

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Тюменский индустриальный университет»

На правах рукописи



ХОРИУШИН 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

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, доцент
Мулявин Семен Федорович

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 Эффективность потокоотклоняющих технологий на последней стадии разработки месторождений	10
1.1 Причины обводнения добывающих скважин	10
1.2 Краткая история развития потокоотклоняющих технологий ..	11
1.3 Обзор технологий физико-химического увеличения нефтеотдачи пластов.....	20
1.4 Потокоотклоняющие составы, применяемые на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».....	28
1.5 Оценка эффективности ГТМ на нагнетательных скважинах...	35
1.5.1 Качественная оценка	35
1.5.2 Количественная оценка	36
1.6 Причины снижения эффективности ПОТ, выполняемых по традиционным технологиям на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»	39
1.7 Обоснование направлений выполнения исследований	51
Выводы по разделу	53
2 Разработка методики проведения МВПОС и уточнение методики выбора ПОС при проведении МВПОС	55
2.1 Особенности геологического строения нефтяных залежей месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».....	55
2.2 Изучение влияния критериев, оказывающих воздействие на эффективность ПОТ.....	56
2.3 Выбор и обоснование комплекса мероприятий для интегрирования в технологический процесс совместного применения при закачке ПОС.....	69

2.4 Обоснование объемов, последовательности и режимов закачки ПОС.....	72
2.5 Массированное воздействие потокоотклоняющими составами на пласт.....	82
2.6 Разработка блок-схемы (алгоритма) планирования последовательности и режимов массированного воздействия потокоотклоняющими составами на пласт (МВПОС)	86
Выводы по разделу	87
3 Результаты реализации опытно-промысловых работ по МВПОС на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»	90
3.1 Выбор объектов и разработка программы опытно-промысловых работ	90
3.2 Подготовка проекта реализации МВПОС	100
3.3 Результаты и эффективность реализации программы опытно-промысловых работ по МВПОС.....	102
3.4 Экономическая эффективность разработанной технологии ..	121
Выводы по разделу	127
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	129
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ	131
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	134
Приложение А Патент - Способ разработки нефтяной залежи	147
Приложение Б Акт внедрения «Методики реализации массированного воздействия потокоотклоняющими составами на пласт».....	149

ВВЕДЕНИЕ

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 массированного 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 массированного воздействия на нефтяную залежь.

3) Разработать методику подготовки и режимов проведения массированного воздействия потокоотклоняющими составами.

4) Выполнить анализ результатов реализации технологии массированного 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 массированного воздействия ими, которая **отличается** скорректированными критериями применимости выбора типов

потокоотклоняющих составов для закачки таких составов на участке массивованно единовременно в нагнетательные скважины участка с охватом более половины нагнетательного фонда.

2) Разработана **методика** порядка проведения массивованного воздействия потокоотклоняющими составами на выработанных залежах, **отличающаяся:** проведением закачки потокоотклоняющих составов единовременно 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 массивованного 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 массивованного воздействия потокоотклоняющими составами.

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

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

4) Технология МВПОС 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 массированного воздействия потокоотклоняющими составами.

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

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

4) От применения методики массированного 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» «КогалымНИПИнефть» 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, тепломассообменные 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.

1 Эффективность потокоотклоняющих технологий на последней стадии разработки месторождений

1.1 Причины обводнения добывающих скважин

Рост обводненности добываемой продукции можно классифицировать следующим образом:

- наличие заколонных циркуляций (ЗКЦ);
- наличие негерметичности эксплуатационной колонны (НЭК);
- перемещение водонефтяного контакта (ВНК) в зону интервала перфорации (ИП);
- процесс стягивания подошвенных вод в скважину вследствие образования депрессии (конусообразование);
- при подходе нагнетаемых вод к зоне перфорированной части ЭК добывающих скважин по подошвенной части однородного пласта или по наиболее проницаемым пропласткам (прорыв нагнетаемой воды к добывающим скважинам).

Для применения потокоотклоняющих составов актуальна последняя причина из вышеперечисленных. Действие кольматирующего состава позволяет перекрыть высокопроницаемые интервалы для равномерного заводнения залежи [83].

В работе Исмагилова Т.А. [31] представлены механизмы обводнения добывающих скважин от нагнетательной скважины. По характеру прорыва закачиваемой воды механизмы подразделяется на 4 группы, ранжированные по степени «агрессивности» обводнения и степени сложности нивелирования подобного эффекта:

- 1) преобладающая радиальная фильтрация в разнопроницаемых прослоях с опережающим прорывом воды по гидродинамически изолированному высокопроницаемому пропластку;

2) преобладающая радиальная фильтрация в разнопроницаемых прослоях с опережающим прорывом воды по высокопроницаемому пропластку гидродинамически связанному с низкопроницаемым;

3) прорыв закачиваемой воды по трещине, характеризующийся фильтрацией по высокопроницаемому пропластку;

4) прорыв закачиваемой воды по трещинам соединяющие забои добывающих и нагнетательных скважин.

Что касается диагностирования прорыва закачиваемой воды, то в работе Захарова В.П и др. [4] приводится 4 способа подтверждения характера обводнения скважины нагнетаемой водой (кинжальный прорыв):

1) сильная взаимосвязь между дебитом воды в добывающей скважине и объёмом закачки в нагнетательную скважину.

2) гидрохимический мониторинг разработки нефтяных месторождений.

3) оценка взаимосвязи между нагнетательными и добывающими скважинами по результатам анализа линии тока.

4) оценка гидродинамической связи между нагнетательной и добывающей скважиной по результатам трассерных исследований.

Данные инструменты позволяют диагностировать прорыв закачиваемого агента в добывающую скважину и спланировать мероприятия по потокоотклонению.

1.2 Краткая история развития потокоотклоняющих технологий

Объёмы текущих извлекаемых запасов нефти являются ключевым фактором развития как государства, так и нефтегазодобывающего предприятия. Известно, что объёмы текущих извлекаемых запасов определяются следующим уравнением материального баланса [86]:

$$\left(\begin{matrix} \text{Текущие} \\ \text{запасы} \end{matrix} \right) = \left(\begin{matrix} \text{Былые} \\ \text{запасы} \end{matrix} \right) + \left(\begin{matrix} \text{Прирост} \\ \text{запасов} \end{matrix} \right) - \left(\begin{matrix} \text{Добыча} \\ \text{запасов} \end{matrix} \right)$$

Существует 2 вида прироста текущих извлекаемых запасов [1]:

- 1) поиск и открытие новых нефтяных месторождений;
- 2) повышение коэффициента извлечения нефти (КИН) разрабатываемых месторождений.

В последние годы объемы прироста текущих извлекаемых запасов за счет поиска и открытия новых нефтяных месторождений не восполняют суммарные объемы извлечённых запасов. В связи с этим, происходит постепенное ухудшение структуры извлекаемых запасов. Причем, среди извлекаемых запасов опережающими темпами вырабатываются активные и увеличивается доля трудноизвлекаемых (ТриЗ) (рисунок 1) [2; 3]. Ограниченность ресурсной базы нефтегазодобывающих обществ вынуждают проводить расширенную работу по поиску методов разработки ТриЗ и повышения КИН.

На сегодняшний день проектируются и реализовываются 4 вида современных методов увеличения нефтеотдачи [4]:

- 1) тепловые методы;
- 2) газовые методы;
- 3) микробиологические методы;
- 4) химические методы.

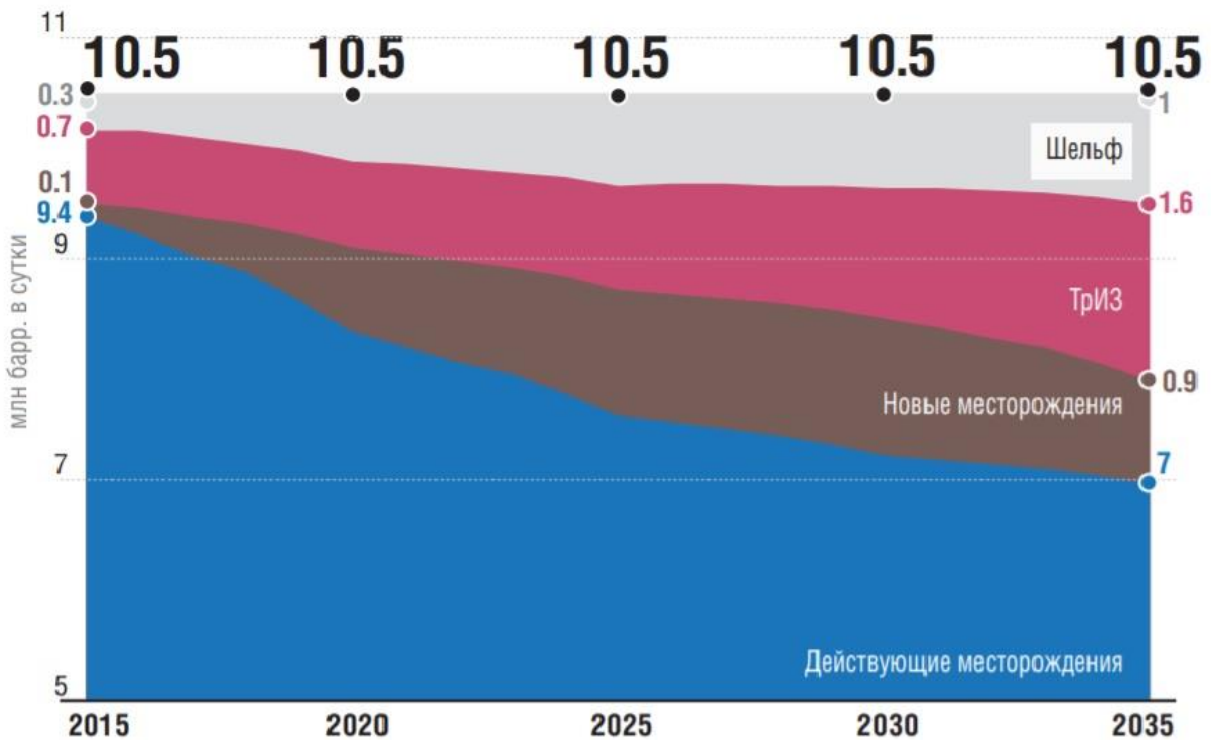


Рисунок 1 – Прогнозная структура добычи нефти в России до 2035 года [5]

Первая группа представляет собой совокупность методов, направленных на повышение температуры пласта и все связанные с этим процессы, в частности, паротепловое воздействие на пласт, вытеснение нефти теплоносителем, пароциклические обработки, внутрипластовое горение. Все вышеупомянутые методы наиболее эффективны на месторождениях с высоковязкими нефтью. Газовые методы включают в себя закачку углеродных, дымных газов, двуокиси углерода и азота. Микробиологические методы основаны на введении в пласт микроорганизмов либо продукции цикла их жизнедеятельности. Наибольшее развитие получили химические методы, которые представлены комбинациями заводнения и закачки поверхностно-активных веществ (ПАВ), растворов полимеров, щелочных агентов, композиций кислот.

Анализируя отечественную и зарубежную динамику применения химических методов повышения нефтеотдачи пластов (ПНП), можно сделать вывод о снижении применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН). За последние несколько десятков лет рынок МУН получил значительное

развитие. Зарубежные компании активно развивают проекты по водогазовому воздействию, полимерному заводнению, ASP-заводнению и другим химическим МУН. Недропользователи придерживаются низкзатратной модели реализации проекта, привлекая минимальные капитальные вложения и операционные расходы, опасаясь при этом крупных и рискованных инвестиционных проектов, которые в перспективе могут значительно повысить показатели выработки залежей. Распространено мнение о том, что достижение проектных показателей – в первую очередь прямая лицензионная обязанность недропользователя перед государством, однако, эта позиция ошибочна, потому как выполнение проектных планов и полная реализация потенциала месторождений ведёт к росту рыночной стоимости компании, её надежности и инвестиционной привлекательности. Уязвимая позиция отечественных нефтяных компаний по показателю средней проектной нефтеотдачи не усилится без применения МУН на истощенных активах с трудноизвлекаемыми и нетрадиционными запасами [4; 6]. Мировой опыт применения МУН демонстрирует высокую эффективность [75; 77; 89; 90; 92-98], и подобные методы также развиваются в Западно-Сибирском нефтегазоносном регионе.

В работах авторов [16-22; 25-27; 44; 45; 50; 71; 72; 73; 80; 88] рассматриваются химические методы ПНП, из них наиболее распространённым из применяемых технологий являются потокоотклоняющие технологии (ПОТ) [87;88]. Потокоотклоняющие технологии – группа химических методов повышения нефтеотдачи пластов, основанная на закачке в нагнетательные скважины ограниченных объёмов реагентов, направленных на снижение проницаемости прослоев пласта. Целью применения ПОТ является выравнивание профиля приёмистости [82].

Одна из основных задач, которую решают ПОС – это изменение кинематики потоков нагнетаемой воды в прискважинной зоне пластов в результате кольматации высокопроводящих каналов. Достижение этого возможно посредством тампонирования экранирующими составами. В данном

случае происходит перераспределение закачиваемых объёмов по разрезу скважины, в результате чего фильтрация по промытым высокопроницаемым интервалам сокращается, а закачка распределяется в менее проницаемые интервалы, заводнение которых происходило не в полной мере [7]. В результате происходит дренирование ранее не вовлеченных интервалов в процесс разработки.

Потокоотклоняющие технологии разделяются на 3 кластера: потокоотклоняющий состав (подбор состава, его синтез и исследование, физические, химические и реологические свойства), оборудование (для смешивания и закачки и её контроля, исследования), методическая поддержка (подбор скважин-кандидатов, режимы закачки, последовательность закачки реагентов, подготовительные мероприятия). В работе рассматривается месторождения Западной Сибири, которые представлены нефтяными залежами ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» и методическая поддержка потокоотклоняющих технологий.

Накопленный теоретический и практический опыт применения потокоотклоняющих технологий отражён в работах отечественных и зарубежных исследователей Сургучёва М.Л., Христиановича С.А, Муслимова Р.Х., Бабаляна Г.А, Мирзаджанзаде А.Х., Земцова Ю.В., Шандрыгина А.Н., Шпурова И.В., Крянева Д.Ю., Жданова С.А., Ручкина А.А., Ягафарова А.К., Силина М.А., Исмагилова Т.А., Магадовой Л.А., Куликова А.Н., Елисеева Д.Ю., Sheng J. James, Lake L., Aldhaheri N. Munqith и др., что позволяет разделить развитие потокоотклоняющих технологий на несколько этапов.

Первый этап

В 1880 году был открыт метод поддержания пластового давления с помощью нагнетания воды в залежь [39]. В периоды разработки месторождения на естественных режимах КИН не достигал 0,25 д.ед. После внедрения заводнения на месторождениях наблюдался значительный прирост КИН, который сопровождался увеличением объёмов попутно добываемой

воды, что в свою очередь продемонстрировало негативные последствия заводнения – проявление воды в добывающих скважинах, снижающее дебиты нефти.

Причинами появления воды в добывающих скважинах является отношение подвижности (M) вытесняющего и вытесняемого агентов об этом утверждается в диссертации на соискание ученой степени кандидата химических наук Гусевой Л.К. [41], а также в статье Рахматуллиной М.Н. и др.: «Для большинства залежей нефти $M_0 > 1$. При таком соотношении подвижностей наблюдается прорыв воды на сравнительно ранней стадии разработки...» [15]. В результате формируются «языки обводнения», которые отражены на рисунке 2 (б). Причём с увеличением вязкости нефти увеличивается значение параметра мобильности, что усиливает эффект прорывов закачиваемой воды в добывающие скважины.

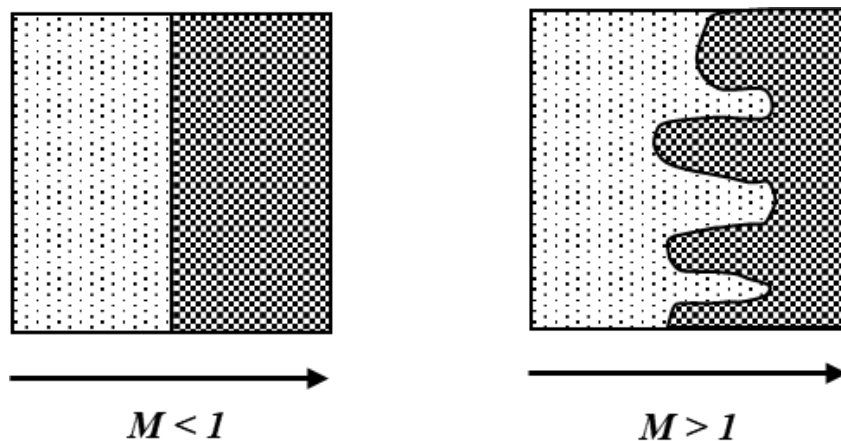


Рисунок 2 – Влияние отношения подвижности воды и нефти на стабильность вытеснения

Ведущие учёные (Сургучёв М.Л., Христианович С.А, Муслимов Р.Х., Бабалян Г.А, Мирзаджанзаде А.Х. и др.) занялись вопросом поиска возможности создания условия для оптимального вытеснения нефти из пласта. Как видно из формулы (1) повлиять на мобильность можно изменяя относительные фазовые проницаемости с помощью ПАВ и гидрофобизаторов.

$$M = \frac{q_1}{q_2} = \frac{k_1 \times \mu_2}{k_2 \times \mu_1}, \text{ где} \quad (1)$$

k – фазовая проницаемость [мД], μ — вязкость флюида [м³/сек].

Также можно повлиять на вязкости воды и нефти: в воду добавить загущающие компоненты (синтетические и природные полимеры), а нефть либо нагреть, применив термогазовое воздействие, закачку горячей воды или пара, либо изменить компонентный состав посредством смешивающегося вытеснения двуокисью углерода или углеводородным газом.

Второй этап

С 1976 года руководством СССР было принято постановление «О мерах по наиболее полному извлечению нефти из недр», в котором были отражены меры по применению третичных методов ПНП, в том числе и потокоотклоняющих технологий. Данный период описывается в работе Крянева Д.Ю. и Жданова С.А. [42] и предзнаменует начало экономической стимуляции государством нефтегазодобывающих предприятий. Большой вклад в развитие методов ПНП внесли научно-исследовательские институты прикладной и академической научных школ.

Наиболее значимые для повышения нефтеотдачи работы, связанные с применением потокоотклоняющих технологий, в этом периоде относятся к Самотлорскому и Ромашкинскому месторождениями. В результате работы с третичными методами произошло улучшение тренда проектного КИН, не смотря на ухудшение структуры запасов – доминирование трудноизвлекаемых [42].

Третий этап

С распадом Советского Союза и становлением нового государства страна переживала тяжелый кризис, который затронул топливно-энергетический комплекс. Целевая программа, реализованная в 1985-1992 гг., была свёрнута, в связи с чем произошло падение добычи нефти за счёт применения МУН с 12,0 до 1,0-1,5 млн.т/год о чём отмечается в работе Боксермана А.А. и др. [6].

Как утверждает Крянев Д.А. и Жданов С.А.: «За рубежом, в отличие от России, интерес к промышленному применению третичных методов не снижался...» [42]. Однако в отличие от России зарубежные компании в разрезе химических методов ПНП отдают предпочтение ПАВ-полимерному заводнению (SP) и ASP-заводнению. А потокоотклоняющие технологии не нашли явного отклика в концепции разработки западных нефтегазодобывающих компаний.

Четвёртый этап

С 2000-х годов начался период активного внедрения третичных методов ПНП с целью повышения КИН нефтяных месторождений. Заинтересованность в этом процессе проявляют как профильное Министерство, так и непосредственно предприятия, осуществляющие проектирование и разработку нефтяных месторождений.

В докладе Шпурова И.В. [43] выделяются явные лидеры по применению потокоотклоняющих технологий – ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «Татнефть» и ПАО «Сургутнефтегаз». Также позицию Шпурова И.В. разделяет Крянев Д.Ю. и др., а в своей работе пишут: «Наблюдается и некоторое повышение активности в этой области нефтяных компаний, в первую очередь, таких как ЛУКОЙЛ, РИТЭК, «Татнефть», которые подготовили несколько новых проектных работ по применению третичных методов» [42].

Примечательно, что применение и развитие методов увеличения нефтеотдачи (МУН) демонстрируют именно те компании, запасы которых не являются самыми крупными среди конкурирующих предприятий отечественного нефтегазового сектора.

На сегодняшний день актуален ряд проблем, решив которые возможно повысить эффективность потокоотклоняющих технологий и соответственно конечный КИН.

Первая и самая важная проблема – слабое государственное стимулирование максимального извлечения нефти из разрабатываемых

залежей. Как известно, применение дорогостоящих, в своём большинстве импортных, потокоотклоняющих составов не всегда достигает желаемого эффекта. В связи с этим возникает административный барьер от масштабного применения потокоотклоняющие технологии. Государству следует поощрять нефтегазодобывающие предприятия за внедрение наукоёмких процессов и технологий, а также за активную модернизацию производства импортозамещающей техникой и технологиями. Такая стратегия стимулирования позволит возместить дефицит бюджета от льгот на добычу полезных ископаемых за счёт прироста объёмов налогооблагаемых экспортных продаж наукоёмких товаров и услуг. Что несомненно оставляет только положительные эффекты на российской экономике. Чрезвычайно важно проработать этот механизм и выстроить систему государственного контроля.

Научное развитие потокоотклоняющих технологий является второй по значимости проблемой. Для полноты картины и обоснованности потокоотклоняющих технологий важно понимать физику процесса, уметь прогнозировать явления происходящие в условиях залежи, в том числе на геолого-гидродинамическом симуляторе. Однако на сегодняшний день на отечественном и зарубежном рынке отсутствуют программные продукты, которые позволяли оптимизировать дизайн закачки потокоотклоняющих составов и прогнозировать его эффективность. Вопрос этот должен решаться совместной работой недропользователей и институтов прикладных и академических наук под надзором федеральных органов исполнительной власти.

