

УДК 553.98(075.8)

DOI: 10.52531/1682-1696-2025-25-3-60-66

Научная статья

EDN: GXKSXO

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕРМОГАЗОХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ДЛЯ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА С ЦЕЛЬЮ УДАЛЕНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ДЛЯ УСЛОВИЙ АШАЛЬЧИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ЛАБОРАТОРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ)

В.А. Милютина,
А.О. Малахов,
Н.А. Козырев,
Е.В. Маратканова,
А.Ф. Шагеев, С.А. Долгих
КАЗАНСКИЙ (ПРИВОЛЖСКИЙ)
ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ, МОСКВА,
РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

В статье изложены результаты лабораторного тестирования термохимического состава (ТХС), применяемого в качестве основного рабочего агента в технологии термогазозимического воздействия (ТГХВ) на призабойную зону пласта (ПЗП) с целью ее очистки от асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО).

Объектом для возможного применения ТГХВ с тестируемым ТХС является Ашальчинское месторождение. Основная цель проведенного исследования – оценка эффективности применения ТХС для обработки ПЗП с целью удаления существующих АСПО. В результате фильтрационных испытаний было установлено, что применение ТХС позволяет увеличить проницаемость кольтатированного образца, а проведенный SARA-анализ нефти выявил положительное изменение ее компонентного состава – увеличение содержания насыщенных и ароматических углеводородов. Полученные результаты подтверждают эффективность термохимического метода для борьбы с АСПО. Также в работе предложены направления модернизации технологии: добавление ПАВ и других присадок к ТХС для повышения эффективности обработки.

Ключевые слова: термогазохимическое воздействие, кольтатация, АСПО, бинарные смеси, тепловые методы

Original article

APPLICATION OF A THERMOCHEMICAL FLUID FOR NEAR-WELLBORE ZONE TREATMENT TO REMOVE ASPHALTENE- RESIN-PARAFFIN DEPOSITS UNDER ASHALCHINSKOYE FIELD CONDITIONS (LABORATORY MODELING)

V.A. MILYUTINA, A.O. MALAKHOV,
N.A. KOZYREV, E.V. MARATKANOVA,
A.F. SHAGEEV, S.A. DOLGIKH
KAZAN (VOLGA REGION) FEDERAL
UNIVERSITY, MOSCOW, RUSSIAN FEDERATION

This paper presents the results of laboratory testing of a Thermochemical Fluids (TCF), employed as the primary active agent in the Thermo-Chemical Treatment (TCT) technology for the remediation of the near-wellbore zone from Asphaltene-Resin-Paraffin Deposits (ARPD).

The Ashalchinskoye field was identified as the target reservoir for the potential application of TCT utilizing the tested TCF. The primary objective of this study was to evaluate the efficacy of the TCF for the near-wellbore zone treatment aimed at removing existing ARPD. Core flood experiments on damaged core samples demonstrated that TCF application significantly enhanced permeability. Subsequent SARA (Saturates, Aromatics, Resins, Asphaltenes) analysis of the crude oil revealed a favorable shift in its compositional profile, characterized by an increased proportion of saturated and aromatic hydrocarbons. The obtained results confirm the effectiveness of the thermochemical method for ARPD mitigation. Furthermore, the study proposes potential enhancements to the technology, including the addition of surfactants and other additives to the TCF formulation to improve treatment performance.

KEY WORDS: Thermo-Chemical Treatment (TCT), Permeability Impairment, Asphaltene-Resin-Paraffin Deposits (ARPD), Binary Mixtures, Thermal EOR

ВВЕДЕНИЕ

Проблема отложения асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ) в призабойной зоне пласта (ПЗП) на сегодняшний день является весьма актуальной для большинства нефтедобывающих регионов РФ [1].

Метод термогазохимического воздействия на ПЗП известен давно и применяется при эксплуатации добывающих скважин на месторождениях парафинистых и высокосмолистых нефтей, к которым можно отнести и Ашальчинское месторождение. Суть метода заключается в закачке рабочего агента (как правило одного или нескольких химических реагентов) в скважину с дальнейшим его активированием. Результат активации – экзотермическая реакция с высокоскоростной генерацией горячих газов. В результате продолжительного протекания реакции происходит прогрев призабойной зоны, что позволяет удалять органические отложения со ствола скважины и ПЗП [4].

