

Вестник Евразийской науки / The Eurasian Scientific Journal <https://esj.today>

2021, №6, Том 13 / 2021, No 6, Vol 13 <https://esj.today/issue-6-2021.html>

URL статьи: <https://esj.today/PDF/26NZVN621.pdf>

Ссылка для цитирования этой статьи:

Кожин, В. Н. Опыт применения реагентов-растворителей для интенсификации добычи нефти на скважинах АО «Самаранефтегаз» / В. Н. Кожин, П. В. Рошин, А. В. Никитин, И. И. Киреев, А. А. Амиров, В. М. Хафизов, Е. А. Смирнов, Е. А. Чернова, Е. М. Васякин // Вестник евразийской науки. — 2021. — Т. 13. — № 6. — URL: <https://esj.today/PDF/26NZVN621.pdf>

For citation:

Kozhin V.N., Roshchin P.V., Nikitin A.V., Kireev I.I., Amirov A.A., Khafizov V.M., Smirnov E.A., Chernova E.A., Vasiakin E.M. Experience in the use of reagents-solvents for the intensification of oil production at the wells of JSC "Samaraneftegaz". *The Eurasian Scientific Journal*, 13(6): 26NZVN621. Available at: <https://esj.today/PDF/26NZVN621.pdf>. (In Russ., abstract in Eng.).

Кожин Владимир Николаевич

ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия
Генеральный директор
Кандидат технических наук
E-mail: KozhinVN@samnipi.rosneft.ru

Рошин Павел Валерьевич

ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия
Главный менеджер по ключевым проектам
Кандидат технических наук
E-mail: RoschinPV@samnipi.rosneft.ru
РИНЦ: https://elibrary.ru/author_profile.asp?id=699878

Никитин Александр Валерьевич

ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия
Инженер 2 категории
ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет», Самара, Россия
Аспирант
E-mail: NikitinAV@samnipi.rosneft.ru

Киреев Иван Иванович

ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия
Начальник управления
E-mail: KireevII@samnipi.rosneft.ru

Амиров Альберт Азатович

АО «Самаранефтегаз», Самара, Россия
Начальник управления
E-mail: AmirovAA@samng.rosneft.ru

Хафизов Вадим Мирхатимович

АО «Самаранефтегаз», Самара, Россия
Начальник управления
E-mail: KhafizovVM@samng.rosneft.ru

Смирнов Евгений Анатольевич

АО «Самаранефтегаз», Самара, Россия
Начальник сектора
E-mail: SmirnovEA@samng.rosneft.ru

Чернова Елена Александровна

АО «Самаранефтегаз», Самара, Россия
Региональный менеджер по разработке месторождений Северной группы месторождений
E-mail: ChernovaEA@samng.rosneft.ru

Васякин Евгений Михайлович

АО «Самаранефтегаз», Самара, Россия
Региональный менеджер по Северной группе месторождений
E-mail: VasiakinEM@samng.rosneft.ru

**Опыт применения реагентов-растворителей
для интенсификации добычи нефти на скважинах
АО «Самаранефтегаз»**

Аннотация. Месторождения Самарской области представлены большим количеством объектов с различными геолого-физическими характеристиками продуктивных пластов. Например, температуры продуктивных пластов варьируются от +8 до 90 °С. Свойства нефтей также различаются. Например, встречаются как легкие маловязкие нефти, так и нефти с повышенной вязкостью, сверхвязкие нефти (выше 200 мПа·с), с высоким и низким содержанием сероводорода и др. Наличие такого большого количества объектов, находящихся в разработке, предъявляет особые требования к планированию и проведению различных геолого-технических мероприятий, связанных с повышением эффективности добычи нефти. Активное развитие методов интенсификации добычи нефти привело к существенному расширению инструментов и комплексированию методов воздействия на продуктивный пласт. В работе представлен анализ результатов геолого-технических мероприятий по обработке призабойной зоны пласта на месторождениях Самарской области. По результатам проведения анализа осложнений на фонде скважин АО «Самаранефтегаз» установлено, что происходит увеличение доли фонда скважин, осложненного асфальтеносмолопарафиновыми отложениями. Проведен сравнительный анализ эффективности традиционных солянокислотных и глинокислотных обработок с комплексными технологиями с закачкой предварительной оторочки реагента-растворителя на углеводородной основе. Установлено, что в ряде случаев эффективность кислотной обработки с закачкой реагента-растворителя значительно выше традиционных обработок. Также отмечается, что проведенные комплексные гидромониторные обработки призабойной зоны пласта на месторождениях высоковязкой нефти и нефти повышенной вязкости растворителем и кислотным составом позволили получить среднюю дополнительную добычу по нефти более 900 тонн на одну скважину за 12 месяцев при продолжающемся эффекте.