Третьей по значимости проблемой является поиск и опробование новых потокоотклоняющих составов, а также поиск путей повышения их эффективности. Возможным драйвером решения данной проблемы является разработка унифицированной системы опытно-промышленных работ (ОПР), которая диктовала правила и условия поиска новых потокоотклоняющих составов и технологий.

1.3 Обзор технологий физико-химического увеличения нефтеотдачи пластов

Оценив историю развития ПОТ, рассмотрим детальнее чем представлены потокоотклоняющие технологии и в чём заключается особенность этого метода повышения нефтеотдачи пластов.

В отечественных нефтяных компаниях под физико-химическими МУН понимается закачка в нагнетательную скважину малых объёмов потокоотклоняющих составов (по сравнению с полимерным и щёлочь-ПАВ-полимерным заводнением). Как правило эти объёмы варьируются между от сотнями и несколькими тысячами кубических метров потокоотклоняющего состава [4; 27; 30]. У подобного метода повышения нефтеотдачи пластов существуют как достоинства, так и недостатки. В работах [28; 89] к достоинствам относятся:

- 1) высокая степень охвата скважин;
- 2) возможность воздействия на участки разными технологиями;
- 3) отсутствие капитальных затрат на обустройство месторождения для данного типа МУН;
- 4) мобильность техники, осуществляющей закачку составов;
- 5) оперативность выполнения работ;
- 6) возможность временного блокирования скважинных аномалий – ЗКЦ, НЭК без длительного простоя скважины и привлечения ремонтных бригад.

Однако не стоит забывать и о серьёзных недостатках:

- 1) кратковременность действия (необходимость цикличности в проведении обработок);
- 2) риски полного блокирования коллектора;
- 3) увеличение только текущего коэффициента охвата, коэффициент вытеснения, как правило, не увеличивается.

На сегодняшний день разработано и запатентовано более сотни различных реагентов, которые позволяют перераспределить фильтрационные потоки, сформировавшиеся в пласте в процессе заводнения. В работе [76] представлена удобная и упрощённая классификация, используемая во многих нефтегазодобывающих предприятиях, однако в работах [27; 88] подобные составы более детально классифицированы по механизмам физико-химических процессов: эмульсионные, полимерные, полимер-дисперсные, термотропные, осадкообразующие, силикатные, нефтеотмывающие, коагулирующие.

Эмульсионные составы представляют собой термодинамически-неустойчивые дисперсные системы, где дисперсная среда представлена неполярной или малополярной жидкостью (обратная эмульсия) (рисунок 3). Также для эмульсионных составов, являющихся неньютоновскими жидкостями, характерна обратная зависимость эффективной вязкости от скорости сдвига [22]. Существует 2 вида эмульсионных составов, применяемых для потокоотклонения: эмульсионные системы (ЭС) и эмульсионно-суспензионные системы (ЭСС). Отличием технологии ЭС от ЭСС заключается в применении мелкодисперсных утяжеляющих наполнителей [28], которые повышают плотность состава, снижают проницаемость высокопроводящих интервалов, снижают удельные затраты на хим.реагенты. В работе [27] ЭС относится к «мягким» потокоотклоняющим составам ввиду ограниченности времени жизни, т.е. обратной зависимости времени деструкции от величины температуры. ЭСС оказывает более «жесткое» воздействие на залежь за счёт необратимой коагуляции мелкодисперсными наполнителями (глина, мел, древесная мука) высокопроводимых интервалов пласта [88].

В своей работе Sheng J. James [29] выделяет основные преимущества применения обратных эмульсий:

- 1) быстрое эмульгирование (<20 минут);

2) контроль формирования эмульсии позволяет внедрить состав в отдалённые зоны коллектора;

3) при создании определённого градиента давления эмульсия позволяет дренировать нефтенасыщенную породу и вытеснять остаточную нефть.

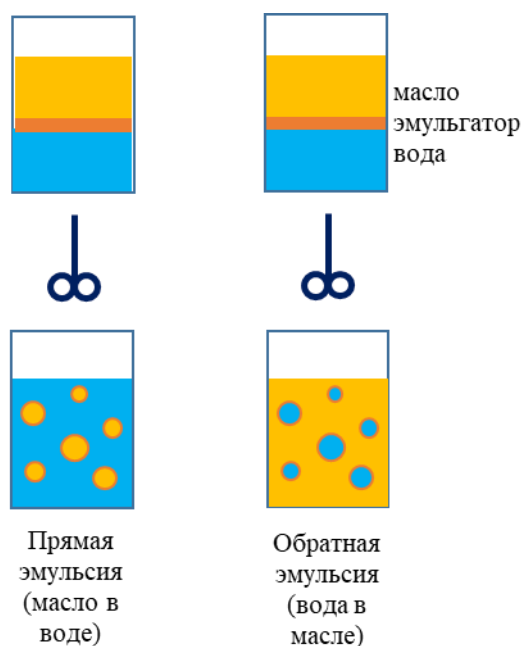


Рисунок 3 – Типы эмульсий

Продолжительность эффекта или стабильность эмульсии составляет 7-9 месяцев. В ООО «ЛУКОЙ-Западная Сибирь» нашли применение эмульсионные технологии CSE-1013, ВЭДС (вязкие эмульсионно-дисперсные составы), КМЭ (кислотные микроэмульсии)+ЭСС, КПАС (кислотный поверхностно активный состав)+ВЭДС, КРОЭС (кремнийорганический эмульсионный состав), ПКВ (ПАВ-кислотное воздействие)+ВЭДС, ПКВ+ЭСС, Синол-ЭМ, УЭДС (углеводородный эмульсионно-дисперсный состав), ЭГС (эмульсионно-гелевый состав), ЭМКО (эмульсионная композиция), ЭМКО-102, ЭС, ЭСС.

Наибольший ассортимент реагентов и композиций получен по полимерным составам [27], что связано с индивидуальностью реологических свойств марок полимеров. На практике для определённых геолого-физических

условий (ГФУ) подбирается марка полимера из ряда существующих, если же по своим реологическим свойствам полимер не подходит для реализации проекта, то по ГФУ объекта воздействия синтезируется новая марка полимера, имеющая свои уникальные свойства.

Все промышленно применяемые полимерные системы разделяются на 2 вида: поли акриламиды (ПАА) и полисахариды (ПСХ), последние также называются биополимерами [29].

Полиакриламиды – полимеры с акриламидным мономерным звеном макромолекулы. Принцип действия полимерных систем заключается в снижении проводимости в высокопроницаемых интервалах разреза за счёт локализации в этих зонах раствора полимера и сшивателя (на основе солей поливалентных металлов). Таким образом в высокопроницаемой зоне формируется гель, который оказывает существенное сопротивление фильтрации, и представляет своего рода «потокоотклоняющий экран» [27; 86].

Полисахариды же в свою очередь являются продуктами бактериального брожения. Основным различием ПАА и ПСХ помимо природы формирования молекул является структура молекулы. ПСХ имеет более разветвлённую структуру (рисунок 4), что позволяет применять более минерализованную и жёсткую воду [86]. Целесообразность того или иного типа полимера зависит от конкретных ГФУ. Рамазанов Р.Г и Фаткуллин А.А. считают рациональным применение полимерных систем на выработанных участках залежи, потому как в отличии от других применяемых технологий в Западной Сибири при закачке ПАА и ПСХ существует риск блокирования запасов нефти в отдельных зонах пласта [44].

Продолжительность эффективности варьируется от 7 до 10 месяцев. В ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» применяют полимерные составы AN-125, Complex, Polygel E, WC-210C, БГС (большеобъемная гелевая система), Биополимер, БП-92 (биополимер), ВУС (вязкоупругий состав), Метка, Ромка, Галка, Геопан-М, Геопан-МС, Гивпан, ГИПАН, ОГС (осадко-гелеобразующие составы), Ритин, ММЦ (гелеобразующая технология на основе

метилцеллюлозы), ОПГС, СГДС (сшитый геледисперсный состав), ПГС (полимер-гелевая система), СПС (сшитый полимерный состав), РесТех, Ритин 10, Темпоскрин и ГОС (гелеобразующий состав) с различными марками полимера (Alcoflood 955, PetroPAM P-104, PetroPAM P-104T, POLY T, Poweltec-CC, Soft Push, ВП-15, СК-613, ХПВ-1, ХПТ-1).

Полимер-дисперсные системы отличаются от полимерных систем наличием в первых мелкодисперсной фазы, представленной глинопорошком (размер частиц до 7,6 мкм), мелом (средний размер частиц до 3,5 мкм) или же древесной мукой (средний размер частиц до 36 мкм).

Физика процесса воздействия полимер-дисперсными составами включает в себе:

1. заполнение высокопроницаемых интервалов пласта сшитым полимерным раствором;
2. кольматация каналов дисперсной фазой (глина, мел, древесная мука);
3. набор вязкости полимера (сшивание) и армирование полимерного раствора частицами мелкодисперсного наполнителя.

Известно, что мелкодисперсные наполнители не деструктурируются в условиях пласта, к тому же воздействие кислотами не позволяет полностью разрушить структуру наполнителей. Поэтому следует учитывать этот факт при планировании закачки.

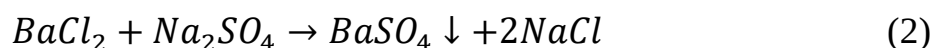
Стратегия применения наполнителей связана с кольматацией высокопроводящих каналов, в частности справедлива закономерность «чем выше приёмистость нагнетательной скважины, тем крупнее дисперсная фаза». Для коллекторов с развитой системой техногенных трещин справедливо применения суспензии на основе древесной муки с концентрацией от 1 до 5 %. Для низкопроницаемых коллекторов целесообразна закачка мелкодисперсной пачки в виде суспензии на основе глинопорошка или мела с концентрацией от 1 до 5 %. Также возможна закачка различных наполнителей в комплексе. Данный подход широко применяется на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-

Западная Сибирь» преимущественно на нагнетательных скважинах с высокой приёмистостью (более 300 м³/сут).

Продолжительность эффекта составляет 7-9 месяцев. В ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» применялись полимер-дисперсные составы ГОС-1 (полимер-дисперсный состав), ГОС-1АС (полимер-дисперсный состав), БОГОС-1АС (большеобъемный полимер-дисперсный состав), ПДС (полимер-дисперсный состав), ВДПС (волокнуто-дисперсно-полимерный состав), ВДС (волокнуто-дисперсный состав), СПДС (сшитый полимер-дисперсный состав), Тампадус, ЩШЛ (щелочной состав).

Термотропные технологии обладают характеристикой температурной активации компонентов, то есть образование потокоотклоняющего экрана обеспечивается за счёт тепловой энергии пласта. Физика образования потокоотклоняющего экрана схожа с физикой полимерных систем: высокопроницаемые интервалы пласта заполняются маловязким раствором, после в условиях высоких температур происходит гелеобразование и коагуляция этих интервалов. Невысокая продолжительность эффекта (6-7 месяцев) объясняется тем, что данный состав применяется на высокотемпературных пластах, которые в свою очередь являются преимущественно низкопроницаемыми (добывающие скважины характеризуются низкой гидродинамической связью с нагнетательными). В ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» применялись термотропные составы EW225R, Sixell, РВ-3П-1, РВ-3П-1МС, СОТ-12 (состав осадкообразующий термотропный), ТВС-1 (термотропный водоизолирующий состав), Термогель, ТермоГОС (термотропный гелеобразующий состав).

Физика воздействия на пласт осадкообразующими технологиями направлена на формирование нерастворимого осадка при смешении растворов солей. Реакция ионного обмена между хлорида бария (BaCl₂) и сульфата натрия (Na₂SO₄) является в данном случае наиболее показательной:



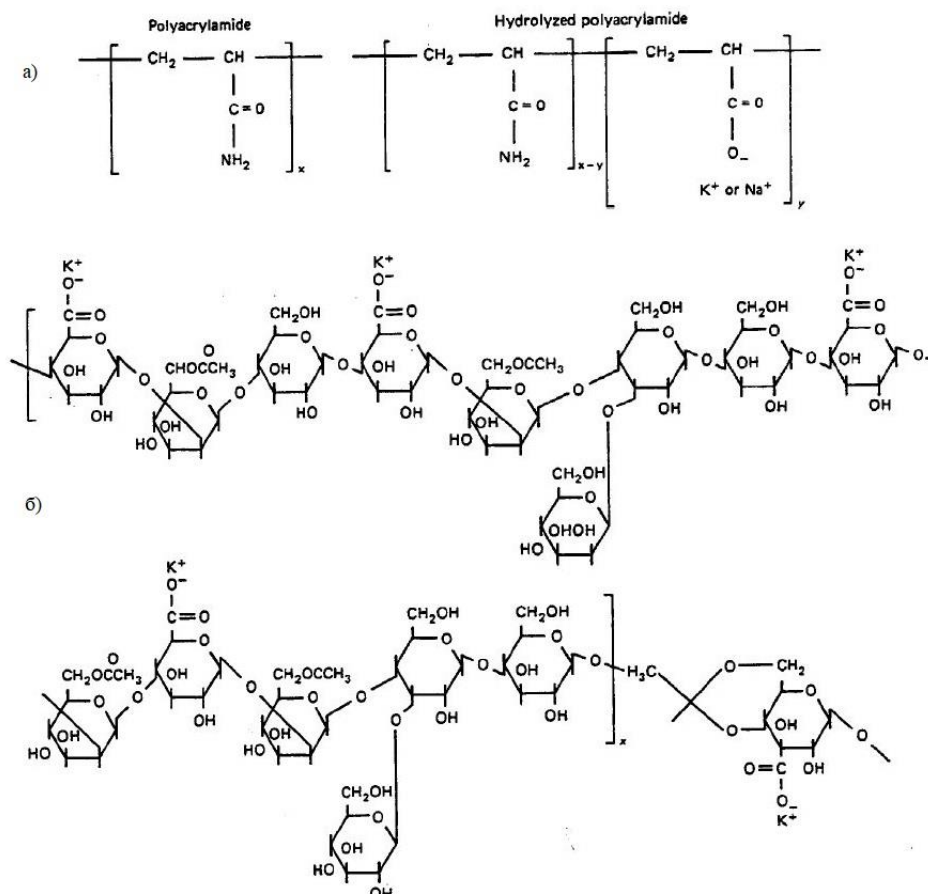


Рисунок 4 – Молекулярные структуры: а) частично гидролизованный полиакриламид б) полисахарид (биополимер)

В данном случае выпадение нерастворимого осадка сульфата бария (BaSO_4) позволяет закупорить поровое пространство породы (формула 2).

В ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» применялись осадкообразующие составы АС-CSE-1313 (А), Барьер, ТВ-3П-КОР (осадко-гелеобразующий состав), Цеолит, ЩСПК (щелочной сток производства капролактама), и ССС (сульфатно-содовый состав), основанный на чередующей закачке водных растворов $\text{Na}_2\text{SO}_4 + \text{Na}_2\text{CO}_3$ и CaCl_2 . Также в других предприятиях осуществляющих деятельность в Западной Сибири применялись составы: ДООС (активированная глина + сульфатно-содовая смесь); ООС (осадкообразующий состав), основанная на чередующейся закачке $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$, CaCl_2 , Na_2CO_3 , NaOH , CaCO_3 , NH_4Cl , $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$, Na_2SO_4 [27].

В группу силикатных технологий входят составы, основанные на использовании силиката натрия (жидкого стекла). В работе [27] авторы разделяют силикатные технологии на 2 группы по физике процесса (таблица 1).

Таблица 1 – Характеристики силикатной группы технологий

Группа технологий	Силикатные	
Способ получения потокоотклоняющего экрана	Взаимодействие жидкого стекла с растворами солей двух- и трехвалентных металлов	Взаимодействие жидкого стекла с кислотами, солями, эфирами органических кислот и неорганических соединений
Физика процесса потокоотклонения	Перекрытие и значительное снижение проницаемости пор породы образовавшимся осадком	Заполнение пор породы со временем набирающим вязкость раствором с последующим перекрытием образовавшимся гелем
Аналогичные технологии	Осадкообразующая технология	Полимерная технология

В ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» нашли применение технологии СГС (жидкое стекло + многоосновные кислоты), ПЖСГС (силикатный гелеобразующий состав), СМК, СПГ (жидкое стекло + HCl + ПАА), СПК, АСС-1 (реагент АСС-1 + HCl) [27].

Главное различие нефтеотмывающих технологий от потокоотклоняющих заключается в первую очередь механизмом воздействия на флюид и матрицу породы. Если при воздействии потокоотклоняющих составов возникает перераспределение фильтрационных потоков, то нефтеотмывающие технологии направлены на доотмыв остаточной нефти. Отделение нефтяной пленки и нефти, сосредоточенной в капиллярах, производится силами пониженного поверхностного натяжения на границе раздела вода-нефть. В ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» применялись нефтеотмывающие составы Алюмохлорид, БиоПАВ, Гептан, ГФП (гексафторпропилен), КМЭ, КПАС (кислотный поверхностно-активный состав), МДР (модифицированный доотмывающий реагент), ПКВ (ПАВ-кислотное воздействие), Подмыльный щелок, ПЭО (полиэтиленоксид), Синол

КМК-БС (смесь многоатомных спиртов, катионных и неионогенных ПАВ, ингибитора коррозии и соляной кислоты), Фосфогипс.

Также различные марки ПАВ применяются в комплексе с потокоотклоняющими составами. В этом случае доотмыв нефти (в радиусе не более 6 м) и снижение нефтенасыщенности ПЗП, что приводит к увеличению фазовой проницаемости по воде, то есть увеличивается приёмистость нагнетательных скважин и снижается сопротивление закачки композиций [27]. Подобный технологический приём активно применяется на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», а именно осуществляется за счёт закачки раствора ПАВ в пределах 1-2 м³ на 1 метр интервала перфорации, после чего создаются более благоприятные технологические условия для закачки потокоотклоняющего состава.

Коагулирующая группа представляет категорию сложных химических соединений, как правило, на основе титана и алюминия, которые при закачке в нагнетательную скважину образуют объёмный неорганический гель [59]. Отличительной особенностью коагулирующей группы технологий от осадкообразующих является физический принцип осадкообразования. Физическое явление процесса коагуляции выражается в накоплении сорбента (взвешенные частицы, минералы, соли, бактерии и др. взвешенные частицы) и формирования флокулов в процессе нагнетания товарной воды, что со временем только усиливает процесс потокоотклонения. Данная группа технологий проходит промышленные испытания на нефтяных месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

1.4 Потокоотклоняющие составы, применяемые на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

На поздних стадиях разработки нефтяных месторождений происходит формирование промытых пор пласта, в результате чего основными направлениями фильтрации подтоварной воды к добывающим скважинам становятся высокопроницаемые пропластки. Основная цель использования

технологий отвода потока - стабилизировать или снизить скорость увеличения содержания воды в продукте, производимом путем уменьшения проницаемости или полного блокирования промытых интервалов высокой проницаемости пласта.

Основными объектами применения ПОС, как правило, коллекторы с высокой степенью неоднородности, которые разрабатываются единым объектом и в которых проницаемость различается от нескольких раз до нескольких порядков. Объектами применения могут быть также мощные коллекторы, характеризующиеся высокой неоднородностью по проницаемости по вертикали.

В ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» мероприятия по закачке ПОС получили широкое применение. Однако, с увеличением количества проводимых операций, направленных на сокращение потерь в добыче нефти за счёт единичных обработок отдельных нагнетательных скважин небольшими объемами потокоотклоняющих составов, обработкам подвергаются только зоны продуктивных пластов вокруг нагнетательных скважин (в пределах околоствольной зоны отдельных нагнетательных скважин). Удаленные от нагнетательных скважин части залежей остаются не охваченными воздействием. В связи с этим продолжают происходить кинжальные прорывы воды в добывающие скважины от необработанных потокоотклоняющими составами нагнетательных скважин, снижая эффективность проведенных мероприятий, в частности, такой показатель, как удельная дополнительная добыча нефти [25]. В связи с этим важным направлением повышения эффективности МУН является поиск и разработка подходов для планирования и реализации воздействия ПОС.

Закачка ПОС на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» началась с 1993 г. Всего за историю закачки ПОС выполнено более 31000 скважино-операций. В разные годы количество обработок варьировалось с 159 до 2599 единиц. А охват потокоотклоняющими составами нагнетательного фонда в ранние периоды реализации не превышал 6 % (в 1993 г.), однако в

2000 г. достиг 51 %. В целом историю закачки ПОС можно разделить на 7 периодов (рисунок 5, таблица 2, таблица 3).

1) Начало применения ПОС, связанное с прорывами закачиваемой воды в добывающие скважины. Применялись полимерные (биополимер, ГОС), полимер-дисперсные (ВДС, ПДС), силикатные (СПГ) и нефтеотмывающие технологии (алюмохлорид, ПАВ+ГП).

2) Увеличение количества операций по потокоотклонению и увеличение охвата нагнетательного фонда скважин ПОС с 5,9 до 25,1 %, в следствии чего снижение темпов роста обводненности. В данном периоде начали применяться эмульсионные (УЭДС, ЭМКО, ЭСС), термотропные (РВ-ЗП-1), осадкообразующие (ССС, ЩСПК) группы технологий. Опробовался силикатный состав – СМК и расширился ассортимент полимерных технологий за счёт внедрения таких технологий как Галка, Гивпан, Метка, СПС, Темпоскрин и за счёт опробования ВЭДВ и СПДС, которые не закрепились в рабочем ассортименте потокоотклоняющих составов. Нефтеотмывающие составы расширились за счёт состава ПКВ, БиоПАВ и комбинаций ПАВ с мелкодисперсными наполнителями.