В качестве рабочего агента как в РФ, так и за рубежом наиболее часто закачивают так называемые бинарные смеси (БС) [7–9]. БС – это водные растворы двух неорганических солей, в которые в зависимости от условий применения добавляется инициатор или ингибитор химической реакции. Одним из компонентов бинарной смеси чаще всего является нитрат аммония, также используется хлорид аммония, но его использование осложняется возможностью образования хлорсодержащих веществ в пластовых условиях. Вторым компонентом БС является нитрит натрия. Выбор этих солей определен коммерческой доступностью и высоким показателем теплового эффекта реакций.

Стоит также отметить, что данная технология не требует специальной подготовки штата и дополнительной комплектации флота, реализация технологии возможна с применением основного состава флота для кислотной обработки скважины.

В рамках программы опытно-промышленного внедрения предприятием ООО «НТРС-КОМИ» с 2014 по 2016 г. технологии термогазохимического воздействия (ТГХВ) БС была успешно реализована на 48 скважинах Усинского месторождения [6]. По результатам проведенных работ в 2017 г. руководство ПАО «ЛУКОЙЛ» приняло решение о переводе технологии ТГХВ БС в промышленное применение. Прирост добычи наблюдается в 95% случаев обработки. В среднем дебит по жидкости увеличивается в 2,5 раза. Дебит по нефти увеличивается в 2 раза.

Фильтрационные исследования, проводимые в ТатНИПИнефть [6], показали, что закачка термохимических композиций значительно увеличивает коэффициент вытеснения высоковязкой нефти – с 23,8 до 33,8%. В процессе реализации технологии произошло улучшение фильтрационно-емкостных характеристик приквасинной зоны пласта в результате ее очистки от асфальтосмолистых отложений, а также увеличение подвижности высоковязкой нефти.

Кокарев М.О. и Мирский А.В. [3] авторы рекомендуют перед проведением метода гидро- и газоразрыва для пластов с ухудшенными коллекторскими свойствами выполнять ТГХВ с целью удаления отложений со стенок скважины в интервале перфорации.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Ранее, в патенте [5] был проведен ряд экспериментов по определению оптимальной концентрации термохимического состава (ТХС) на основе нитрита натрия и нитрата аммония при равномольном их соотношении. Эксперименты выполнялись в реакторе высокого давления объемом 300 мл. Исследовались составы с концентрацией в диапазоне от 30 до 70%. В реактор помещался ТХС с определенной концентрацией, далее автоклав герметизировался, производилось удаление воздушной прослойки путем продувки азотом, после чего реактор нагревался до 85°C. В процессе нагрева записывались значения температуры и давления непосредственно внутри реактора. Результаты изменения температуры и давления при различных концентрациях ТХС приведены на рисунках 1 и 2. Согласно результатам, опубликованным в патенте, оптимальной концентрацией ТХС является 60%. Далее все эксперименты проводились с концентрацией 60%.

Исследования разделены на две части. Первая часть включает фильтрационные эксперименты с закачкой ТХС и ее термической активацией. Вторая часть – это сравнение SARA-анализа нефти до и после воздействия ТХС.

Проведение фильтрационных испытаний позволило понять эффективность удаления кольматаций, вызванных АСПВ.

В данной работе проводилось оценка эффективности удаления кольматационных отложений путем сравнения исходной проницаемости, проницаемости с кольматацией и проницаемости после реагирования ТХС. Была взята исходная нефть Ашальчинского месторождения, плотность и вязкость равны 840 кг/м³ и 2667 сПз соответственно. Кольматация проводилась путем добавления и последующего растворения АСПВ в исходной нефти. Для этого на лабораторной установке «Холодный стержень» были сделаны тесты по оценке оптимальной дозировки АСПВ, результаты которого приведены ниже (табл. 1, 2).

Анализ данных демонстрирует стабилизацию массы отложений при дозировке АСПВ 1,5 г на 50 мл нефтяного образца. Дальнейшее увеличение количества реагента не приводит к значимому изменению концентрации АСПВ.

