doi.org/10.1007/s13202-022-01507-z>
- Askarova A. et al. (2020). Thermal enhanced oil recovery in deep heavy oil carbonates: Experimental and numerical study on a hot water injection performance. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 194, 107456. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107456>
- Bueno Zapata N., Morales Mora O.A., Mejía Cárdenas J.M. (2019). Practical kinetic coupling to multi-component and multi-phase flow transport during in-situ heavy oil upgrading processes using an equation of state-based numerical reservoir simulation. *SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition*, Abu Dhabi, UAE. <https://doi.org/10.2118/196667-MS>
- Maity S.K., Ancheyta J., Marroquín G. (2010). Catalytic aquathermolysis used for viscosity reduction of heavy crude oils: A review. *Energy & Fuels*, 24(5), pp. 2809–2816. <https://doi.org/10.1021/ef100230k>
- Minkhanov I.F., Chalin V.V., Tazeev A.R., Bolotov A.V., Mukhamatdinov I.I. et al. (2023). Integrated Modeling of the Catalytic Aquathermolysis Process to Evaluate the Efficiency in a Porous Medium by the Example of a Carbonate Extra-Viscous Oil Field. *Catalysts*, 13(2), p. 283. <https://doi.org/10.3390/catal13020283>
- Morrow, A.W., Mukhametshina, A., Aleksandrov, D., Hascakir B. (2014). Environmental Impact of Bitumen Extraction with Thermal Recovery. *SPE Heavy Oil Conference-Canada*, Calgary, Alberta, Canada. <https://doi.org/10.2118/170066-MS>
- Nazarova G.Y. et al. (2021). A model of catalytic cracking: Product distribution and catalyst deactivation depending on saturates, aromatics and resins content in feed. *Catalysts*, 11(6), p. 701. <https://doi.org/10.3390/catal11060701>
- Tirado A. et al. (2022). Kinetic modeling of aquathermolysis for upgrading of heavy oils. *Fuel*, 310, 122286. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.122286>
- Vakhin A.V., Aliev F.A., Mukhamatdinov I.I., Sitnov S.A., Kudryashov S.I., Afanasiev I.S., Petrashov O.V., Nurgaliev D.K. (2021). Extra-heavy Oil Aquathermolysis Using Nickel-based Catalyst: Some Aspects of in-situ Transformation of Catalyst Precursor. *Catalysts*, 11(2), 189, pp. 1–22. <https://doi.org/10.3390/catal11020189>
- Vakhin A.V., Aliev F.A., Mukhamatdinov I.I., Sitnov S.A., Pyataev A.V., Kudryashov S.I., Afanasiev I.S., Solovov A.V., Sansiev G.V., Antonenko D.A. et al. (2023). Catalytic activity of bimetallic nanoparticles based on iron and nickel sulfides for hydrogenolysis of heavy oil in case of Boca de Jaruco reservoir. *Molecular catalysis*, 546, 113261. <https://doi.org/10.1016/j.mcat.2023.113261>
- Vakhin A.V., Mukhamatdinov I.I., Aliev F., Feoktistov D., Sitnov S.A., Gafurov M., Minkhanov I.F., Varfolomeev M.A., Nourgaliev D.K., Simakov I.A.O., Latypov A., Petrashov O., Solovov A., Sansiev G. (2021). Industrial Application of Nickel Tallowate Catalyst During Cyclic Steam Stimulation in Boca De Jaruco Reservoir. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. <https://doi.org/10.2118/206419-MS>

Сведения об авторах

Регина Эдуардовна Сафина – инженер, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420111, Казань, ул. Большая Красная, д. 4
e-mail: safinar101@gmail.com

Сергей Анатольевич Усманов – старший преподаватель, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420111, Казань, ул. Большая Красная, д. 4

Ильгиз Фаильевич Минханов – старший преподаватель, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420111, Казань, ул. Большая Красная, д. 4

Ирек Изаилович Мухаматдинов – кандидат техн. наук, старший научный сотрудник, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420111, Казань, ул. Лобачевского, д. 1/29

Ярослав Олегович Симаков – руководитель направления НТЦ Управления МУН НТЦ, АО «ВНИИнефть»
Россия, 127422, Москва, Дмитровский проезд, д. 10

Алексей Владимирович Вахин – кандидат техн. наук, ведущий научный сотрудник, Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420111, Казань, ул. Лобачевского, д. 1/29

Владислав Анатольевич Судаков – директор НОЦ «Моделирование ТРИЗ», Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420111, Казань, ул. Большая Красная, д. 4

Михаил Алексеевич Варфоломеев – кандидат хим. наук, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации месторождений трудноизвлекаемых углеводородов, Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420111, Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5

Данис Карлович Нургалиев – доктор геол.-минерал. наук, проректор по направлениям нефтегазовых технологий, природопользования и наук о Земле, Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420111, Казань, ул. Чернышевского, д. 7