Ключевые слова: интенсификация добычи нефти; углеводородные растворители; скважина; обработка призабойной зоны; кислотная обработка; статистические данные; осложнения при работе скважин

История добычи нефти Самарской области ведется с 1637 года, когда в «Росписи пушечных запасов» была впервые упомянута казанская черная нефть, добываемая на берегах реки Сок. В последующие годы о нефти Самарского края писали такие путешественники и исследователи, как И.И. Лепихин, П.С. Паллас, А.Р. Мурчисон, профессор Горного института Г.Д. Романовский и другие. В 1931 году был образован трест нефтяной и газовой промышленности «Востокнефть». За период с 1937 по 1940 г. добыча нефти увеличилась в 12 раз. 22 ноября 1994 года была добыта миллиардная тонна нефти.

Месторождения Самарской области представлены большим количеством объектов с различными геолого-физическими характеристиками продуктивных пластов. Например, температуры продуктивных пластов варьируются от +8 до 90 °С. Свойства нефтей также различаются. Например, встречаются как легкие маловязкие нефти, так и нефти с повышенной вязкостью, сверхвязкие нефти (выше 200 мПа·с), с высоким и низким содержанием сероводорода и др.¹ Наличие такого большого количества объектов, находящихся в разработке, предъявляет особые требования к планированию и проведению различных геолого-технических мероприятий (ГТМ), связанных с повышением эффективности добычи нефти.

Активное развитие методов интенсификации добычи нефти привело к существенному расширению инструментов и методов воздействия на продуктивный пласт. Так, например, последние тенденции в развитии данных технологий основаны на объединении методов воздействия различной природы на продуктивный пласт. Ряд отечественных авторов [2–10] утверждает о необходимости объединения химических, физических и тепловых методов воздействия как для технологий повышения нефтеотдачи пластов, так и для интенсификации добычи нефти.

Известно, что дополнительные химические и тепловые виды воздействия позволяют эффективнее бороться с загрязнением призабойной зоны пласта, удалять асфальтеносмолопарафиновые отложения (АСПО) и пленку нефти с поверхности пор породы, что положительно сказывается на эффективности дальнейшего воздействия на породу пласта-коллектора кислотной обработкой. Дополнительные виды физического воздействия (например, вибрационное), в свою очередь увеличивают площадь обработанной зоны вокруг скважины [2–5; 8].

Так, например, в работе [4] отмечается, что проведенные комплексные гидромониторные обработки призабойной зоны пласта на месторождениях высоковязкой нефти и нефти повышенной вязкости растворителем и кислотным составом позволили получить среднюю дополнительную добычу по нефти более 900 тонн на одну скважину за 12 месяцев при продолжающемся эффекте. Суммарная дополнительная добыча нефти за данный период составила 4500 тонн.

В работе [11] представлены результаты промысловых испытаний комбинированного применения химических композиций различного функционального назначения, гелеобразующих, интенсифицирующих и нефтевытесняющих, в сочетании с термическими методами добычи.

¹ Ольховская, В.А. Подземная гидромеханика. Фильтрация неньютоновской нефти: учебное пособие для студентов высших учебных заведений, обучающихся по специальности 130503 "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений" направления подготовки специалистов 130500 "Нефтегазовое дело", по представлению Ученого совета ГОУ ВПО "Самарский государственный технический университет" / В.А. Ольховская; В.А. Ольховская. — Москва: ВНИИОЭНГ, 2011. — 221 с. — ISBN 978-5-88595-168-5.

Промысловые испытания проходили на пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения высоковязкой нефти, Республика Коми, Россия. В приведенных случаях использованы кислотные составы на основе поверхностно-активных веществ (ПАВ), аддукта неорганической кислоты и многоатомного спирта, при этом проведение кислотных обработок обуславливалось необходимостью восстановления проницаемости призабойной зоны после проведения операции по выравниванию профиля приемистости пара с помощью гелеобразующего состава. Также в работе отмечается положительный опыт обработки призабойной зоны пласта (ПЗП) непосредственно перед закачкой пара в пласт. Исходя из представленных в работе [11] результатов возможно сделать вывод об успешном опыте комбинирования кислотных обработок с тепловыми и химическими методами увеличения нефтеотдачи для достижения более высокой эффективности технологий.

Иностранные коллеги в свою очередь в работе [12] отмечают успешный опыт проведения кислотных обработок на скважинах месторождения высоковязкой нефти Suplacu de Barceau, Румыния.

По результатам ряда исследований, указанных в работе, авторами было принято решение о закачке соляной кислоты с другими реагентами.

Таким образом, по указанной в работе программе, кислотной обработке предшествует закачка в пласт углеводородного растворителя с целью отмыва пленки с нефти с поверхности пор породы, а также закачка в пласт хелаторов GLDA (3 скважины) и ДТРА (7 скважин) с целью удаления накипи (последствия многолетней закачки пара в пласт) из пространства ПЗП.