Таким образом, для тестирования на фильтрационной установке была отобрана нефть без искусственно добавленного АСПВ (исходная нефть), а также нефть с добавленным АСПВ (с дозировкой 1,5 г на 50 мл нефти). Зависимость вязкости при изменении скорости сдвига представлена ниже (рис. 3).

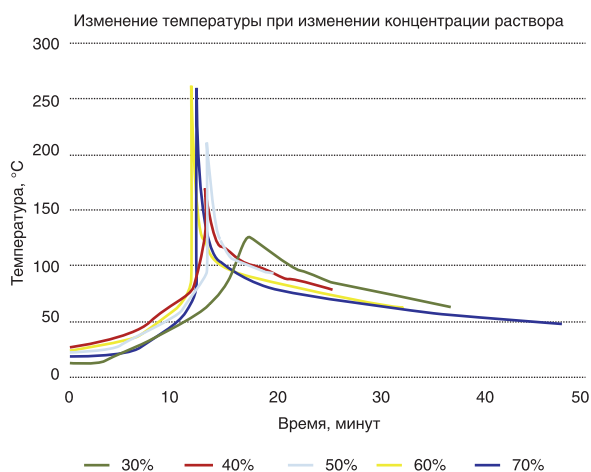


Рис. 1.

График изменения температуры при нагреве и реагировании ТХС с различными концентрациями

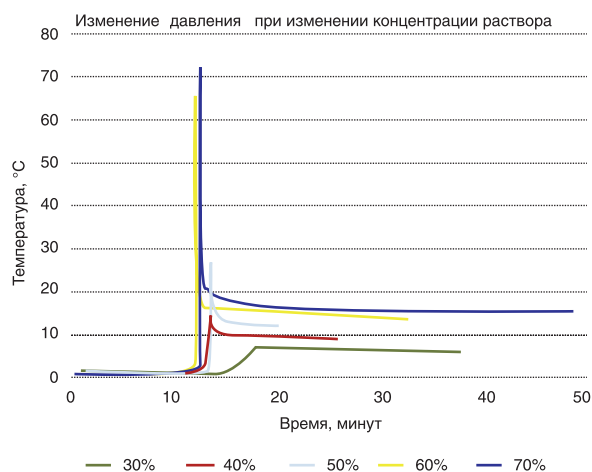


Рис. 2.

График изменения давления при нагреве и реагировании ТХС с различными концентрациями

Таблица 1.

Результаты поиска оптимальной дозировки АСПВ в нефть Ашальчинского м/я

Реагент	Холостой	АСПВ	АСПВ	АСПВ	АСПВ	АСПВ
Дозировка	0 г	0,5 г	1 г	1,5 г	2 г	2,5 г
Фото						

Таблица 2.

Результаты поиска оптимальной дозировки АСПВ в нефть Ашальчинского м/я

Дозировка г/г	Название реагента	Вес осадка, г	Уд. масса АСПВ, мкг/мм ²	Увеличение, %
Холостой (0)	АСПВ	0,1150	33,09	0,00
0,5		0,1342	38,61	16,70
1		0,2704	77,80	135,13
1,5		0,6728	193,59	485,04
2		0,6793	195,46	490,69
2,5		0,6854	197,21	496,00

Значения вязкости нефти без АСПВ и с АСПВ вышли на плато при скорости сдвига 1,12 с-1 и 1,12 с-1 соответственно. При данной скорости нефть начала проявлять свойства ньютоновской жидкости, то есть значение вязкости более не зависело от скорости

сдвига. Таким образом, значение вязкости пластовой исходной нефти и нефти с АСПВ после выхода значений на плато составило 2667,5 сП и 5319,575 сП соответственно.