3) В результате роста количества операций до 1762 ед. в 2000 г. (охват составил 51,2 %) удалось достигнуть стабилизации обводненности добываемой продукции. Период характеризуется апробированием ВУС в чистом виде (дальнейшее применение в комплексе с другими составами), а также характеризуется значительным расширением линейки полимерных составов, за счёт проведения комплексных ПАВ-полимерных обработок, внедрения высокотемпературного полимера, который позволил увеличить охват ПОС и на пласты группы Ю и Ач. Линейка термотропных составов расширилась технологиями Термогель и ТермоГОС, которые хорошо зарекомендовали себя в ГФУ нефтяных месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» и применяются до настоящего времени.

4) Период характеризуется снижением количества обработок с последующим ростом обводненности добываемой продукции. Связанно это с

тем, что количество проводимых операций снижалось с 2000 г. (3 период) с 1762 ед. до 245 ед. в 2004, что оказало отсроченный негативный эффект на добывающем фонде. Наряду с количеством сократился и перечень технологий, сократился ассортимент эмульсионных (ЭМКО) и полимерных (Гивпан, Ромка) технологий. Однако в данный период были опробованы нефтеотмывающие технологии – Гептан, фосфогипс, ЩПСК, которые не закрепились в промышленно-применяемом наборе технологий.

5) Рост количества обработок для сдерживания потерь добычи нефти за счёт обводнения. Период характеризуется сокращением ассортимента эмульсионных (ВЭДС, Синол-ЭМ) и полимерных составов (биополимер, Галка), а также внедрением состава ЭМКО-102. По термотропной группе технологий изменения коснулись состава РВ-3П-1, который был модифицирован в состав РВ-3П-1МС. В данном периоде полностью прекратились закачки нефтеотмывающих составов в чистом виде, нефтеотмывающие составы были интегрированы в полимерные, полимер-дисперсные, эмульсионные группы технологий.

6) Снижение темпов роста обводненности. Увеличение ассортимента технологий для оптимального воздействия на залежи с различными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). В данном периоде прекратились закачки силикатных составов в виду их необратимой кольтматации поровых каналов и высоких рисках потери приёмистости нагнетательных скважин. Также опробована группа полимерных технологий (WC-210C, PetroPAM P-104, Alcoflood 955, Poweltec-CC, Soft Push, СК-613).

7) Период характеризуется увеличением охвата потокоотклоняющими составами действующего нагнетательного фонда, внедрением новых реагентов, технологий, углублённая проработка дизайна закачки ПОС на основе геолого-промыслового анализа (ГПА), опыта реализации ПОС на участке. Увеличение повторных закачек ПОС, обработки скважин на участках краевых зон залежи с низкими нефтенасыщенными толщинами и участках с пониженными ФЕС. Что касается ассортимента

технологий, то наблюдается явное увеличение количества полимерных (PetroРАМ Р-104М, PetroРАМ Р-104Т), полимер-дисперсных (БОГОС-1АС) и термотропных (СОТ-12, Sixell, EW225R) составов. Проведена масштабная программа ОПР, опробованы, но не прошли промысловые испытания полимерные составы – Complex, ВП-15, полимер-дисперсный состав – Тампадус и осадкообразующие составы АС-CSE-1313 (А). Составы ХПВ-1 (среднетемпературный) и ХПТ-1 (высокотемпературный) на основе полиакриламида были заменены полимерами марок PetroРАМ Р-104М и PetroРАМ Р-104Т. По полимер-дисперсной группе, в которой активным гелеобразующим веществом является реагент из полимерной группы, видоизменился тип мелкодисперсного наполнителя – глинопорошок был заменён мел и древесную муку. Причиной подобной замены компонентов стала негативное влияние глинистой суспензии на состояние загрязнённости ствола скважины, то есть после обработок интервал перфорации перекрывался осадком глинистого раствора, что вносило негативный характер на выработку нефти участка и неполный охват заводнением по разрезу.

Таблица 2 – Характеристика периодов закачки ПОС на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

Период	1	2	3	4	5	6	7
Количество скважино-операций, ед.	354	3182	4492	2833	2591	5096	13117
Средняя обводненность периода, %	70	72	77	80	85	89	91
Дополнительная добыча нефти, тыс.т	488	4549	6073	3423	1790	5191	10527
Средняя удельная эффективность, т/скв-опер.	1378	1430	1352	1208	691	1019	803
Фактический охват действ. нагн. фонда, %	5.9	25.1	43.7	17.8	17.2	21.1	29.8

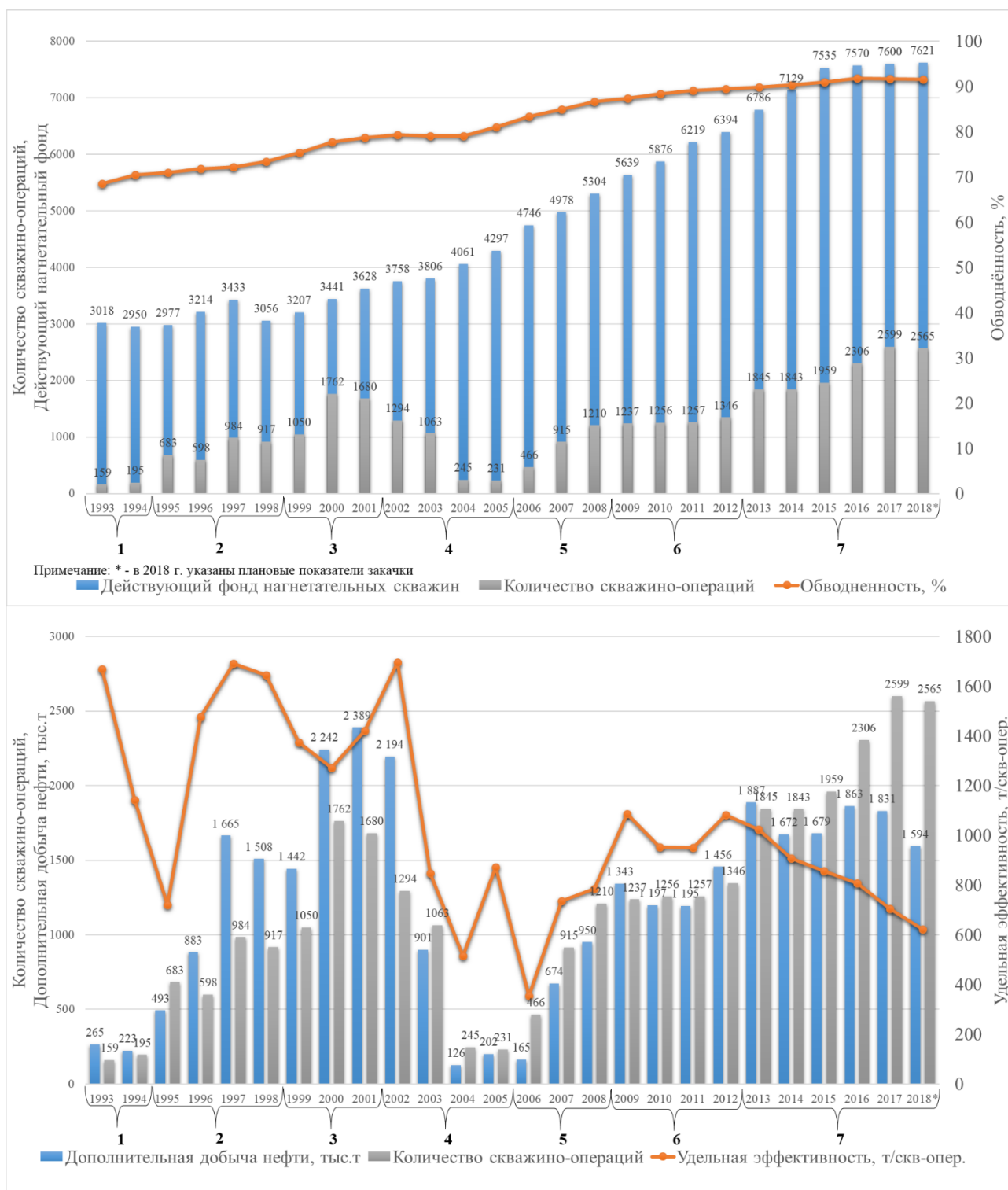


Рисунок 5 – Результаты закачки ПОС на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

Таблица 3 – Распределение ПОС по годам на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

Группы технологий	Годы/периоды						
	1993-1994	1995-1998	1999-2001	2002-2005	2006-2008	2009-2012	2013-2018
эмульсионная		УЭДС ЭМКО ЭСС	ВЭДС КМЭ+ЭСС КПАС+ВЭДС КРОЭС ПКВ+ВЭДС ПКВ+ЭСС Синол-ЭМ ЭМКО ЭСС	ВЭДС КПАС+ВЭДС Синол-ЭМ ЭГС ЭСС	ЭМКО-102 ЭС, ЭСС	ЭМКО-102 ЭС, ЭСС	CSE-1013 (эмульгатор) ЭС, ЭСС
полимерная	Биополимер ГОС	БГС Биополимер Галка Гивпан ГОС Метка ММЦ ПКВ+СПС СПС Темпоскрин	ВУС Галка Гивпан ГОС ГОС (Т) ГОС+ЭМКО КМЭ+ВУС КМЭ+ГОС КМЭ+ОГС КМЭ+Ритин КПАС+Метка КПАС+СПС Метка ОГС ПГС ПКВ+Метка ПКВ+СПС Ритин РИТИН 10 Ромка СПС СПС+ВУС СПС+ПКВ Темпоскрин	Биополимер БП-92 ВУС+КПАС+СПС ВУС+СПС Галка ГОС ГОС (Т) ГОС+ОГС ГОС+СПГ КМЭ+ГОС КПАС+Метка КПАС+СПС Метка ОГС ПКВ+СПС Ритин СПС СПС+ВУС	БП-92 ГОС РесТех РесТехдВПП-2 Ритин СГДС СГДС+НСПС СПС	AN-125 WC-210C ГОС ГОС (Alcoflood 955) ГОС (PetroPAM P-104) ГОС (POLY T) ГОС (Poweltec-CC) ГОС (Soft Push) ГОС (СК-613) Метка ОПГС РесТех Ритин СПС	AN-125 Complex Polygel E ГЕОПАН-М ГЕОПАН-МС ГИПАН ГОС ГОС (PetroPAM P-104Т) ГОС (PetroPAM P-104М) ГОС (Poweltec-CC) ГОС (ВП-15) ГОС (Т) ГОС (ХПВ-1) ГОС (ХПТ-1) ГОС (ХПТ-1, ХПВ-1) ПАВ+ГОС СПС СПС (ХПТ-1) ПАВ+ГОС
полимер-дисперсная	ВДС ПДС	ВДС ВЭДВ ПДС СПДС	ВДПС ВДС ГОС-1АС (Т) КМЭ+ВДПС ПДС ПКВ+ВДПС СПС+наполнитель	ВДПС ГОС-1 ГОС-1АС ГОС-1АС (Т) КМЭ+ВДПС СПС+наполнитель	ВДПС ГОС-1 Ритин+наполнитель СПС+наполнитель	ВДПС ГОС-1 ГОС-1АС СПС+наполнитель	БО ГОС-1АС БО ГОС-1АС (Т) БО ГОС-1АС Э-100 ВДПС ГОС-1 ГОС-1АС ГОС-1АС (PetroPAM P-104Т) ГОС-1АС (PetroPAM P-104М) ГОС-1АС (ВП-15) ГОС-1АС (Т) ГОС-1АС (Т) Э-100 ГОС-1АС (ХПВ-1) ГОС-1АС (ХПТ-1) ГОС-1АС (ХПТ-1, ХПВ-1) ГОС-1АС Э-100 Тампадус
термотропная		РВ-3П-1	КМЭ+Термогель РВ-3П-1 Термогель ТермоГОС	РВ-3П-1 Термогель ТермоГОС	РВ-3П-1 РВ-3П-1МС Термогель ТермоГОС	РВ-3П-1 РВ-3П-1МС Термогель ТермоГОС	EW225R Sixell РВ-3П-1 РВ-3П-1МС СОТ-12 ТВС-1 Термогель ТермоГОС
осадкообразующая		ССС ЩСПК	ССС Цеолит	ССС	ССС	ССС	АС-CSE-1313 (А) Барьер РВ-3П-1МС ССС ТВ-3П-KOP
силикатная	СПГ	СМК СПГ	СГС СМК СПГ	ВУС+СГС КПАС+СГС ПЖСГС СГС СПГ	СГС СПГ		ACC-1
нефтеотмывающая	Алюмохлорид ПАВ+ГП	Алюмохлорид БиоПАВ ПКВ ПЭО+БГ ПЭО+ГП	БиоПАВ КМЭ КПАС ПКВ Синол КМК-БС	Гептан КМЭ МДР ПКВ Подмыльный щелок Синол КМК-БС Фосфогипс ЩПСК		ГФП	
коагулирующая							Продукт №1

1.5 Оценка эффективности ГТМ на нагнетательных скважинах

Применяется две категории оценки ГТМ: качественная и количественная. Количественная оценка как правило отражает накопленную дополнительно добытую нефть от ГТМ и её считают объективной. Качественная оценка подтверждает эффективность ГТМ и является субъективным подтверждением протекания физических процессов в пласте.

1.5.1 Качественная оценка

Основным инструментом качественной оценки ГТМ, направленных на увеличение $K_{\text{охв}}$, является изменение профиля приёмистости нагнетательной скважины. Как правило, оценивают два профиля приёмистости, проведённых не позднее 2 недель до ГТМ и 2 недель после ГТМ. Большие интервалы исследования не позволят в полной мере оценить изменения профиля притока, потому как высока вероятность изменения режима разработки участка (остановки и запуски добывающих и нагнетательных скважин, ГТМ на реагирующих скважинах и прочее). Изменение работающей толщины пласта, сокращение закачиваемой жидкости в высокопроницаемый интервал и увеличение закачиваемой жидкости в менее проницаемый интервал являются индикаторами успешности ГТМ. Однако учитывая тот факт, что современные методы геофизических исследований скважин (ГИС) могут отразить картину закачки только по разрезу скважины и в пределах прискважинной зоны пласта (ПЗП), при этом распределение в пласте и по азимуту остаются не охваченными, то оправданно этот метод оценки ГТМ считать субъективным.

В последнее время актуальность набирает геохимический метод оценки эффективности ГТМ. В работах [8; 49] освещается альтернативная качественная оценка эффективности применения потокоотклоняющих технологий, основанная на геохимическом анализе нефти реагирующих скважин. Для оценки эффективности после проведения ГТМ предлагается отбор проб продукции нефтяных скважин, которые находятся в зоне влияния нагнетательной скважины. Проводится анализ проб на плотность, вязкость, содержание легкокипящих

углеродов. Данные проб до и после ГТМ сопоставляются, после проводится оценка эффективности механизма действия ГТМ. По соотношению компонентного состава нефти ГТМ делятся на 4 вида:

- 1) неэффективные – средние значения параметров нефти остаются неизменными;
- 2) эффективные с вовлечением в разработку ранее недренируемых частей коллектора – нефти характеризуются меньшими плотностями и вязкостями, более высоким выходом легкокипящей фракции и увеличением в составе масляных углеводородов (УВ) содержания низкомолекулярных n-алканов;
- 3) эффективные с довытеснением ранее неподвижной нефти из промытых частей пласта – состав и свойства нефти ухудшаются;
- 4) эффективные с вовлечением в разработку запасов нефти из зон выпадения парафинов – нефти характеризуются меньшими плотностями и вязкостью, более высоким выходом легкокипящей фракции и увеличением доли в углеводородном составе легких n-алканов при низком уровне добычи [84].

1.5.2 Количественная оценка

Количественная оценка проведённых ГТМ, направленных на увеличение КИН является определяющим фактором при принятии окончательного решения тиражирования технологии, приостановления на доработку или же поиск новой оптимальной технологии для данных геологических условий.

В исследованиях Мулявина С.Ф. [52] эффективность ГТМ оценивается по дополнительной добыче нефти, по массовому отношению дополнительно добытой нефти к затраченным химическим реагентам, приросту дебита нефти (кратность дебита), снижению обводненности, сокращению отборов воды, продолжительности эффекта. Для оценки эффективности по дополнительной добыче применяются несколько способов: оценка по характеристикам вытеснения, кривым падения дебита нефти и геолого-гидродинамическое моделирование (ГГМ). У каждого из представленных способов есть свои преимущества и недостатки.

Характеристики вытеснения (decline curves) представляют собой функциональные зависимости между накопленными параметрами работы скважины (нефти, воды, жидкости, обводненности) [53]. В настоящее время имеются десятки характеристик вытеснения [55], которые своими функциями описывают модель фильтрации пласта, т.е. характеризуют разработку скважины, участка или всей залежи. Преимуществом метода является простота применения и минимум исходных данных. Основной сложностью применения характеристик вытеснения, является подбор оптимальной характеристики в данных геолого-технологических условиях. Автор диссертации согласен с мнением Лутфуллина А.А. в его автореферате диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук [13], где сообщается о проблеме завышения эффекта от ПОС за счёт влияния иных технологических факторов, способных вызвать изменения в показателях работы скважин, также указывается на несовершенство использования метода характеристики вытеснения, которая используется для оценки эффективности от применения ПОС. Поэтому возникает фактор неоднозначности результатов расчётов, связанный с возможной ошибкой выбора характеристики вытеснения.

Кривые падения дебита (decline analysis) – это зависимости текущей добычи нефти от времени. Кривые падения дебита рассматриваются только на стадии падения добычи нефти на рассматриваемой залежи [52]. Явным преимуществом применения кривых падения дебита для расчёта является простота реализации метода, для чего необходима динамика дебита нефти. Из недостатков данного способа явно выделяется чувствительность к остановкам скважин и изменениям режима работы скважин, что в условиях динамичной разработки не позволяет достоверно провести оценку эффективности ГТМ.

Расчёт эффективности посредством ГТМ, как любой этап математического моделирования, является весьма трудоёмким процессом. К тому же процессы, происходящие в пласте, при проведении закачек потокоотклоняющих составов недостаточно достоверно описаны в математических моделях, что осложняет процесс прогнозирования ПОС и как следствие расчёт эффективности. Также

объёмы закачки ПОС не сопоставимы с объемами закачки при реализации проектов по полимерному заводнению, поэтому существующие модули для полимерного заводнения в данном случае не применимы. Однако не стоит забывать, что на текущий момент ГТМ является самым надежным инструментом прогнозирования и его предиктивная функция безальтернативна. Поэтому справедливо считать ГТМ перспективным инструментом оценки эффективности ГТМ [56; 78; 79].

Количественная оценка эффективности ПОС рассчитывается путём суммирования дополнительной добычи каждой реагирующей скважины, имеющей гидродинамическую связь с нагнетательной. Дополнительной добычей является разница между фактически добытой нефтью и прогнозируемой в период после проведения ГТМ [30; 55]. Как правило, к реагирующим относятся скважины попадающие в зону дренирования нагнетательной скважины (разрабатываемые одними пластами с нагнетательной), т.е. находящиеся на расстоянии не более 1000 м – для коллекторов проницаемостью $\leq 50 \times 10^{-3}$ мкм², и не более 1500 м – для коллекторов проницаемостью $> 50 \times 10^{-3}$ мкм². Однако стоит отметить, что для юрских отложений не является исключением высокая гидродинамическая связь между нагнетательной скважиной и реагирующей скважиной, находящейся на значительном расстоянии и/или имеющая на этом промежутке действующую добывающую скважину (т.е. наблюдается реагирование через скважину).

Зачастую применяемые подходы оценки технологической эффективности отличаются как методически, так и методологически. В статье [30] отражены основные принципы оценки характеристики вытеснения, однако у автора диссертационной работы есть несколько разногласий по этому поводу. В частности, учёт отрицательной дополнительной добычи в общем эффекте от ГТМ не всегда является правильным решением. Потокоотклонение – процесс воздействия на нагнетательную скважину, которая в свою очередь может либо оказывать воздействие на добывающую скважину через фильтрационные каналы, либо не влиять на неё ввиду отсутствия гидродинамической связи. Рост обводненности добывающих скважин помимо прорыва нагнетаемой воды также может быть связан с влиянием воронки депрессии («конусообразованием» и

«языкообразованием»), ЗКЦ и НЭК. И если последние две причины достаточно явно диагностируются, то прорыв воды и конусообразование на графике истории эксплуатации добывающей скважины схожи, что вполне вероятно может осложнять оценку причин обводнения скважины. Поэтому рост обводненности добывающих скважин, находящихся в зоне дренирования нагнетательной скважины, на которой проведена закачка потокоотклоняющего состава, может возникать по причине влияния воронки депрессии (продвижение ВНК, увеличение депрессии на пласт). Для детальной оценки необходимо проведение ГПА, в ходе которого анализируется фациальная принадлежность зон дренирования скважин, генезис осадконакопления, результаты трассерных исследований, история эксплуатации скважин (ретроспективный анализ). Только по результатам ГПА можно принимать решение о правомерности учёта отрицательного эффекта добывающей скважины.

Длительность эффекта считается оконченной, если на добывающей скважине в течении трёх месяцев фиксировалась отрицательная добыча участка, причём окончанием эффекта от ПОС считается именно первый месяц с отрицательной добычей и это значение не учитывается в общей эффективности, если не доказано, что этот эффект проявился именно по причине реализации ПОС.

При проведении на реагирующих скважинах ГТМ направленных на интенсификацию дебита нефти (увеличение отборов, обработка прискважинной зоны пласта или ОПЗ, ГРП), вовлечение новых горизонтов (прострелочно-взрывные работы или ПВР), изоляция интервалов пласта (РИР) и прочих, эффект на скважинах принято считать оконченным, потому как дальнейший учёт эффекта добывающей скважины искажён проведённым ГТМ.

1.6 Причины снижения эффективности ПОТ, выполняемых по традиционным технологиям на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

Накопленный опыт применения ПОТ на нефтяных месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» позволяет сделать неутешительный вывод о

том, что эффективность обработок на одних и тех же участках неуклонно снижается.

