

На правах рукописи

Хорюшин

ХОРЮШИН ВАДИМ ЮРЬЕВИЧ

**РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ РЕАЛИЗАЦИИ МАССИРОВАННОГО
ВОЗДЕЙСТВИЯ ПОТОКООТКЛОНЯЮЩИМИ СОСТАВАМИ
ДЛЯ ВЫРАБОТКИ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ**

Специальность 2.8.4. Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Тюмень – 2023

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Тюменский индустриальный университет» (ТИУ) на кафедре «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Научный руководитель: **Мулявин Семен Федорович**,
доктор технических наук, доцент, профессор
кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и
газовых месторождений» ФГБОУ ВО
«Тюменский индустриальный университет»

Официальные оппоненты: **Гиляев Гани Гайсинович**,
доктор технических наук, профессор, директор
института нефти, газа и энергетики, заведующий
кафедрой нефтегазового дела имени профессора
Г.Т. Вартумяна, ФГБОУ ВО «Кубанский
государственный технологический университет»
Гильманова Расима Хамбаловна,
доктор технических наук, профессор, директор
ООО НПО «Нефтегазтехнология»

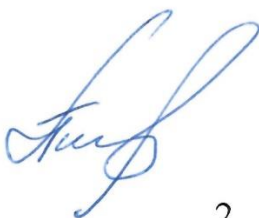
Ведущая организация: ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
г. Тюмень

Защита состоится «21» декабря 2023 года в 12 часов 00 минут на заседании диссертационного совета 24.2.419.03, созданного на базе ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», по адресу: 625000, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 70, ауд. 312.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотечно-издательском комплексе ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» и на сайте www.tyuiu.ru.

Автореферат разослан «15» ноября 2023 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета



Пономарева Татьяна Георгиевна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования

Переход на завершающую стадию разработки основных месторождений нефти Западной Сибири, низкие проектные и фактические коэффициенты извлечения нефти (КИН), рост обводненности продукции (62-92 %), увеличение доли трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) нефти приводят к ухудшению качества запасов нефти.

Наиболее значимые негативные тенденции разработки нефтяных месторождений Западной Сибири, на завершающей стадии вызваны и закономерно изменяются в связи с интенсивно нарастающей обводненностью добываемой продукции и снижением эффективности методов воздействия на залежь. Данные факторы вынуждают проводить работу по поиску методов доизвлечения запасов и повышения КИН.

Увеличение доли ТРИЗ основных нефтяных месторождений, прежде всего, на залежах, находящихся в длительной разработке, ухудшение структуры остаточных запасов нефти, связанных с образованием застойных, тупиковых и слабо дренируемых зон, ведет к дополнительным затратам при их извлечении. Это обусловлено снижением эффективности проводимых геолого-технических мероприятий (ГТМ) и методов увеличения нефтеотдачи (МУН).

Основное направление работ – совершенствование МУН, а именно физико-химических методов, которые представлены комбинациями заводнения и закачки потокоотклоняющих составов (ПОС). В связи с этим возникает задача повышения эффективности проводимых ГТМ и улучшения технологических показателей разработки залежей нефти путем изучения и создания методики закачки ПОС.

Объем реализуемых физико-химических МУН с использованием потокоотклоняющих составов существенно увеличивается на месторождениях Западной Сибири, но их применение на одних и тех же участках из года в год ведёт к снижению эффективности. Обзор исследований, посвященных данному тематическому направлению показывает необходимость совершенствования методики выбора, объекта воздействия ПОС и также технологии их реализации.

Цель работы

Разработка методики планирования и реализации массивированного воздействия потокоотклоняющими составами на нефтяные залежи для выработки остаточных запасов нефти и повышения дополнительной добычи нефти.

Основные задачи работы

- 1) Провести обзор известных технологий для выявления причин снижения эффективности потокоотклоняющих технологий; изучить влияние факторов, оказывающих воздействие на эффективность потокоотклоняющих составов.
- 2) Усовершенствовать методику выбора потокоотклоняющих составов для их массивированного воздействия на нефтяную залежь.
- 3) Разработать методику подготовки и режимов проведения массивированного воздействия потокоотклоняющими составами.
- 4) Выполнить анализ результатов реализации технологии массивированного воздействия потокоотклоняющими составами и оценить технологическую эффективность на объекте АВ₁₋₂ Кечимовского и объекта БС₁₂ Тевлинско-Рускинского месторождений.

Объект и предмет исследования

Объектом исследования являются нефтяные залежи, находящиеся на заключительной стадии разработки. Предметом исследования являются технологии закачки потокоотклоняющих составов.

Научная новизна

- 1) Уточнена **методика** выбора потокоотклоняющих составов при проведении массивированного воздействия ими, которая **отличается** скорректированными критериями применимости выбора типов потокоотклоняющих составов для закачки таких составов на участке массивированно одновременно в нагнетательные скважины участка с охватом более половины нагнетательного фонда.
- 2) Разработана **методика** порядка проведения массивированного воздействия потокоотклоняющими составами на выработанных залежах, **отличающаяся:** проведением закачки потокоотклоняющих составов одновременно в нагнетательные скважины участка с охватом более 1/2 всего нагнетательного фонда; предварительной закачкой оторочки поверхностно-активного вещества; повышением концентрации химических реагентов в ходе закачки; снижением расхода закачки потокоотклоняющих составов; корректировкой объема закачки потокоотклоняющих составов при достижении целевого давления закачки.

3) Установлено **влияние массивированного воздействия** на увеличение дополнительной добычи от закачек **полимер-дисперсных составов** в условиях объекта АВ₁₋₂ Кечимовского нефтяного месторождения.

Теоретическая и практическая значимость работы

1) Теоретически обоснованы, выработаны и апробированы на практике последовательность и технологические режимы проведения работ массивированного воздействия потокоотклоняющими составами.

2) Выработанные последовательности и режимы закачки ПОС активно применяются с целью оптимизации объёма режима их применения (сокращения непроизводительного объёма), увеличения эффективности вовлечения ранее недренируемых пропластков, уменьшения количества низкоэффективных операций.

3) Разработана и запатентована методика массивированного воздействия потокоотклоняющими составами на пласт (патент РФ № 2721619, 21.05.2020. Способ разработки нефтяной залежи).

4) Технология МВПСОС внедрена на Кечимовском и Тевлинско-Русскинском нефтяных месторождениях. На объекте АВ₁₋₂ Кечимовского месторождения после проведения работ наблюдаются снижение обводненности, рост суточного дебита нефти, улучшение характеристики выработки запасов нефти (на 0,014 д. ед + 9 %) и увеличение удельной эффективности потокоотклоняющих составов (с 576 до 702 т/скв-опер.).

Основные защищаемые положения

1) Уточненная методика выбора потокоотклоняющих составов при проведении массивированного воздействия потокоотклоняющими составами.

2) Методика проведения массивированного воздействия потокоотклоняющими составами на выработанных залежах.

3) Влияние массивированного воздействия потокоотклоняющими составами на увеличение дополнительной добычи от закачек полимер-дисперсных составов в условиях объекта АВ₁₋₂ Кечимовского нефтяного месторождения.