Статья поступила в редакцию 15.09.2023;
Принята к публикации 15.11.2023;
Опубликована 30.12.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Efficiency estimation of super-viscous oil recovery by in-situ catalytic upgrading in cyclic steam stimulation: from laboratory screening to numerical simulation

R.E. Safina^{1}, S.A. Usmanov¹, I.F. Minkhanov¹, I.I. Mukhamatdinov¹, Ya.O. Simakov², V.A. Vakhin¹, V.A. Sudakov¹, M.A. Varfolomeev¹, D.K. Nurgaliev¹*

¹Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

²VNIIneft JSC, Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Regina E. Safina, e-mail: safinar101@gmail.com

Abstract. This article describes a method of predicting super-viscous oil deposit development performance by catalytic aquathermolysis process in cycling steam simulation (CSS). This technology involves the injection of an oil-soluble catalyst into the reservoir after several cycles of steam injection and oil production. According to the results of laboratory studies, the effect of catalytic oil upgrading in the reservoir is expressed in non-instantaneous reduction in oil viscosity and increase in sweep efficiency. To assess the effectiveness of the technology on the field-scale thermal numerical simulation model, based on the results of laboratory studies, is used. The oil upgrading process is represented in the model by the oil upgrading reaction and dependence of oil viscosity and residual oil saturation on the degree of oil upgrading. The kinetic parameters of the reaction and the properties of the converted oil are adjusted according to the results of experiments in a high-pressure reactor and tube tests.

Field scale numerical simulation resulted in dependance of catalytic upgrading efficiency on the uniformity of well temperature profile, presence of residual oil and reservoir properties at the effective wellbore radius. It is shown that

the effect of catalytic upgrading on a CSS well is determined not only by physical and chemical changes in oil composition but also by adsorption properties of the catalyst itself, heating the wellbore region and matrix and fracture interaction in reservoir. According to simulation results, choosing an optimal catalytic volume and injection scenario allows the recovery of up to 25% of additional oil, that reveals good perspectives of improving steam-based technologies by in-situ catalytic upgrading.

Keywords: catalytic upgrading, super-viscous oil, numerical simulation, catalytic aquathermolysis

Recommended citation: Safina R.E., Usmanov S.A., Minkhanov I.F., Mukhamatdinov I.I., Simakov Ya.O., Vakhin V.A., Sudakov V.A., Varfolomeev M.A., Nurgaliev D.K. (2023). Efficiency estimation of super-viscous oil recovery by in-situ catalytic upgrading in cyclic steam stimulation. From laboratory screening to numerical simulation. *Georesursy = Georesources*, 25(4), pp. 106–114. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.7>