Подобный вопрос в своих работах освещали Земцов Ю.В. [21; 27; 51], Силин М.А. [32], Исмагилов Т.А. [31; 34], Куликов А.Н. [9; 10], Ручкин А.А. [7], Елисеев Д.Ю. [48], Петрова Л.М. и др. [49], однако в целом, причины снижения эффективности от закачки ПОТ не обобщены и не классифицированы, что, в свою очередь, не позволяет продумать инструменты по нивелированию снижающегося эффекта.

Целью данного раздела является классификация основных причин снижения эффективности ПОС, выделение основных признаков каждой группы и проработка инструментов повышения эффективности.

Поставленная цель достигается посредством анализа теоретической базы трудов ведущих учёных-исследователей и эмпирической базы исследований автора, которая представляет собой анализ проведённых закачек ПОС в период 2014-2018 гг. на месторождениях Покачевского региона ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Всего рассмотрено 1408 скважино-операций. В данной подборке не рассматривались причины снижения эффективности, связанные с проведением ГТМ (дострелы и перестрелы продуктивных пластов, ГРП, обработка призабойной зоны пласта кислотными составами и др.) и перевод в бездействие реагирующих (добывающих) скважинах. Автором предлагается разделить причины снижения эффективности ПОТ на 3 группы:

- 1) появление новых источников обводнения (ввод новой нагнетательной скважины на участке, изменение режима работы нагнетательных скважин на участке и т.д.);
- 2) выработка застойных зон;
- 3) изменение преобладающего источника обводнения (НЭК, ЗКЦ, конусообразование).

Первая группа характеризуется изменением фильтрационных потоков за счёт перевода скважин из добывающего фонда в нагнетательный, изменение режима закачки на самой скважине и на соседних нагнетательных скважинах.

Подобные изменения режима разработки залежи меняют направления движения жидкости, что снижает влияние перераспределения фильтрационных потоков на эффективность выработки нефти.

Выработка застойных зон – наиболее распространённая причина снижения эффективности, потому как при проведении закачки ПОС, высокопроницаемый интервал частично или полностью кольматируется, закачка воды распределяется в низкопроницаемые интервалы, в которых остаточная нефтенасыщенность близка к начальной нефтенасыщенности. Однако со временем эта зона вырабатывается, что приводит к ситуации, когда при повторной закачке ПОС, эффективность на реагирующих скважинах, в виде снижения обводненности жидкости, не проявляется. В работе [48] в качестве инструмента по увеличению технологической эффективности ПОТ предлагается применение составов с удалённым гелированием, однако остаётся открытым вопрос локализации потокоотклоняющего экрана. Наиболее эффективным и надёжным решением подобной проблемы является увеличение объёма ПОС на величину объёма выработанного интервала. Дополнительный объём состава кольматирует поровый объём выработанной части пласта, направляя потоки жидкости в менее проницаемые интервалы, куда закачка не осуществляется при стационарном режиме заводнения. Логичным ходом является увеличение объёма состава с каждой последующей закачкой ПОС. В работе [4] предлагается использовать промытый поровый объём, который определяется путём оценки объёма нефти по участку воздействия, добытого с момента начала заводнения и до прорыва воды в добывающих скважинах.

Наиболее ярким примером снижения эффективности мероприятий по причине выработки застойной зоны является закачка ПОС в скважину № 7080Н Кечимовского месторождения и реагирование на эту обработку скважины № 7081Г (рисунок 6). Участок приурочен к объекту АВ₁₋₂, который состоит из пласта АВ₁³ и АВ₂, фильтрационно-емкостные (ФЕС) свойства которых значительно отличаются друг от друга. Пласт АВ_{1/3} – низкопроницаемый, пласт АВ₂ – высокопроницаемый. Установлено, что между нагнетательной и добывающей скважинами имеется

гидродинамическая связь. Как видно из рисунка 7, скважина № 7080Н имеет значительную историю обработок различными по реологическим характеристикам составами. Первая обработка скважины № 7080Н эмульсионно-суспензионным составом (ЭСС) в объеме 350 м³ позволила снизить обводненность добываемой продукции на 21 % (с 85 до 64 %), при этом прокачка эффективного порового объема зоны дренирования нагнетательной скважины составила 0,11 % (таблица 4). В результате первой обработки нагнетательной скважины дополнительная добыча нефти получена в объеме 6,940 тыс. т. В ходе закачки ПОС технологических нарушений выявлено не было, конечное давление закачки достигло значение давления водовода.

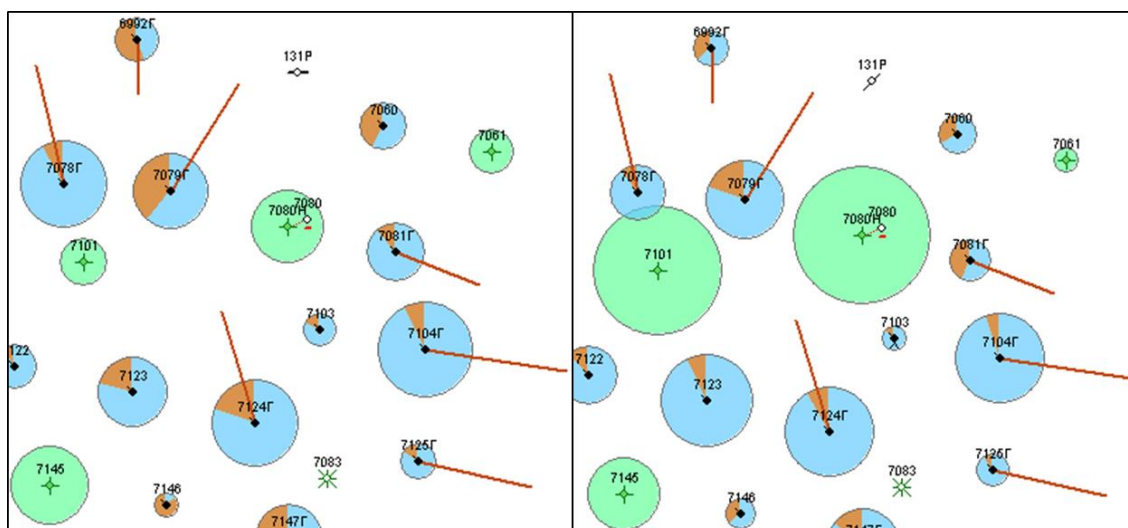


Рисунок 6 – Выкопировка из карты текущего состояния разработки объекта АВ₁₋₂ Кечимовского месторождения на 01.01.2014 г. (слева) и на 01.12.2018 г. (справа)

Таблица 4 – 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 ₁₋₂ , А	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

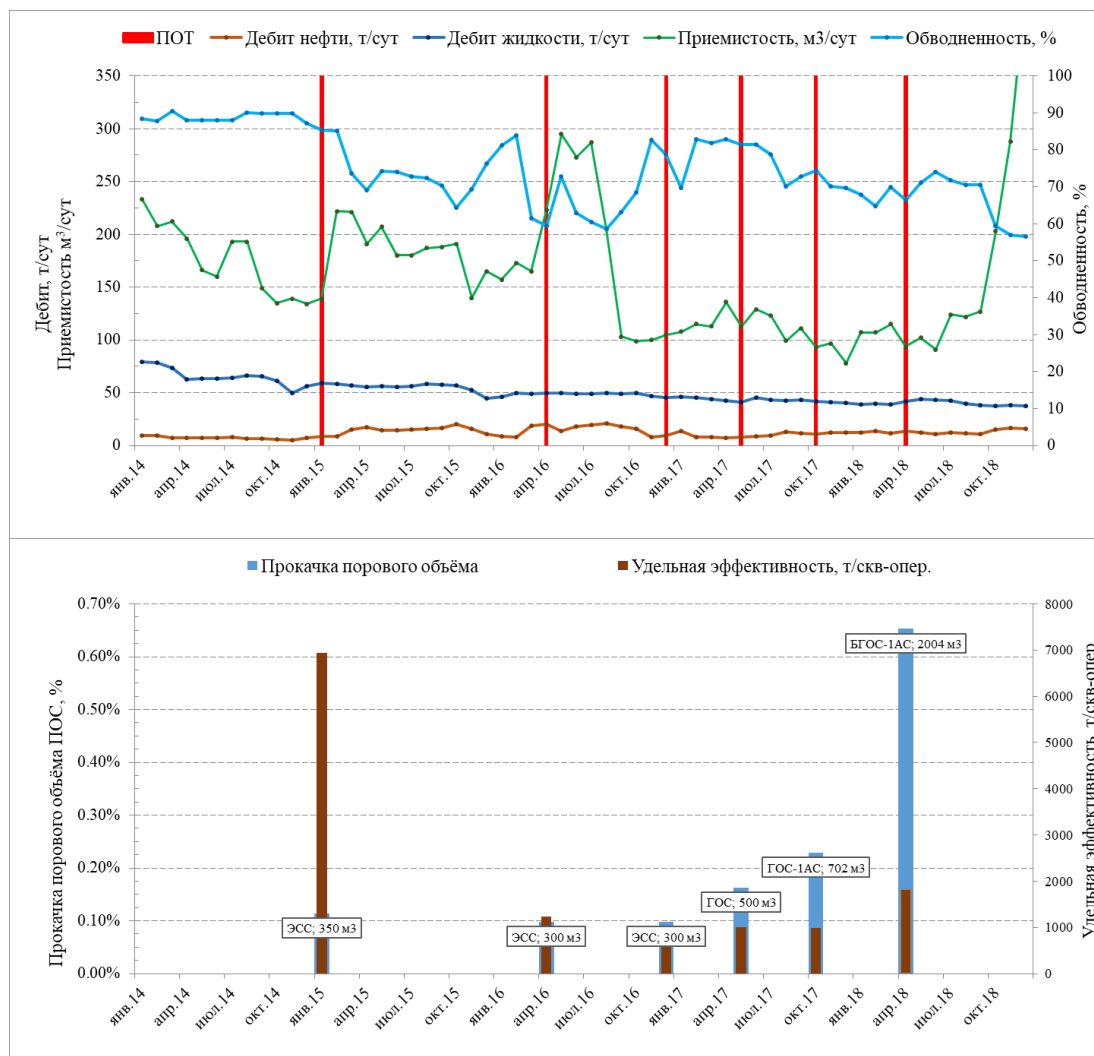


Рисунок 7 – График режима работы добывающей скважины № 7081Г и параметры обработок потокоотклоняющими составами нагнетательной скважины № 7080Н

Кечимовского месторождения

Как видно, эффективность 2 последующих обработок с практически идентичным объёмом закачки неуклонно снижается (с 6940 до 827 т/скв-опер). Однако обводненность добывающей скважины не вернулась к базовому значению 1 обработки – 85 %. Фактически, вторую и третью обработки можно считать «превентивными», то есть направленными на поддержание текущего эффекта. Подобные обработки обладают признаками 3 группы причин снижения эффективности ПОТ. Тем не менее, фактическая эффективность, которую можно

проследить в изменении обводненности продукции скважины до и после обработки ПОС показывает, что эта разница по 2 и 3 закачке снижается: 25 и 9 % соответственно. Подобный феномен является косвенным показателем выработки застойной зоны.

В дальнейшем на скважине № 7080Н предложено увеличить прокачку порового объёма ПОС до 0,16 % (500 м³) и перейти на состав с более высокими реологическими свойствами – полимерный состав на основе ПАА (ГОС). За счёт подобных корректирующих действий удалось получить дополнительную добычу нефти в объёме 0,999 тыс. т, что превысило показатель эффективности предыдущей обработки на 0,172 тыс. т, а также позволило снизить обводненность скважины на 11 % (с 81 до 70 %).

Ввиду того, что опыт увеличения объёма закачки ПОС был успешным, увеличение объёма последующих обработок было закономерным решением. Сложность, однако возникала с подбором планового объёма закачки ПОС. Предварительно объём был увеличен на 200 м³, что соответствует увеличению объёма после 3 закачки ПОС (с 300 до 500 м³), а также было принято решение между циклами закачки сшитого ПАА закачивать мелкодисперсный наполнитель в виде мела и древесной муки для армирования тела гелевого экрана, увеличения его устойчивости к механической деструкции и уменьшения затрат на дорогостоящие химические реагенты. В результате было закачено 702 м³ полимер-дисперсного состава (ГОС-1АС) на основе ПАА, прокачка порового объёма ПОС составила 0,23 %, а эффективность сохранилась на уровне предыдущей обработки и составила 0,987 тыс. т дополнительной нефти. На скважине № 7081Г обводненность снизилась на 9 % (с 74 до 65 %).

По окончании эффекта от пятой обработки скважины № 7080Н в мае 2018 г. обводненность на скважине № 7081Г начала расти и достигла 71 %. Очевидно, что степень промытости резервуара на тот период уже отличалась от периода, в который проводилась пятая обработка составом ГОС-1АС. Накопленная закачка воды составила 287 тыс. м³ (таблица 4). Предложено было провести пилотную большеобъёмную закачку ПОС по технологии БОГОС-1АС (технология ГОС-1АС

с увеличенным объёмом закачки) с прокачкой порового объёма ПОС не менее 0,60 % от объёма пор. Всего закачано 2004 м³ состава, однако конечное давление закачки ПОС составило 95 атм при давлении нагнетания стационарной закачки воды 135 атм, что указывает на имеющийся потенциал увеличения объема закачки. В результате дополнительная добыча нефти от закачки БОГОС-1АС составила 1,822 тыс. т, а обводненность на анализируемой скважине № 7081Г снизилась с 74 до 57 % (на 17 %). Стоит отметить, что на скважине № 7081Г за всю историю эксплуатации не было такой низкой обводненности. Все проведённые обработки ПОС проводились при исправном техническом состоянии скважины на всю толщину пласта, о чём говорят 2 промывки забоя (11.2015 г. и 11.2017 г.), в ходе которых текущий забой был определён по технологической насосно-компрессорной трубе и находился ниже интервала перфорации.

Помимо анализа влияния прокачки порового объёма ПОС на эффективность построен график Холла скважины № 7080Н. По графику Холла оценивается работа нагнетательных скважин, текущее состояние призабойной зоны пласта (ПЗП), диагностируются режимы фильтрации. График представляет собой отношение накопленной суммы произведений давления на забое скважины и времени работы скважины ($P_{заб} \cdot t_{раб.}$), как функцию суммарного (накопленного) нагнетаемого объема воды W_i . При сохранении постоянства величин должна соблюдаться линейность функции. Отклонением функции является фактором изменения закона фильтрации в данных условиях. На начальном этапе заводнения график Холла может иметь вид вогнутой восходящей линии (А, рисунок 8), что вызвано увеличением радиуса контура и давлением на контуре. Со временем этот эффект нивелируется, поскольку радиус контура становится все больше (В, рисунок 8). Если провести мероприятия по интенсификации (ГРП, ОПЗ, перфорация, изменение размера дросселирующего устройства), то наклон графика Холла уменьшится (Е, рисунок 8). Отрезок D характеризует скважину с постоянным скин-фактором и не меняющимся режимом работы скважины. Однако, если ПЗП закольматирована или произошло перекрытие интервала перфорации осадком, что ведёт к росту скин-фактора, то отклонение от линейности будет направлено вверх,

уменьшение работающей толщины также приведёт к отклонению графика вверх (С рисунок 8).

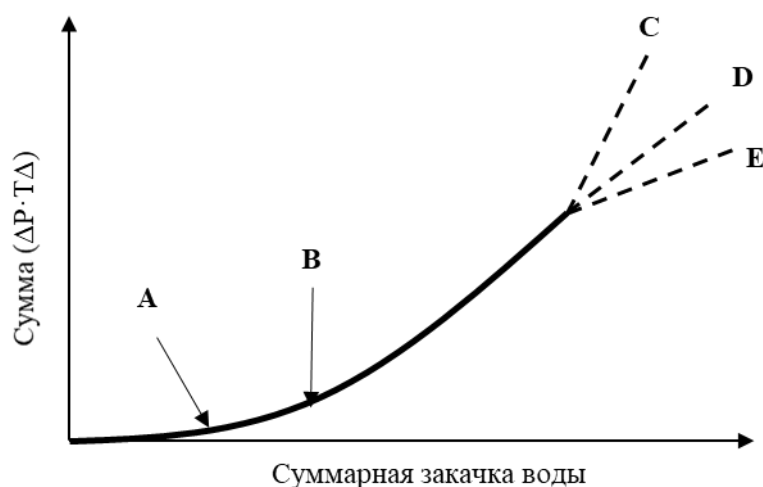


Рисунок 8 – Схематичное изображение графика Холла

По данным работы скважины видно, что большую часть истории эксплуатации (оранжевая зона) закачка осуществлялась с забойным давлением превышающее давление раскрытия трещины ГРП (рисунок 9). Понимая это, линия на графике Холла от 50 тыс.м³ до 200 тыс.м³ накопленной закачки воды является «базовой кривой» (репером) показывающей наклон графика Холла при развитии трещины автоГРП. Относительно данного репера сравниваются углы наклона последующих кривых. Фактически проявление линейной фильтрации (по трещине автоГРП) на графике Холла не наблюдается, не смотря на изменения кривой после 2 и 6 закачки ПОС (красные линии). Подобные искривления характеризуют мероприятия, снижающие скин-фактор, после 2 и 6 закачки ПОС (закачки отмечены красной линией). Обусловлено это тем, что в эти периоды закачка штуцером ограничена не была, хотя в обычно скважина ограничена штуцером диаметром 4-5 мм. В свою очередь проведение 3, 4 и 5 обработок не демонстрирует восходящего отклонения кривой графика, что говорит о существующем потенциале увеличения объёма закачки, поскольку график Холла не показывает изменение знака скин-фактора (дополнительного сопротивления закачки).

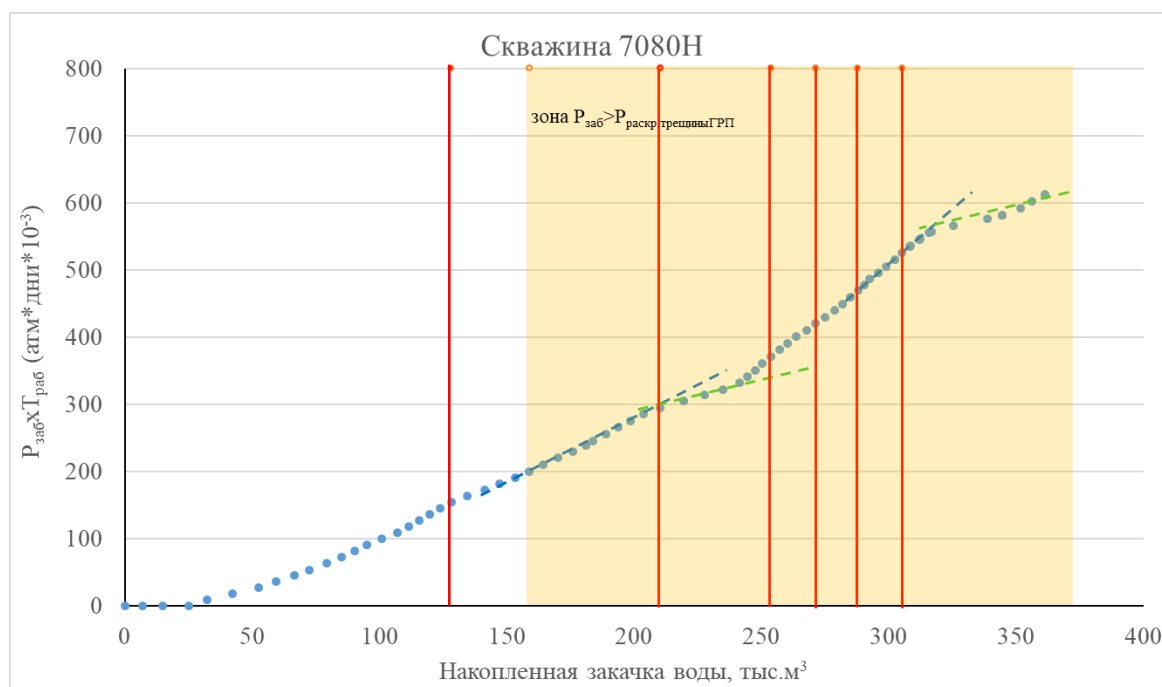


Рисунок 9 – График Холла скважины № 7080Н Кечимовского месторождения

История закачки ПОС в скважину № 7080Н и реагирование скважины № 7081Г демонстрирует картину выработки застойных зон как причину снижения эффективности ПОС, подобный опыт позволяет выработать инструмент по ликвидации подобного феномена, а также подтверждает необходимость увеличения объёма закачки при проведении повторных обработок потокоотклоняющими составами.

Учитывая имеющийся опыт закачки ПОС и вышеизложенные доводы, необходимо оценить объём следующей закачки.

Существуют две методики подбора объема закачиваемого состава: статистический метод и объёмный метод. Оба способа основываются на опыте предыдущих обработок фации потокоотклоняющими составами, сформированной в схожих условиях осадконакопления, или объекта/участка.

Статистический метод подразумевает применение инструментов аппроксимации имеющихся данных. В частности, экстраполируется объём закачиваемого состава при достижении давления стационарной закачки воды (устьевое давление), ориентиром которого является успешность закачки ПОС.

Объёмный метод представляет собой оценку отношения занимаемого порового объёма объёмом ПОС к эффективному поровому объёму зоны дренирования скважины. В пределах фаций, сформированных в схожих условиях осадконакопления, эмпирическим путём определяется эффективный объём ПОС, в результате которого в реагирующих (добывающих) скважинах снизили обводненность добываемой продукции. Согласно накопленной опытной базе по ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» подобный показатель варьируется в диапазоне 0,90-0,12 %.