4) От применения методики массивированного воздействия потокоотклоняющими составами на Кечимовском месторождении получена дополнительная добыча нефти – 127,527 тыс.т (в период 2016-2018 гг.), на Тевлинско-Русскинском месторождении – 7,372 тыс.т (в 2018 г.).

Достоверность научных положений, выводов и рекомендаций

Достоверность полученных результатов исследований подтверждена согласованностью теоретических научных выводов и расчетных данных (с применением зарегистрированных программных продуктов "EOR Effect +"), апробацией разработанной методики на фактически выполненных мероприятиях, а также в ходе обсуждения результатов исследования на международных и всероссийских научных конференциях.

Апробация работы

Уникальность и новизна разработанной методики подтверждается зарегистрированным в Федеральной службе по интеллектуальной собственности патентом на изобретение. Результаты диссертационной работы и ее основные положения докладывались и обсуждались на следующих конференциях: конференции молодых ученых и специалистов Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «Когалым-НИПИнефть» в г. Тюмени (Тюмень, 2017 г.); Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Новые технологии – нефтегазовому региону» (Тюмень, 2017 г.); VII конкурсе молодых ученых и специалистов ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» (Волгоград, 2017 г.); технической конференции SPE «Методы увеличения нефтеотдачи пластов» (Москва, 2018 г.); IX Сибирской конференции молодых учёных по наукам о Земле (Новосибирск, 2018 г.); Международной академической конференция «Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири» (Тюмень, 2018 г.); X школе-семинаре молодых учёных по теплофизике и механике многофазных систем «Трансформация нефтегазового комплекса 2030» (Тюмень, 2023 г.).

Публикации

По результатам диссертационной работы получен патент на изобретение; опубликовано 9 работ, в том числе 4 статьи в ведущих научных рецензируемых изданиях, рекомендованных ВАК Минобрнауки РФ.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности

Область исследования соответствует паспорту специальности 2.8.4 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», а именно: пункту 2 «Геолого-физические, геомеханические, физико-химические, тепломассооб-

менные и биохимические процессы, протекающие в естественных и искусственных пластовых резервуарах и окружающей геологической среде при извлечении из недр и подземном хранении жидких и газообразных углеводородов и водорода известными и создаваемыми вновь технологиями и техническими средствами для развития научных основ создания эффективных систем разработки, обустройства и эксплуатации месторождений и подземных хранилищ жидких и газообразных углеводородов и водорода, захоронения кислых газов, включая диоксид углерода»; пункту 4 «Средства обеспечения комплексного интегрированного проектирования и системного (мульти-дисциплинарного) мониторинга процессов разработки, обустройства и эксплуатации месторождений и подземных хранилищ жидких и газообразных углеводородов и водорода в истощенных месторождениях, водонасыщенных пластах и соляных структурах с целью рационального недропользования».

Объем и структура работы

Диссертационное исследование изложено на 149 страницах машинописного текста, содержит 21 таблицу, 37 рисунков. Работа состоит из введения, 3 глав, заключения, списка сокращений и 2 приложений. Список использованных источников включает 98 наименований.

Личный вклад автора в получении результатов, изложенных в диссертации, заключается в анализе и обобщении опыта по теме исследования; выполнении расчетов; планировании опытно-промышленных работ; анализе результатов для формирования рекомендаций; разработке общей логики и последовательности шагов предлагаемой методики и ее апробации.

Благодарность

Автор выражает огромную благодарность научному руководителю доктору технических наук С. Ф. Мулявину за ценные советы и поддержку. Автор признателен кандидату технических наук Демяненко за мотивацию и формирование научного интереса, доктору технических наук Ю. В. Земцову за конструктивную критику и стимулирование инженерной мысли. Также автор благодарит соавторов патента на изобретение Н. А. Демяненко, Е. Н. Мальшакова, А. В. Осыку, Р. Ф. Мазитова, А. Ю. Сенцова, Д. А. Прокофьева, О. В. Сабанчина, С. В. Арефьева, В. В. Макиенко, Л. И. Мухутдинова за содействие в сопровождении пилотного проекта.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении поставлена проблема, обоснована актуальность её решения, сформулированы цель и задачи исследования, определена научная новизна и практическая значимость работы.

В первой главе проведён аналитический обзор научной литературы, посвященной тематике применения ПОС. Накопленный теоретический и практический опыт применения ПОС отражён в работах многих отечественных и зарубежных исследователей: М. Л. Сургучёва, С. А. Христиановича, Р. Х. Муслимова, Г. А. Бабаляна, А. Х. Мирзаджанзаде, Ю. В. Земцова, А. Н. Шандрыгина, И. В. Шпурова, Д. Ю. Крянева, С. А. Жданова, А. А. Ручкина, А. К. Ягафарова, М. А. Силина, Т. А. Исмагилова, Л. А. Магадовой, А. Н. Куликова, Д. Ю. Елисева, James J. Sheng, L. Lake., Munqith N. Aldhaheeri и др. Также представлена характеристика причин обводнения добывающих скважин и краткая история развития потокоотклоняющих технологий, которую можно разделить на 4 этапа.

В настоящей работе рассматривается история внедрения ПОС на месторождениях Западной Сибири, которые представлены нефтяными залежами ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Следует отметить снижение удельной эффективности ПОС с 1378 до 803 т/скв-опер. при росте охвата действующего нагнетательного фонда ПОС с 5,9 до 29,8 %. Приводится обзор технологий физико-химического увеличения нефтеотдачи пластов с использованием классификации ПОС, предложенной Ю. В. Земцовым, в которой технологии разделены на группы по механизмам воздействия на пласт (таблица 1). Согласно данной классификации, рассмотрены следующие технологии физико-химического увеличения нефтеотдачи пластов: эмульсионные, полимерные, полимер-дисперсные, термотропные, осадкообразующие, силикатные, нефтеотмывающие, коагулирующие. Наиболее подходящими для применения впервые на новых залежах являются эмульсионные составы за счет их низких реологических свойств. По мере увеличения обводненности предпочтение отдается полимерным и полимер-дисперсным составам. Нефтеотмывающие технологии применяются в комплексе с ПОС для отделения нефтяной пленки и нефти, сосредоточенной в капиллярах. При высокой проницаемости каналов или наличии трещины авто-ГРП

имеет смысл применять силикатные составы. В таблице 2 представлены реализуемые составы и концентрации химических реагентов этих технологий.