References

- Alonso-Ramírez G. et al. (2018). Analysis of the thermal hydrocracking of heavy fuel oil. *Petroleum Science and Technology*, 36(7), pp. 507–513. <https://doi.org/10.1080/10916466.2018.1428627>
- Alonso-Ramírez G. et al. (2021). Catalytic hydrocracking of a Mexican heavy oil on a MoS₂/Al₂O₃ catalyst: II. Study of the transformation of isolated aromatics fraction obtained from SARA analysis. *Fuel*, 288, pp. 119541. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.119541>
- Anikin, O.V., Bolotov, A.V., Minkhanov, I.F. et al. (2022). Factors influencing hydrogen peroxide decomposition dynamics for thermochemical treatment of bottomhole zone. *J Petrol Explor Prod Technol*, (12), pp. 2587–2598. <https://doi.org/10.1007/s13202-022-01507-z>
- Askarova A. et al. (2020). Thermal enhanced oil recovery in deep heavy oil carbonates: Experimental and numerical study on a hot water injection performance. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 194, 107456. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107456>
- Bueno Zapata N., Morales Mora O.A., Mejía Cárdenas J.M. (2019). Practical kinetic coupling to multi-component and multi-phase flow transport during in-situ heavy oil upgrading processes using an equation of state-based numerical reservoir simulation. *SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition*, Abu Dhabi, UAE. <https://doi.org/10.2118/196667-MS>
- Kudryashov S.I., Afanasiev I.S., Solovyev A.V., Petrashov O.V., Sansiev G.V., Dubrovin K.A., Volik A.I., Simakov Ia.O., Vakhin A.V., Mukhamatdinov I.I., Sitnov S.A., Minkhanov I.F.; Varfolomeev M.A., Bolotov A.V., Nourgaliev D.K. (2022). Application of catalytic aquathermolysis technology in Boca de Jaruco oilfield: spotlight from theory to field test. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, (9), pp. 37–41. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-9-37-41>
- Maity S.K., Ancheyta J., Marroquín G. (2010). Catalytic aquathermolysis used for viscosity reduction of heavy crude oils: A review. *Energy & Fuels*, 24(5), pp. 2809–2816. <https://doi.org/10.1021/ef100230k>
- Minkhanov I.F., Chalin V.V., Tazeev A.R., Bolotov A.V., Mukhamatdinov I.I. et al. (2023). Integrated Modeling of the Catalytic Aquathermolysis Process to Evaluate the Efficiency in a Porous Medium by the Example of a Carbonate Extra-Viscous Oil Field. *Catalysts*, 13(2), p. 283. <https://doi.org/10.3390/catal13020283>
- Minkhanov I.F., Bolotov A.V., Al-Muntaser A., Mukhamatdinov I., Vakhin A., Varfolomeev M. (2021). Experimental study on the improving the efficiency of oil displacement by co-using of the steam-solvent catalyst. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, (6), pp. 54–57. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-6-54-57>
- Morrow, A.W., Mukhametshina, A., Aleksandrov, D., Hascakir B. (2014). Environmental Impact of Bitumen Extraction with Thermal Recovery. *SPE Heavy Oil Conference-Canada*, Calgary, Alberta, Canada. <https://doi.org/10.2118/170066-MS>
- Nazarova G.Y. et al. (2021). A model of catalytic cracking: Product distribution and catalyst deactivation depending on saturates, aromatics and resins content in feed. *Catalysts*, 11(6), p. 701. <https://doi.org/10.3390/catal11060701>
- Tirado A. et al. (2022). Kinetic modeling of aquathermolysis for upgrading of heavy oils. *Fuel*, 310, 122286. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.122286>
- Vakhin A.V., Aliev F.A., Mukhamatdinov I.I., Sitnov S.A., Kudryashov S.I., Afanasiev I.S., Petrashov O.V., Nurgaliev D.K. (2021). Extra-heavy Oil Aquathermolysis Using Nickel-based Catalyst: Some Aspects of in-situ Transformation of Catalyst Precursor. *Catalysts*, 11(2), 189, pp. 1–22. <https://doi.org/10.3390/catal11020189>
- Vakhin A.V., Aliev F.A., Mukhamatdinov I.I., Sitnov S.A., Pyataev A.V., Kudryashov S.I., Afanasiev I.S., Solovyev A.V., Sansiev G.V., Antonenko D.A. et al. (2023). Catalytic activity of bimetallic nanoparticles based on iron and nickel sulfides for hydrogenolysis of heavy oil in case of Boca de Jaruco reservoir. *Molecular catalysis*, 546, 113261. <https://doi.org/10.1016/j.mcat.2023.113261>
- Vakhin A.V., Mukhamatdinov I.I., Aliev F., Feoktistov D., Sitnov S.A., Gafurov M., Minkhanov I.F., Varfolomeev M.A., Nourgaliev D.K., Simakov Ia.O., Latypov A., Petrashov O., Solovyev A., Sansiev G. (2021). Industrial Application of Nickel Tallate Catalyst During Cyclic Steam Stimulation in Boca De Jaruco Reservoir. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. <https://doi.org/10.2118/206419-MS>

About the Authors

Regina E. Safina – Engineer, Kazan Federal University
4, Bolshaya Krasnaya st., Kazan, 420111, Russian Federation

e-mail: safinar101@gmail.com

Sergey A. Usmanov – Senior Lecturer, Kazan Federal University
4, Bolshaya Krasnaya st., Kazan, 420111, Russian Federation

Ilgiz F. Minkhanov – Senior Lecturer, Kazan Federal University
4, Bolshaya Krasnaya st., Kazan, 420111, Russian Federation

Irek I. Mukhamatdinov – Cand. Sci. (Technology), Senior Researcher, Kazan Federal University
1/29, Lobachevskogo st., Kazan, 420111, Russian Federation

Yaroslav O. Simakov – Head of Research and Development Center, EOR Department, VNIIneft JSC
10, Dmitrovsky pr., Moscow, 127422, Russian Federation

Alexey V. Vakhin – Cand. Sci. (Technology), Senior Researcher, Kazan Federal University
1/29, Lobachevskogo st., Kazan, 420111, Russian Federation

Vladislav A. Sudakov – Head of Research Educational Center “Hard-to-Recover Reserves Simulation”, Kazan Federal University
4, Bolshaya Krasnaya st., Kazan, 420111, Russian Federation

Mikhail A. Varfolomeev – Cand. Sci. (Chemistry), Head of the Department of Development and Operation of Hard-to-Recover Hydrocarbon Deposits, Kazan Federal University
4/5, Kremlevskaya st., Kazan, 420111, Russian Federation

Danis K. Nurgaliev – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Vice-Rector for Petroleum Technologies, Environmental management and Earth Science, Kazan Federal University
7, Chernyshevskogo st., Kazan, 420111, Russian Federation

Manuscript received 15 September 2023;

Accepted 15 November 2023;

Published 30 December 2023