По последним двум закачкам ПОС проведённым в октябре 2017 г. (на рисунке 10 – 1-ая закачка ПОС) и марте 2018 г. (на рисунке 10 – 2-ая закачка ПОС) видно, что после проведения последней закачки ПОС в марте 2018 г. в объёме 2004 м³ (таблица 4) имеется потенциал к увеличению объёма закачки, то есть чтобы достигнуть давление стационарной закачки воды необходимо было закачать 3100 м³ состава. Выстроенное линейное уравнение описывающее закон фильтрации потокоотклоняющего состава в пласте имеет коэффициент достоверности аппроксимации $R=0,918$, что в целом можно считать достоверным прогнозом.

Оценка по объёмному методу проводилась по многовариантному сценарию в пределах 1-2 % прокачки потокоотклоняющим составом порового объёма зоны дренирования скважины с шагом 0,25 %. В результате получились значения 3070, 3840, 4600, 5370, 6410 м³ соответственно. Как видно, значение прокачки 1 % порового объёма крайне близко к значению прогнозного значения 3100 м³ состава, спрогнозированного по статистическому методу, подобное позволяет нам сделать вывод о том, что 3100 м³ наиболее достоверное значение объёма ПОС. Однако с момента последней закачки (05.2018 г.) накопленная закачка воды увеличилась на 59 тыс.м³ (17,3 %), соответственно также увеличилась степень промытости участка. Подобные факты обязывают принять меры по увеличению прокачки порового объёма потокоотклоняющим составом, поэтому целесообразно было бы ориентироваться на увеличение объёма прокачиваемого состава до 3830 м³ (1,25 % прокачки порового объёма).

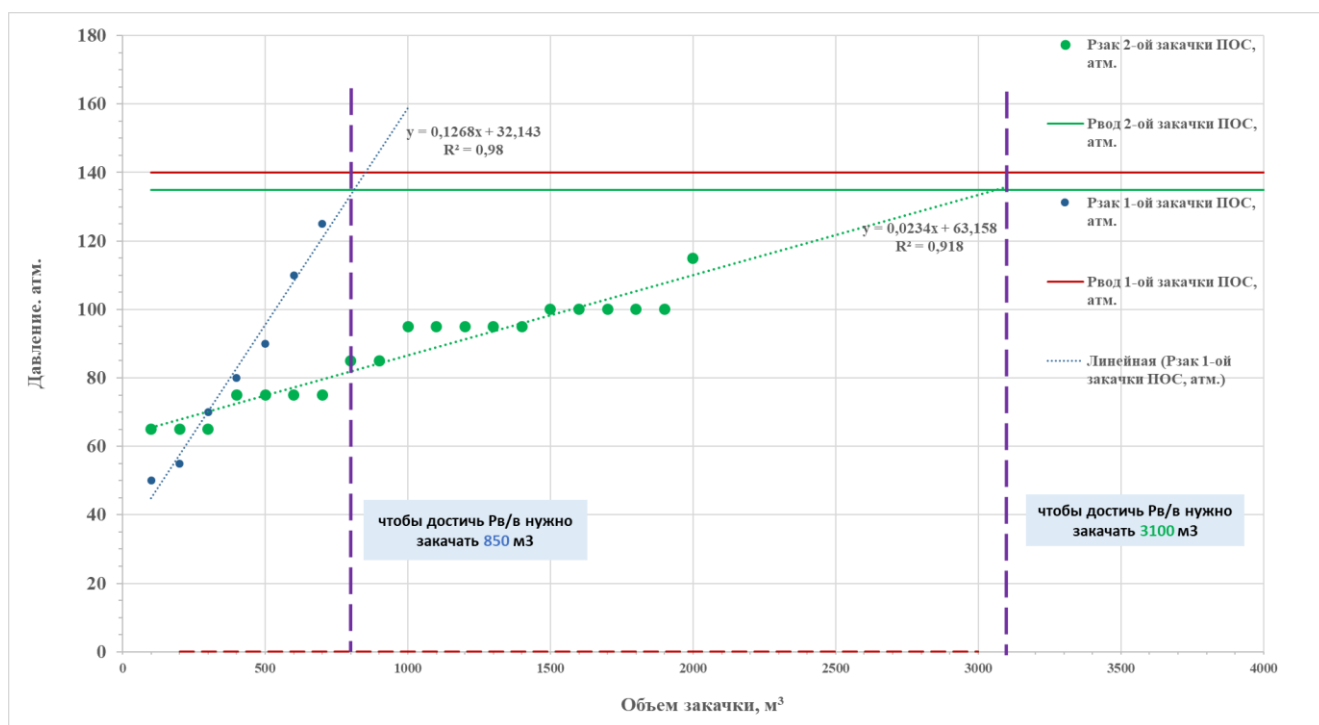


Рисунок 10 – График прогнозирования роста давления при закачке ПОС в 10.2017 г. и 03.2018 г.

Третья группа характеризуется сменой преобладающего источника обводнения. В добывающей скважине помимо прорыва нагнетаемой воды причинами обводнения могут также являться: появление ЗКЦ, НЭК, развитие конусообразования. Появление ЗКЦ и НЭК в добывающих скважинах достаточно уверенно диагностируются: помимо роста обводненности продукции скважины, увеличивается коэффициент продуктивности (3) при отсутствии изменений параметров глубинно-насосного оборудования (ГНО) и режима закачки соседних нагнетательных скважин. Проявление воронки депрессии, или как её ещё называют «конусообразование» в наклонно-направленных скважинах (ННС) и «языкообразование» в горизонтальных скважинах (ГС), диагностируется сложнее, потому как характер обводнения схож с прорывом закачиваемой воды. Косвенно указывать на проявление воронки депрессии среди прочих факторов обводнения скважины может рост уровня водонефтяного контакта (ВНК), увеличение отборов скважины именно за счёт изменения глубинно-насосного оборудования (ГНО), а не за счёт увеличения коэффициента продуктивности.

$$\eta = \frac{Q}{P} = \frac{Q}{P_{\Pi} - P_3}, \text{ где} \quad (3)$$

η – коэффициент продуктивности [$\text{м}^3/(\text{с} \times \text{Па})$], Q — дебит скважины [$\text{м}^3/\text{сек}$], P_{Π} – пластовое давление [Па], P_3 – забойное давление [Па].

В качестве решений проблемы снижения эффективности закачки ПОС по каждой группе причин предлагаются рекомендации:

1) при появлении новых источников обводнения рекомендуется проведение геолого-промыслового анализа участка при обновлённых условиях режима работы залежи, расчёт оптимальных режимов закачки и отбора жидкости на секторных геолого-гидродинамических моделях (ГГМ), оценка целесообразности проведения закачки ПОС на скважинах, переведённых в нагнетательный фонд.

2) при проявлении признаков выработки застойных зон рекомендуется проведение технико-экономической оценки (ТЭО) увеличения объёма закачиваемого состава при наличии невыработанных интервалов пласта на ГГМ. Расчёт увеличенного объёма ПОС ведётся по двум методикам (статистическая и объёмная). В качестве эксперимента по проработке инструмента нивелирования эффекта от выработки застойных зон предлагается закачать 3830 м^3 (1,25 % прокачки порового объёма) ПОС в скважину 7080Н Кечимовского нефтяного месторождения.

3) при изменении преобладающего источника обводнения рекомендуется принять меры по ликвидации эффекта от преобладающего фактора обводнения, при ЗКЦ и НЭК рекомендуются ремонтно-изоляционные работы (РИР), при формировании воронки депрессии рекомендуется провести ТЭО снижения отборов жидкости, ВИР либо РИР водонасыщенных интервалов, с целью минимизации эффекта «подтягивания подстилающей воды».

1.7 Обоснование направлений выполнения исследований

Имея проблему со снижением эффективности ПОС и низкой выработкой застойных зон по нефтяным месторождениям ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», необходимо сформировать правильное представление влияния ПОС на коэффициент охвата и интерференцию между нагнетательными скважинами, в которые произвели закачку ПОС. Наиболее чётко это явление описывается в работе Sudaryanto B., Yortsos Y. [91], в которой представлены процессы регулирования потоками закачиваемой жидкости на основе численного моделирования и эксперимента в ячейке Хеле-Шоу в гомогенной среде на различных режимах и условиях закачки. На рисунке 11 представлены два эксперимента, каждый состоит из численного (а) и физического моделирования (б). В обоих экспериментах закачка ведётся сначала в скважину А, затем в скважину В. Во втором эксперименте в физическую модель внедряется флюидный упор, в нашем случае мы можем сделать допущение, что это потокоотклоняющий экран. Обратите внимание на окончание траекторий движения жидкости после переключения нагнетания из скважины А к скважине В. В обоих экспериментах между скважинами А и В наблюдается неохваченная закачкой зона (светлая зона). Это наводит на мысль о том, что единичный потокоотклоняющий экран незначительно меняет коэффициент охвата. Возможно предположить, что неохваченная зона начала бы дренироваться лишь при установке ещё одного флюидного упора, который бы сместил фронт движения жидкости скважины В в сторону неохваченной зоны. Подобный вывод позволяет сформировать теорию о том, что максимальный коэффициент охвата позволяет достичь формирование потокоотклоняющего экрана во всех нагнетательных скважинах, участвующих в вытеснении нефти участка, или в нашем случае литотипа, потому как сам по себе моделируемый в ячейке Хеле-Шоу элемент однороден и хорошо гидродинамически связан.

В работе [33] авторами утверждается, что повышение эффективности закачки ПОС невозможно без перехода от реализации мероприятий выравнивания

профиля приемистости (ВПП) на отдельных скважинах к воздействию на весь объект разработки.

А в работе Жданова С.А., Крянева Д.Ю., Петракова А.М. [35] предлагается применение системного подхода к проведению технологий обработки ПЗП, признаки которой заключаются в:

- 1) единовременности обработки ПЗП в нагнетательных и добывающих скважинах в пределах выбранной зоны залежи;
- 2) оптимальной последовательности и числе обработок ПЗП скважин;
- 3) периодичности обработок ПЗП скважин;
- 4) изменении направлений фильтрационных потоков;
- 5) выборе технологий обработок ПЗП для конкретных геолого-физических условий.

Исходя из вышеперечисленных доводов дальнейшие исследования целесообразно проводить в направлении поиска оптимального режима закачки и охвата ПОС нефтяной залежи.

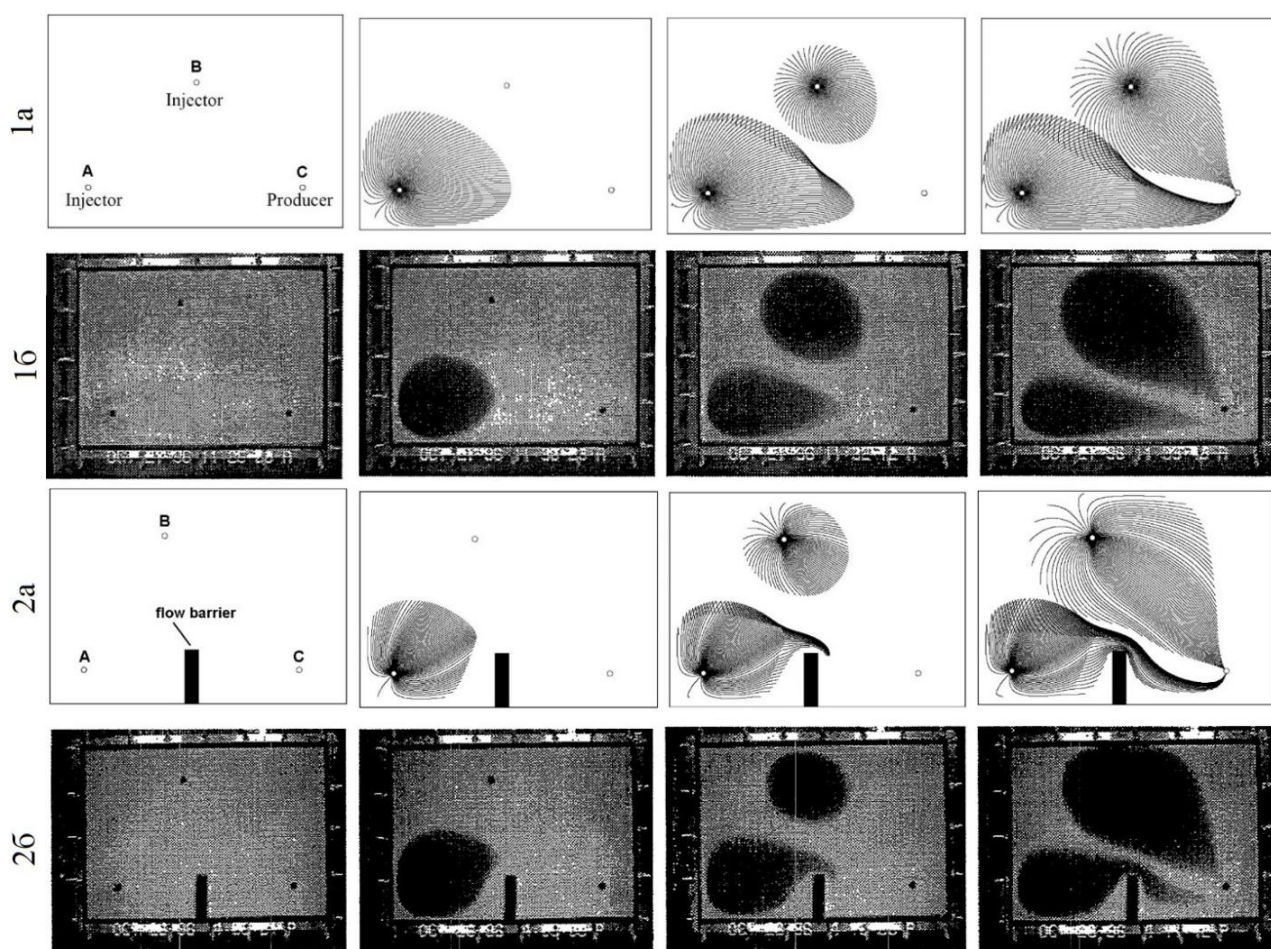


Рисунок 11 – Фото экспериментов Sudaryanto B., Yortsos Y., 1 – эксперимент № 1, 2 – эксперимент № 2, а – гидродинамическое моделирование, б – физическое моделирование в ячейке Хеле-Шоу [91]

Выводы по разделу

1) ПОС имеют богатую историю, которую можно разделить на 4 этапа, каждый этап имеет свои особенности. Перед ПОС выстраивается ряд задач: проработка государством механизма поощрения нефтегазодобывающих предприятий за внедрение наукоёмких процессов и технологий, развитие теоретической базы и более глубокое изучение потокоотклоняющих технологий за счёт технологических партнёрств между научными центрами, исследовательскими институтами и производственными предприятиями (недропользователями), поиск и апробирование новых технологий.

- 2) На сегодняшний день разработано и запатентовано более сотни различных потокоотклоняющих реагентов, которые сгруппированы и подробно описаны отечественными исследователями.
- 3) В ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» имеется большой опыт реализации ПОТ, который насчитывает более 31000 скважино-операций. Вся работа по потокоотклонению разделяется на 7 периодов, которые различаются как по типам применяемых технологий, по количеству обработок, и по охвату потокоотклоняющими технологиями нагнетательного фонда.
- 4) С начала применения ПОС в ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ассортимент технологий расширился. Наблюдается снижение эффективности с 1378 до 803 т/скв-опер., прямая связь охвата воздействием нагнетательного фонда и средней обводненности, а также со временем растёт необходимость применения составов с высокими реологическими характеристиками.
- 5) Для комплексной оценки эффективности ГТМ применяют инструменты качественной (ГИС и геохимический анализ) и количественной оценки (дополнительная добыча нефти по характеристикам вытеснения, кривым падения дебита и ГТМ). Для нивелирования ошибки определения причины обводнения необходимо проведение ГПА.
- 6) Классификация причин снижения эффективности позволяет разработать и применить инструменты нивелирования негативного эффекта: ГПА, ТЭО, увеличение объёма закачки ПОС.
- 7) Учитывая математическое и физическое моделирование закачки жидкости в гомогенной среде в ячейке Хеле-Шоу становится актуальным решение задачи определение оптимального режима закачки и охвата ПОС нефтяной залежи.

2 Разработка методики проведения МВПОС и уточнение методики выбора ПОС при проведении МВПОС

2.1 Особенности геологического строения нефтяных залежей месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

В осадочном разрезе Западной Сибири выделяются ряд комплексов и фундаментов: гетерогенный складчатый фундамент, доплитный комплекс, осадочно-вулканогенные толщи девона, карбона, перми, нижнего и среднего триаса. В пределах плитного чехла выделяются верхнетриасовые, юрские (в том числе кора выветривания), меловые и кайнозойские. Мезозойские отложения являются основным осадочным элементом региона. В центре Западно-Сибирской платформы располагается Центрально-Западно-Сибирская зона герцид. В осадочном чехле Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции выделяются 6 комплексов: альб-сеноманский, баррем-аптский, неокомский, ачимовский, васюганский, ниже-среднеюрский [62]. Однако в отношении нефтеносности в рамках тематики диссертационного исследования интерес представляют баррем-аптский, неокомский и ачимовский комплексы. Далее вышеупомянутые комплексы предлагается рассмотреть подробнее.

Баррем-аптский комплекс представлен песчано-алевритовыми отложениями. Вартовская свита баррема нефтенасыщена, а танопчинская свита апта газонасыщена. Субрегиональная покрывка выражена алевролитоглинистой пачкой, толщина которой варьируется от 20 до 50 м. Залегают баррем-аптский комплекс на глубинах от 1000 до 2230 м. Неокомский комплекс также как баррем-аптский представлен песчано-алевритовыми отложениями, содержащими основную часть запасов нефти региона. Для жидких углеводородов характерно формирование в породах трансгрессивной серии неокомского яруса. Залегают неокомский комплекс на глубинах от 1200 до 3270 м. Ачимовский комплекс характеризуется песчаными и алевритовыми пластами клиноформ, находящихся вблизи кровли баженовской свиты и ограниченных глинистыми флюидоупорами [62].

Различные фациальные условия осадконакопления сформировали тенденцию к формированию терригенных и терригенно-кремнистых пород различных литотипов (глины, алевролиты, песчанники, сланцы, угли) [64].

Регион деятельности ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (в основном – Ханты-Мансийский автономный округ) характеризуется локализацией преимущественно нефтяных месторождений – 422 месторождения или 87,5 % от общего количества месторождений углеводородного сырья региона [64]. Большая доля нефтяных месторождений, разрабатываемых ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» по запасам нефти относятся к крупным и уникальным, что характерно для региона в целом. Также нефтяные месторождения существенно различаются между собой по этажу продуктивности, компонентному составу и в целом по типу ловушки [63].

Подобные условия не позволяют применять шаблонные подходы к способу разработки нефтяной залежи, а требуют детального изучения и проектирования, обоснованного выявленными геологическими особенностями.

2.2 Изучение влияния критериев, оказывающих воздействие на эффективность ПОТ

Геологическое строение залежи, режим работы нефтяной залежи, технологические особенности реализации потокоотклонения являются ключевыми факторами, влияющими на эффективность ПОТ.

В работах [4; 13] авторы классифицируют причины роста обводненности и выделяют наиболее благоприятные условия для применения ПОТ относительно характера прорыва нагнетаемой воды. Наиболее успешными ПОТ будут при условии:

- 1) проявления ЗКЦ в нагнетательных скважинах;
- 2) прорыв воды по высокопроницаемому каналу пласта, не характеризующегося внутрипластовыми перетоками;
- 3) наличия отдельных трещин, образующих каналы фильтрации между нагнетательной и добывающей скважинами;

4) низкого коэффициента охвата по площади.

В свою очередь такие факторы как негерметичность обсадной колонны нагнетательной скважины, и прорыв воды по высокопроницаемому каналу пласта, характеризующегося внутрипластовыми перетоками, могут снизить эффективность применения ПОС или перевести её в разряд «нерентабельные».

В работе [27] утверждается, что наибольшую эффективность ПОТ имеют обработки участков с невысоким обводнением в пределах 60-80 % и выработкой запасов – 20-40 % от НИЗ.

В работах [4; 32] утверждается, что на эффективность ВПП влияют проницаемость, текущая нефтенасыщенность пласта, соотношение вязкостей вытесняющего и вытесняемого агентов, неоднородность по проницаемости, степень гидродинамической связи пропластков, коэффициент расчленённости, обводненность реагирующих скважин в целом и интенсивность их обводнения, наличие подошвенной воды в разрезе пласта, объём оторочки закачиваемого ПОС. Также в работе [32] выделяется тезис о том, что участки воздействия ПОТ с высокой выработанностью запасов нефти имеют низкие показатели эффективности. Повторные закачки ПОС напрямую зависят от степени выработанности запасов.

Лутфуллин А.А. в своём автореферате диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук утверждает, что согласно геолого-гидродинамической модели процесса потокоотклонения, последнее эффективно лишь в случае наличия в пластах высокопроницаемых прослоев небольшой толщины: с проницаемостью на порядок выше проницаемости остальных слоев и толщиной 10-20 % от общей эффективной толщины пласта [13].

Авторы работ [4; 14] обобщают критерии применимости ПОТ. Преимущество в выборе кандидатов для проведения ПОТ отдаётся участкам характеризующихся:

- вертикальной и площадной неоднородностью;
- отсутствие газовой шапки (недопущение ухода химических реагентов в кровельную часть пласта);

- неоднородностью профиля приёмыстости по промыслово-геофизическим исследованиям (ПГИ);
- ростом обводнения реагирующих добывающих скважин, превышающим средний темп обводненности по залежи.

В работе Шестакова Д.А. и других [26] описывается неравномерная выработка объекта БС₁₀²⁻³ Тевлинско-Русскинского месторождения, связано это с высокой степенью послойной неоднородности, разницей проницаемости пропластков в разрезе пласта, сложностью геологического строения, обусловленной условиями седиментации. Авторы связывают успешность потокоотклоняющих технологий с принадлежностью влияющих и реагирующих скважин к одной фациальной зоне формирования.