По результатам обработки 10 скважин в соответствии с данной программой удалось увеличить добычу нефти в среднем от 3 до 7 раз. В последствии добыча стабилизировалась, но осталась на уровне в 2–3 раза большем исходного [12].

Опыт коллег по кислотным обработкам на месторождении высоковязкой нефти Мексики под названием Tamaulipas отмечен в работе [13].

Обработанная скважина является горизонтальной, расположенной на офшоре, пласт-коллектор представлен карбонатными породами.

Последовательность закачки химических реагентов в скважину отмечена в таблице 1.

Программа проведения кислотной обработки скважины [13]

Таблица 1

Агент закачки	Назначение агента закачки	Объем закачки, м
Ксилол	Растворитель	12
15 % HCl	Основная кислота	6
Загеленный кислотный состав	Кислота-отклонитель	4
15 % HCl	Основная кислота	6
Загеленный кислотный состав	Кислота-отклонитель	4
15 % HCl	Основная кислота	6
2 % KCl	Продавочная жидкость	10

Дебит нефти на скважине после обработки составил 204 м³/сут., что на 30 % больше аналогичного показателя до проведения кислотной обработки.

На основе описанных в работе результатов удается утверждать об эффективности разработанной технологии проведения кислотных обработок под названием «fingering technique» [13].

В работе коллег из Китая [14] отмечается успешное использование кислотных составов на скважине с высоковязкой нефтью с повышением суточного дебита в два раза (16 тонн в сутки после ГТМ). Также, кратко описаны результаты тестирования кислотной обработки на

скважине с греющим кабелем, отмечается, что данное сочетание технологий позволяет более эффективно поддерживать стабильную добычу.

На месторождении высоковязкой нефти Chichimene, Колумбия, отмечается использование дополнительного оборудования для проведения кислотных обработок [14].

В работе [15] данное оборудование упоминается как «жидкостный осцилятор», позволяющий увеличить глубину проникновения реагента в продуктивный пласт. Авторами работы было решено использовать указанный «осцилятор» по причине больших нефтенасыщенных интервалов, а также значительно высокой неоднородности пласта по проницаемости.

Исходя из описанного в работе плана выполнения ГТМ, возможно утверждать о последовательной закачке в пласт следующих реагентов:

- 2 % раствор KCl;
- смесь растворителей на основе ароматических и алифатических углеводородов;
- раствор уксусной и муравьиной кислот.

Итогом работы стало выполнение 5 успешных обработок на скважинах высоковязкой нефти.

Описанные обработки обеспечили рост дебита на скважинах в 1,5–2 и более раз [15].

На основе приведенного обзора работ специалистов РФ и зарубежных стран удается отметить главную тенденцию в развитии технологии кислотных обработок скважин с высоковязкой нефтью: комплексирование.

Таким образом, на данный момент главный тренд в развитии множества технологий как по увеличению нефтеотдачи, так и по интенсификации притока направлен на совместное использование различных методов воздействия.

Высокие перспективы комплексирования технологий при проведении кислотных обработок также отмечены в следующих работах специалистов РФ [16–20], а также в различных публикациях иностранных специалистов [21–25].

На сегодняшний день тенденция комплексирования способов воздействия на призабойную зону пласта для интенсификации добычи нефти отмечается также и в области патентов. Так, [26–30] представляют собой патенты на различные комплексные модификации процесса кислотной обработки призабойной зоны пласта.

Подход комплексирования в данном случае позволяет как устранить осложнения, возникающие при разработке месторождений высоковязкой нефти с помощью дополнительных воздействий (тепловое воздействие, вибровоздействие, закачка растворителей и т. д.), так и увеличить эффективность основного действия кислотных составов — растворения породы-коллектора с последующим снятием скин-фактора, увеличением проницаемости ПЗП [19; 20].

Ожидается, что в дальнейшем подобный подход позволит значительно повысить эффективность разработки месторождений высоковязкой нефти, а также увеличить продуктивность работы скважин месторождений с указанными особенностями и осложнениями.

Описанные комплексные подходы являются актуальными относительно добывающих нефтяных скважин АО «Самаранефтегаз», что подтверждается результатами анализа данных

динамики по фонду скважин АО «Самаранефтегаз», осложненного отложениями асфальтенов, смол и парафинов на рисунке 1.