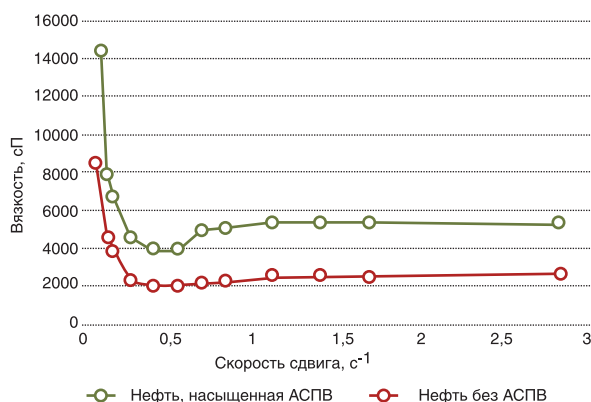


РИС. 3.
Зависимость вязкости от скорости сдвига двух нефтей

ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ ИСПЫТАНИЯ

Для имитации естественных потоков флюидов была собрана схема, имеющая две противонаправленные ветки для закачки реагентов, которые можно отсечь друг от друга кранами. Схема установки состоит из насосов, поршневых цилиндров, кранов, датчиков давления, регулятора давления, системы регистрации и выглядит следующим образом (рис. 4). Длина насыпной модели составляет 15 см, диаметр – 3,2 см.

Таким образом было симитировано 2 потока флюидов. Направление 1 – движение нефти по направлению пласт-скважина: цилиндр с нефтью → насыпная модель (вход №1) → насыпная модель (выход №1) → регулятор давления. Направление 2 – движение ТХС по направлению скважина-пласт: буферная емкость с БС → насыпная модель (выход №2) → насыпная модель (вход №2) → регулятор давления.

В эксперименте использовались нефти Ашальчинского месторождения: стандартная нефть (нефть 1), другая же насыщенная АСПВ (нефть 2).

В данном исследовании в образовании поровой среды использовалась насыпная модель. Она состояла из кварцевого песка и маршалита. Насыпная модель насыщалась пластовой водой, после чего насыщалась нефтью без АСПО не менее 2 поровых объемов (п. о.). Далее система консервировалась для старения насыпной модели в течение 8–16 часов. По завершении старения определялась фазовая проницаемость на трех скоростях прокачки: 0,4 мл/мин, 0,3 мл/мин, 0,2 мл/мин. Расчет фазовой проницаемости (k_0) производился по формуле:

$$k_0 = \frac{q \mu L}{\Delta p F},$$

где k_0 – фазовая проницаемость по агенту, мД; q – объемный расход, мл/мин; μ – вязкость агента, сП; L – длина насыпной модели, см; Δp – перепад давления на конец закачки, бар; F – площадь поперечного сечения насыпной модели, см².

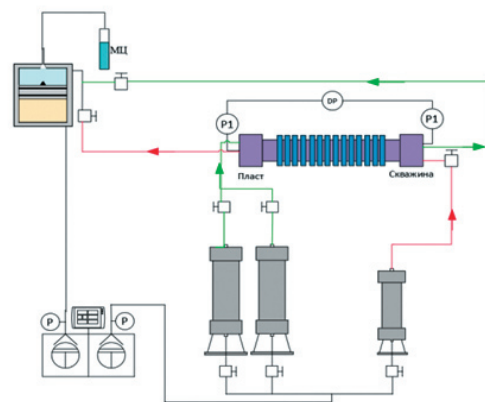


РИС. 4.
Схема фильтрационного эксперимента

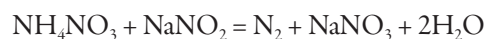
После получения базовой характеристики производилось замещение нефти 1 нефтью 2. Нефть с АСПВ из-за высокой вязкости предварительно подогревалась до 60°C и прокачивалась с расходом 0,4 мл/мин. Прокачивалось не менее 2 п.о. Получив эффект кольтматации от нефти 2 снова определялась фазовая проницаемость по нефти 1.

Для устранения кольтматации проводилась обработка насыпной модели бинарной смесью. Для этого перекрывалась ветка №1 и открывалась ветка №2.

Буферная емкость заполнялась необходимым количеством бинарной смеси (30 мл) и подогревалась до 80°C для активации реакции БС.

По завершении реакции БС и нормализации давления в системе ветка №2 перекрывалась и открывалась ветка №1. По ветке №1 производилось третье измерение фазовой проницаемости по нефти 1.