Однако все вышеизложенные теории укрупнены и не уточнены в условиях месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Для детального анализа степени влияния геолого-технологических факторов на эффективность ПОТ предлагается использовать методы статистического анализа.

1. Корреляционный анализ

Корреляционный анализ позволяет установить силу и направление стохастической взаимосвязи между случайными значениями (переменными). Если переменные измерены, как минимум, в интервальной шкале и имеют нормальное распределение, то корреляционный анализ осуществляется посредством вычисления коэффициента корреляции (Пирсона, Спирмена и др.) [81].

2. Регрессионный анализ

Регрессионный анализ подразумевает под собой создание модели взаимосвязи одной случайной переменной от другой или других случайных переменных [81]. При этом, первая переменная называется зависимой (отклик), а остальные – независимыми (регрессор или предиктор). В то же время перед исследователем остаётся право выбора и назначение зависимой и независимых переменных. Если предиктор регрессии представлен одним значением, регрессию называют однофакторной (простой), если число предикторов 2 и более – многофакторной (множественной).

Посредством регрессионного анализа можно решать ряд важных для исследуемой проблемы задач:

- 1) уменьшение размерности пространства анализируемых переменных за счет замены части факторов одной переменной – откликом. Более полно такая задача решается факторным анализом.
- 2) построение множественной регрессии, то есть количественное измерение эффекта каждого фактора, что позволяет исследователю найти лучший предиктор.
- 3) вычисление прогнозных значений отклика при определенных значениях предиктора.
- 4) в регрессионном анализе в более явной форме выступает причинно-следственный механизм. Прогноз при этом лучше поддается содержательной интерпретации.

3. *Канонический анализ*

Канонический анализ предназначен для определения зависимостей между двумя перечнями признаков (независимых переменных), характеризующих объекты. Например, можно изучить зависимость между различными неблагоприятными факторами и появлением определенной группы симптомов заболевания, или взаимосвязь между двумя группами клинико-лабораторных показателей (синдромов) больного. Задача канонического анализа в нахождении весовых коэффициентов таким образом, чтобы каноническая корреляция была максимальной [81].

4. *Методы сравнения средних*

Сравнение средних результатов – один из способов выявления зависимостей между переменными признаками, характеризующими исследуемую совокупность объектов (наблюдений). Если при разбиении объектов исследования на подгруппы при помощи категориальной независимой переменной (предиктора) верна гипотеза о неравенстве средних некоторой зависимой переменной в подгруппах, то это означает, что существует стохастическая взаимосвязь между этой зависимой переменной и категориальным предиктором [81].

5. *Частотный анализ*

Данный вид статистического исследования часто используют как одну из процедур оценочного анализа, чтобы посмотреть, каким образом различные группы наблюдений распределены в выборке, или как распределено значение признака на интервале от минимального до максимального значения. Как правило, таблицы частот графически иллюстрируются при помощи гистограмм [81].

6. *Кросстабуляция (сопряжение)*

Процесс объединения двух (или нескольких) таблиц частот так, что каждая ячейка в построенной таблице представляется единственной комбинацией значений или уровней табулированных переменных. Кросстабуляция позволяет совместить частоты появления наблюдений на разных уровнях рассматриваемых факторов. Исследуя эти частоты, можно выявить связи между табулированными переменными и исследовать структуру этой связи. Обычно табулируются категориальные или количественные переменные с относительно небольшим числом значений [81].

7. *Анализ соответствий*

Одна из целей анализа соответствий – представление содержимого таблицы относительных частот в виде расстояний между отдельными строками и/или столбцами таблицы в пространстве более низкой размерности. Анализ соответствий по сравнению с частотным анализом содержит более мощные описательные и оценочные методы анализа двухвходовых и многовходовых таблиц. Метод, так же, как и таблицы сопряженности, позволяет исследовать структуру и взаимосвязь группирующих переменных, включенных в таблицу. В классическом анализе соответствий частоты в таблице сопряженности стандартизуются (нормируются) таким образом, чтобы сумма элементов во всех ячейках была равна 1 [81].

8. *Кластерный анализ*

Кластерный анализ – это многомерный статистический метод, его основное назначение – разбиение множества исследуемых объектов и признаков на однородные в некотором смысле группы (кластеры). Достоинство кластерного

анализа заключается в том, что он дает возможность производить разбиение объектов не по одному признаку, а по ряду признаков. Кроме того, кластерный анализ в отличие от большинства математико-статистических методов не накладывает никаких ограничений на вид рассматриваемых объектов и позволяет исследовать множество исходных данных практически произвольной природы [81].

9. *Дискриминантный анализ*

Дискриминантный анализ включает статистические методы классификации многомерных наблюдений в ситуации, когда исследователь обладает так называемыми обучающими выборками. Этот вид анализа является многомерным, так как использует несколько признаков объекта, число которых может быть сколь угодно большим. Цель дискриминантного анализа состоит в том, чтобы на основе измерения различных характеристик объекта классифицировать его, то есть отнести к одной из нескольких заданных групп оптимальным способом. При этом предполагается, что исходные данные наряду с признаками объектов содержат категориальную (группирующую) переменную, которая определяет принадлежность объекта к той или иной группе. Поэтому в дискриминантном анализе предусмотрена проверка непротиворечивости классификации, проведенной методом, с исходной эмпирической классификацией. Под оптимальным способом понимается либо минимум математического ожидания потерь, либо минимум вероятности ложной классификации. Методы дискриминации можно условно разделить на параметрические и непараметрические. В параметрических известно, что распределение векторов признаков в каждой совокупности нормально, но нет информации о параметрах этих распределений. Непараметрические методы дискриминации не требуют знаний о точном функциональном виде распределений и позволяют решать задачи дискриминации на основе незначительной априорной информации о совокупностях, что особенно ценно для практических применений [81].

10. *Факторный анализ*

Факторный анализ – один из наиболее популярных многомерных статистических методов. Если кластерный и дискриминантный методы классифицируют наблюдения, разделяя их на группы однородности, то факторный анализ классифицирует признаки (переменные), описывающие наблюдения. Поэтому главная цель факторного анализа – сокращение числа переменных на основе классификация переменных и определения структуры взаимосвязей между ними. Сокращение достигается путем выделения латентных общих факторов, объясняющих связи между наблюдаемыми признаками объекта [81].

11. Деревья классификации

Деревья классификации – это метод классификационного анализа, позволяющий предсказывать принадлежность объектов к тому или иному классу в зависимости от соответствующих значений признаков, характеризующих объекты. Признаки называются независимыми переменными, а переменная, указывающая на принадлежность объектов к классам, называется зависимой. В отличие от классического дискриминантного анализа, деревья классификации способны выполнять одномерное ветвление по переменным различных типов: категориальным, порядковым, интервальным. По аналогии с дискриминантным анализом метод дает возможность анализировать вклады отдельных переменных в процедуру классификации. Возможность графического представления результатов и простота интерпретации во многом объясняют большую популярность деревьев классификации в прикладных областях, однако, наиболее важные отличительные свойства деревьев классификации – их иерархичность и широкая применимость. Структура метода такова, что исследователь имеет возможность по управляемым параметрам строить деревья произвольной сложности, добиваясь минимальных ошибок классификации [81].

12. Анализ главных компонент и классификация

На практике часто возникает задача анализа данных большой размерности. Метод имеет сходство с факторным анализом в постановочной части решаемых задач. Решение основной задачи метода достигается созданием векторного пространства латентных переменных (факторов) с размерностью меньше

исходной. Исходная размерность определяется числом переменных для анализа в исходных данных [81].

13. Многомерное шкалирование

Метод можно рассматривать как альтернативу факторному анализу. Цель многомерного шкалирования – поиск и интерпретация латентных переменных, дающих возможность пользователю объяснить сходства между объектами, заданными точками в исходном пространстве признаков. Основное предположение многомерного шкалирования заключается в том, что существует некоторое метрическое пространство существенных базовых характеристик, которые послужили основой для полученных эмпирических данных о близости между парами объектов [81].

14. Моделирование структурными уравнениями

Объектом моделирования структурными уравнениями являются сложные системы, внутренняя структура которых не известна («черный ящик») [81]. Наблюдая параметры системы при помощи техники моделирования структурными уравнениями, можно исследовать ее структуру, установить причинно-следственные взаимосвязи между элементами системы.

15. Методы анализа выживаемости

Методы анализа выживаемости первоначально были развиты в медицинских, биологических исследованиях и страховании, но затем стали широко применяться в социальных и экономических науках, а также в промышленности в инженерных задачах (анализ надежности и времен отказов). Использование цензурированных наблюдений составляет специфику рассматриваемого метода, где цензурированными называются явления, содержащие неполную информацию. В данном методе исследуются вероятностные характеристики интервалов времени между последовательным возникновением критических событий. Такого рода исследования называются анализом длительностей до момента прекращения, которые можно определить, как интервалы времени между началом наблюдения за объектом и моментом прекращения, при котором объект перестает отвечать

заданным для наблюдения свойствам. Цель исследований – определение условных вероятностей, связанных с длительностями до момента прекращения [81].

16. Временные ряды

Временные ряды – это наиболее интенсивно развивающееся, перспективное направление математической статистики. Под временным (динамическим) рядом подразумевается последовательность наблюдений некоторого признака X (случайной величины) в последовательные равноотстоящие моменты t . Анализ и исследование временного ряда позволяют строить модели для прогнозирования значений признака X на будущее время, если известна последовательность наблюдений в прошлом [81].

17. Нейронные сети

Нейронные сети представляют собой вычислительную систему, архитектура которой имеет аналогию с построением нервной ткани из нейронов. На нейроны самого нижнего слоя подаются значения входных параметров, на основании которых нужно принимать определенные решения. Эти значения воспринимаются сетью как сигналы, передающиеся в следующий слой, ослабляясь или усиливаясь в зависимости от числовых значений (весов), приписываемых межнейронным связям. В результате на выходе нейрона верхнего слоя вырабатывается некоторое значение, которое рассматривается как ответ – отклик всей сети на входные параметры. Для того, чтобы сеть работала ее необходимо обучить на базы данных, для которых известны значения входных параметров и правильные отклики на них. Обучение состоит в подборе весов межнейронных связей, обеспечивающих наибольшую близость ответов к известным правильным ответам. Нейронные сети могут быть использованы для классификации наблюдений [81].

С учётом поставленной задачи, а именно поиска факторов влияющих на эффективность ПОТ, автор считает актуальным применение корреляционно-регрессионного анализа [40]. Создателем корреляционно-регрессионного анализа считается Фрэнсис Гальтон, который разработал теоретическую основу методологии в 1795 году. Регрессионный анализ – статистический метод

исследования влияния одной или нескольких независимых (факторных) переменных $x_1, x_2, \dots, x_n$ на зависимую (результативную) переменную Y . Связь между результативным и факторным признаками может носить как линейный (4), так и нелинейный (криволинейный) характер, а функция может быть параболический, гиперболический, синусоидальный и др. Данный метод анализа проводится в 2 этапа:

- построение корреляции, направленной описание моделей связи;
- построение регрессии, которая используется для прогнозирования на основе заданной ситуации моделей связи.

В работах [65; 66; 67] корреляционно-регрессионный анализ проводится с целью определения степени количественной силы взаимосвязи между геолого-физическими характеристиками (ГФХ) и удельной эффективностью обработок по технологиям на основе ПАА, примененных на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Данный вид анализа позволяет установить наличие, форму и вид взаимосвязи результативных и факторных признаков, определяя их уровень связи (тесноту) [85].

При линейной форме связи используется уравнение прямой:

$$Y_x = a + b \times x \quad (4)$$

где Y_x – теоретический уровень результативного признака; a – начало отсчёта; b – коэффициент регрессии, показывающий среднее изменение результативного признака при изменении факторного признака на единицу; x – факторный признак.

Параметры a и b определяется по следующим выражениям (5, 6):

$$a = y - b \times x \quad (5)$$

$$b = \frac{\sum x \times y - n \times \bar{x} \times \bar{y}}{\sum x^2 - n \times (\bar{x})^2} \quad (6)$$

При этом степень связи определяется коэффициентом корреляции r (7), который представляет собой:

$$r = \frac{n \sum_{i=1}^n (x \times y) - \sum x \sum y}{\sqrt{(n \sum y^2 - (\sum y)^2) \times (n \sum x^2 - (\sum x)^2)}}, \text{ где} \quad (7)$$

n – количество переменных.

Коэффициент корреляции может принимать значения от минус 1 до плюс 1. Если r – отрицательный, то связь обратная, а если r положительный – прямая. то есть коэффициент r определяет не только степень связи, но и ее вид. Теснота связи r может быть классифицирована по шкале Чеддока (таблица 5).

Таблица 5 – Качественная характеристика коэффициента корреляции по шкале Чеддока

Коэффициент корреляции, r	Степень связи по шкале Чеддока
<0.3	слабая
$0.3-0.5$	умеренная
$0.5-0.7$	заметная
$0.7-0.9$	высокая
>0.9	весьма высокая

В качестве факторных показателей, влияющих на удельную эффективность от обработки (результативный фактор – Y) помимо геологических критериев рассматривались и технологические параметры закачки ПОС.

Геологические параметры:

- 1) дополнительная добыча нефти, тыс.т;
- 2) толщина продуктивного пласта, м;
- 3) коэффициент пористости перфорированной части пласта, д. ед.;
- 4) проницаемость перфорированной части пласта, мкм²;
- 5) коэффициент песчанистости, д. ед.;
- 6) коэффициент расчленённости перфорированной части пласта, ед.;
- 7) остаточные подвижные запасы нефти, тыс. т;
- 8) выработка запасов нефти, %;
- 9) коэффициент нефтенасыщенности, д. ед..

Технологические параметры:

- 1) объем закачки состава, м³;
- 2) накопленная закачка воды, тыс.м³;
- 3) разница между конечным давлением закачки ПОС и стационарным давлением закачки воды, атм;
- 4) средняя концентрация закачанных реагентов, %.

В качестве анализируемой выборки были взяты данные закачек ПОС на скважинах месторождений, эксплуатирующих Абалакскую свиту ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Диагональ корреляционной матрицы (таблица 6) представлена единицами, далее необходимо найти общее число уникальных корреляционных пар (8).

$$N_{\text{всего}} = \frac{N \times (N-1)}{2}, \text{ где} \quad (8)$$

$N_{\text{всего}}$ – общее количество уникальных связей, N – количество коррелируемых параметров.

Количество уникальных корреляционных связей – 78. Из них 8 – заметных связей, 20 – умеренных связей, по остальным связь либо отсутствовала, либо имела ничтожный уровень корреляции. При этом корреляции с высоким и весьма высоким уровнем связи отсутствуют.

Наибольший интерес имеет связь дополнительной добычи (эффективности) с другими параметрами, например, заметные связи наблюдаются с эффективной нефтенасыщенной толщиной, пористостью, проницаемостью и песчанистостью. То есть корреляционный анализ демонстрирует доминирование геологических факторов над технологическими.

Подставляя значения по каждой нагнетательной скважине в уравнение (9) можно построить график отношения расчётной и фактической удельной эффективности (рисунок 12). Теснота связи достаточно высокая, $R^2=0,7267$, что даёт право использовать эту модель для расчёта плановой эффективности от ПОТ, при этом геологические параметры являются доминирующими и точность их интерпретации напрямую влияет на адекватность модели. Данная модель не

является идеальным прогнозом и инструментом описания процесса потокоотклонения, её можно дорабатывать путём оценки дополнительных геологических и технологических факторов, исключения из обучающей выборки обработки с нефизичными характеристиками.

Таблица 6 – Корреляционная матрица по геологическим и технологическим данным

Факторные показатели		ДД	ОЗ	НЗ	ТЭ	П	Пр	Пч	Р	ПЗ	ВЗ	РД	СК	Н
Дополнительная добыча нефти, тыс.т	ДД	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Объем закачки состава, м ³	ОЗ	-0,05	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Накопленная закачка воды, тыс.м ³	НЗ	0,11	0,24	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Толщина эффективная, м	ТЭ	-0,30	-0,05	0,24	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Пористость, д.ед.	П	0,43	0,09	0,36	-0,47	1	-	-	-	-	-	-	-	-
Проницаемость, мД	Пр	0,36	-0,13	0,44	-0,03	0,45	1	-	-	-	-	-	-	-
Песчанность, д.ед.	Пч	-0,44	0,11	-0,18	0,63	-0,47	0,04	1	-	-	-	-	-	-
Расчленённость, ед.	Р	-0,18	-0,41	0,00	0,63	-0,39	-0,01	0,26	1	-	-	-	-	-
Подвижные запасы, тыс.т	ПЗ	-0,12	0,19	0,26	0,47	-0,09	0,03	0,40	0,11	1	-	-	-	-
Выработка запасов нефти, %	ВЗ	-0,29	0,07	-0,48	0,14	-0,13	-0,63	0,29	0,31	0,01	1	-	-	-
Разница Рзак.кон. - Рв/в, атм	РД	0,07	0,14	-0,38	0,06	-0,11	0,07	0,36	0,01	0,10	0,05	1	-	-
Средняя концентрация закачанных реагентов, %	СК	0,04	-0,05	-0,26	-0,55	0,05	-0,37	-0,53	-0,19	-0,69	0,15	0,03	1	-
Нефтенасыщенность, д.ед.	Н	0,28	0,00	0,19	-0,27	0,61	0,70	0,13	-0,45	0,14	-0,35	0,12	-0,28	1

Далее строится регрессионная модель (таблица 7). Уравнение регрессии представляется в следующем виде:

$$\text{расч. уд. эфф.} = 6,8904 - 0,0013 \times \text{ДД} + 0,0003 \times \text{ОЗ} + 0,0939 \times \text{НЗ} - 63,087 \times \text{ТЭ} + 0,0139 \times \text{П} - 9,1276 \times \text{Пр} - 0,2557 \times \text{Пч} - 0,0028 \times \text{Р} + 0,1185 \times \text{ПЗ} + 0,0140 \times \text{ВЗ} - 4,8507 \times \text{РД} + 3,5662 \times \text{СК} \quad (9)$$

Таблица 7 – Весовые коэффициент регрессионной модели

X0	X1	X2	X3	X4	X5	X6	X7	X8	X9	X10	X11	X12
6,8904	-0,0013	0,0003	0,0939	-63,087	0,0139	-9,1276	-0,2557	-0,0028	0,1185	0,0140	-4,8507	3,5662

Целесообразно строить корреляционно-регрессионную модель в разрезе геологического объекта (от месторождения к фации), так и в разрезе технологий (от группы к марке реагента), что в свою очередь позволит выделить не только влияющие на эффективность факторы, но и повысить точность прогнозов эффективности. В целом применение корреляционно-регрессионной модели имеет потенциал.

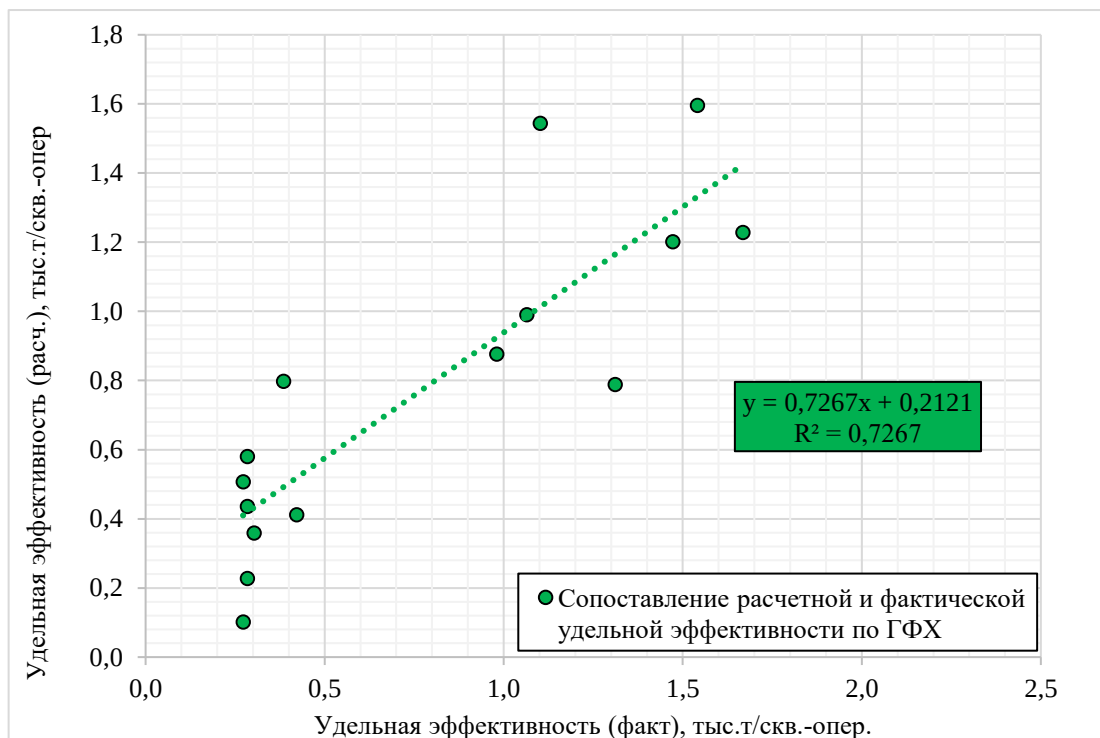


Рисунок 12 – Сопоставление расчетной и фактической удельной эффективности

2.3 Выбор и обоснование комплекса мероприятий для интегрирования в технологический процесс совместного применения при закачке ПОС

Важным элементом для проведения закачки ПОС является подготовка скважины, которая включает в себя следующие элементы:

- 1) оценка технического состояния обсадной колонны и насосно-компрессорных труб (НКТ);
- 2) очистка забоя скважины, замена НКТ, РИР;
- 3) восстановление приёмистости или стимуляция.