Таблица 1 – Граничные и оптимальные значения критериев выбора вида МУН с применением составов различного типа. Область применения технологий: пределы (min-max) и оптимальные значения (opt) критериев

Критерий	Эмульсионные	Полимерные	Полимер-дисперсно-волоконистые	Термотропные	Силикатные	Осадкообразующие	Нефтеотмывающие
Пластовая температура, °С	10–100 (65)	10–125 (70)	10–95 (75)	60–125 (85)	40–150 (70)	10–150 (80)	10–90 (70)
Приемистость нагнетательных скважин, м ³ /сут	150–500 (300)	150–1000 (400)	250–2000 (750)	100–600 (300)	200–700 (300)	250–1500 (400)	50–500 (150)
Обводненность участка, %	10–90 (70)	40–90 (80)	70–98 (90)	40–95 (80)	60–98 (80)	70–98 (90)	10–90 (70)
Степень выработки, % от НИЗ	20–80 (50)	30–90 (60)	50–95 (80)	40–80 (50)	40–80 (60)	40–80 (60)	30–90 (50)
Проницаемость, мкм ² ·10 ⁻³	50–700 (200)	20–800 (250)	50–2000 (500)	20–800 (250)	20–500 (200)	20–700 (200)	10–500 (150)

Выявлены и сгруппированы причины снижения эффективности ПОС: появление новых источников закачки воды, выработка застойных зон, изменение преобладающего источника обводнения. Понимание причин снижения эффективности закачки ПОС позволяет разрабатывать и применять инструменты снижения негативного эффекта. При анализе реализации ПОС на месторождениях Западной Сибири выявлено, что, хотя количество обработок увеличивается, эффективность снижается. Это объясняется выработкой запасов нефти, недостаточным охватом выработкой нефтяной залежи как по разрезу, так и по площади. Все вышеизложенное приводит к необходимости дальнейшего исследования в направлении выбора более эффективных составов, а также поиска оптимальной технологии закачки ПОС для повышения охвата нефтяной залежи выработкой.

Таблица 2 – Рекомендуемые химические реагенты закачиваемых ПОС для условий Западной Сибири

Группа составов	Составы	Диапазон концентрации, %		
		Основные реагенты	ПАВ	Мелкодисперсный наполнитель
Эмульсионная	ЭС	нефть - 15-25 % алдиол - 4 % CaCl - 4 %	-	-
	ЭСС	нефть - 15-25 % алдиол - 4 % CaCl - 4 %	-	мел - 1-5 % мука - 1-5 %
Полимерная	ГОС	ПАА - 0,3-0,7 % АХ - 0,03-0,07 %	1 %	-
Полимер-дисперсная	ГОС-1АС	ПАА - 0,3-0,7 % АХ - 0,03-0,07 %	100 %	мел - 1-5 % мука - 1-5 %
Термотропная	ТермоГОС	10 %	-	-
	EW-225R	10 %	-	-
	СОТ-12	10-12 %	-	-
	Sixell	Марка А - 0,1-0,2 % марка Б1 - 3 % марка Б2 - 7 %	-	-
Осадкообразующая	РВ-3П-1МС	10 %	-	-

Вторая глава посвящена разработке методики проведения массивного воздействия потокоотклоняющими составами (МВПОС) и уточнению методики выбора ПОС при проведении МВПОС. Рассмотрены особенности геологического строения нефтяных залежей месторождений Западной Сибири.

Уточнена **методика** выбора ПОС Ю. В. Земцова для условий объектов АВ₁₋₂ Кечимовского и БС₁₂ Тевлинско-Русскинского месторождений, которая **отличается** выбором нескольких ПОС для закачки на участке и закачки этих ПОС массивно, одновременно в нагнетательные скважины участка (с охватом более 50 % от всего нагнетательного фонда), а также скорректированными критериями применимости. Так, эмульсионные составы применялись при приемистости скважины до 150 м³/сут, был также опыт применения полимерных составов при приемистости скважины до 150 м³/сут, однако реологические свойства состава регулировались за счет низкой концентрации ПАА (до 0,5 %) и сшивателя (до 0,05 %). Полимер-дисперсные составы применялись с повышенным объемом закачки (до 2000 м³, при стандартных 700-900 м³). Данный опыт повторяет закачку ПОС в скважину № 7080Н и подтверждает необходимость увеличения объема закачки при проведении повторных обработок потокооткло-

няющими составами (таблица 3). При значительной неоднородности пласта по проницаемости (как по толщине, так и по простиранию) в **уточненной методике** предлагаются ПОС с разными реологическими характеристиками, то есть с различной вязкостью, а также используются реагенты с разным временем набора вязкости (повышение селективности и эффективности воздействия по толщине пласта и латерали при снижении расхода химических реагентов).

Таблица 3 – Параметры закачки ПОС на скважине № 7080Н Кечимовского месторождения

Объект	Даты обработки	Состав	Объем закачки, м ³	Дополнительная добыча нефти, т/скв-опер.	Прокачка порового объема ПОС, %	Накопленная закачка воды, тыс. м ³	Конечное давление закачки, атм	Давление водовода, атм
АВ ₁ ³ , АВ ₂	22.01.2015	ЭСС	350	6940	0.11	128.20	110	110
	16.04.2016	ЭСС	300	1231	0.10	210.31	105	130
	12.12.2016	ЭСС	300	827	0.10	253.70	110	120
	14.05.2017	ГОС	500	999	0.16	271.34	115	130
	07.10.2017	ГОС-1АС	702	987	0.23	287.89	125	140
	11.05.2018	БГОС-1АС	2004	1822	0.65	308.18	95	135

Автором введен термин массивированное воздействие потокоотклоняющими составами (МВПОС) на пласт. Критериями применимости данной методики можно считать следующие явления:

- резкий рост обводненности добывающей скважины, прорыв нагнетаемой воды в добывающие скважины подтверждается при росте обводненности продукции скважины более 5 % в месяц;
- наличие прорыва нагнетаемой воды в добывающих скважинах, диагностирование которого происходит посредством химического анализа (различия по составу пластовой и закачиваемой воды);
- снижение количественной эффективности от повторных закачек ПОС более чем на 20 % (выражено в т/скв-опер.);
- коэффициент расчлененности пласта более 3 ед.;
- отклонение степени выработанности запасов нефти, которые выражаются в непревышении 0,7 д.ед соотношения отбора от начальных извлекаемых запасов нефти залежи к текущей обводненности залежи.

Разработана **методика** проведения МВПОС на выработанных залежах, которая **отличается** тем, что на залежи закачка потокоотклоняющих составов проводится массированно, одновременно в нагнетательные скважины участка (с охватом более 50 % от всего нагнетательного фонда), а также предварительной закачкой оторочки поверхностно-активного вещества, повышением концентрации химических реагентов в ходе закачки, снижением расхода закачки ПОС, корректировкой объема закачки ПОС при достижении целевого давления закачки.