В исследовании использовался ТХС на основе нитрита натрия и нитрата аммония, уравнение реакции приведено ниже:



Проводился SARA-анализ для отслеживания изменения фракционного состава нефти до и после воздействия бинарным составом. Нефть разделяли согласно ГОСТ 32269–2013 на четыре фракции: насыщенные углеводороды, ароматические соединения, смолы и асфальтены.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Искусственно созданная кольтматация АСПВ сильно снизила проницаемость образца по нефти. В результате реакции ТХС, а именно воздействия продуктами реакции – горячими газами на закольтмированный образец, удалось добиться улучшенных показателей проницаемости, что подтверждает эффективность применения.

РЕЗУЛЬТАТЫ ФИЛЬТРАЦИОННОГО ИСПЫТАНИЯ

На завершении прокачки нефти 1 на трех скоростях были получены следующие перепады: 1481 мД, 1431 мД и 1420 мД (табл. 3). Средняя проницаемость составила 1444 мД. Изменение перепада давления показано на рисунке 5.

По завершении кольтатации перепады давления при оценке фазовой проницаемости увеличились, что говорит об успешной искусственной кольтатации поровых каналов и составила 26,16 бар, 19,35 бар и 13,05 бар на скоростях 0,4 мл/мин, 0,3 мл/мин и 0,2 мл/мин соответственно (табл. 4). График изменения перепада давления показан на рисунке 6.

ТХС, помещенный в буферную емкость, в результате реакции смог повысить перепад давления в 492,95 бар, что существенно могло повлиять на устранение кольтатации (рис. 7).

На завершающей стадии перепады оказались ниже двух предыдущих измерений и составили 18,06 бар, 13,86 бар и 9,43 бар на скоростях 0,4 мл/мин, 0,3 мл/мин и 0,2 мл/мин соответственно (табл. 5). Профиль изменения перепада давления показан на рис. 8. Снижение перепада давления после термохимической реакции свидетельствует о восстановлении фильтрационных каналов.

Эффект кольтатации снизил проницаемость примерно на 15,85%. Термохимическая реакция позволила не только улучшить проницаемость по нефти относительно проницаемости с кольтатацией на 40,96%, но и улучшить проницаемость по обычной нефти на 18,56%. Результаты фильтрационного исследования приведены в таблице 6. Стоит отметить, что ТХС показал успешность в устранении кольтатаций, вызванных добавлением АСПВ. Однако модель не полностью имитирует пластовые условия. В дальнейшем планируется проведение экспериментов на керновых моделях для верификации результатов.

SARA-АНАЛИЗ

Термохимическая реакция ввиду выделения тепла и генерации газа смогла повлиять на компонентный состав нефти и АСПО. Результат SARA-анализа до и после воздействия приведен на рис. 9.

Таким образом, результаты SARA-анализа до и после применения БС подтверждают ее технологическую эффективность в модификации состава нефти и снижении содержания проблемных компонентов. Это позволяет рекомендовать данный метод для обработки высоковязких нефтей с повышенным содержанием АСПВ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам фильтрационных испытаний ТХС для устранения кольтатации можно сделать вывод, что данный способ очистки ствола скважины и ПЗП эффективен. Проницаемость по нефти у закольтати-

В.А. МИЛЮТИНА, А.О. МАЛАХОВ, Н.А. КОЗЫРЕВ, Е.В. МАРАТКАНОВА, А.Ф. ШАГЕЕВ, С.А. ДОЛГИХ
ПРИМЕНЕНИЕ ТЕРМОГАЗОХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ДЛЯ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА С ЦЕЛЬЮ УДАЛЕНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛАПАРИНОВЫХ ОТАЖЕНИЙ ДЛЯ УСЛОВИЙ АШАЛЬЧИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ЛАБОРАТОРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ)

ТАБЛИЦА 3.

Проницаемость по нефти на стадии насыщения нефтью без АСПО

Расход, мл/мин	Средний перепад давления после стабилизации, бар	Средняя проницаемость после стабилизации, мД
0	0	0
0,4	21,34	1481,57
0,3	16,56	1431,77
0,2	11,13	1420,33
Усредненное значение проницаемости для Нефти 1 (без добавления АСПВ)		1444,55

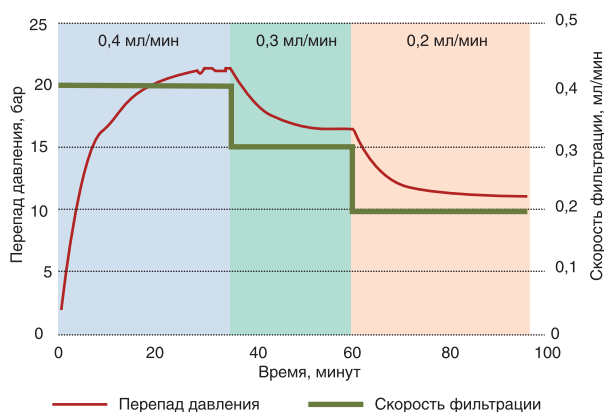


РИС. 5.

