

Выбор и адаптация комплексных технологий обработки призабойной зоны для условий нагнетательных скважин месторождений Республики Татарстан

А.А. Лутфуллин¹, Э.М. Абусалимов¹, А.Е. Фоломеев², А.Р. Хатмуллин², А.Р. Шарифуллин^{3*},
М.Р. Ситдииков³

¹ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

²Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

³ООО «Тетакон», Уфа, Россия

В настоящее время месторождения на территории Республики Татарстан разрабатываются с применением систем поддержания пластового давления, предполагающих закачку в пласт больших объемов воды. Эффективность реализации заводнения напрямую зависит от качества нагнетаемого агента, и, несмотря на применение различных технологий подготовки и очистки закачиваемых вод, со временем неизбежно происходит ухудшение фильтрационно-емкостных свойств пород. В данной работе рассмотрены основные источники когматации призабойной зоны нагнетательных скважин: механические примеси, нефтепродукты и образование солей, а также приведены результаты исследования компонентного состава отложений с кустовых насосных станций. С использованием методики Оддо-Томсона выявлено, что закачиваемая вода склонна к отложению кальцита и/или арагонита, а также барита в забойных условиях. Проведены физико-химические и фильтрационные исследования ряда реагентов для удаления когматантов: кислотных составов, углеводородных растворителей и комплексообразователей, определены их оптимальные рецептуры. Обоснована технология обработки, включающая последовательную закачку составов на основе соляной и грязевой кислот. Разработан алгоритм расчета оптимального объема реагента на основе данных исследования минералогического состава механических примесей и ионного состава нагнетаемых вод. Для условий нагнетательных скважин кыновско-пашийского объекта Ромашкинского месторождения с учетом состава когматанта определено четыре типа технологии обработки призабойной зоны, и разработаны дизайны кислотного воздействия.

Ключевые слова: кислотная обработка, нагнетательные скважины, обработка призабойной зоны пласта, кислотный состав, растворитель, высокомолекулярные компоненты нефти, солеотложения, механические примеси

Для цитирования: Лутфуллин А.А., Абусалимов Э.М., Фоломеев А.Е., Хатмуллин А.Р., Шарифуллин А.Р., Ситдииков М.Р. (2022). Выбор и адаптация комплексных технологий обработки призабойной зоны для условий нагнетательных скважин месторождений Республики Татарстан. *Георесурсы*, 24(4), с. 91–101. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.8>

Введение

На территории Республики Татарстан расположено второе по величине месторождение в России и одно из крупнейших мира – Ромашкинское, незначительная часть которого заходит на территорию Самарской области. На месторождении открыто 18 продуктивных горизонтов и 620 залежей, основная доля запасов сосредоточена в верхнедевонских горизонтах и в терригенной толще нижнего карбона. В тектоническом отношении месторождение приурочено к вершине Южно-Татарского свода, представляющего собой крупное поднятие изометричной формы, ограниченное с запада Алтунино-Шунакским, с востока Уральским прогибами, и структурными уступами – Сакловским на севере и Бугульминским на юге.

Разработка кыновско-пашийского объекта Ромашкинского месторождения начата в 1953 году. Площади разбурены по неравномерным квадратным сеткам с расстоянием

между скважинами 300–600 м. Залежи нефти пластово-сводового типа, их размеры изменяются от 45 до 115 км по длине, от 37,5 до 75 км по ширине, высота – около 60 м. Объект разрабатывается с поддержанием пластового давления с 1954 года, система заводнения – комбинированная (сочетание линейной с поперечным разрезанием и очагами). Пластовое давление в зоне отбора – 16,8 МПа, что на 0,7 МПа (4 %) ниже начального (17,5 МПа). Забойное давление – 10,1 МПа при давлении насыщения 9,0 МПа.

Целью данной работы являлись поиск и оценка эффективности применения комбинированных технологий кислотного воздействия для условий нагнетательных скважин кыновско-пашийского объекта Ромашкинского месторождения путем проведения аналитических и научно-экспериментальных исследований. Алгоритм проведения исследований представлен на рис. 1.

Геолого-физические характеристики объекта исследований

По данным гранулометрического анализа породы пашийского D_{3ps} и кыновского D_{3f} горизонтов представлены преимущественно мелкозернистым песчаником и

* Ответственный автор: Андрей Ришадович Шарифуллин
e-mail: cto@tetacom.pro

© 2022 Коллектив авторов

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

крупнозернистым алевролитом с низким содержанием глин, в основном каолинита и иллита. Данные минералы обладают незначительной ёмкостью катионного обмена и практически не склонны к набуханию (van Gijtenbeek et al., 2006). Нефти горизонтов относятся к группе средних, маловязких, сернистых, парафинистых, высокосмолистых.

Основные характеристики пластов и нефти представлены в табл. 1.

Водоносные горизонты приурочены к песчано-алевролитовым отложениям воробьёвского, ардамовского, муллинского, пашийского и кыновского горизонтов девона, образующих единую гидродинамическую систему



Рис. 1. Алгоритм выполнения работ по выбору технологий ОПЗ для нагнетательных скважин

Параметр	Горизонт	
	Пашийский	Кыновский
Средняя глубина залегания, м	1750	1730
Тип залежи	Пластово-сводовый	
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	9,5	2,6
Пористость, %	19,9	18,8
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,829	0,791
Проницаемость, мД	374	292
Расчлененность, ед	3,3	1,9
Начальная пластовая температура, °С	40	40
Начальное пластовое давление, МПа	17,5	17,5
Давление насыщения нефти газом, МПа	9,0	8,7
Газосодержание нефти (стандартная сепарация), м³/т	62,9	47,2
Плотность нефти в условиях пласта, кг/м³	803,0	813,0
Вязкость нефти в условиях пласта, МПа·с	3,3	3,5
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,138	1,135
Плотность дегазированной нефти по поверхностным пробам, кг/м³	863	848
Вязкость дегазированной нефти по поверхностным пробам, МПа·с:		
- при 20 °С	19,3	23,5
- при 50 °С	7,4	8,4
Массовое содержание, %:		
- серы	1,6	1,4
- смол силикагелевых	10,6	12,9
- асфальтенов	4,8	4,3
- парафинов	3,6	4,3
- ванадия	76	70
- никеля	37	35

Табл. 1. Основные характеристики пластов и нефти

с региональным водоупором, представленным кыновско-саргаевскими аргиллитами и глинистыми известняками. По химическому составу подземные воды относятся к хлоркальциевому типу с общей минерализацией 224–284 г/л, плотностью 1180,0–1190,0 кг/м³, с низким содержанием сульфат-ионов (10–12 мг/л). Содержание различных компонентов колеблется в следующих пределах (в мг/л): брома – от 600 до 1400, йода – от 8 до 10, бора – от 12 до 13, бария – до 100, стронция – от 370 до 440. Газонасыщенность вод составляет 0,3–0,7 м³/т при общем количестве углеводородных газов 60–75 %, из них этана и высших – от 4 до 38 %. Тип газа – азотно-метановый.