МВПОС представляет собой воздействие на нефтяную залежь, включающее регулирование, – снижение проницаемости водопроводящих каналов пласта через нагнетательные скважины путем закачки оторочки реагентов, обеспечивающих внутрипластовое потокоотклонение. Различия между единичными закачками ПОС (стандартным подходом) и МВПОС представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Различия между единичными закачками ПОС и МВПОС

Единичные закачки ПОС	Массированное воздействие ПОС (МВПОС)
Закачки ведутся в одиночные нагнетательные скважины	Закачки ПОС ведутся во все нагнетательные скважины выделенной лито-фациальной зоны. Охват нагн.фонда ПОС более 50 %
Закачки ведутся по мере формирования «кинжального» прорыва нагнетаемой воды (при росте обводненности на 20 % за 1 месяц)	Закачки ПОС ведутся одновременно в выделенные нагнетательные скважины участка
Закачка ПОС повторяется после окончания эффекта на реагирующих (добывающих) скважинах при росте обводненности до значений, предшествующих предыдущей обработки	Повторная массированная закачка ведётся после окончания эффекта на всех реагирующих (добывающих) скважинах через не более чем 15 месяцев

Согласно разработанной методике проведения МВПОС, рекомендуется:

1) провести геолого-промысловый анализ и анализ разработки залежи, выделить участки (лито-фациальные зоны), степень охвата участка (лито-фациальной зоны) системы техногенных трещин; для нагнетательных скважин каждого участка (лито-фациальной зоны) по ее геолого-геофизическим характеристикам и степени охвата техногенными трещинами выбрать тип и объем потокоотклоняющего состава согласно уточненной методики Ю. В. Земцова.

2) закачку потокоотклоняющих составов вести массированно, единовременно во все нагнетательные скважины, участвующие в вытеснении нефти в пределах каждого из выделенных участков (лито-фациальных зон). При этом охват нагнетательного фонда закачками ПОС должен составлять не менее 50 %.

3) остановить нагнетательную скважину не менее чем за 24 часа перед обработкой, в результате чего в ходе последующей закачки реагента создастся бóльшая репрессия в высокопроницаемом пропластке, что обеспечит поступление в него большей части ПОС (повышение селективности).

4) прокачать пачку поверхностно-активного вещества (ПАВ), которая направлена на снижение поверхностного натяжения между породой и закачиваемым составом (увеличение глубины проникновения реагента).

5) при закачке ПОС провести тестовую закачку с минимальной концентрацией активного вещества (таблица 2), задачей которой является оценка поглощительной способности коллектора, темпа роста давления закачки (оценка ФЕС, структурирование гелеобразующего экрана в высокопроницаемых интервалах пласта и трещинах ГРП).

б) перед использованием ПОС начинать с высокой скорости (8 м³/час), тем самым продвигая первые пачки реагента в высокопроницаемые зоны и закупоривая их. Далее скорость закачки рекомендуется снизить (4 м³/час), что приведёт к проникновению состава в поры значительно меньшего диаметра (повышение охвата воздействием).

7) концентрацию активного вещества ПОС с ростом закачиваемого объёма последовательно повышать, тем самым увеличивая вязкость системы, что позволит составу проникать в интервалы с меньшей проницаемостью (повышение охвата воздействием).

8) в ходе закачки регулировать объём ПОС, ориентируясь по углу роста тренда давления нагнетания, которое должно при окончании закачки приблизиться к значению рабочего давления нагнетания воды. Это приведёт к снижению поглощительной способности не только высокопроницаемых интервалов пласта, но и средне- и низкопроницаемых (повышение охвата воздействием, достижение наиболее эффективного перераспределения профиля приемистости пласта). Данный опыт реализован на скв.7080Н Кечимовского месторождения. По последним двум

закачкам ПОС, проведенным в октябре 2017 г. и марте 2018 г, видно, что после проведения последней закачки ПОС в марте 2018 г. в объеме 2004 м³ (таблица 3) имеется потенциал к увеличению объема закачки, то есть чтобы достичь значения давления стационарной закачки воды, необходимо было закачать 3100 м³ состава.

9) по результатам МВПОС участков (лито-фациальных зон) оценить реакцию добывающего фонда снижением обводненности продукции за счет воздействия, определить доминирующие геологические и технологические факторы, влияющие на реакцию добывающего фонда скважин, провести по участкам (лито-фациальным зонам) поскважинную корректировку типов потокоотклоняющих составов, их объемов и режимов нагнетания для каждого участка (лито-фациальной зоны) и повторно выполнить массивованную закачку потокоотклоняющих составов.

10) корректировку режимов последующего, единовременного массивованного воздействия по результатам предыдущего воздействия выполнить с применением геолого-гидродинамического моделирования, а процесс повторять циклически с периодом, равным периоду действия эффекта от каждой единовременной массивованной обработки.

11) повторные МВПОС выполнить в две стадии, причем, в период первой стадии улучшить энергетическое состояние по участкам (лито-фациальным зонам), с увеличением пластового давления до значений не ниже гидростатического, путем увеличения компенсации отбора закачкой и остановки добывающего фонда скважин с обводненностью добываемой продукции, близкой к предельной (98-99 %).

В третьей главе отражен опыт проведения опытно-промышленных работ (ОПР) на объектах Кечимовского и Тевлинско-Русскинского месторождений, включающий подбор и обоснование участка ОПР, подготовку к ОПР, реализацию, анализ результатов и экономическую оценку.

Кечимовское месторождение

На Кечимовском месторождении основным объектом разработки является объект АВ₁₋₂. С целью достижения проектных КИН на месторождении проводятся ежегодные закачки ПОС в нагнетательные скважины. Для улучшения ситуации с выработкой запасов было принято решение провести МВПОС объекта АВ₁₋₂ Кечимовского месторождения.

После поиска и обоснования конкретного объекта применения МВПОС была проведена следующая подготовка нагнетательного и добывающего фонда скважин на участках реализации МВПОС: интенсификация призабойной зоны пласта (ПЗП) нагнетательных скважин (стимуляция кислотными составами), нормализация забоев скважин, ремонтно-изоляционные работы, проведение комплекса геофизических работ, ревизия скважинного оборудования – глубинно-насосного оборудования (ГНО), насосно-компрессорных труб (НКТ), пакерных компоновок.

На Кечимовском месторождении МВПОС реализовывалось ежегодно (в период 2016-2018 гг.) и последовательно на 3 участках: северном, центральном и южном (рисунок 3). Проведение МВПОС выполнялось на каждом участке в течение 1-2 месяцев: сначала на северном, после работы проводились на центральном и закончились на южном участках. Нагнетательные скважины пилотных участков были обработаны ПОС эмульсионного, полимерного и полимер-дисперсного видов воздействия. Подбор типов составов осуществлялся по критериям Ю. В. Земцова (таблица 1). Данные группы ПОС являются среднетемпературными, что соответствует начальной пластовой температуре пласта АВ₁₋₂ Кечимовского месторождения. При выборе составов уделялось внимание приемистости скважины: эмульсионные составы применялись при приемистости скважины до 150 м³/сут, был также опыт применения полимерных составов при приемистости скважины до 150 м³/сут, однако реологические свойства состава регулировались за счет низкой концентрации ПАА (до 0,5 %) и сшивателя (до 0,05 %). Полимер-дисперсные составы применялись с повышенным объемом закачки (до 2000 м³, при стандартных 700-900 м³). Объем составов подбирался на основе опыта предыдущих закачек ПОС с учетом потенциала достижения давления нагнетания ПОС значения рабочего давления закачки в эту скважину воды. В случае, если закачка ПОС в скважину проводилась первый раз, объем состава подбирался из среднеарифметического значения. Сопровождение технологии закачки ПОС осуществлялось согласно разработанной методики. Результаты реализации МВПОС отражены на рисунке 3.