Перепад давления на стадии насыщения нефтью без АСПО

ТАБЛИЦА 4.

Изменение перепада давления при закачке нефти с АСПО

Расход, мл/мин	Средний перепад давления после стабилизации, бар	Средняя проницаемость после стабилизации, мД
0	0	0
0,4	26,16	1208,36
0,3	19,35	1225,05
0,2	13,05	1211,71
Усредненное значение проницаемости для Нефти 1 (после кольтатации Нефтью 2)		1215,04

рованного образца после термохимической реакции выросла на 40,96%, а у образца без искусственного засорения АСПВ прирост составил 18%.

По результатам SARA-анализа можно сделать вывод, что БС в процессе реакции воздействует на

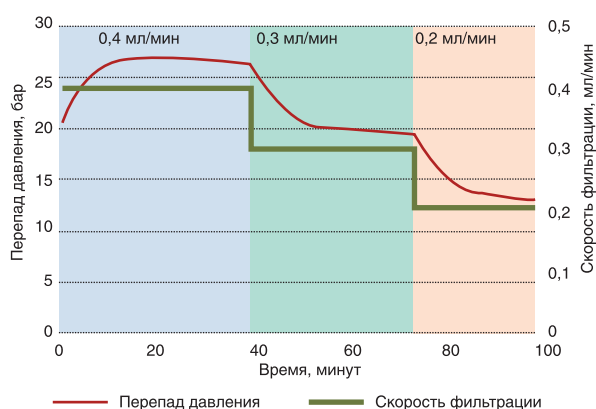


РИС. 6.

Перепад давления на стадии насыщения нефтью с АСПО

ТАБЛИЦА 5.

Изменение перепада давления после реакции ТХС

Расход, мл/мин	Средний перепад давления после стабилизации, бар	Средняя проницаемость после стабилизации, мД
0	0	0
0,4	18,06	1750,76
0,3	13,86	1710,79
0,2	9,43	1676,39
Усредненное значение проницаемости для Нефти 1 (после реакции ТХС)		1712,64

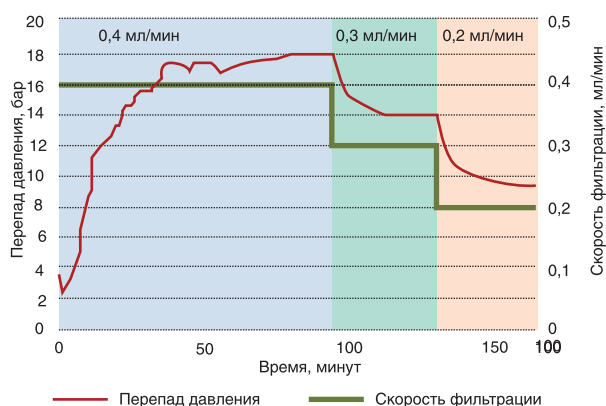


РИС. 8.

Перепад давления после реагирования ТХС

нефть, изменяя ее компонентный состав. Так было зарегистрировано увеличение насыщенных углеводородов на 2,2% и ароматических на 2,6%.