Источники кольматации призабойной зоны нагнетательных скважин

Кислотные обработки скважин, эксплуатирующих терригенные объекты, отличаются от воздействия на карбонатные коллектора тем, что чаще всего подразумевается растворение кольматанта, который закупоривает поровые каналы призабойной зоны пласта (ПЗП) и блокирует приток. Воздействие кислотными составами (КС) на кристаллическую структуру кольматанта и пород пласта может привести к образованию многочисленных продуктов реакции, в том числе плохо растворимых. В связи с этим, для успешного восстановления проницаемости требуется значительно более глубокое изучение химических особенностей процесса, чем в случае воздействия на карбонатные коллекторы (Магадова и др., 2015).

При выборе реагента воздействия необходимо принимать во внимание минералогический состав пород объекта, пластовую температуру, проницаемость и степень неоднородности коллектора и, самое главное, тип кольматанта. Применительно к объекту исследований выделено три основных типа кольматанта: грубодисперсные примеси, которые принято обозначать понятием «количество взвешенных частиц (КВЧ), остаточные нефтепродукты (ОНП) и неорганические соли, выпадающие из нагнетаемой воды.

К неорганическим солям относят следующие соединения: ангидрит (CaSO₄), бассанит (CaSO₄·0,5H₂O), гипс (CaSO₄·2H₂O), кальцит и арагонит (CaCO₃), магнезит (MgCO₃), барит (BaSO₄), целестин (SrSO₄), галит (NaCl). Процесс отложения солей происходит вследствие пересыщения водных растворов слаборастворимыми соединениями, которые в значительных количествах содержатся в пластовых и попутно-добываемых водах. Выделяют различные факторы, способствующие образованию отложений солей, основными среди которых являются: изменение термобарических условий и pH растворов, дегазация пластовых вод, растворение и выщелачивание отдельных минералов породы коллекторов, смешение несовместимых пластовых вод между собой, а также с водносолевыми технологическими жидкостями. Как правило, отложения солей являются полиминеральными, а также содержат в себе органические соединения. Выпадение этих солей может спровоцировать как изменение термобарических условий, так и смешение с различными технологическими жидкостями. При наличии данных об ионном составе пластовых вод и технологических жидкостей эти риски возможно оценить расчетными методами. Достоверность результатов прогнозирования в значительной степени

зависит от корректного выбора методики, что связано с различиями в условиях их применимости. К основным факторам, ограничивающим применение тех или иных методик, относятся: минерализация воды, температура и давление, наличие или отсутствие контакта с углеводородными жидкостями и газовой фазой. В этом отношении методика, разработанная Дж.Е. Оддо и М.В. Томсоном (Oddo et al., 1998), выгодно отличается от остальных, как с точки зрения детальной проработанности для условий нефтедобывающих скважин (учитывается содержание растворенных в нефти газов и наличие/отсутствие свободной газовой фазы), так и широты диапазона применимости (минерализация от 0 до 300 г/л, температура от 0 до 175°C, давление от 1 до 950 атм). Кроме того, она достаточно проста для реализации в компьютерном алгоритме и последующего проведения массовых расчетов. Суть методики заключается в проверке термодинамического равновесия:

$$a_{cat} \cdot a_{An} = K_{sp},$$

где a_{cat} , a_{An} – активности катионов и анионов малорастворимой соли, K_{sp} – произведение растворимости этой соли.

Для прогнозирования рисков выпадения неорганических солей в ПЗП нагнетательных скважин был рассчитан индекс насыщения проб попутно-добываемых вод солеобразующими ионами (SI) и масса осадка. Для расчета были приняты средние значения забойных температуры и давления на момент отбора проб, и задано значение концентрации CO₂ в пластовом флюиде. По результатам моделирования выпадения неорганических солей сделан вывод – закачиваемая вода, применяемая в системе поддержания пластового давления, преимущественно склонна к отложению кальцита/арагонита (до 0,48 г/л) в забойных условиях, а также незначительного количества барита (до 0,10 г/л).

В соответствии с отраслевым стандартом «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству», для поровых коллекторов с абсолютной проницаемостью более 100 мД допустимое содержание в воде КВЧ и ОНП составляет, соответственно, не более 5 мг/л и 10 мг/л (ОСТ 39-225-88. Вода для заводнения нефтяных пластов 1988). Для оценки соответствия качества воды данным требованиям выполнен анализ результатов исследований содержания нефтепродуктов и механических примесей в пробах за период с 2004 по 2021 год (рис. 2, 3).

На основе этих данных сделан вывод о том, что качество воды по показателю «Содержание нефтепродуктов» за последние три года повысилось относительно предыдущего периода. Тем не менее, увеличилось количество проб, содержащих более 100 мг/л нефтепродуктов, что свидетельствует о повышенных рисках кольматации ПЗП и снижения приёмистости нагнетательных скважин. По показателю «Содержания КВЧ» отмечается значительное улучшение качества закачиваемой воды, значение которого практически не превышает максимально допустимых значений. Ранними исследованиями также было установлено, что кольматация ПЗП происходит конгломератом загрязнений, содержащим прежде всего углеводороды (Давлетшина, 2021).

Применительно к процессам кислотного воздействия, основные кольматанты можно разделить на шесть групп по их химическому составу и растворимости в различных реагентах:

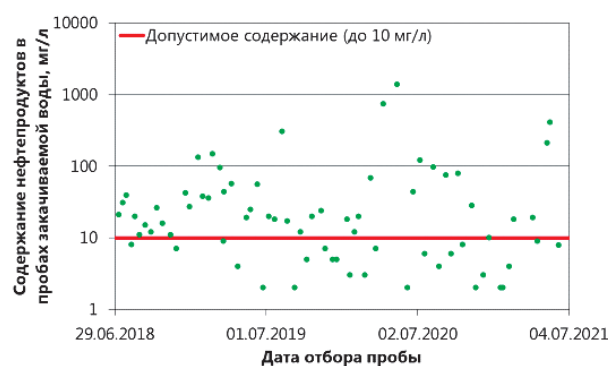
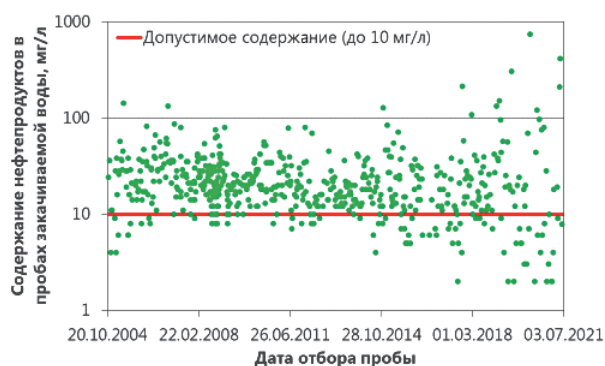


Рис. 2. Содержание нефтепродуктов в пробах закачиваемой воды за последние 17 лет и 3 года