В результате проведения МВПОС удельная эффективность ПОС на объекте АВ₁₋₂ стабилизировалась и оставалась на уровне 550-570 т/скв-опер. при увеличении количества закачек ПОС с 37 до 69 (+155 %) в 2017 г. В 2018 г. количество

закачек в нагнетательные скважины увеличилось до 84 ед. Обработывались ПОС не только скважины, вскрывшие русловую фацию объекта АВ₁₋₂, но и вскрывшие поименную фацию в краевых зонах залежи, т. е. скважины с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). В результате всего комплекса действий был достигнут рост удельной эффективности до 702 т/скв-опер.

Помимо количественных показателей эффективности, актуально оценить влияние реализации МВПОС на показатели выработки запасов нефти пилотного участка (рисунок 2). По результатам динамики выработки запасов нефти северного участка скважин после МВПОС (северный участок – 29 нагнетательных скважин) было отмечено, что в период проведения единичных обработок (2015 г.) кривая характеризовалась высоким темпом роста обводненности. (на 0,33 % в месяц). После МВПОС на северном участке наблюдалось изменение характера выработки запасов нефти, в частности, стабилизация темпов роста обводненности при сохранении темпа отборов от начальных извлекаемых запасов (НИЗ). При этом расчеты по характеристикам вытеснения показывают, что удалось увеличить КИН участка с 0,151 до 0,165 д. ед (+9 %). Также в рассматриваемые периоды учитывалась дополнительная добыча нефти, полученная от ГТМ, проводимых на добывающих скважинах (обработка призабойной зоны кислотными составами, ГРП, оптимизация режима эксплуатации, реперфорация и т. п.). Следует отметить, что их эффективность в 2016-2017 гг. (10814,3 т и 10038,2 т, соответственно) ниже относительно 2015 г. (21996 т.). Данный факт исключает влияние стороннего фактора воздействия.

Наибольшая эффективность в ходе применения эмульсионно-суспензионных и полимер-дисперсных составов получена за счет увеличения объема закачиваемого состава (с 300 до 350 м³ и с 700 до 900 м³ соответственно) и увеличения доли мелкодисперсного кольматанта в виде мела и древесной муки (преобладание повышенного содержания древесной муки).

В 2017 г. МВПОС проводилось на Северном участке в 2 этапа: первое – в феврале 2017 г., второе – в сентябре 2017 г. Не были соблюдены условия единовременности закачки ПОС. В результате единовременного воздействия на все нагнетательные скважины лито-фациальной зоны (в 2016 г.) наблюдался лучший

характер выработки, чем при проведении обработок в два этапа (в 2017 г.) (рисунок 2). МВПОС повторилось в феврале 2018 и 2019 гг., что позволило сохранить стабильную динамику обводнения участка. В целом, суммарная эффективность от МВПОС представлена на рисунке 2, где на графике пунктирной красной линией отражена прогнозная обводненность без проведения МВПОС.

Сопоставляю поровые объемы занимаемые эмульсионно-суспензионным и полимер-дисперсным составами (таблица 5), отмечено, что последний показывает большие значения прокачки порового объема зоны дренирования скважины, а значит, закачка полимер-дисперсных составов позволит создать большой потокоотклоняющий экран.

В связи с тем, что применение МВПОС подразумевает создание массивного потокоотклоняющего экрана, автор считает целесообразным проанализировать эффективность полимер-дисперсного состава. Особенность полимер-дисперсного состава заключается в том, что между закачками полиакриламида со сшивателем осуществляется закачка оторочек мелкодисперсного наполнителя (мела и древесной муки), которые, в зависимости от концентрации, снижают проницаемость высокопроводящих каналов и трещин авто-ГРП, а также, проникая в оторочки сшитого полиакриламида в пласте, армируют потокоотклоняющий экран. За счет эффекта армирования повышается устойчивость к физической деструкции потокоотклоняющего экрана. Данный состав имеет самый продолжительный срок действия – до 9 месяцев, а в отдельных случаях эффект длится до 15 месяцев.

Как видно на рисунке 1 удельная эффективность закачки полимер-дисперсных составов в период единичных закачек снижалась с 1095 до 366 т/скв-опер., объемы закачки варьировались от 600 до 750 м³. При реализации МВПОС на Кечимовском месторождении с 2016 г. регулировалась массовая концентрация полиакриламида и сшивателя (увеличение концентрации с шагом 0,1 и 0,01 %, до 0,7 и 0,07 % соответственно), скорость закачки ПОС (снижение расхода ПОС с 8 до 5 м³/час), увеличение объема закачки при недостижении давления нагнетания ПОС значения рабочего давления закачки воды. Синергетический эффект от реализации полимер-дисперсных составов и методики проведения МВПОС показал стабилизацию, а затем и рост удельной эффективности полимер-дисперсных составов до 667 т/скв-

опер. Таким образом, наблюдаем увеличение эффективности закачек полимер-дисперсных составов в условиях объекта АВ₁₋₂ Кечимовского нефтяного месторождения за счет применения методики МВПОС.

Таблица 5 – Результаты прокачки порового объёма зоны дренирования скважин при реализации МВПОС на объекте АВ₁₋₂ Кечимовского месторождения

Период	Эмульсионно-суспензионная группа				Полимер-дисперсная группа			
	Количество операций, шт.	Средний объём закачки, м ³	kh, 10 ⁻³ мкм ²	Прокачка порового объёма зоны дренирования скважины, %	Количество операций, шт.	Средний объём закачки, м ³	kh, 10 ⁻³ мкм ²	Прокачка порового объёма зоны дренирования скважины, %
2016	19	289	1643	0,052	18	756	2006	0,128
2017	19	300	1772	0,068	23	693	1387	0,117
2018	29	338	1429	0,066	33	895	1571	0,155



Рисунок 1 – Результаты эффективности полимер-дисперсных составов при реализации МВПОС на объекте АВ₁₋₂ Кечимовского месторождения