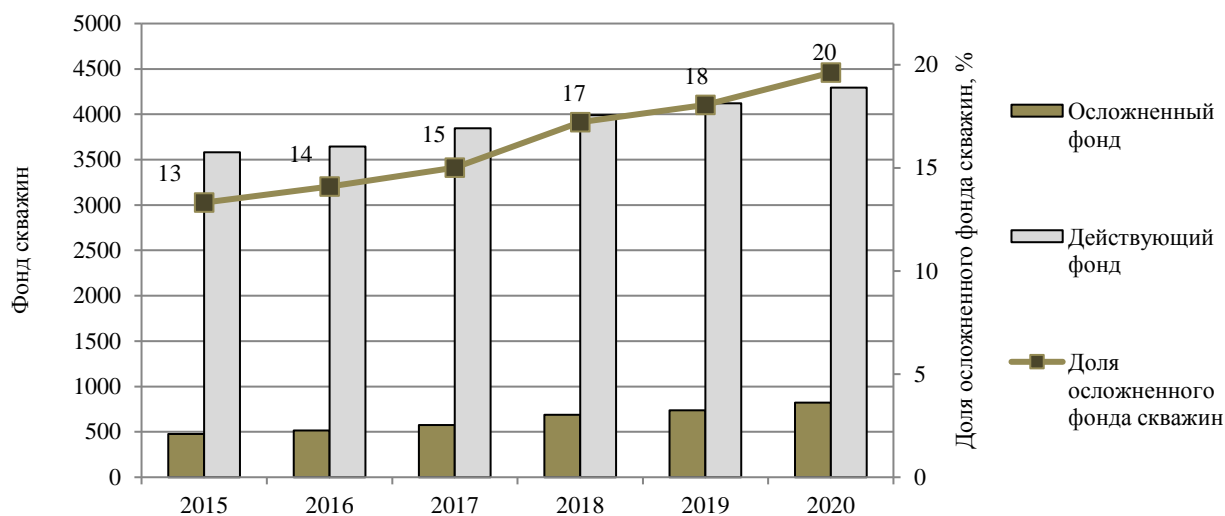


Рисунок 1. Фонд скважин АО «Самаранефтегаз», осложненный АСПО (составлено/разработано автором)

Как видно по рисунку 1, за период с 2015 по 2020 г. отмечается плавный рост фонда, осложненного АСПО, что коррелирует с общим ростом количества добывающих скважин. В таком случае рост осложненного фонда скважин можно частично объяснить разбуриванием объектов с нефтью повышенной и высокой вязкости, где повышенное содержание асфальтенов, смол и парафинов в составе продукции — естественное явление. В конечном итоге растет необходимость проведения комплексных обработок призабойной зоны (ОПЗ) для эффективного удаления органических отложений с поверхности породы призабойной зоны пласта-коллектора с последующим химическим воздействием на скелет породы.

На рисунках 2–5 отображены данные по эффективности проведения ОПЗ на скважинах АО «Самаранефтегаз» в период с 2008 по 2019 г.

В представленном в данной работе сравнении участвовали как классические соляно-кислотные обработки (СКО) и глино-кислотные обработки (ГКО) призабойной зоны пласта, а также ОПЗ растворителем, так и их комбинации, в которых растворитель закачивается первой пачкой, а затем закачивается кислотный состав.

Анализ результатов (рис. 2, 3) показывает, что по половине отмеченных объектов средний прирост суточного дебита нефти при проведении комплексной обработки (СКО с растворителем или ГКО с растворителем) больше, чем при классических СКО и ГКО.

Особой эффективностью комплексные обработки обладают на месторождениях с повышенным содержанием асфальтенов, смол и парафинов в нефти.

В случае с объектом В1, Месторождения 6 средний прирост дебита после комплексных обработок составил 68,02 т/сут. против 18,7 т/сут. после классического СКО. При этом содержание парафина в нефти составляет 4,16 %, пластовая температура 57 °С, температура плавления парафина 62 °С.

Аналогично комплексная обработка превосходит стандартную СКО в плане прироста дебита нефти по объекту С3-1, Месторождения 14, где содержание парафина в нефти достигает 9,5 %, а пластовая температура относительно невысокая, 28 °С.

Похожая ситуация прослеживается и по объекту Б2+В1, Месторождения 9, содержание парафина в нефти Б2 = 5,60–8,31 %, В1 = 1,12–11,36 %, смол силикагелевых Б2 = 10,50–18,21 %, В1 = 5,96–16,80 %, температура пластовая Б2 = 33,0 °С, В1 = 39,0 °С, температура плавления парафина 55 °С.