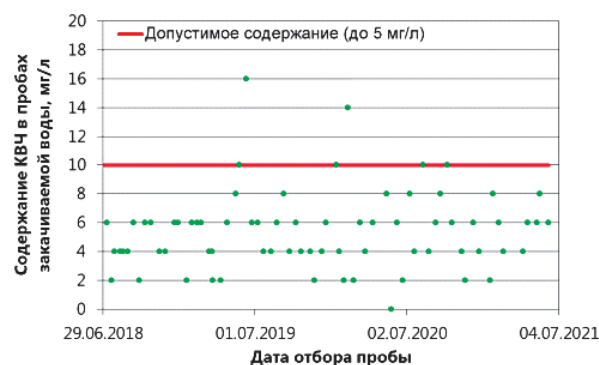
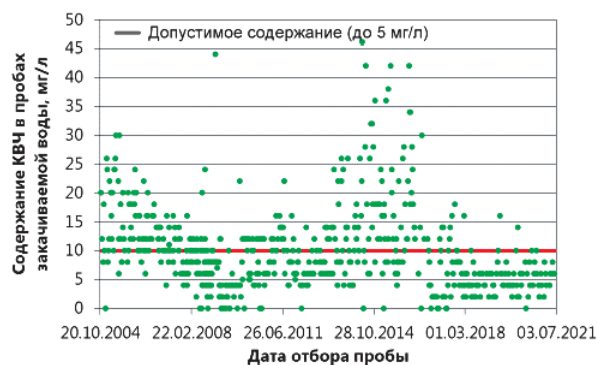


Рис. 3. Содержание КВЧ в пробах закачиваемой воды за последние 17 лет и 3 года

- оксиды, гидроксиды железа (растворимы в соляной кислоте);
- терригенный материал (растворимы в смеси соляной и плавиковой кислот);
- углекислые соли (растворимы в соляной кислоте);
- сернокислые соли (растворимы в щелочах (с последующим растворением продуктов реакции в соляной кислоте) и растворах хелатных соединений);
- сульфиды (растворимы в соляной кислоте);
- нефтепродукты (растворимы в органических растворителях).

Для проб, отобранных с кустовых насосных станций (КНС), характерно содержание соединений железа (продуктов коррозии), карбоната кальция и терригенной составляющей. Процентное содержание компонентов в пробе представлено на рис. 4.

Учитывая данный факт, в нагнетательных скважинах,

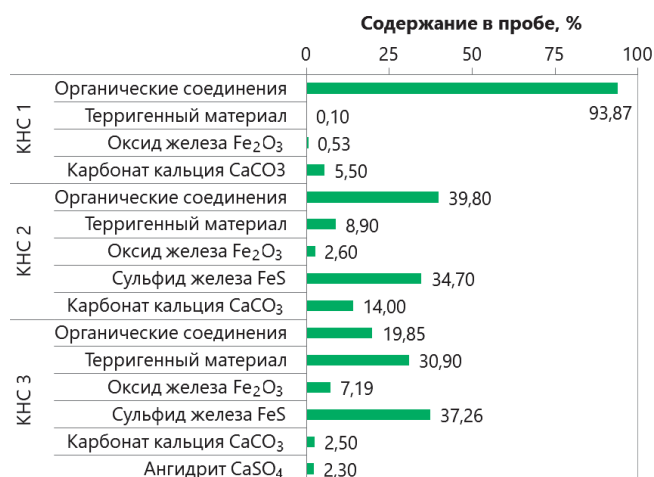


Рис. 4. Состав проб отложений, отобранных с КНС

получающих воду с КНС 1 и 2, в целях восстановления приемистости, возможно проведение глинокислотных обработок (ГКО) с обязательной предоторочкой КС на основе соляной кислоты. Присутствие сульфатов предполагает дополнительное введение в КС хелатных соединений. В нагнетательных скважинах, получающих воду от КНС 1, достаточно проведения простой солянокислотной обработки (СКО).

В соответствии с типами коьматантов, для исследования был выбран ряд реагентов класса растворителей асфальтосмолопарафиновых отложений (РАСПО), кислот и хелатных соединений. Наименование и описание представлено в табл. 2.

КС-1, ГКС-1, ГКС-3 и ГКС-4 являются промышленно применяемыми КС на месторождениях ПАО «Татнефть». Дополнительно исследованы составы ГКС-2 и КС-2 с оптимальными концентрациями кислот, подобранными с учётом минералогического состава пород и проницаемости объекта исследований (McLeod et al., 1983; McLeod, 1984), а также КС-1Х на основе соляной кислоты с комплексообразующими агентами для растворения сернокислых солей из ПЗП.

Далее проведены физико-химические исследования реагентов для технологий стимуляции, включающие определение коррозионной активности КС, тестирование их стабильности, совместимости с нефтью и пластовой водой. Дополнительно исследована совместимость углеводородного растворителя с КС, а также с КС в среде закачиваемой воды и непосредственно водой. Исследования проводились согласно локальным нормативным документам ПАО «Татнефть» и (API RP 42. API Recommended Practices for Laboratory Testing of Surface Active Agents for Well Stimulation. American Petroleum Institute, Production Dept. 1977).

Шифр	Основные реагенты в составе	Вспомогательные реагенты	Объект воздействия
РАСПО	Углеродородный растворитель	-	Остаточные нефтепродукты
КС-1Х	15% HCl	Модификаторы, нитрилотриметилфосфоновая (НТФ) и оксиэтилидендифосфоновая (ОЭДФ) кислоты	Сернокислые соли
КС-1	15% HCl	Модификаторы КС	Механические примеси, углекислые соли
КС-2	10% HCl		
ГКС-1	12% HCl + 3% HF		Механические примеси
ГКС-2	12% HCl + 2% HF		
ГКС-3	12% HCl + 6% HF		
ГКС-4	18% HCl + 6% HF		

Табл. 2. Описание выбранных для исследований реагентов

Физико-химические исследования реагентов для технологий стимуляции

Стабильность КС оценивали в отсутствии и присутствии ионов трехвалентного железа в количестве 5000 ppm и 2000 ppm в течение 30 минут при пластовой температуре. Через 30 минут термостатирования при пластовой температуре проверяли пробы на предмет разделения фаз, помутнения, изменения цвета и/или выпадения содержимого проб в осадок. Затем пробы фильтровали через сита для подтверждения отсутствия осадка. По аналогичной методике проводили тестирование нейтрализованных КС. Нейтрализацию проводили путём добавления 10 М раствора гидроксида натрия до остаточной концентрации соляной кислоты в КС, равной 3 % по массе. По результатам тестирования установлено, что исходные и нейтрализованные КС стабильны в присутствии и отсутствии ионов трёхвалентного железа.

Физико-химическую совместимость КС с нефтью определяли путём их смешения в объемных соотношениях 25:75, 50:50, 75:25 с предварительным подогревом проб в течение 30 минут до пластовой температуры. Затем пробы перемешивали в течение 30 секунд. Расслоение смеси контролировали в течение 30 минут при пластовой температуре. После термостатирования пробы фильтровали через сито 100 меш и фиксировали наличие взвеси, эмульсии и осадка. Совместимость нейтрализованного КС определяли путём его смешения с нефтью в соотношении 50:50. Перед смешением с нефтью, в КС добавляли навеску мраморной крошки, необходимой для снижения концентрации HCl в КС до 3 % по массе. Пробу фильтровали через сито 100 меш, затем добавляли нефть и термостатировали в течение 4 часов. На завершающем этапе пробу снова фильтровали через сито 100 меш и фиксировали наличие взвеси, эмульсии и осадка.