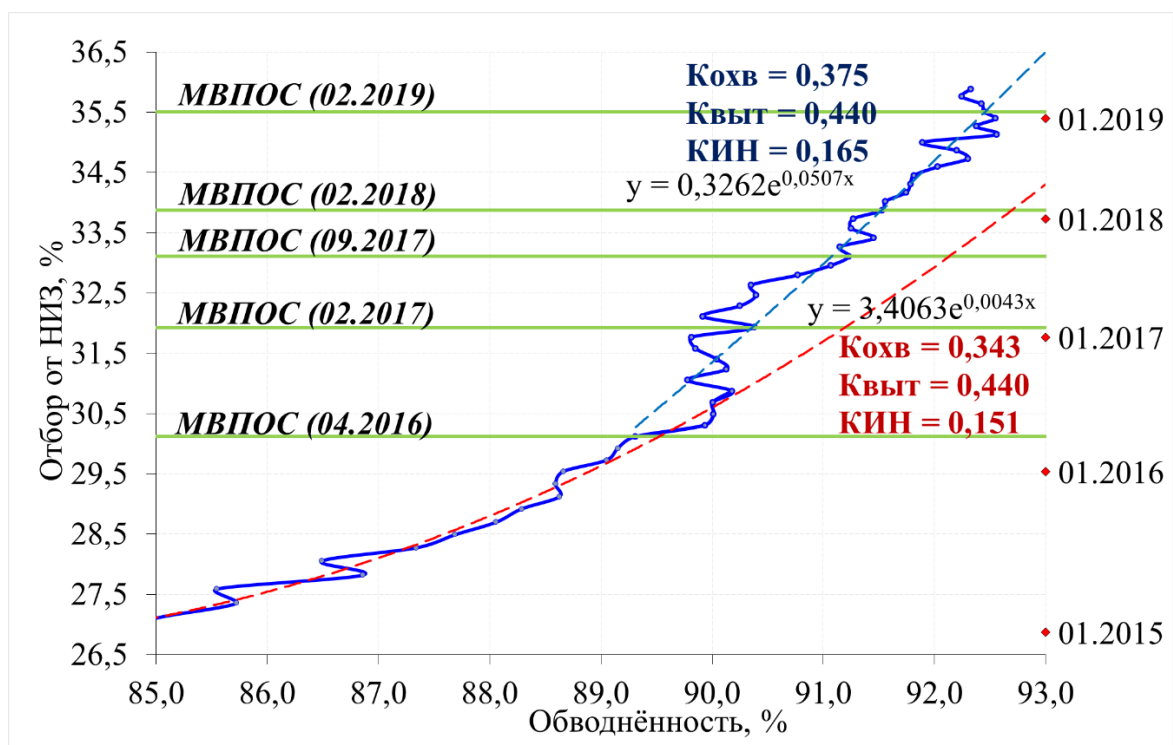


Рисунок 2 – Динамика выработки запасов нефти на северном участке объекта АВ₁₋₂ Кечимовского месторождения

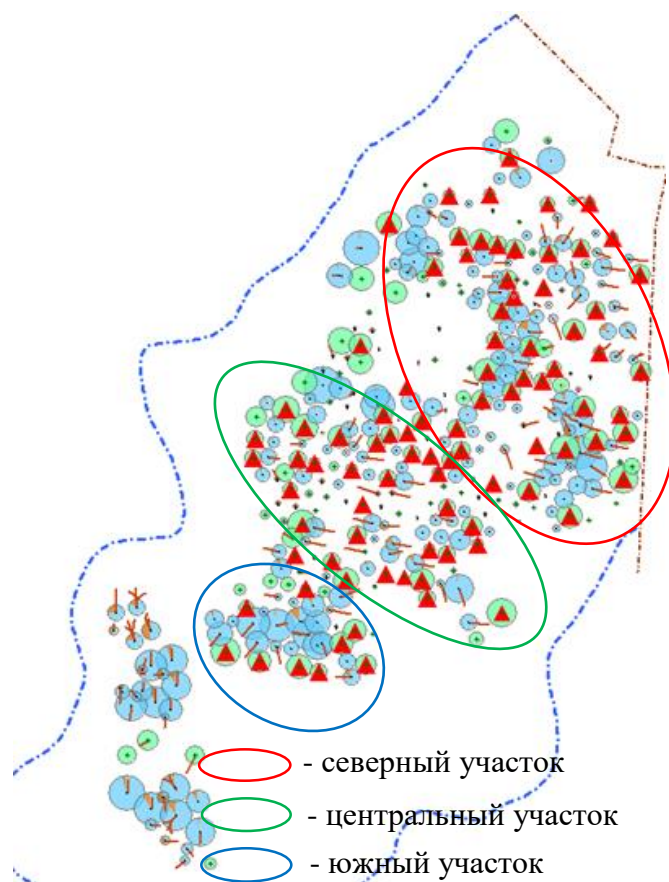


Рисунок 3 – Локализация обработок на карте текущих отборов объекта АВ₁₋₂ Кечимовского месторождения

Тевлинско-Русскинское месторождение

На Тевлинско-Русскинском месторождении эксплуатируется объект БС₁₂, разделённый на 4 участка. Основной причиной снижения добычи нефти на объекте БС₁₂ является рост обводнённости, полученной которого стал прорыв воды из нагнетательных скважин к добывающим. Была выделена группа скважин, расположенных на юге Участок 3. Данные скважины находятся на кустовых площадках 48 и 51 (пилотный участок). Участок характеризуется относительно высокой плотностью запасов (8,0 тыс. т/га) и высокой проницаемостью относительно других участков ($19,6 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$). Характеристики выработки запасов нефти по скважинам пилотного участка отстают от участка 3. Значение отборов от НИЗ скважин кустов 48 и 51 ниже, чем по всему участку 3 (65,7 % против 77,2 %). После подготовки нагнетательных скважин к проведению ОНР в период 09-11.2018 г. МВПОС было реализовано на 11 скважинах пилотного участка (рисунок 4). Использованы эмульсионный (ЭСС), полимерный (ГОС), полимер-дисперсный (ГОС-1АС) и осадкообразующие (СОТ-12, Sixell) составы. Охват нагнетательного фонда применением ПОС составил 84 %. Объём закачки составов по скважинам варьировался в пределах 0,04-0,33 % от эффективного порового объёма участков залежи вокруг каждой из нагнетательных скважин. Среднее значение прокачанного объёма ПОС составило 0,1 % от порового объёма всего пилотного участка.

Ранее на данном участке подобный (высокий) уровень охвата закачками ПОС нагнетательного фонда скважин не достигался. Как показывает реализация МВПОС на пилотном участке, обработки с охватом 29 % и выше имели положительное влияние на работу залежи, что выражалось в снижении обводнённости продукции добывающих скважин. Однако с увеличением накопленного водонефтяного фактора (ВНФ) более 2 ед. (с января 2017 г.) эффект от воздействия потокоотклоняющими технологиями участком снижается, что объясняется выработкой застойных зон. При рассмотрении периода работы участка на протяжении 2017-2019 гг. выявлена характерная закономерность: при увеличении охвата нагнетательного фонда скважин участка потокоотклоняющими технологиями наблюдается снижение интенсивности обводнения добываемой продукции. На

скважинах № 9575 и № 5804 сократилась работающая толщина пласта, приемистость обработанных нагнетательных скважин снизилась с 2923 до 1775 м³/сут.

По состоянию на 01.05.2019 г. эффективность от реализации массивованного воздействия ПОС составила 7,372 тыс. т дополнительно добытой нефти (670 т/скв-опер.). Исходя из объема закачанного состава, средняя эффективность составляет 1,74 т нефти на 1 м³ состава. Учитывая качественные и количественные показатели, можно утверждать, что проведение массивованных обработок пилотного участка прошло успешно. Наибольшая эффективность наблюдается по полимер-дисперсному составу (ГОС-1АС) за счет увеличения концентрации последних оторочек полиакриламида и сшивателя (ацетат хрома) до 0,7 % и 0,07 % соответственно. Более подробно эффективность закачки полимер-дисперсного состава рассмотрена далее на примере добывающей скважины № 9628.