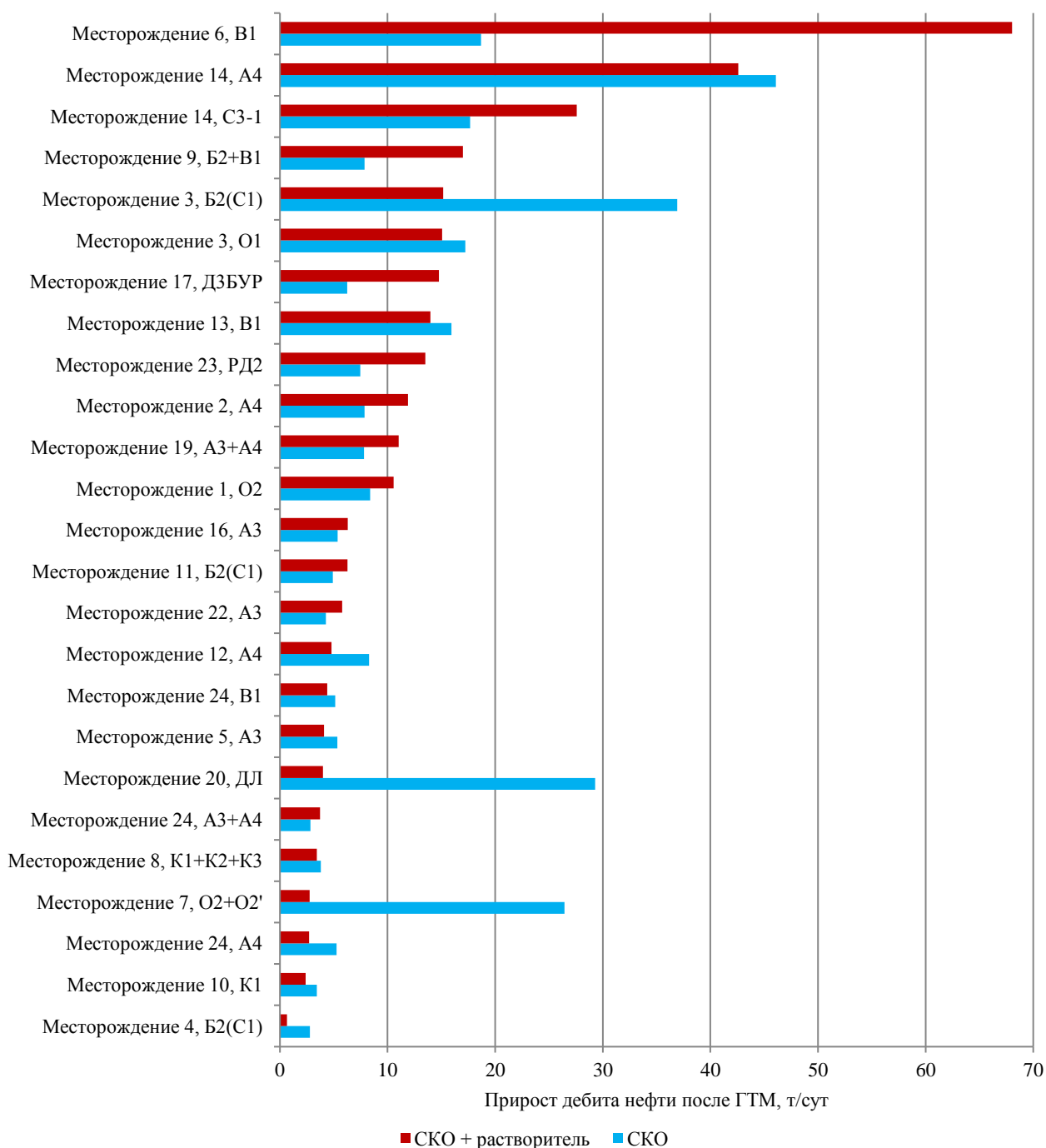


Рисунок 2. Сравнение эффективности СКО и СКО с растворителем (составлено/разработано автором)

В приведенных случаях добываемая нефть обладают низкой вязкостью, однако содержание парафина в ней повышенное, либо высокое, что значительно увеличивает вероятность возникновения отложений на забое скважины и на рабочих поверхностях погружного оборудования, ведущих к последующему снижению дебита скважины.

Предварительно закачиваемый растворитель позволяет удалить возникающие отложения и повысить эффективность обработки в целом.

Также высокая эффективность комплексных обработок отмечается на месторождениях высоковязкой нефти, таких как 19, 16 и 5. Однако, в виду высоких значений концентрации тяжелых компонентов в данных нефтях, рекомендуется проведение тщательного индивидуального подбора растворителей и кислотных составов под конкретные пласты региона для эффективного выполнения ОПЗ. При этом данные рекомендации актуальны и для месторождений легкой нефти.