Совместимость углеводородного растворителя с закачиваемой водой определяли путём их смешения в соотношении 50:50 с предварительным подогревом пробы воды в течение 30 минут до пластовой температуры. Затем пробы перемешивали в течение 30 секунд. После термостатирования в течение двух часов, пробы фильтровали через сито 100 меш и фиксировали наличие взвеси, эмульсии и осадка. Аналогичным образом испытывали совместимость растворителя с КС, а испытание в среде закачиваемой воды проводили путём их смешения в соотношении 1:1:1.

По результатам тестов, смешение исходных и отработанных КС с нефтью и водой не привело к образованию

взвеси, эмульсии и осадка. При фильтровании смесей через сито выпадения осадков и образования эмульсии также не выявлено. Протестированный КС совместим с пластовой нефтью и закачиваемой водой. Углеводородный растворитель также совместим с закачиваемой водой.

При фильтровании смеси углеводородного растворителя с КС выявлены следы выпадения высокомолекулярных компонентов нефти, отмечена необходимость применения буферных пачек для разделения стадий КС и растворителя.

Тест на скорость распространения коррозии проводили с использованием купонов, изготовленных из стали марки Ст3. В каждом купоне сверлили отверстия одинакового диаметра для подвешивания внутри ёмкости с исследуемым КС. Купоны взвешивали и определяли массу и площадь поверхности до эксперимента. Затем погружали в исследуемый КС и термостатировали при пластовой температуре в течение 6 часов. По истечении эксперимента образцы извлекали из раствора, промывали дистиллированной водой, спиртом, ацетоном и высушивали до постоянной массы. По результатам тестирования установлено, что КС обладают низкой коррозионной агрессивностью.

На следующем этапе были проведены фильтрационные исследования для определения эффективности различных реагентов воздействия и выбора оптимального варианта закачки для проведения опытно-промышленных испытаний.

Физическое моделирование процессов кольтматации и кислотного воздействия

Физическое моделирование является неотъемлемой частью исследований по выбору оптимальных технологий кислотного воздействия не только для карбонатных коллекторов, но и для терригенных (Trushin et al., 2019; Лутфуллин и др., 2022). Для проведения экспериментов в работе использована коллекция керн, отобранного с целевых продуктивных горизонтов. Эксперименты проводили на водонасыщенных моделях.

На этапе подготовки кернового материала к экспериментам, в первую очередь, производилась их экстракция от нефтепродуктов и отмыв от солей с последующим высушиванием в сушильном шкафу при температуре 105 °С в соответствии с отраслевым стандартом (ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. 1987). Далее проводилось определение их фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). Из коллекции производили выбор

образцов-кандидатов для подготовки составной модели (три стандартных образца) пористой среды с учетом геолого-физических характеристик (ГФХ) объекта, со схожими ФЕС таким образом, чтобы модели в сравнительных экспериментах имели минимальные различия по пористости и проницаемости. Для насыщения образцов использовали модель закачиваемой воды (МЗВ).

Эксперименты проводили на фильтрационной установке в кислотостойком исполнении СМП – ФЕС2А. Система в процессе проведения исследований обеспечивает высокоточное измерение объемов жидкости в основной системе и поддержание постоянных значений температуры, горного и пластового давлений, расхода, а также измерение перепада давления на образце керна при фильтрации жидкости.

Существуют различные подходы к фильтрационному моделированию кольматации (Borisov et al., 2018a, b). В ходе данного исследования моделировали различные виды кольматации модели путём закачки пробы нагнетаемой воды, а также пластовых вод, склонных к образованию углекислых и сернокислых солей. На следующем этапе моделировали различные технологии кислотного

воздействия – с применением соляной и грязевой кислот, растворителей, а также хелатных соединений.

По результатам комплекса экспериментов определяли коэффициент восстановления проницаемости на каждой ступени по формулам $K_{ВП1} = K_{ПР2}/K_{ПР1}$ и $K_{ВП2} = K_{ПР3}/K_{ПР1}$.

Общая схема проведения экспериментов представлена в табл. 3.

Далее, проводили ранжирование технологий и осуществляли выбор наиболее оптимального варианта устранения кольматации.

По результатам серии фильтрационных экспериментов по кислотному воздействию на образцы керна Ромашкинско-го месторождения установлено следующее (рис. 5).

Применение в условиях кольматации механическими примесями и остаточными нефтепродуктами композиций только на основе соляной кислоты (КС-1) не позволяет достичь полного восстановления проницаемости модели и необходимо применение технологий ОПЗ, включающих последовательную закачку солянокислотного состава и смеси соляной и плавиковой кислот.

Среди протестированных технологий ОПЗ с применением смеси кислот, наибольшее восстановление

№	Этап	Тип кольматации			
		КВЧ + ОНП		Углекислые соли	Сернокислые соли
		Тип обработки			
		КС на основе HCl	КС на основе HCl ГКС на основе HCl+HF	КС на основе HCl ГКС на основе HCl+HF с предоторочкой растворителя	КС на основе HCl КС на основе HCl + хелаты
1	Подготовка	Насыщение образцов по вакуумом			
2	фильтрационной	Сборка модели в кернодержатель			
3	установки и модели	Создание пластовых термобарических условий			
4	Определение проницаемости модели $K_{ПР1}$ до кольматации	Фильтрация МЗВ в прямом направлении			
5	Кольматация	Фильтрация реальной воды с КВЧ 6 мг/л в прямом направлении	Фильтрация реальной воды с ОНП 50 мг/л и КВЧ 6 мг/л в прямом направлении	Фильтрация модели воды склонной к отложению карбоната кальция	Фильтрация модели воды склонной к отложению сульфата кальция
6	Определение проницаемости модели $K_{ПР2}$ после кольматации	Фильтрация МЗВ в прямом направлении			
7	Глушение	Фильтрация жидкости глушения в прямом направлении			
8	Обработка призабойной зоны	Закачка 3Vпор КС	Закачка 1Vпор КС Закачка 2Vпор ГКС	Закачка 3Vпор КС Экспозиция 1 час Закачка 1Vпор КС Закачка 2Vпор ГКС	Закачка 5Vпор КС с добавлением хелатов Экспозиция 6 часов
9	Продавка	Фильтрация жидкости глушения в прямом направлении			
10	Определение проницаемости модели $K_{ПР3}$ после ОПЗ	Фильтрация МЗВ в прямом направлении			