Оценка технического состояния обсадной колонны проводится по результату интерпретации данных ПГИ, по которым могут выявиться НЭК, ЗКЦ, перекрытие интервала перфорации текущим забоем, негерметичность насосно-компрессорных труб (ННКТ) и другие аномалии.

По результату выявленных аномалий принимается решение о необходимости проведения восстановительных мероприятий: очистка забоя от загрязнений (обратная промывка, очистка гидровакуумной желонкой), ревизия и замена НКТ, проведения РИР негерметичных интервалов обсадной колонны. Стоит отметить, что ПГИ проводится как правило на гибком кабеле, который в силу своего небольшого веса (в отличии от технологических НКТ, которым осуществляется промывки и другие операции) не может создавать нагрузки, позволяющие преодолевать препятствия возникающие в перфорированной части обсадной колонны. В результате может выявляться стоянка прибора в интервале перфорации (псевдозагрязнение), то есть наличие значительного загрязнения, которое не обнаруживается при проведении промывки скважины. В данном случае рекомендуется тщательный анализ с оценкой успешности предыдущих промывок скважин, анализа проб закачиваемой воды на количество взвешенных частиц.

Не исключение загрязнение забоя скважины в результате проведения закачки ПОС, наиболее ярко это явление выражено на примере технологии ГОС-1АС. Как было упомянуто в разделе 1.4 глинопорошок в составе технологии ГОС-1АС, образуя глинистую суспензию оседал на забое обрабатываемой скважины. По вышеизложенным причинам глинопорошок был выведен из перечня промышленно применяемых реагентов ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» и был заменен на мелкодисперсную древесную муку и мел. В результате проведения факторного анализа причин загрязнения забоев скважин после закачки ПОС на 68 скважинах (из 203 обработанных) подтвердилась необходимость проведения промывки забоя на 9 скважинах (13 %), по остальным скважинам показания ПГИ можно считать некондиционными, что, по-видимому, связано с аномалиями интервала перфорации («Анализ количества и возможных причин пересыпания забоев скважин после закачки ПОС за 2017 год, подготовка

предложений по снижению данного количества»). Реальное загрязнение забоев наблюдается по 4 видам технологий: ЭСС (4 ед.), ГОС-1АС (1 ед.), СОТ-12 (2 ед.), U-Polygel E (2 ед.). Где в технологии ЭСС и ГОС-1АС используются наполнители (мелкодисперсная древесная мука и мел), которые по своему составу могли бы оседать на забое скважины. По технологиям СОТ-12 и U-Polygel E ожидаются промывки скважин с отбором проб жидкости с забоев и лабораторные исследования загрязнителя.

В качестве предупреждения и для уменьшения вероятности и количества выпадения хим.реагентов на забое рекомендуется применять следующие меры:

- последним циклом проводить закачку оторочки с полимером, а не с наполнителем, так как наполнитель является менее жёсткой реологической системой, то и вымываться из пласта будет легче;
- увеличить объем продавки после закачки ПОС до 2,5 объемов скважины (стандартный объём составляет 30 м³);
- увеличить время выдержки скважины после закачки до 3 суток для лучшего структурного упрочнения геля и минимизации рисков его выноса.

После проведения промывки как правило увеличивается приёмистость за счёт увеличения работающей толщины пласта. РИР же свою очередь снижает приёмистость скважины, за счёт сокращения непроизводительной закачки. Для подтверждения проводится повторное ПГИ. Ещё один метод стимуляции отражён в работе [74], где предложены адресное воздействие на слабопроницаемые пропластки, однако этот метода будет более актуально уже после закачки ПОС, когда высокопроницаемые пропластки будут закольматированы.

Если же приёмистость скважины не изменилась, то рекомендуется проведение ОПЗ, ПВР, ГРП, подбор технологии и обоснование которых проводится индивидуально.

Следующим этапом является подбор типа ПОС.

В работах [27; 70] представлен яркий пример подхода к подбору типа ПОС. Определяющими в выборе типа ПОС являются 6 критериев:

- степень выработки начальных извлекаемых запасов (НИЗ) участка;

- обводненность продукции участка;
- пластовая температура;
- проницаемость эксплуатационного объекта на участке;
- приёмистость нагнетательных скважин-кандидатов;
- кратность различия проницаемости пропластков.

По мнению автора, наиболее оптимизированной является система подбора типа ПОС изложенная в работе Земцова Ю.В. и др. [27], поэтому предлагается взять её в работу для дальнейшего планирования закачки ПОС.

2.4 Обоснование объемов, последовательности и режимов закачки ПОС

После подбора скважин-кандидатов и подбора типа ПОС именно формирование дизайна закачки и его сопровождение является важнейшим этапом реализации выравнивания профиля приёмистости участка. Бесконтрольное и неадекватно спланированное выполнение подобных работ может привести к бесполезному расходованию дорогостоящих химических реагентов и ухудшению работы разрабатываемого участка. В данном разделе рассматриваются механизмы, способствующие увеличению эффективности закачки ПОС, физический принцип работы этих механизмов, а также степень их влияния на эффективность. Рассматриваемые механизмы требуется систематизировать, доработать и дать оценку влияния на эффективность закачки ПОС.

При сопровождении закачки ПОС в нагнетательную скважину перед инженером стоит задача обеспечить оптимальное перераспределение профиля приёмистости нагнетательных скважин. Задача может быть решена за счёт регулирования параметров закачиваемых химических реагентов. Существует 5 инструментов или технологических приёмов регулирования закачки ПОС:

- 1) остановка нагнетательной скважины перед закачкой ПОС и предварительная закачка оторочки поверхностно-активного вещества (ПАВ);
- 2) регулирование массовой концентрации химических реагентов (%);
- 3) скорость закачки ПОС (производительность насоса, м³/час);
- 4) планирование и регулирование в процессе закачки объёма ПОС;

5) последовательность закачки химических реагентов (комплексное использование многокомпонентных или различных по химической природе и механизму воздействия составов).

Остановка нагнетательной скважины перед закачкой ПОС

В качестве приёма, направленного на повышение селективности ограничения фильтрации воды по наиболее проницаемым и водопромытым пропласткам, в работах [4; 32; 34] перед закачкой потокоотклоняющих составов предлагается остановка нагнетательной скважины. Селективность воздействия при этом реализуется за счёт более быстрого падения давления в высокопроницаемом коллекторе из-за его более высокого коэффициента пьезопроводности по сравнению с низкопроницаемыми коллекторами. Это позволяет создать в ходе последующей закачки реагента бóльшую репрессию именно в высокопроницаемом пропластке, что обуславливает поступление в него большей части ПОС и, соответственно, обеспечивает большую селективность воздействия на разнопроницаемый коллектор (рисунок 13).

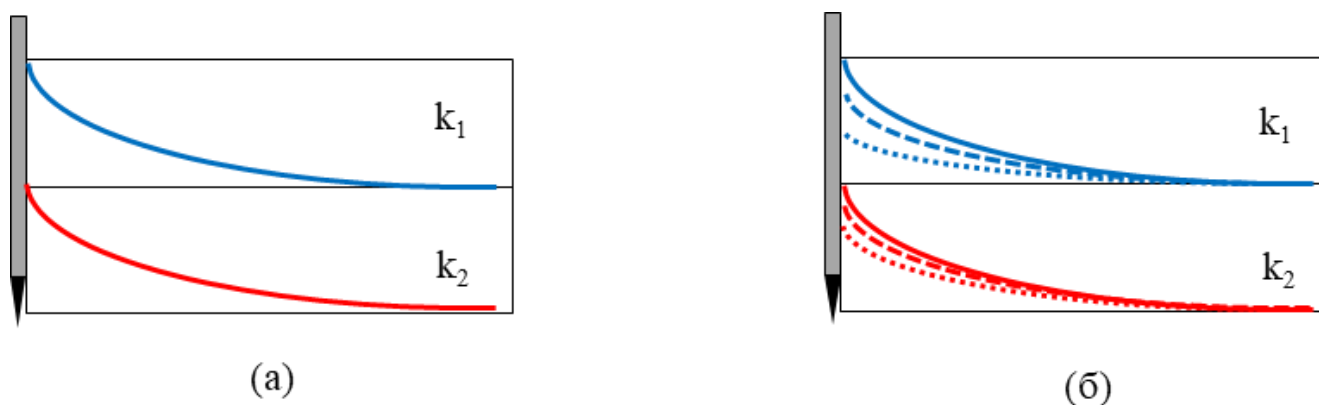


Рисунок 13 – Схематический профиль давления в разнопроницаемых пропластках без внутрипластовых перетоков в процессе работы (а) и после остановки (б) нагнетательной скважины ($k_1 > k_2$)

Предварительная закачка оторочки ПАВ

Закачка оторочки ПАВ (preflush) перед закачкой потокоотклоняющего состава направлена на снижение поверхностного натяжения между породой и

закачиваемым составом, что позволяет увеличить глубину проникновения реагента в пласт и задействовать низкопроницаемые поры пласта. Данная операция особенно необходима в случае применения потокоотклоняющих составов, имеющих низкую степень сродства с насыщающими породу пластовыми флюидами, определяющими смачиваемость породы, то есть, при использовании гидрофильных составов в гидрофобном коллекторе и наоборот – гидрофобных составов в гидрофильном коллекторе.

Регулирование массовой концентрации химических реагентов

Данный приём влияет на селективность распределения потока закачки реагента и степень закупорки разнопроницаемых каналов фильтрации потокоотклоняющим экраном. Рассмотрим регулирование массовой концентрации на примере полимерной композиции на основе полиакриламида (ПАА).

Изменение концентрации ПАА в растворе приводит к изменению его реологических характеристик, и в первую очередь – динамической вязкости. При увеличении концентрации полимера увеличивается эффективная вязкость состава. Общеизвестно, что с увеличением вязкости вытесняющего агента выравнивается фронт вытеснения, на чем и основано полимерное заводнение неоднородных по проницаемости объектов разработки. Для более вязкой системы характерно формирование устойчивого фронта гелеобразования при сшивке полимера, а значит попадание состава и закупорка, как крупных, так и мелких пор и каналов фильтрации. При снижении же концентрации сшитого полимера вязкость состава снижается, и для такой системы характерно её движение преимущественно в более крупные поры и каналы фильтрации, а значит зоны, которые промываются в первую очередь.

Рабочая концентрация полимера в зависимости от его молекулярной массы обычно варьируется в пределах от 0,15 до 0,50 % и более. Как правило, закачка начинается с концентрации 0,3 %, которую зачастую принято считать базовой или тестовой концентрацией. По результату закачки этой оторочки оценивается поглотительная способность коллектора, темп роста давления закачки, целесообразность снижения или увеличения концентрации полимера в

последующих циклах закачек. Этой пачкой также формируется гелеобразующий экран в высокопроницаемых интервалах пласта и в трещинах ГРП. Последующие циклы закачки продвигают предыдущие оторочки в пласт, тем самым увеличивая глубину проникновения состава. В ходе закачки в каждом последующем цикле может повышаться концентрация полимера с целью увеличения вязкости композиции и блокирования менее проницаемых каналов фильтрации коллектора. Как отмечено выше, рост концентрации обуславливает повышение вязкостной характеристики системы, что снижает его подвижность и заставляет состав проникать в интервалы с меньшей проницаемостью. Таким образом, увеличение концентрации полимера в закачиваемом растворе приводит к более полному и надежному закупориванию разнопроницаемых каналов фильтрации нагнетаемой воды, способствуя тем самым более эффективному перераспределению профиля закачки. В рамках реализации решений и подходов, отражённых в данной работе, в таблице 8 представлены критерии и граничные значения для выбора группы технологий, разработанные Ю.В. Земцовым. При этом наиболее подходящими для применения впервые на новых залежах являются эмульсионные составы за счет их низких реологических свойств. По мере увеличения обводненности предпочтение уделяется полимерным и полимер-дисперсным составам. В исключительных случаях, при высокой промытости проницаемых каналов или наличие трещины авто-ГРП имеет смысл применять силикатные составы. В таблице 9 представлены реализуемые технологии и концентрации химических реагентов этих технологий. Широкие диапазоны рекомендованных концентраций предоставляют инженеру обширный набор инструментов регулирования дизайнов закачки.

Уточнена методика выбора ПОС Земцова Ю.В. для условий объектов АВ₁₋₂ Кечимовского и БС₁₂ Тевлинско-Русскинского месторождений и отличается выбором нескольких ПОС для закачки на участке и закачки этих ПОС массированно, 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 приёмистости 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 отражен по опыту закачки ПОС в скважину № 7080Н и подтверждает необходимость увеличения объёма закачки при проведении повторных обработок потокоотклоняющими составами (раздел 1.6). 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 использование реагентов с разным временем набора вязкости (повышение селективности и эффективности воздействия по толщине пласта и латерали при снижении расхода химических реагентов).

Таблица 8 – 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	Осадко-образующие	Нефте-отмывающие
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)

Таблица 9 – 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%	-	-
	COT-12	10-12%	-	-
	Sixell	Марка А - 0,1-0,2 % марка Б1 - 3 % марка Б2 - 7 %	-	-
Осадкообразующая	РВ-3П-1МС	10%	-	-

Скорость закачки

Растворы ПАА относятся к неньютоновским жидкостям. Физический смысл изменения скорости закачки композиций с неньютоновскими реологическими характеристиками заключается в изменении эффективной вязкости состава при изменении скорости его сдвига. Как видно из таблицы 10 и рисунка 14, у неньютоновских жидкостей наблюдается обратно пропорциональная зависимость между скоростью сдвига и эффективной вязкостью растворов. При увеличении скорости движения флюида эффективная вязкость таких растворов снижается. Следовательно, показатель эффективной вязкости поддаётся регулированию, а значит можно детально проработать дизайн закачки ПОС за счёт регулирования скорости закачки реагента.

Таблица 10 – Зависимость эффективной вязкости сшитых составов полимера разной концентрации от скорости сдвига

Скорость сдвига, 1/с	Эффективная вязкость, мПа*с			
	0.3 %	0.4 %	0.5 %	0.7 %
5	1183	2082	2715	7678
10	806.6	1192	1566	4579

25	451.8	718.5	808	2259
60	246.4	409.8	472.9	1303
120	182	275.8	335.5	759.5
150	149.6	224	276.3	621.8

Куликовым А.Н. показано [36], что на селективность закачки ПОС влияет сниженное давление нагнетания композиции по сравнению с рабочим давлением закачки воды для вытеснения нефти. Поэтому, наиболее правильным решением будет начальная прокачка состава с пониженной эффективной вязкостью, то есть, с высокой скоростью закачки ($8 \text{ м}^3/\text{час}$), для продвижения первых пачек полимера в высокопроницаемые зоны и их закупоривания. В дальнейшем скорость следует снизить (до $4 \text{ м}^3/\text{час}$) для увеличения эффективной вязкости и снижения подвижности полимерного раствора, что приведёт к проникновению состава в поры значительно меньшего диаметра. Таким образом, такой технологический приём, как изменение скорости закачки реагента, позволяет закупорить как мелкие, так и самые крупные поры (каналы фильтрации), что повышает эффективность применения ПОС.

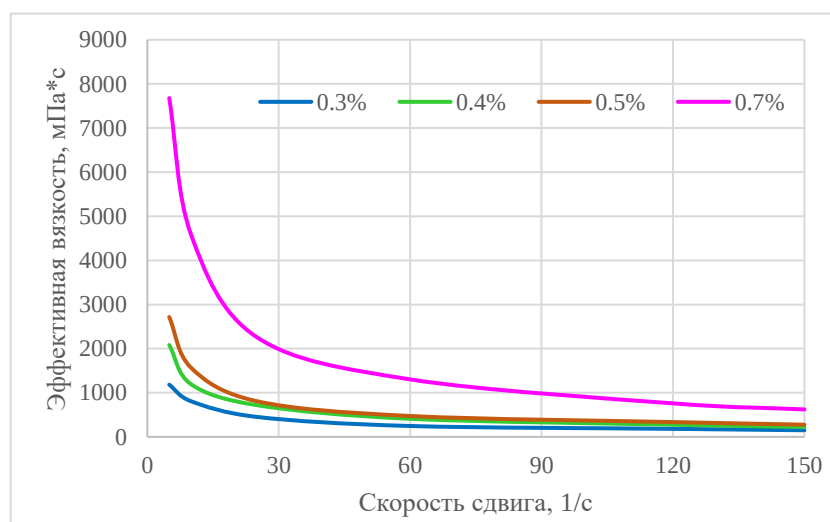


Рисунок 14 – Зависимость эффективной вязкости сшитых составов полимера разной концентрации от скорости сдвига

Планирование и регулирование в процессе закачки объёма ПОС

Подбор и регулирование объёма потокоотклоняющего состава зависит от фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллектора: приемистости скважины, наличия трещины ГРП, истории проведения закачек ПОС. В работе скважины участвуют пропластки с разными ФЕС, приёмистость каждого интервала характеризуется индивидуальной величиной забойного давления. То есть, если объект разработки сформирован тремя типами интервалов, отличающихся от друг друга отношением проницаемости: высокопроницаемыми (ВПП), среднепроницаемыми (СПП) и низкопроницаемыми (НПП) пропластками, то для создания фильтрации жидкости через поровое пространство НПП потребуется большее забойное давление, чем для СПП, аналогичная ситуация и с парой СПП и ВПП. В данной трёхслойной модели, как правило, промывается ВПП, затем СПП, а НПП остаётся практически не разрабатываемым. Подобный эффект влияния забойного давления на вовлечение в работу прослоев разной проницаемости представлен в работе Хасанова М.М и др. [46].

На рисунке 15 отображены параметры закачки ПОС, где на начальном этапе давление увеличивается за счёт кольматации ВПП (красная зона), угол роста тренда давления закачки уменьшается, тем самым сигнализируя о прохождении раствора в СПП (зелёная зона), где сопротивление закачки меньше, чем в закупоренной части ВПП. Как видно из рисунка 15, по мере увеличения закачанного объёма давление закачки растёт. При этом среднепроницаемые и низкопроницаемые интервалы принимают раствор ПОС в определённом режиме – при давлении закачки близком или превышающем рабочее давление водовода. Таким образом, объём закачки ПОС определяет степень закупорки разнопроницаемых каналов фильтрации, и при достижении давления продавки реагента можно ориентироваться в достижении цели обработки: закупорке ВПП и снижении фильтрующей способности СПП, то есть, выравнивании профиля приёмистости. А критерием успешности обработки и получения технологического эффекта перераспределения профиля приёмистости является достижение давления нагнетания потокоотклоняющего состава значения рабочего давления закачки в эту скважину воды.

В представленном на рисунке 15 случае запланированный объем ПОС не превышал 600 м³, что позволило бы закупорить лишь ВПП, а СПП при закачке товарной воды работал бы в штатном режиме. Эффективность не была бы достигнута в таком случае. Однако по значению давления нагнетаемой воды в водоводе, равному 12,2 МПа, и по показателю текущего давления закачки, объем состава был увеличен с 600 до 1100 м³. Давление в конце закачки при этом увеличилось до уровня близкого к рабочему давлению водовода – 110 атм. По-видимому, эта корректировка дизайна закачки позволила снизить фильтрующую способность СПП пласта и вовлечь в разработку НПП. Данный результат сопровождения закачки ПОС принёс позитивные результаты: средняя обводненность добывающих скважин на участке воздействия снизилась. Подобный пример закупоривания интервалов разной проницаемости описан в работе Thomas F.B. и др. [89].

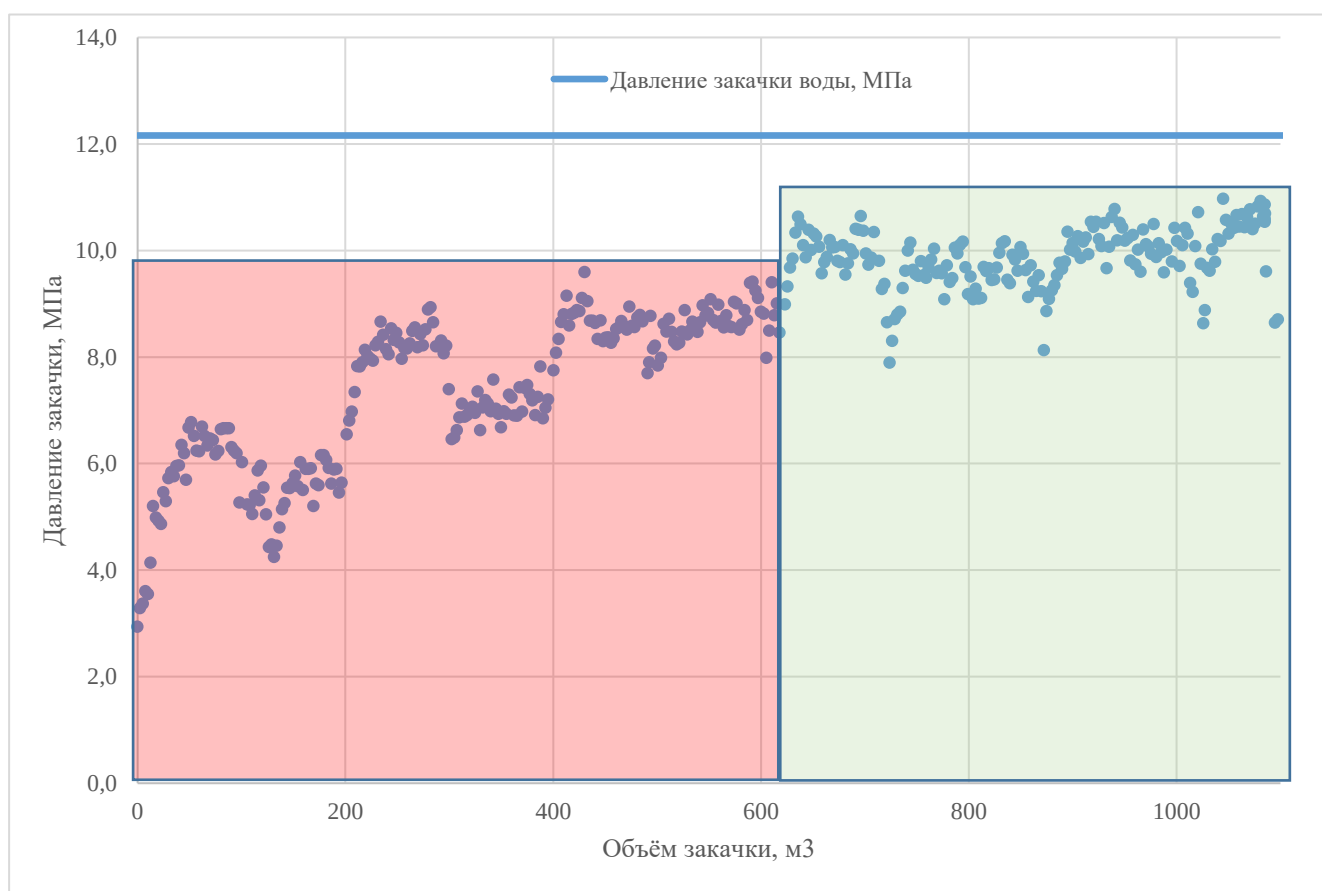


Рисунок 15 – Модель закачки потокоотклоняющего состава

Последовательность закачки химических реагентов

Закачка многокомпонентных составов ПОС, различающихся по химической природе и/или механизму воздействия, широко применяется в промытых высокопроницаемых коллекторах, разработка которых характеризуется высоким водонефтяным фактором (более 3 ед.). Наиболее эффективным инструментом кольматации является применение кольматирующего наполнителя, представленного глинопорошком (размер частиц до 7,6 мкм), мелом (средний размер частиц – 3,5 мкм) или же древесной мукой (средний размер частиц – 36 мкм). Подобные системы позволяют закольматировать каналы фильтрации, армировать потокоотклоняющий экран, что повышает его прочностные характеристики и позволяет выдерживать высокие перепады давления [27].