Термохимическая обработка с использованием БС показала удовлетворительный результат по удалению АСПО. Рекомендуется модернизация состава:

В.А. МИЛЮТИНА, А.О. МАЛАХОВ, Н.А. КОЗЫРЕВ, Е.В. МАРАТКАНОВА, А.Ф. ШАГЕЕВ, С.А. ДОЛГИХ
ПРИМЕНЕНИЕ ТЕРМОГАЗОХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ДЛЯ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА С ЦЕЛЬЮ УДАЛЕНИЯ АСФАЛТОСМОЛОПАРИНОВЫХ ОТАЖЕНИЙ ДЛЯ УСЛОВИЙ АШАЛЬЧИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ЛАБОРАТОРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ)

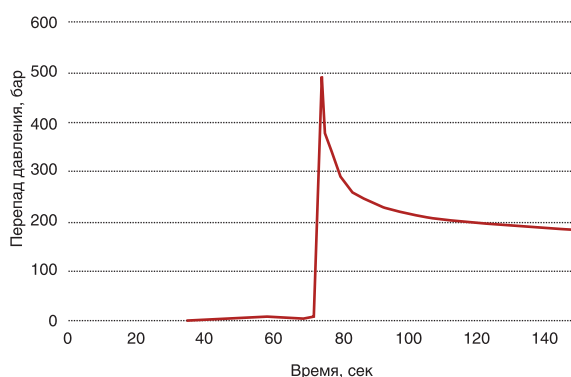


РИС. 7.

Изменение давления в процессе термохимической реакции БС

ТАБЛИЦА 6.

Значения проницаемости на трех стадиях и их сравнение

Расход, мл/мин	ФП1, мД	ФП2, мД	ФП3, мД	ФП2/ФП1, %	ФП3/ФП1, %	ФП3/ФП2, %
0,4	1481,57	1208,36	1750,75	81,55	118,16	144,88
0,3	1431,77	1225,04	1710,79	85,56	119,48	139,65
0,2	1420,33	1211,71	1676,3	85,31	118,02	138,34
Среднее	1444,55	1215,04	1712,64	84,14	118,56	140,96

Где ФП1 – фазовая проницаемость по нефти 1 в исходном состоянии, ФП2 – фазовая проницаемость по нефти 1 после создания кольматации, ФП3 – фазовая проницаемость по нефти 1 после обработки термохимической системой (ТХС), ФП2/ФП1 – отношение фазовой проницаемости после кольматации к исходной проницаемости, ФП3/ФП1 – отношение фазовой проницаемости после воздействия ТХС к исходной проницаемости, ФП3/ФП2 – отношение фазовой проницаемости после воздействия ТХС к проницаемости в кольматированном состоянии.



РИС. 9.

Результаты SARA анализа до и после воздействия ТХС

добавление ПАВ-компонентов и прочих присадок в виде диспергаторов для повышения эффективности.

БЛАГОДАРНОСТИ

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

ЛИТЕРАТУРА

1. Аглиуллин М.М., Абдуллин В.М., Абдуллин М.М., Курмаев С.А. Разработка и внедрение термобарохимического метода увеличения продуктивности нефтегазовых скважин // Нефтегазовое дело. 2004. № 2. С. 7–13.
2. Бурко В.А. Компания ООО "НТРС-Коми" о термобарохимическом воздействии на призабойную и удаленную зоны нефтяных скважин // Бурение и нефть. 2018. № 2. С. 46–49.
3. Кокарев М.О., Мирский А.В. Разработка технологии повышения нефтеотдачи пластов на поздней стадии эксплуатации месторождения // Булатовские чтения. 2017. № 2. С. 109–113.
4. Еникеев М.Д., Латыпов Р.С., Камалов Ф.Х. Методы и технологии испытания и воздействия на ПЗП // НТВ «Каротажник». 2000. № 66.
5. Пат. 2812385 (РФ).
6. Хисаметдинов М.Р., Нуриев Д.В., Ризванов Р.З., Федоров А.В., Ганеева З.М. Разработка и испытания модифицированной технологии термохимического воздействия на объектах ПАО «Татнефть» // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. 2020. № 88. С. 119–126.
7. ELKATORY M.R., SOLIMAN E.A., NEMR A.E., HASSAAN M.A., RAGAB S., EL-NEMR M.A., PANTALEO A. Mitigation and Remediation Technologies of Waxy Crude Oils' Deposition within Transportation Pipelines: A Review // Polymers. 2022, Vol. 14, P. 3231.
8. QAMRUZZAMAN M., ROY D. C., RAMAN R. Novel Simulator for Design and Analysis of Wax Removal Treatment from Well Flow Lines Using Thermochemical Fluids // SPE Production & Operations. 2022. Vol. 37. P. 301–318.
9. QAMRUZZAMAN M., ROY D. C., RAMAN R. Novel Simulator for Design and Analysis of Wax Removal Treatment from Well Flow Lines Using Thermochemical Fluids // SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. 2021.