Табл. 3. Схема проведения фильтрационных экспериментов

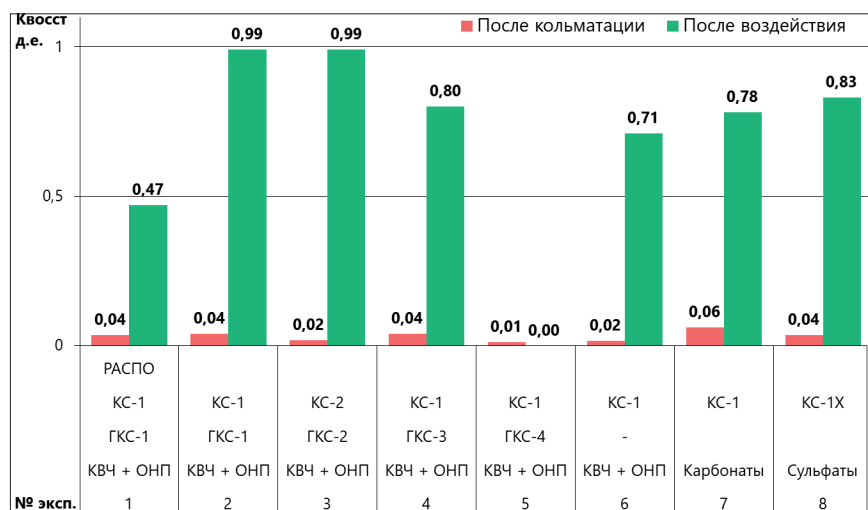


Рис. 5. Результаты фильтрационных экспериментов

проницаемости обеспечивают составы ГКС-1 и ГКС-2. При закачке состава ГКС-3 восстановление проницаемости составляет 80% от значения до кольматации. При закачке состава ГКС-4 происходит деконсолидация образцов керна и вынос породы из кернодержателя, с последующей закупоркой линии отводящих трубок фильтрационной установки. Данный факт свидетельствует о том, что рецептура не совместима с горной породой исследуемого объекта и приводит к её разрушению, повышая риски выноса механических примесей, а также к кольматации при ОПЗ вследствие явления суффозии. Наиболее оптимальными составами для применения в условиях Ромашкинского месторождения являются КС на основе смеси кислот ГКС-1 и ГКС-2, а также солянокислотные составы КС-1 и КС-2.

Применение предварительной закачки углеводородного растворителя приводит к снижению степени восстановления проницаемости, что вероятно связано со снижением фазовой проницаемости модели по воде при насыщении пористой среды растворителем.

Применение состава КС-1Х на основе смеси соляной кислоты и комплексообразователей позволяет эффективно удалять отложения серноокислых солей из пористой среды. Эффективность воздействия сопоставима с растворением осадка карбоната кальция кислотным составом КС-1.

Дополнительно, для оценки характера и глубины кольматации определялись значения проницаемости по газу и пористости образцов после кольматации и сравнивались со значениями до кольматации (рис. 6).

Выявлено, что для образцов керна, использованных в экспериментах по кольматации механическими примесями и нефтепродуктами, происходит существенное снижение проницаемости, в то время как пористость практически не изменяется (точки на графике смещаются вниз). Подобный характер снижения проницаемости обусловлен накоплением кольматанта преимущественно на входной поверхности фильтрации жидкости, без существенного проникновения в объём керна; вероятно, в условиях реальных скважин, кольматация реализуется аналогичным образом. Данный факт обуславливает важность подготовки скважины к проведению ОПЗ: нормализации забоя, промывки ствола скважины углеводородным растворителем в динамическом режиме без продавки в

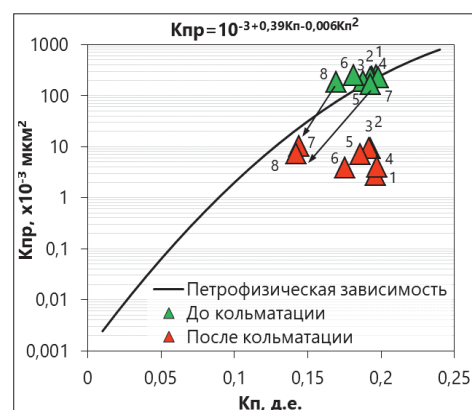


Рис. 6. Петрофизическая зависимость для пород кыновско-пашийского объекта с результатами экспериментов (цифры на графике – номера экспериментов)

пласт, а также предварительной установки солянокислотной ванны (СКВ).

Наоборот, для экспериментов по кольматации модели солями в большей степени отмечается снижение пористости образцов вместе с проницаемостью (смещение точек вниз и влево). Полученные результаты экспериментов подтверждают возможность образования гипса и кальцита/арагонита в пористой среде в условиях кыновско-пашийского объекта Ромашкинского месторождения, а также обуславливают необходимость дополнительного ингибирования закачиваемых вод для предотвращения глубокой кольматации призабойной зоны нагнетательных скважин.

Алгоритм расчёта необходимого количества кислотного состава

Анализ результатов определения компонентного состава механических примесей в нагнетаемой воде показал его мультивариативность и необходимость адресного применения реагентов. Массу механических примесей, привнесённых в пласт через нагнетательную скважину ($m_{КВЧ}$), можно рассчитать по следующей формуле:

$$m_{КВЧ} = V_{плд} C_{КВЧ},$$

где $V_{плд}$ – накопленный объём воды, закачанной в скважину с момента последней ОПЗ, м³; $C_{КВЧ}$ – концентрация КВЧ в воде, кг/м³.

Массу механических примесей также можно представить как сумму масс отдельных соединений:

$$m_{КВЧ} = \sum_{i=1}^n w_i \cdot m_{КВЧ}^{HCl} + \sum_{c=1}^c w_c \cdot m_{КВЧ}^{HF}$$

где w_p, w_c – доля соединений, растворимых в соляной и плавиковой кислоте, соответственно, д.е.; $m_{КВЧ}^{HCl}, m_{КВЧ}^{HF}$ – масса соединений, растворимых в соляной и плавиковой кислоте, соответственно, кг; n, c – количество соединений, растворимых в соляной и плавиковой кислоте, соответственно, шт. Дополнительно к привносимым механическим примесям учитывается масса образующихся солей в забойных условиях, рассчитываемая по методике Дж.Е. Оддо и М.В. Томсона, приведённой в предыдущем разделе.

Для i -го компонента механических примесей необходимую массу хлороводорода (m_{HCl}^i) можно рассчитать по уравнению:

$$m_{HCl}^i = \frac{a_{HCl} \cdot M_{HCl}}{a_i \cdot M_i} \cdot w_i \cdot V_{\text{ппд}} C_{\text{КВЧ}}$$

где a_c , a_{HCl} – стехиометрические коэффициенты при растворяемом соединении и хлороводороде в уравнении реакции, соответственно, безр.; M_i , M_{HCl} – молярная масса растворяемого соединения и хлороводорода, соответственно, г/моль.

Аналогичным образом можно рассчитать массу фтороводорода (m_{HF}^i), необходимую для растворения i -го компонента механических примесей:

$$m_{HF}^c = \frac{a_{HF} \cdot M_{HF}}{a_c \cdot M_c} \cdot w_c \cdot V_{\text{ппд}} C_{\text{КВЧ}}$$

где a_c , a_{HF} – стехиометрические коэффициенты при растворяемом соединении и фтороводороде в уравнении реакции, соответственно, безр.; M_c , M_{HF} – молярная масса растворяемого соединения и фтороводорода, соответственно, г/моль.

Итоговые формулы для расчёта суммарных объёмов растворов соляной и грязевой кислоты примут следующий вид:

$$V_{HCl} = \left(\sum_{i=1}^n \left(\frac{a_{HCl} \cdot M_{HCl}}{a_i \cdot M_i} \cdot w_i \right) \right) \cdot \frac{V_{\text{ппд}} C_{\text{КВЧ}}}{\rho_{HCl} w_{HCl}}$$

$$V_{HCl+HF} = \left(\sum_{i=1}^n \left(\frac{a_{HF} \cdot M_{HF}}{a_c \cdot M_c} \cdot w_c \right) \right) \cdot \frac{V_{\text{ппд}} C_{\text{КВЧ}}}{\rho_{HCl+HF} w_{HF}}$$

где ρ_{HCl} , ρ_{HCl+HF} – плотность композиций на основе соляной и грязевой кислот, соответственно, кг/м³; w_{HCl} , w_{HF} – концентрация соляной и плавиковой кислот в композициях соответственно, %.