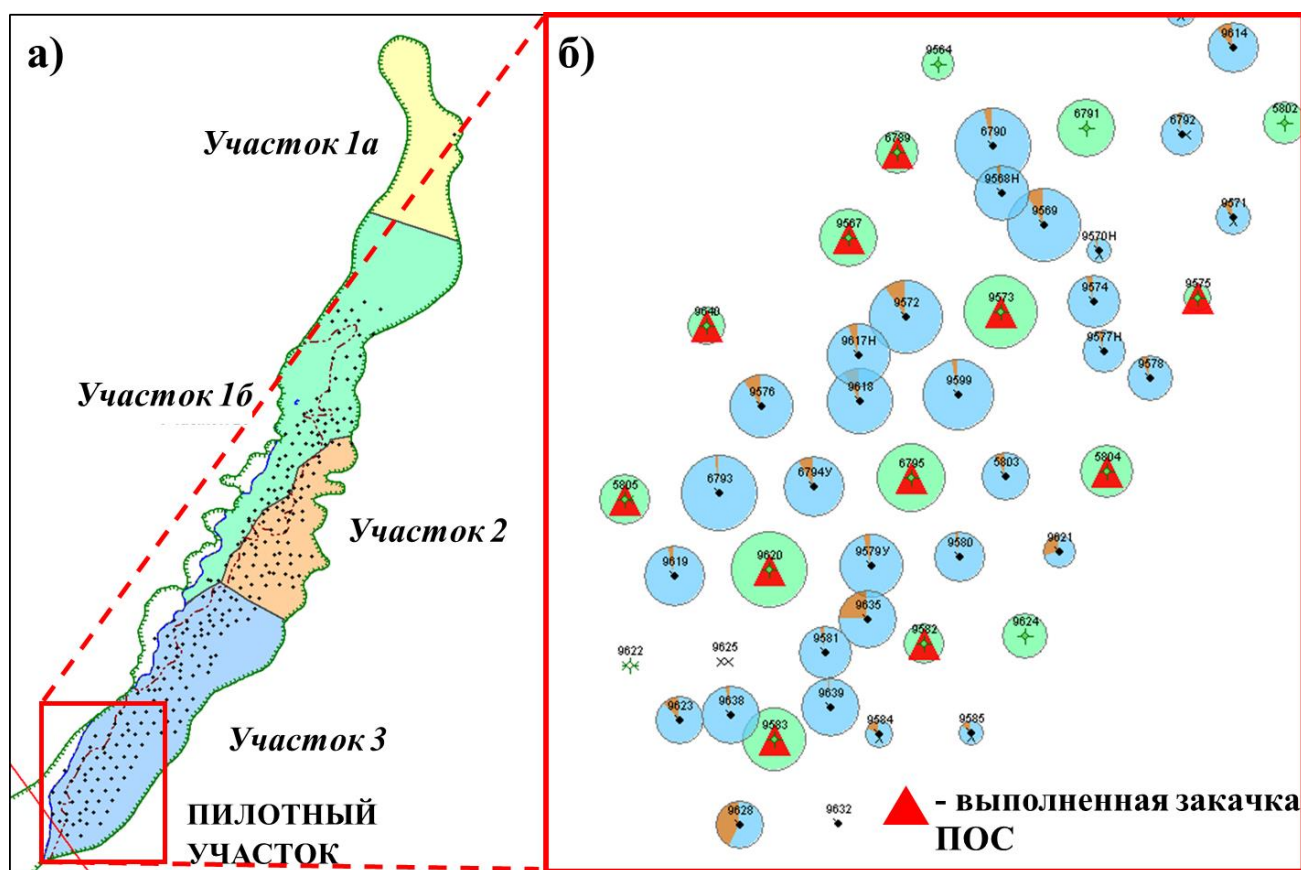


Рисунок 4 – Схема расположения участков объекта БС₁₂ Тевлинско-Русскинского месторождения (а), выкопировка из карты текущего состояния разработки (на 01.04.2019 г.) участка массивованной закачки потокоотклоняющих технологий (б)

В таблице 6 представлено сопоставление ГФХ пилотных участков реализации МВПОС. Стоит отметить, что прирост КИН от МВПОС наблюдается только по объекту АВ₁₋₂ Кечимовского месторождения, при этом значительное влияние на долю прироста оказала степень выработки (отбор от НИЗ) запасов нефти на момент МВПОС. На объекте АВ₁₋₂ Кечимовского месторождения этот показатель составлял 30,1 % при обводненности 89,3 %, тогда как на объекте БС₁₂ Тевлинско-Русскинского месторождения отбор от НИЗ составлял 69,6 % при обводненности 91,4 %. Можно сделать вывод, что реализация МВПОС наиболее эффективна на нефтяных залежах с низким отбором от НИЗ (не более 0,7 д. ед соотношения отбора от начальных извлекаемых запасов нефти залежи к текущей обводненности залежи). Одним из факторов меньшей успешности реализации МВПОС на объекте БС₁₂ Тевлинско-Русскинского месторождения является отклонение критериев применимости ПОС от критериев Ю. В. Земцова (рекомендуемый коэффициент проницаемости – 250×10^{-3} мкм² при фактическом коэффициенте проницаемости – $19,6 \times 10^{-3}$ мкм²).

Таблица 6 – Сопоставление ГФХ пилотных участков реализации МВПОС

Параметры	Кечимовское нефтяное месторожде- ние	Тевлинско-Русскинское нефтяное месторожде- ние
	Пласт АВ ₁₋₂	Пласт БС ₁₂
Тип залежи	Пластовая сводовая	Пластовая сводовая
Тип коллектора	Терригенный, поровый	Терригенный, поровый
Средняя эффективная нефтенасыщен- ная толщина, м	4,4	9,1
Коэффициент пористости, д. ед	0,228	0,192
Коэффициент проницаемости, 10^{-3} мкм ²	185,3	19,6
Коэффициент расчленённости, ед.	4,7	8
Начальная пластовая температура, °С	57	83
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	0,63	2,38
Утвержденный проектный КИН, д. ед	0,318	0,350
Прогнозный КИН, д. ед	0,151	0,323
Обводненность на момент МВПОС, %	89,3	91,4
Отбор от НИЗ на момент МВПОС, %	30,1	69,6

Выполнена экономическая оценка 3 вариантов закачки ПОС в 2016 г. на Кечимовском месторождении:

- 1) вариант единичных закачек ПОС;
- 2) вариант закачек ПОС с низким охватом закачками нагнетательного фонда, но с соблюдением условия единовременности воздействия (закачка ПОС в период 1-2 месяца);
- 3) вариант применения МВПОС с соблюдением условия единовременности воздействия (закачка ПОС в период 1-2 месяца) и полным охватом фации закачками ПОС массивированной обработки с увеличением охвата нагнетательного фонда. По сравнению с 1 и 2 вариантом дополнительно учтены 12 скважино-операций.