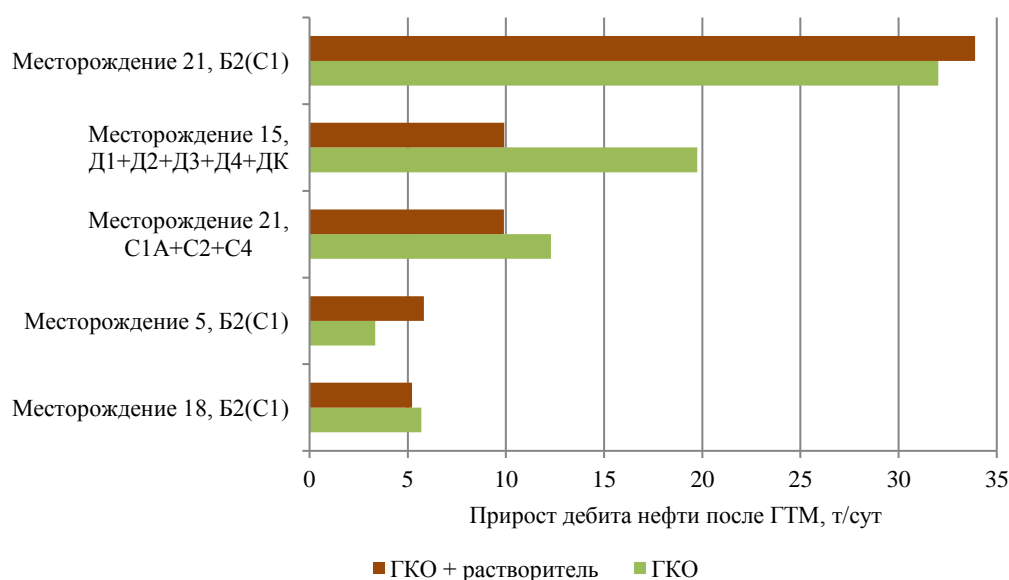


Рисунок 3. Сравнение эффективности ГКО и ГКО с растворителем (составлено/разработано автором)

Аналогичная ситуация просматривается и по результатам сравнения эффективности ГКО с растворителем и классических ГКО на рисунке 3.

Повышенная эффективность комплексных методов отмечается на объекте Б2(С1) Месторождения 21, где содержание парафина в нефти является высоким (5,70–7,49 %), а также по объекту Б2(С1) Месторождения 5 высоковязкой нефти.

При этом половина приведенных примеров на рисунках 2, 3 демонстрируют сниженную эффективность комплексных обработок по сравнению с классическими СКО и ГКО.

Однако, даже при наличии таких результатов комплексных обработок не рекомендуется проводить дальнейшие ОПЗ на подобных объектах только кислотным составом, так как фактические результаты могут быть снижены под влиянием множества технико-технологических и геологических факторов. Применение закачки растворителя в таких случаях также обоснованно.

На эффективность проведения ОПЗ могут повлиять такие факторы, как наличие ранее проведенных ОПЗ, низкое пластовое давление, усложненный геохимический состав породы-коллектора, нарушение целостности эксплуатационной колонны, выработка дренируемых запасов, состояние перфорированного участка скважины и т. д. Некоторые отмеченные особенности могут быть критически важны для достижения планового прироста после обработки, в соответствии с этим рекомендуется заранее анализировать и учитывать их в процессе проектирования и проведении ОПЗ и прочих ГТМ.

Выводы

1. Проведен сбор, анализ и сравнение статистических данных по проведению ОПЗ на скважинах АО «Самаранефтегаз». Отмечается высокая эффективность комплексных обработок кислотными составами с предварительной закачкой углеводородных растворителей на объектах с высоким содержанием в нефти асфальтенов, смол и парафинов, а также на месторождениях нефти повышенной и высокой вязкости. При этом рекомендовано производить тщательный индивидуальный подбор комплексной композиции для конкретных пластов региона и растворителей для нефтей данных пластов.
2. На основе анализа результатов простых классических и комплексных кислотных обработок, в том числе с применением гидромониторных насадок, для повышения эффективности ОПЗ рекомендуется опережающее проведение закачки реагента-растворителя на углеводородной основе перед закачкой кислотного состава.
3. Авторами работы запланированы дальнейшие исследования данных по результатам ОПЗ с применением кислотных составов для поиска, оценки и выбора возможностей их рациональной модификации.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ольховская В.А. Подземная гидромеханика. Фильтрация неньютоновской нефти. учебное пособие для студентов высших учебных заведений, обучающихся по специальности 130503 "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений" направления подготовки специалистов 130500 "Нефтегазовое дело", по представлению Ученого совета ГОУ ВПО "Самарский государственный технический университет" / В.А. Ольховская. Москва, 2011.
2. Litvin A.T. et al. Selection of effective solvents — universal modification of presently available enhanced oil recovery methods and oil production stimulation processes. В сборнике: Society of Petroleum Engineers — SPE Russian Petroleum Technology Conference 2020, RPTC 2020. 2020.
3. Никитин А.В. и др. Подбор компонентов комплексной кислотной обработки карбонатных коллекторов для интенсификации добычи высоковязкой нефти. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2020. № 5. С. 35–39.
4. Рошин П.В., Никитин А.В., Смирнов Е.А., Кожин В.Н., Пчела К.В., Киреев И.И., Демин С.В., Манасян А.А., Амиров А.А., Воробьев С.В. Обоснование применения комплексной технологии гидромониторного воздействия на призабойную зону пласта на месторождениях высоковязкой нефти. Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 5(78). С. 36–41.
5. Хабибуллин М.Я., Гиалаев Г.Г. Повышение эффективности избирательной кислотной обработки скважин путем применения точечной гидропескоструйной перфорации. Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2021. Т. 332. № 2. С. 146–152.