Стоит отметить, что основная функция соляной кислоты в составе грязевой – поддержание низкого значения рН среды для предотвращения вторичного осадкообразования. В связи с этим, расход соляной кислоты в составе грязевой на растворение механических примесей не рассчитывается; предполагается, что все компоненты, растворимые в соляной кислоте, удалены КС на предыдущей стадии обработки.

Разработка типовых дизайнов воздействия и рекомендаций по обработке призабойной зоны пласта

Перед производством ОПЗ следует нормализовать забой – очистить скважину от забойной пробки (при обнаружении) и промыть забой углеводородным растворителем. На скважинах, расположенных в ячейках со сниженным пластовым давлением, допускается применение гидравлической желонки.

На скважинах с приемистостью пласта менее 50 м³/сут рекомендуется установка СКВ с экспозицией в интервале обработки не менее 2 часов. Для отложений гипса и бариума рекомендуется увеличить время выдержки до 6 часов. Требуемый объём СКВ определяется как двойной объём эксплуатационной колонны от текущего забоя до глубины на 50 м выше верхних отверстий интервала перфорации и дополнительный объём пачки кислоты, равный 2,0 м³. Перед установкой СКВ перо/воронку на технологических НКТ располагают на глубине нижних отверстий интервала перфорации, при этом после закачки КС необходимо произвести подъем колонны компоновки над зоной установки СКВ. На осложненных образованием неорганических солей скважинах допустима установка СКВ в динамическом режиме. Продукты реакции необходимо извлечь обратной промывкой жидкостью глушения с допуском НКТ до забоя.

№	Потенциальный кольятант	Тип ОПЗ
1	Терригенный материал	ГКО
2	Терригенный материал, продукты коррозии	
3	Терригенный материал, продукты коррозии, углекислые соли	
4	Терригенный материал, углекислые соли	
5	Терригенный материал, сернокислые соли	ГКО с комплексонами
6	Терригенный материал, продукты коррозии, сернокислые соли	
7	Терригенный материал, продукты коррозии, углекислые и сернокислые соли	
8	Терригенный материал, углекислые и сернокислые соли	
9	Продукты коррозии	СКО
10	Продукты коррозии, углекислые соли	
11	Углекислые соли	
12	Сернокислые соли	СКО с комплексонами
13	Продукты коррозии, сернокислые соли	
14	Продукты коррозии, углекислые и сернокислые соли	
15	Углекислые и сернокислые соли	

Табл. 4. Область применения технологий воздействия

Скорость закачки основных порций КС должна поддерживаться минимальной при поступлении в пласт первых порций кислоты и увеличиваться до максимально возможной к концу обработки, при этом предельное давление закачки не должно превышать давления опрессовки эксплуатационной колонны, замеренного в затрубном пространстве.

Для исключения образования осадков при взаимодействии продуктов реакции растворения терригенных разностей с катионами металлов, присутствующих в пластовой воде и жидкостях глушения, рекомендуется использовать буферные жидкости. Оптимальным вариантом в данном случае может выступить раствор хлорида аммония, ввиду высокой растворимости его солей в воде, а также способности ингибировать гидратацию глинистых минералов коллектора (Al-Anazi et al., 2006; Магадова и др., 2015). Оптимальную концентрацию раствора рекомендуют определить с использованием фильтрационных исследований.

Применительно к кыновско-пашийскому объекту Ромашкинского месторождения выделено четыре вида технологии ОПЗ, в зависимости от состава кольятанта (табл. 4), и разработаны типовые дизайны (табл. 5, 6).

Заключение

Проведён комплекс аналитических и лабораторных исследований по выбору и оптимизации технологий обработки призабойной зоны нагнетательных скважин кыновско-пашийского объекта Ромашкинского месторождения. Продуктивный объект представлен переслаиванием песчано-алевритовых глинистых пород и глин. По данным гранулометрического анализа породы преимущественно

№	Этап	Работы / реагент		Объём
		СКО	СКО с комплексонами	
1	Глушение скважины растворов с необходимым удельным весом			-
2	Подготовка ствола в интервале установки пакера, нормализация забоя, промывка интервала перфорации	Углекислотный растворитель		$V_{ЭК-III} + 2 м^3$
3	Закачка буферной жидкости	Раствор хлорида аммония		$2 м^3$
4	Установка солянокислотной ванны в интервале перфорации	КС-1	КС-1Х	$V_{ЭК-III} + 2 м^3$
5	Вымыв продуктов реакции обратной промывкой			-
6	Технологический отстой	2 час	6 часов	-
7	Закачка буферной жидкости	Раствор хлорида аммония		$2 м^3$
8	Закачка солянокислотного состава	КС-1	КС-1Х	V
9	Закачка буферной жидкости	Раствор хлорида аммония		$2 м^3$
10	Продавка жидкостью глушения с необходимым удельным весом			$V_{НКТ-III}$
11	Технологический отстой	2 час	6 часов	-
12	Освоение продуктов реакции			$1,5 V_{ОПЗ}$

Табл. 5. Типовой дизайн технологии СКО / СКО с комплексонами. * $V_{ЭК-III}$ – объем эксплуатационной колонны в интервале перфорации, $V_{НСЛ}$ – объем соляной кислоты, $V_{НКТ-III}$ – объем НКТ в интервале перфорации, $V_{ОПЗ}$ – суммарный объем реагентов, закачанных в пласт при ОПЗ.

№	Этап	Работы / реагент		Объём
		ГКО	ГКО с комплексонами	
1	Глушение скважины растворов с необходимым удельным весом			-
2	Подготовка ствола в интервале установки пакера, нормализация забоя, промывка интервала перфорации	Углекислотный растворитель		$V_{ЭК-III} + 2 м^3$
3	Закачка буферной жидкости	Раствор хлорида аммония		$2 м^3$
4	Установка солянокислотной ванны в интервале перфорации	КС-1	КС-1Х	$V_{ЭК-III} + 2 м^3$
5	Технологический отстой	2 час	6 часов	-
6	Вымыв продуктов реакции обратной промывкой			-
7	Закачка буферной жидкости	Раствор хлорида аммония		$2 м^3$
8	Закачка солянокислотного состава	КС-1	КС-1Х	V
9	Закачка буферной жидкости	Раствор хлорида аммония		$2 м^3$
10	Закачка грязевой кислоты	ГКС-1		$V + H F$
11	Закачка буферной жидкости	4% раствор хлорида аммония		$2 м^3$
12	Продавка жидкостью глушения с необходимым удельным весом			$V_{НКТ-III}$
13	Технологический отстой	2 час	4 часа	-
14	Освоение продуктов реакции			$1,5 V_{ОПЗ}$

Табл. 6. Типовой дизайн технологии ГКО / ГКО с комплексонами

состоят из мелкозернистого песчаника и крупнозернистого алевролита.