Результаты экономических расчетов показывают, что максимальный технологический и экономический эффект от применения ПОС достигнут по варианту применения МВПОС, а приращение чистого денежного потока в результате реализации МВПОС относительно единичных закачек ПОС составляет 56,5 млн. руб.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1) Классифицированы причины снижения эффективности потокоотклоняющих технологий: появление новых источников обводнения, выработка застойных зон, изменение доминирующего источника обводнения. Разработаны инструменты снижения негативного эффекта, которые применяются в зависимости от причины снижения эффективности потокоотклоняющих составов: геолого-промысловый анализ, технико-экономическая оценка, увеличение объема потокоотклоняющих составов и водоизоляционные работы или ремонтно-изоляционные работы.

2) Уточнена методика выбора потокоотклоняющих составов при проведении массивированного воздействия потокоотклоняющими составами на нефтяную залежь, которая отличается выбором нескольких потокоотклоняющих составов для закачки на участке и закачки этих потокоотклоняющих составов массивированно, единовременно в нагнетательные скважины участка (с охватом более 50 % от всего нагнетательного фонда), а также скорректированными критериями применимости. Эмульсионные составы применяются при приемистости скважины до 150 м³/сут, полимерные составы применяются при приемистости скважины до 150 м³/сут, однако реологические свойства состава регулируются за счет низкой концентрации ПАА (до 0,5 %) и сшивателя (до 0,05 %). Полимер-дисперсные составы применяются с повышенным объемом закачки (до 2000 м³, при стандартных 700-900 м³).

3) Разработана методика проведения массированного воздействия потокоотклоняющими составами на выработанных залежах, которая отличается тем, что на залежи закачка потокоотклоняющих составов проводится массированно, одновременно в нагнетательные скважины участка (с охватом более 50 % от всего нагнетательного фонда), а также предварительной закачкой оторочки поверхностно-активного вещества, повышением концентрации химических реагентов в ходе закачки, снижением расхода закачки ПОС, корректировкой объема закачки потокоотклоняющих составов при достижении целевого давления закачки.

4) Методика проведения массированного воздействия потокоотклоняющими составами апробирована на Кечимовском и Тевлинско-Русскинском нефтяных месторождениях. На Кечимовском месторождении за счет массированного воздействия потокоотклоняющими составами дополнительно добыто 127,527 тыс. т нефти (рост удельной эффективности с 576 до 702 т/скв-опер.). На Тевлинско-Русскинском месторождении за счёт массированного воздействия потокоотклоняющими составами дополнительно добыто 7,372 тыс. т нефти (670 т/скв-опер.), ограничен отбор непроизводительно закачиваемой и попутно добываемой воды с 2923 до 1775 м³/сут (-39,3 %).

5) Применение методики проведения массированного воздействия потокоотклоняющими составами позволило стабилизировать, а затем и увеличить эффективность полимер-дисперсных составов на объекте АВ₁₋₂ Кечимовском нефтяном месторождении с 366 до 667 т/скв-опер. Опыт массированного воздействия потокоотклоняющими составами показал большую эффективность на объекте АВ₁₋₂ Кечимовского месторождения, при этом значительное влияние на эффективность оказали увеличение объема закачиваемого состава (с 700 до 900 м³), увеличение доли мелкодисперсного кольматанта в виде мела и древесной муки (преобладание повышенного содержания древесной муки).

6) Разработанная методика проведения массированного воздействия потокоотклоняющими составами рекомендована к практическому применению и принята к реализации ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», являющимся патентообладателем заявленного способа.

ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Статьи, опубликованные в ведущих рецензируемых научных изданиях, рекомендованных ВАК Минобрнауки РФ:

1) **Хорюшин В.Ю.** Комплексный подход к реализации методов по выравниванию профиля приемистости скважин. Опыт массивированного воздействия потокоотклоняющими технологиями на русловые отложения объекта АВ₁₋₂ Кечимовского месторождения / Хорюшин В.Ю., Коротенко А.С., Мазитов Р.Ф., Бармин А.В // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 9. – С. 86-94.

2) **Хорюшин В.Ю.** Массивированное воздействие потокоотклоняющими технологиями. Опыт и перспективы / Демяненко Н.А., Хорюшин В.Ю., Колова Т.А., Мазитов Р.Ф., Халин В.В. // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 3. – С. 15-22.

3) **Хорюшин В.Ю.** Особенности инженерного сопровождения и подбора оптимального дизайна закачки потокоотклоняющих составов / Мулявин С.Ф., Земцов Ю.В., Мазитов Р.Ф., Хорюшин В.Ю. // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 9. – С. 47-51.

4) **Хорюшин В.Ю.** Причины снижения эффективности потокоотклоняющих технологий, на месторождениях Западной Сибири / Хорюшин В.Ю., Громан А.А. // ПРОнефть. Профессионально о нефти. – 2020. – № 4. – С. 57-61.

Прочие публикации:

1) **Хорюшин В.Ю.** Комплексный подход к реализации методов по выравниванию профиля приемистости скважин. Опыт массивированного воздействия потокоотклоняющими технологиями на русловые отложения объекта АВ₁₋₂ Кечимовского месторождения / Хорюшин В.Ю., Новоселова Е.А. // XVII конференция молодых ученых и специалистов филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г.Тюмени: сборник докладов. – Тюмень, 2017. – С. 293-304.

2) **Хорюшин В.Ю.** Массивированное воздействие потокоотклоняющими технологиями. Опыт и перспективы / Демяненко Н.А., Хорюшин В.Ю., Колова Т.А., Мазитов Р.Ф., Халин В.В. // IX Сибирская конференция молодых ученых по наукам о Земле: материалы конференции. – Новосибирск, 2019. – С. 174-176.

3) **Хорюшин В.Ю.** Улучшение выработки нефтяной залежи массивированной закачкой потокоотклоняющих составов / Хорюшин В.Ю., Демяненко Н.А., Колова Т.А. // Международная молодежная научная конференция «Нефть и газ»: сборник трудов. – Москва, 2019. – С. 350-357.

4) **Хорюшин В.Ю.** Методика порядка проведения массивированного воздействия потокоотклоняющими составами на выработанных нефтяных залежах Западной Сибири / ТРАНСФОРМАЦИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА 2030. Сборник материалов X школы-семинара молодых учёных по теплофизике и механике многофазных систем. – Тюмень, 2023. – С. 83-85.

Патенты на изобретения:

1) Патент РФ № 2721619, 21.05.2020. Способ разработки нефтяной залежи // Патент России № 2721619. 2020. Бюл. № 15. / Арефьев С.В., Макиенко В.В., Мухутдинов Л.И., Мальшаков Е.Н., Осыка А.В., Мазитов Р.Ф., **Хорюшин В.Ю.**, Сенцов А.Ю., Сабанчин О.В., Прокофьев Д.А., Демяненко Н.А.

Подписано в печать 16.10.2023. Формат 60x90 1/16. Печ. л. 1,4.
Тираж 100 экз. Заказ № 2701.

Библиотечно-издательский комплекс
федерального государственного бюджетного образовательного
учреждения высшего образования
«Тюменский индустриальный университет».
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно-издательского комплекса.
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52.