6. Литвин В.Т. Обоснование технологии интенсификации притока нефти для коллекторов Баженовской свиты с применением кислотной обработки. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Национальный минерально-сырьевой университет "Горный". Санкт-Петербург, 2016.
7. Гиалаев Г.Г., Пустовой П.А., Захарченко Е.И., Стрельцова Ю.Г., Кусов Г.В. Выбор очередности и времени проведения геолого-технических мероприятий // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2010. № 9. С. 31–33.
8. Елесин В.А., Латыпов Р.Т., Козлов С.А., Ртищев А.В., Кожин В.Н., Кавтаськин А.Н., Воробьев С.В. Опыт применения технологии гидромониторного воздействия на добывающем фонде скважин АО «Самаранефтегаз» // Нефть. Газ. Новации. 2018. № 12. С. 71–76.
9. Зиновьев А.М., Литвин А.Т., Никитин А.В. Оценка возможности применения реагентов-растворителей на стадии проектирования разработки месторождения для оптимизации добычи высоковязкой нефти. Вестник евразийской науки. 2018. Т. 10. № 5. С. 77.
10. Хромых Л.Н., Зиганшин Р.Ш., Рогожинский Р.А. К вопросу оперативной интенсификации добычи высоковязкой нефти с применением методов комплексного действия // Вестник евразийской науки. — 2020. — Т. 12. — № 2.
11. Кувшинов И.В., Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Комбинированная обработка скважин химическими композициями различного назначения в сочетании с термическим воздействием // Журнал Сибирского федерального университета. Химия. — 2019. — Т. 12. — № 4.
12. Panait, E., Isac, C., Marton, C., Dos Santos, A., & Girardi, S. (2018, December 10). Effective Matrix Acidizing Based in Chelating Agents: A Case Study in Romanian Heavy Oil Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. doi: 10.2118/193723-MS.
13. Ballinas, J.J. (2014, September 24). Viscous Fingering Stimulation Option Applied on Heavy-Oil Carbonate Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. doi: 10.2118/171126-MS.
14. Liu, Z., Chen, C., Lv, X., Yang, Z., Shen, Y., Luo, Y., & Li, X. (2018, June 22). Formation Damage Characterization of Horizontal Well in Extra-Heavy Oil Reservoir and Methods of Remedy. Society of Petroleum Engineers. doi: 10.2118/191158-MS.
15. Wilson A. et al. Chemical Stimulation at a Heavy-Oil Field: Key Considerations, Work Flow, and Results // Journal of Petroleum Technology. — 2018. — Т. 70. — № 03. — С. 77–78.
16. Гуторов А.Ю. Опыт применения различных видов солянокислотных обработок для увеличения продуктивности нефтедобывающих скважин на месторождениях Татарстана // Нефтегазовое дело. — 2012. — Т. 10. — № 3. — С. 54–58.
17. Саетгараев Р.Х., Аверьянов А.П. Интенсификация добычи высоковязких нефтей из порово-трещинных коллекторов с использованием эффектов нелинейной волновой механики // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. — 2016. — № 11. — С. 50–53.

18. Напалков В.Н., Нургалиева Н.Г., Плотникова И.Н. Особенности применения метода соляно-кислотной обработки в кавернозно-трещиноватых карбонатных коллекторах высоковязких нефтей // Георесурсы. — 2009. — № 3(31).
19. Никитин А.В. и др. Подбор компонентов комплексной кислотной обработки карбонатных коллекторов для интенсификации добычи высоковязкой нефти // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2020. — № 5. — С. 35–39.
20. Рошин П.В. и др. Обоснование применения комплексной технологии гидромониторного воздействия на призабойную зону пласта на месторождениях высоковязкой нефти // Экспозиция Нефть Газ. — 2020. — № 5(78).
21. Castro, L.U., & Morales, R.A. (2016, October 19). A Practical Guideline for Selection and Application of Chemical Treatments for Production Enhancement in Heavy Oil Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. doi: 10.2118/181183-MS.
22. Duque, E.D., Diaz, J.D., Pineda, R., Marin, C., & Nunez, M.S. (2013, March 26). Enhanced Jetting Tool Integrated With Sand/Well Vacuuming Technology Optimizes Cleaning and Stimulation for Heavy-Oil Wells. Society of Petroleum Engineers. doi: 10.2118/163923-MS.
23. Farias, R., Gaspar Miranda Prata, F., Souza, L.A., Jardim, A.T., de Araujo, C.J.C., Pereira, A.Z.I., & Neumann, L.F. (2010, January 1). A New Acid Treatment Procedure To Improve Injectivity in Brazil Offshore Horizontal Wells. Society of Petroleum Engineers. doi: 10.2118/126324-MS.
24. Shaheen, T., Hassan, W., Siddiqui, M.I.U.H., & Kamal, S. (2012, January 1). World's First Combination Of Acid & Steam Provides A New Dimension To Heavy Oil Enhanced Recovery Process. Society of Petroleum Engineers. doi: 10.2118/154293-MS.
25. Temizel, C., Kirmaci, H., Inceisci, T., Wijaya, Z., Zhang, M., Balaji, K., ... Yegin, C. (2016, December 6). Production Optimization in Heavy Oil Recovery Processes. Society of Petroleum Engineers. doi: 10.2118/184135-MS.
26. Патент 94041313 Российская Федерация МПК E21B 43/27. Способ обработки призабойной зоны скважины / Бруслов А.Ю., Шахвердиев А.Х. (РФ). — № 94041313/03; Заявл. 15.11.1994; Оpubл. 20.09.1996.
27. Патент 2721200 Российская Федерация МПК E21B 43/22. Способ термохимической обработки нефтяного пласта / Хисаметдинов М.Р., Береговой А.Н., Ризванов Р.З., Ганеева З.М., Федоров А.В., Нуриев Д.В. (РФ). — № 2019140188; Заявл. 09.12.2019; Оpubл. 18.05.2020.
28. Патент 2638668 Российская Федерация МПК E21B 43/24. Способ термопенокислотной обработки прискважинной зоны карбонатного коллектора / Исмагилов Ф.З. (РФ). — № 2016146031; Заявл. 23.11.2016; Оpubл. 15.12.2017.
29. Патент 2583104 Российская Федерация МПК E21B 43/27. Способ обработки призабойной зоны пласта / Сергеев В.В. (РФ). — № 2014151177/03; Заявл. 17.12.2014; Оpubл. 10.05.2016.
30. Патент 2715407 Российская Федерация МПК C09K 8/74. Состав для интенсификации разработки низкопродуктивных залежей высоковязкой нефти с карбонатным коллектором / Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Стасьева Л.А. (РФ). — № 2019113239; Заявл. 29.05.2019; Оpubл. 27.02.2020.