По результатам анализа исходных данных, сделаны выводы о том, что основными источниками кольматации являются привносимые с закачиваемой водой механические примеси (в среднем 6 мг/л) и нефтепродукты (в среднем 50 мг/л), а также неорганические соли. Риски выпадения кальцита/арагонита (до 0,48 г/л) и незначительного количества барита (до 0,10 г/л) в забойных условиях подтверждены путём моделирования с использованием методики Дж.Е. Оддо и М.В. Томсона. Отложения проб с кустовых насосных станций представлены терригенным материалом, продуктами коррозии, солями и высокомолекулярными компонентами нефти.

Учитывая разновидности кольматантов, для исследований был выбран ряд реагентов: кислотных составов с различными рецептурами, углеводородных растворителей и комплексообразователей. Проведены физико-химические исследования данных реагентов, включавшие определение коррозионной активности КС, тестирование их стабильности, совместимости с нефтью и пластовой водой. Испытана совместимость углеводородного растворителя с КС, а также с КС в среде закачиваемой воды и непосредственно водой. По результатам тестов КС и растворитель совместимы с пластовыми флюидами. Углеводородный растворитель также совместим с закачиваемой водой. При фильтровании смеси углеводородного растворителя с КС выявлены следы выпадения высокомолекулярных

компонентов нефти, отмечена необходимость применения буферных пачек для разделения стадий КС и растворителя.

По результатам серии фильтрационных экспериментов по кислотному воздействию на образцы керна Ромашкинского месторождения определены оптимальные рецептуры КС для очистки ПЗП от механических примесей и неорганических солей: КС-1, КС-1Х, КС-2, ГКС-1, ГКС-1. Установлено, что необходимо применение технологий обработки, включающих последовательную закачку солянокислотного состава и КС на основе смеси соляной и плавиковой кислот. Применение предварительной закачки углеводородного растворителя приводит к снижению степени восстановления проницаемости, что, вероятно, связано со снижением фазовой проницаемости модели по воде при насыщении пористой среды растворителем.

Выявлено, что механизм снижения проницаемости при кольтатации механическими примесями обусловлен накоплением кольтатанта преимущественно на входной поверхности фильтрации жидкости, без существенного проникновения в объём керна. Отмечена важность подготовки скважины к проведению ОПЗ – нормализации забоя, промывки ствола скважины углеводородным растворителем в динамическом режиме без продавки в пласт, а также предварительной установки солянокислотной ванны.

По результатам определения фильтрационно-емкостных характеристик керна в условиях кольтатации неорганическими солями подтверждена возможность образования, как сульфата, так и карбоната кальция в пористой среде в условиях кыновско-пашийского объекта Ромашкинского месторождения, что обуславливает необходимость дополнительного ингибирования закачиваемых вод для предотвращения глубокой кольтатации призабойной зоны нагнетательных скважин.

Разработан алгоритм расчёта оптимального объёма КС для удаления из призабойной зоны пласта кольтатантов на основе данных исследования минералогического состава механических примесей и ионного состава нагнетаемых вод. Сформированы рекомендации по подготовке скважины к производству ОПЗ. Применительно к различным составам кольтатанта определено четыре типа технологии обработки – СКО, ГКО, СКО и ГКО с комплексонами, и разработаны типовые дизайны воздействия.

Финансирование

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-299 в рамках программы развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

Литература

Борисов Г.К., Ишмяров Э.Р., Политов М.Е., Барбаев И.Г., Никифоров А.А., Иванов Е.Н., Волошин А.И., Смолянец Е.Ф. (2018а). Физическое моделирование процессов кольтатации призабойной зоны скважин Среднебугубинского месторождения. Ч.2. Моделирование кольтатации порового пространства пласта компонентами нефти. *Нефтепромысловое дело*, 12, с. 64–67. <https://doi.org/10.30713/0207-2351-2018-12-64-67>
Борисов Г.К., Ишмяров Э.Р., Политов М.Е., Мингалишев Ф.К., Барбаев И.Г., Никифоров А.А., Иванов Е.Н., Волошин А.И., Смолянец Е.Ф. (2018б). Физическое моделирование процессов кольтатации призабойной зоны скважин Среднебугубинского месторождения.

Ч. 1. Моделирование отложений кальцита и гипса в пористой среде и способы их удаления. *Нефтепромысловое дело*, 11, с. 73–80. <https://doi.org/10.30713/0207-2351-2018-11-73-80>

Давлетшина Л.Ф. (2021). Создание комплексного коллоидно-химического подхода к разработке составов и технологий для кислотных обработок скважин с использованием колтюбинговых установок. *Дисс. д. тех. н.* Москва, 364 с.

Лутфуллин А.А., Абусалимов Э.М., Шарифуллин А.Р., Ситдииков М.Р., Дмитриева А.Ю., Батулин Н.И. (2022). Исследования физико-химических свойств технологических жидкостей для моделирования кислотной обработки призабойной зоны карбонатного пласта. *Нефтяное хозяйство*, 7, с. 43–47. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-7-43-47>

Магадова Л.А., Давлетшина Л.Ф., Пахомов М.Д., Давлетов З.Р. (2015). Осадкообразование при взаимодействии кислотных составов с минералами терригенного коллектора. *Нефтепромысловое дело*, 9, с. 31–36.

Al-Anazi H.A., Al-Otaibi M., Al-Faifi M.G., Hilab V.V. (2006). Enhancement of Gas Productivity Using Alcoholic Acids: Laboratory and Field Studies. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Texas, 10 p. <https://doi.org/10.2118/102383-MS>

McLeod H.O. (1984). Matrix Acidizing. *Journal of Petroleum Technology*, 36, pp. 2055–2069. <https://doi.org/10.2118/13752-PA>

McLeod H.O., Ledlow L.B., Till M.V. (1983). The Planning, Execution, and Evaluation of Acid Treatments in Sandstone Formations. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. California, 20 p. <https://doi.org/10.2118/11931-MS>

Oddo J.E., Tomson M.B. (1998). Method predicts well bore scale, corrosion. *Oil and Gas*, June, pp. 107–114.

Trushin Y., Aleshchenko A., Danilin K., Folomeev A., Haydar A., Gorin A., Sharifullin A. (2019). Complex approach to the design of acid treatment of carbonate reservoirs. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow, 21 p. <https://doi.org/10.2118/196977-RU>

van Gijtenbeek K., Neyfeld A.P., Prudnikova A. (2006). One Molar Salt Solutions used for Clay Control in Waterbased Frac Fluids in West Siberia. *SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition*. Moscow. <https://doi.org/10.2118/101203-MS>

Сведения об авторах

Азам Абузарович Лутфуллин – кандидат тех наук, заместитель начальника департамента разработки месторождений СП «Татнефть-Добыча», ПАО «Татнефть» Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75

Эдуард Марсович Абусалимов – начальник отдела обработки призабойной зоны пласта управления ГТМ, ПАО «Татнефть» Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75

Алексей Евгеньевич Фоломеев – кандидат техн. наук, внештатный эксперт, Уфимский государственный нефтяной технический университет Россия, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, д. 1

Арслан Рустемович Хатмуллин – магистрант, Уфимский государственный нефтяной технический университет Россия, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, д. 1

Андрей Ришадович Шарифуллин – кандидат техн. наук, технический директор, ООО «Тетакон» Россия, Уфа, ул. Карла Маркса, д. 44 e-mail: cto@tetacom.pro