REFERENCES

1. AGLIULLIN M.M., ABDULLIN V.M., ABDULLIN M.M., KURMAEV S.A. Development and implementation of a thermobarochimical method for increasing the productivity of oil and gas wells. *Neftegazovoe delo*. 2004;(2):7–13. (In Russian).

В.А. МИЛЮТИНА, А.О. МАЛАХОВ, Н.А. КОЗЫРЕВ, Е.В. МАРАТКАНОВА, А.Ф. ШАГЕЕВ, С.А. ДОЛГИХ
ПРИМЕНЕНИЕ ТЕРМОГАЗОХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ДЛЯ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА С ЦЕЛЬЮ УДАЛЕНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛАПАРИНОВЫХ ОТАЖЕНИЙ ДЛЯ УСЛОВИЙ АШАЛЬЧИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ЛАБОРАТОРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ)

2. BURKO VA. NTRS-Komi LLC on the thermochemical impact on the bottomhole and remote zones of oil wells. *Burenie i nef't*. 2018;(2):46–49. (In Russian).
3. KOKAREV M.O., MIRSKIY A.V. Development of technology to increase oil recovery from reservoirs in the late stage of field operation. *Bulatovskie chteniya*. 2017;(2):109–113. (In Russian).
4. ENIKEEV MD., LATYPOV RS., KAMALOV F.H. Methods and technologies for testing and influencing PZP. *NTV «Karotazhnik»*. 2000;(66). (In Russian).
5. Pat. 2812385 (RF). (In Russian).
6. HISAMETDINOV M.R., NURIEV D.V., RIZVANOV R.Z., FEDOROV A.V., GANEEVA Z.M. Development and testing of modified thermochemical treatment technology at Tatneft facilities. *Sbornik nauchnykh trudov TatNIPIneft'*. 2020;(88):119–126. (In Russian).
7. ELKATORY M.R., SOLIMAN E.A., NEMR A.E., HASSAAN M.A., RAGAB S., EL-NEMR M.A., PANTALEO A. Mitigation and Remediation Technologies of Waxy Crude Oils' Deposition within Transportation Pipelines: A Review. *Polymers*. 2022;(14):3231.
8. QAMRUZZAMAN M., ROY D. C., RAMAN R. Novel Simulator for Design and Analysis of Wax Removal Treatment from Well Flow Lines Using Thermochemical Fluids. *SPE Production & Operations*. 2022;(37):301–318.
9. QAMRUZZAMAN M., ROY D. C., RAMAN R. Novel Simulator for Design and Analysis of Wax Removal Treatment from Well Flow Lines Using Thermochemical Fluids. *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*. 2021.

Милютина Валерия Андреевна,
старший преподаватель Казанского (Приволжского) федерального университета
✉ тел.: +7 (906) 122-02-58, e-mail: VAMilyutina@kpfu.ru

Малахов Алексей Олегович,
научный сотрудник Казанского (Приволжского) федерального университета
✉ тел.: +7 (903) 342-05-52 e-mail: AIOMalahov@kpfu.ru

Козырев Никита Алексеевич,
инженер Казанского (Приволжского) федерального университета
✉ тел.: +7 (953) 481-99-09, e-mail: NikAKozyrev@kpfu.ru

Маратканова Екатерина Владимировна,
инженер Казанского (Приволжского) федерального университета
✉ тел.: +7 (982) 996-80-99, e-mail: EkVMaratkanova@kpfu.ru

Шагеев Альберт Фаридович,
старший преподаватель Казанского (Приволжского) федерального университета
✉ тел.: +7 (903) 341-23-99, e-mail: AFShageev@kpfu.ru

Долгих Сергей Александрович,
к.т.н., доцент Казанского (Приволжского) федерального университета
✉ 420111, Респ. Татарстан, г. Казань, ул. Кремлевская, 4/5,
тел: +7 (917) 286-24-13, e-mail: SADolgh@kpfu.ru