Kozhin Vladimir Nikolaevich

SamaraNIPIoil LLC, Samara, Russia
E-mail: KozhinVN@samnipi.rosneft.ru

Roshchin Pavel Valerevich

SamaraNIPIoil LLC, Samara, Russia
E-mail: RoschinPV@samnipi.rosneft.ru
RSCI: https://elibrary.ru/author_profile.asp?id=699878

Nikitin Aleksandr Valerevich

SamaraNIPIoil LLC, Samara, Russia
Samara State Technical University, Samara, Russia
E-mail: NikitinAV@samnipi.rosneft.ru

Kireev Ivan Ivanovich

SamaraNIPIoil LLC, Samara, Russia
E-mail: KireevII@samnipi.rosneft.ru

Amirov Albert Azatovich

Samaraneftegaz LLC, Samara, Russia
E-mail: AmirovAA@samng.rosneft.ru

Khafizov Vadim Mirkhatimovich

Samaraneftegaz LLC, Samara, Russia
E-mail: KhafizovVM@samng.rosneft.ru

Smirnov Evgenii Anatolevich

Samaraneftegaz LLC, Samara, Russia
E-mail: SmirnovEA@samng.rosneft.ru

Chernova Elena Aleksandrovna

Samaraneftegaz LLC, Samara, Russia
E-mail: ChernovaEA@samng.rosneft.ru

Vasiakin Evgenii Mikhailovich

Samaraneftegaz LLC, Samara, Russia
E-mail: VasiakinEM@samng.rosneft.ru

Experience in the use of reagents-solvents for the intensification of oil production at the wells of JSC "Samaraneftegaz"

Abstract. Deposits of the Samara region are represented by a large number of objects with different geological and physical characteristics of productive strata. For example, reservoir temperatures range from +8 to 90 °C. The properties of oils also differ. For example, there are both light low-viscosity oils and oils with increased viscosity, super-viscous oils (above 200 mPa·s), with high and low hydrogen sulfide content, etc. carrying out various geological and technical measures related to increasing the efficiency of oil production. The active development of methods for intensifying oil production has led to a significant expansion of tools and the integration of methods for stimulating a productive formation. The paper presents an analysis of the results of geological and technical measures for the treatment of the bottomhole formation zone at the fields of the Samara region. Based on the results of the analysis of complications in the well stock of Samaraneftegaz JSC,

it was found that there is an increase in the share of the well stock complicated by asphaltene-resin-paraffin deposits. A comparative analysis of the effectiveness of traditional hydrochloric acid and clay acid treatments with integrated technologies with the injection of a preliminary slug of a hydrocarbon-based solvent-reagent has been carried out. It was found that in a number of cases the efficiency of acid treatment with injection of a reagent-solvent is much higher than traditional treatments. It is also noted that the complex hydromonitor treatment of the bottomhole formation zone in the fields of high-viscosity oil and oil of increased viscosity with a solvent and an acid composition made it possible to obtain an average additional oil production of more than 900 tons per well for 12 months with a continuing effect.

Keywords: stimulation of oil production; hydrocarbon solvents; well; bottomhole treatment; acid treatment; statistical data; complications during well operation