Марат Ринатович Ситдииков – генеральный директор, ООО «Тетакон» Россия, Уфа, ул. Карла Маркса, д. 44

Статья поступила в редакцию 28.09.2022;
Принята к публикации 14.11.2022; Опубликована 20.12.2022

Complex matrix treatment technologies selection and adaptation for the injection wells of the Republic of Tatarstan oilfields

A.A. Lutfullin¹, E.M. Abusalimov¹, A.E. Folomeev², A.R. Khatmullin², A.R. Sharifullin³, M.R. Sitdikov³

¹Tatneft PJSC, Almet'yevsk, Russian Federation

²Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation

³Tetacom JSC, Ufa, Russian Federation

*Corresponding author: Andrey R. Sharifullin, e-mail: cto@tetacom.pro

Abstract. Nowadays, oil fields on the territory of the Republic of Tatarstan are developed with application of systems for reservoir pressure maintenance, involving injection of large volumes of water into the formation. Efficiency of waterflooding depends on the quality of the injected agent, and, despite the use of various technologies of preparation and treatment of injected water, with the lapse of time critical matrix porosity and permeability inevitably decreases. In this work the main sources of injection wells critical matrix clogging are considered: mechanical impurities, oil products and scales formation, and the results of the component composition analysis of deposits from cluster pumping stations are given. Using the Oddo-Thomson methodology, it is revealed that injected water is prone to calcite and barite deposition at bottomhole conditions. Physicochemical and core-flooding study of several reagents for removing colmatants: acid compositions, hydrocarbon solvents and complexing agents were carried out and their optimal formulations were determined. The matrix treatment technology, including the sequential injection of compositions based on hydrochloric and mud acids, was substantiated. An algorithm for calculating the optimal reagent volume has been developed on the basis of research data on the mineralogical composition of mechanical impurities and ionic composition of injected water. Four types of matrix treatment technologies were determined for the conditions of injection wells at the Romashkinskoye oil field Devonian formation, taking into account the composition of colmatant, and acid treatment designs were developed.

Keywords: acid treatment, injection wells, matrix treatment, acid composition, solvent, high-molecular weight components, scales

Acknowledgements

The work was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under agreement No. 075-15-2022-299 within the framework of the development program for a world-class Research Center "Efficient development of the global liquid hydrocarbon reserves".

Recommended citation: Lutfullin A.A., Abusalimov E.M., Folomeev A.E., Khatmullin A.R., Sharifullin A.R., Sitdikov M.R. (2022). Complex matrix treatment technologies selection and adaptation for the injection wells of the Republic of Tatarstan oilfields. *Georesursy = Georesources*, 24(4), pp. 91–101. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.8>

References

- Al-Anazi H.A., Al-Otaibi M., Al-Faifi M.G., Hilab V.V. (2006). Enhancement of Gas Productivity Using Alcoholic Acids: Laboratory and Field Studies. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Texas, 10 p. <https://doi.org/10.2118/102383-MS>
- Borisov G.K., Ishmiyarov E.R., Politov M.E., Barbaev I.G., Nikiforov A.A., Ivanov A.I., Voloshin E.N., Smolyanets E.F. (2018a). Physical modeling of colmatation processes in the near-well bottom zone of Sredne-Botuobinsky field. Part 2. Simulation of porous environment colmatation by oil components. *Neftepromyslovoe delo = Oilfield Engineering*, 12, pp. 64–67. (In Russ.) <https://doi.org/10.30713/0207-2351-2018-12-64-67>
- Borisov G.K., Ishmiyarov E.R., Politov M.E., Mingalishiev F.K., Voloshin A.I., Smolyanets E.F., Barbaev I.G., Nikiforov A.A., Ivanov E.N. (2018b). Physical modeling of colmatation processes in the near-well

bottom zone of Sredne-Botuobinsky field. Part 1. Simulation of calcite and gypsum deposits in a porous environment and the methods of their removal. *Neftepromyslovoe delo = Oilfield Engineering*, 11, pp. 73–80. (In Russ.) <https://doi.org/10.30713/0207-2351-2018-11-73-80>

Davletshina L.F. (2021). Creation of complex colloid-chemical approach to development of compositions and technologies for acid well treatment using coiled tubing units. Dr. engin. sci. diss. Moscow, 364 p. (In Russ.)

Economides M.J., Nolte K.G. (2000). Reservoir Stimulation. Third Edition. New York: John Wiley & Sons LTD Publ. 856 p.

Lutfullin A.A., Abusalimov E.M., Sharifullin A.R., Sitdikov M.R., Dmitrieva A.Yu., Baturin N.I. (2022). Analysis of physicochemical properties of fluids to be used in acidizing modeling. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 7, pp. 43–47. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-7-43-47>

Magadova L.A., Davletshina L.F., Pahomov M.D., Davletov Z.R. (2015). Precipitation during the interaction of acid compositions with sandstone reservoir minerals. *Neftepromyslovoe delo = Oilfield Engineering*, 9, pp. 31–36. (In Russ.)

McLeod H.O. (1984). Matrix Acidizing. *Journal of Petroleum Technology*, 36, pp. 2055–2069. <https://doi.org/10.2118/13752-PA>

McLeod H.O., Ledlow L.B., Till M.V. (1983). The Planning, Execution, and Evaluation of Acid Treatments in Sandstone Formations. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. California, 20 p. <https://doi.org/10.2118/11931-MS>

Oddo J.E., Tomson M.B. (1998). Method predicts well bore scale, corrosion. *Oil and Gas*, June, pp. 107–114.

Trushin Y., Aleshchenko A., Danilin K., Folomeev A., Haydar A., Gorin A., Sharifullin A. (2019). Complex approach to the design of acid treatment of carbonate reservoirs. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow, 21 p. <https://doi.org/10.2118/196977-RU>

van Gijtenbeek K., Neyfeld A.P., Prudnikova A. (2006). One Molar Salt Solutions used for Clay Control in Waterbased Frac Fluids in West Siberia. *SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition*. Moscow. <https://doi.org/10.2118/101203-MS>

About the Authors

Azat A. Lutfullin – Cand. Sci. (Engineering), Deputy Head of the Department of Field Development, Tatneft-Dobycha, Tatneft PJSC Lenin str., 75, Almet'yevsk, 423450, Russian Federation

Eduard M. Abusalimov – Head of the Department of Treatment of the Bottomhole Zone, Tatneft PJSC Lenin str., 75, Almet'yevsk, 423450, Russian Federation

Aleksey E. Folomeev – Cand. Sci. (Engineering), Independent Expert, Ufa State Petroleum Technological University Kosmonavtov str., 1, Ufa, 450064, Russian Federation

Arslan R. Khatmullin – Graduate Student, Ufa State Petroleum Technological University Kosmonavtov str., 1, Ufa, 450064, Russian Federation

Andrey R. Sharifullin – Cand. Sci. (Engineering), Technical Director, Tetacom JSC Karl Marks str., 44, Ufa, Russian Federation e-mail: cto@tetacom.pro

Marat R. Sitdikov – General Director, Tetacom JSC Karl Marks str., 44, Ufa, Russian Federation

Manuscript received 28 September 2022;

Accepted 14 November 2022;

Published 20 December 2022