В работах [37; 38] представлены способы, позволяющие значительно увеличить селективность воздействия ПОС, а также сократить объём расходуемых реагентов. Представлены два способа: закачка компонентов с разными реологическими свойствами и применение реагентов с разным временем набора вязкости (структурирования). Закачка компонентов с разными реологическими характеристиками приводит к последовательной изоляции ВПП, СПП и НПП неоднородного пласта, увеличивая охват воздействием по толщине пласта при значительном сокращении расхода активных химических реагентов. Что касается закачки реагентов с разным временем структурирования, то сокращение времени набора вязкости отдельных порций состава приводит к тому, что отсекаются каналы фильтрации, по которым происходит «языкообразный» (наибольший) расход потокоотклоняющего состава. За счёт этого происходит снижение расхода реагентов, а также перераспределение фильтрационных потоков с максимально возможным охватом пласта по латерали.

Помимо последовательности закачки в работе [69] предложено между циклами закачки выдерживать композицию в пласте для гелирования (без создания гидродинамических нагрузок). Данный подход позволяет сократить расход реагента и более эффективно закольматировать высокопроницаемый интервал.

2.5 Массированное воздействие потокоотклоняющими составами на пласт

Автором введен термин массированное воздействие потокоотклоняющими составами на пласт (МВПОС), термин «массированный» чаще применяется в военной тематике, однако в инженерной практике употребляется впервые. В ходе этимологического анализа удалось выяснить, что термин «массированный» производный от «масса», берет свои корни от древнегреческого слова «μαζα», которое первоначально в античные времена обозначало кусок теста. Однако со временем, смысловая нагрузка на понятие «масса» увеличилась, оно стало обозначать цельный, необработанный кусок произвольного вещества. На сегодняшний день в одном из источников [57] термин «масса» описывается как скопление чего-либо, образующее нечто единое, а «массированный» толкуется как сосредоточенный в одном месте [58]. Если ввести допущение, что потокоотклоняющее тело, образованное в поровом пространстве скважины единой закачкой в разных частях коллектора, и есть «масса», то справедлив смысл, который автор закладывает в определение «массированный». А термин МВПОС представляет собой увеличение нефтеотдачи, включающее регулирование – снижение проницаемости водопроводящих каналов пласта через нагнетательные скважины путем закачки оторочки реагентов, обеспечивающих внутрипластовое потокоотклонение (приложение А).

Различия между единичных закачек ПОС (стандартным подходом) и МВПОС представлены в таблице 11.

Таблица 11 – 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 не менее 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 массивированная закачка ведётся после окончания эффекта на всех реагирующих (добывающих скважинах), через не более чем 15 месяцев
---	---

Согласно разработанной методики 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 Земцова Ю.В., а закачку потокоотклоняющих составов вести массивированно, одновременно 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 %.

2) перед проведением закачки ПОС 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).

3) непосредственно перед закачкой ПОС прокачать пачку ПАВ, который направлен на снижение поверхностного натяжения между породой и закачиваемым составом (увеличение глубины проникновения реагента).

4) при закачке ПОС провести тестовую закачку с минимальной концентрацией активного вещества (таблица 9), задачей которой является оценка поглотительной способности коллектора, темпа роста давления закачки (оценка ФЕС, структурирование гелеобразующего экрана в высокопроницаемых интервалах пласта и трещинах ГРП).

5) 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).

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

7) 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 поглотительной способности не только высокопроницаемых интервалов пласта, но и средне- и низкопроницаемых (повышение охвата воздействием, достижение наиболее эффективного перераспределения профиля приёмистости пласта).

8) при значительной неоднородности пласта по проницаемости (как по толщине, так и по простиранию) применять составы с разными реологическими характеристиками, то есть, с различной вязкостью, а также использование реагентов с разным временем набора вязкости (повышение селективности и эффективности воздействия по толщине пласта и латерали при снижении расхода химических реагентов).

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 МВПОС потокоотклоняющих составов.

10) корректировку режимов последующего, единовременного массивированного воздействия по результатам предыдущего воздействия выполнить с применением геолого-гидродинамического моделирования, а процесс повторяют

циклически с периодом, равным периоду действия эффекта от каждой единовременной массированной обработки.

11) повторные МВПОС выполнить в две стадии, причем в период первой стадии улучшают 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 %).

Критериями применимости данной методики можно считать:

- 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, а диагностирование прорыва именно закачиваемой воды происходит посредством химико-аналитического 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 расчленённости пласта более 3 ед.;
- отклонение степени выработанности запасов нефти, которые выражаются в не превышении 0,7 д.ед соотношения отбора от начальных извлекаемых запасов нефти залежи к текущей обводненности залежи.

Окончательно разобравшись с терминологией, в целом предложенной методикой и её критериями применимости, предлагается перейти к формированию блок-схемы.

2.6 Разработка блок-схемы (алгоритма) планирования последовательности и режимов массированного воздействия потокоотклоняющими составами на пласт (МВПОС)

На рисунке 16 представлена блок-схема реализации МВПОС. В первую очередь определяется фациальная принадлежность нагнетательных и добывающих скважин. После анализируется степень охвата лито-фациальных зон системой техногенных трещин. Далее формируется крупный блок анализа ГФХ нагнетательных скважин, по результату которого разрабатывается дизайн закачки ПОС (выбор типа, объёма ПОС, последовательности закачки реагентов, скорости и режимов закачки). Следующим этапом является единовременная закачка ПОС во все нагнетательные скважины участвующие в вытеснении нефти в пределах лито-фациальной зоны. За реализацией МВПОС следует мониторинг работы добывающих скважин на закачку ПОС, то есть прослеживается снижение или стабилизация обводненности либо фиксируется отсутствие реакции. На добывающих скважинах, на которых получен позитивный результат (снижение/стабилизация обводненности) определяются доминирующие геологические и технологические факторы, влияющие на эффективность закачки. После оценки доминирующих факторов производится поскважинная корректировка дизайна закачки ПОС и улучшение энергетического состояния лито-фациальной зоны, в которое входит увеличение закачки и снижение отбора жидкости скважин с обводненностью добываемой продукции, близкой к предельной. На данном этапе заканчивается первый цикл проведения МВПОС, который повторяется единовременной закачкой ПОС во все нагнетательные скважины лито-фациальной зоны. Стоит отметить, что длительность одного цикла МВПОС приравнивается длительности эффекта на скважине с самым продолжительным эффектом.

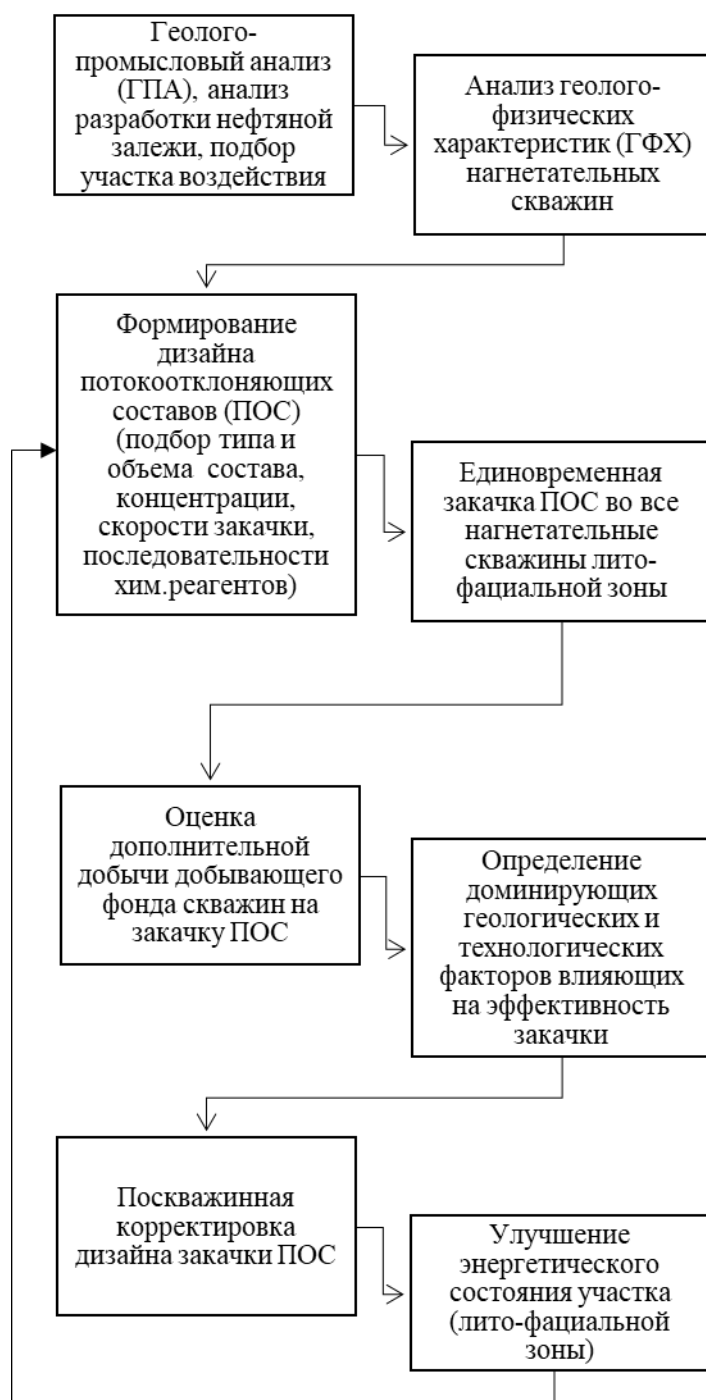


Рисунок 16 – Блок-схема реализации МВПОС

Выводы по разделу

1) Нефтяные месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» существенно различаются между собой по этажу продуктивности, компонентному составу и в целом по типу ловушки, что не позволяет применять шаблонные подходы к способу разработки нефтяной залежи, а требуют детального изучения и проектирования на основании выявленных закономерностей.

2) Корреляционный анализ эффективности ПОС демонстрирует доминирование геологических факторов над технологическими, что ставит на первое место при подборе скважин кандидатов высокие значения нефтенасыщенной толщины, пористости, проницаемости и песчанистости.

3) Целесообразно строить корреляционно-регрессионную модель в разрезе геологического объекта (от месторождения к фации), так и в разрезе технологий (от группы к марке реагента), что в свою очередь позволит выделить не только влияющие на эффективность факторы, но и повысить точность прогнозов эффективности.

4) Подготовительные работы к проведению МВПНП включают оценку технического состояния скважины, при необходимости ремонт и/или стимуляцию, подбор типа ПОС.

5) Перед проведением закачки ПОС рекомендуется 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).

6) Непосредственно перед закачкой ПОС рекомендуется прокачать пачку ПАВ, который направлен на снижение поверхностного натяжения между породой и закачиваемым составом (увеличение глубины проникновения реагента).

7) При закачке ПОС необходимо провести тестовую закачку с минимальной концентрацией активного вещества, задачей которой является оценка поглотительной способности коллектора, темпа роста давления закачки (оценка ФЕС, структурирование гелеобразующего экрана в высокопроницаемых интервалах пласта и трещинах ГРП).

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

9) Закачку ПОС рекомендуется начинать с высокой скорости ($8 \text{ м}^3/\text{час}$), тем самым продвигая первые пакки реагента в высокопроницаемые зоны и закупоривая их. Далее скорость закачки рекомендуется снизить (до $8 \text{ м}^3/\text{час}$), что приведёт к проникновению состава в поры значительно меньшего диаметра (повышение охвата воздействием).

10) В ходе закачки рекомендуется 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 поглотительной способности не только высокопроницаемых интервалов пласта, но и средне- и низкопроницаемых (повышение охвата воздействием, достижение наиболее эффективного перераспределения профиля приёмистости пласта).

11) При значительной неоднородности пласта по проницаемости (как по толщине, так и по простираанию) рекомендуется применение составов с разными реологическими характеристиками, то есть, с различной вязкостью, а также использование реагентов с разным временем набора вязкости (повышение селективности и эффективности воздействия по толщине пласта и латерали при снижении расхода химических реагентов).

12) Введён термин массированное воздействие потокоотклоняющими составами на пласт, представлена методика массированной закачки ПОС. Разработанная блок-схема реализации МВПОС позволяет визуализировать и упорядочить реализацию предложенной методики.

3 Результаты реализации опытно-промышленных работ по МВПОС на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

3.1 Выбор объектов и разработка программы опытно-промышленных работ

В качестве эксперимента, который позволит оценить, а также выявить сильные и слабые стороны метода МВПОС предложены объекты Кечимовского и Тевлинско-Русскинского месторождений, на которых имеется обширная история закачки ПОС.

Кечимовское месторождение

На Кечимовском месторождении основным объектом разработки является объект АВ₁₋₂. Объект АВ₁₋₂ в границах месторождения включает в себя два пласта: АВ₁³ и АВ₂ характеризующиеся разными условиями осадконакоплений и разделённые глинистым разделом, невыдержанным по толщине.

Пласт АВ₁³ формировался в мелководно морских условиях трансгрессивного режима осадконакопления. По площади и разрезу пласт выдержан, распространен повсеместно. К пласту АВ₁³ приурочена одна залежь пластово-сводового типа [60].

Пласт АВ₂ представлен континентальными и переходными осадкообразованиями, характеризуется высокой литологической неоднородностью, обусловленной чередованием глинистых и песчано-алевритовых слоев разной толщины. К пласту АВ₂ приурочена одна пластово-сводовая залежь, представленная в основном водонефтяной зоной [60].

В составе континентальных отложений пласта АВ₂ выделены два основных литотипа разреза. Первый литотип – русловые отложения, которые в разрезах скважин выделяются достаточно уверенно по конфигурации метода ПС, увеличению коллекторов в русловом канале и исчезновению коллекторов на небольшом расстоянии в поперечном сечении руслового канала. Второй тип – прирусловые отложения, характеризует переслаивание небольших по толщине

песчаных пропластков с алевролитами и глинами. Основные ГФХ пластов приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Основные ГФХ пластов АВ₁³ и АВ₂. Объект АВ₁₋₂

Параметры	АВ ₁ ³	АВ ₂	
Отложения	болотные	русловые	пойменные
Площадь нефтеносности, тыс. м ²	218876	133022	
Геологические запасы, тыс.т (АВ ₁)	80623	56512	9244
Извлекаемые запасы, тыс.т (АВ ₁)	22490	20740	3300
КИН, д.ед	0,279	0,367	0,357
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	4,3	6,8	2
Коэффициент пористости, доли ед.	0,220	0,250	0,230
Коэффициент нефтенасыщенности, д.ед.	0,47	0,58	0,51
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	48,1	345	98
Коэффициент песчанистости, д.ед.	0,54	0,52	0,4
Коэффициент расчлененности, д.ед.	3,9	4,5	6

На объекте АВ₁₋₂ с начала разработки добыто 10988 тыс. т нефти и 52461,8 тыс. т жидкости. Отбор от начальных извлекаемых запасов по промышленным категориям В+С₁ составил 24,6 %, текущий коэффициент нефтеизвлечения – 0,078. Остаточные извлекаемые запасы оцениваются в объеме 33656 тыс. т. Накопленный водонефтяной фактор составил 6,9 т/т. По площади начальные подвижные запасы нефти распространены достаточно равномерно, с преобладающей концентрацией от 2 до 6 тыс. т/га. Минимальная плотность подвижных запасов (до 2 тыс. т/га) прослеживается в краевых зонах залежи на участках с нефтенасыщенными толщинами менее 2 м. Увеличение плотности запасов выше 6 тыс. т/га наблюдается в районах развития русловых отложений пласта АВ₂, соответствующих зонам максимальных нефтенасыщенных толщин.

Для оценки текущих подвижных запасов нефти, по разрезу объекта АВ₁₋₂ построена гистограмма выработки запасов нефти по разрезу с привлечением гидродинамической модели (рисунок 17). По результатам моделирования видно, что выработка по разрезу изменяется от 2 % по кровле АВ₁^{3а} до 33 % по кровле пласта АВ₂. Полученные выводы подтверждаются данными ПГИ по профилям притока и приемистости скважин.

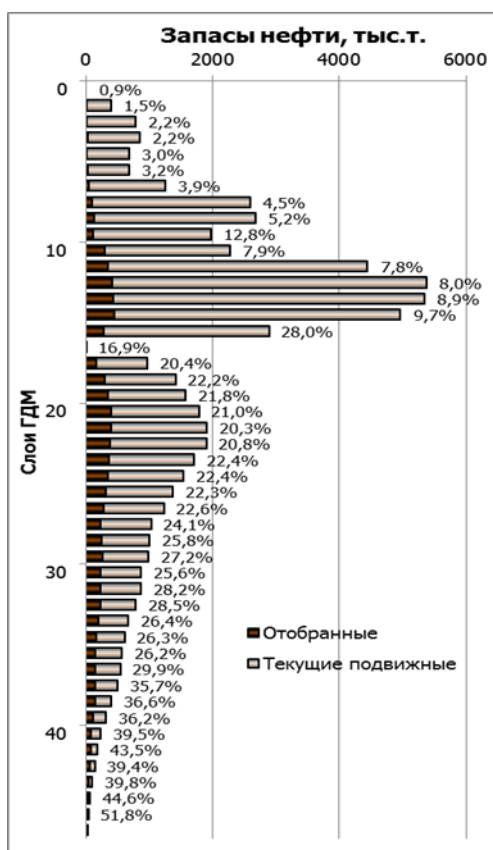


Рисунок 17 – Выработка запасов в русловых и пойменных отложений пласта АВ₂ по ГДМ АВ₁₋₂ на 01.01.2015 г.

В результате обработки промыслово-геофизических исследований построен статистический разрез по работающим и принимающим эффективным толщинам относительно кровли пласта АВ₁₋₂ с учетом профиля притока/приемистости, то есть интенсивности работы интервала. На данном разрезе отражено, какие интервалы наиболее часто и интенсивно включаются в работу. Наиболее интенсивный приток и поглощение пласта АВ₁₋₂ наблюдается в интервалах 3-5, 7-10 и 15-18 м ниже кровли пласта. Профиль поглощения соответствует профилю отдачи (рисунок 18).

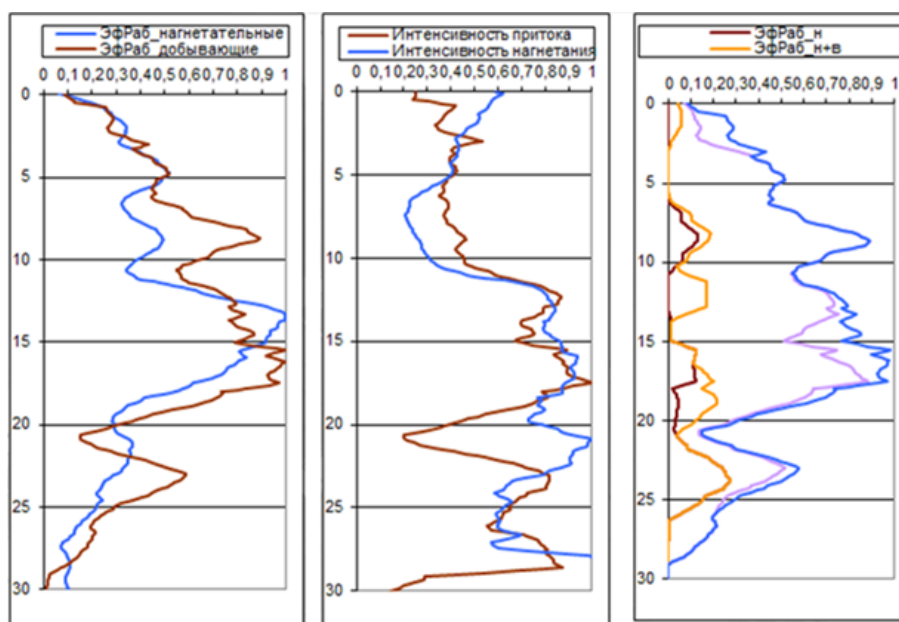


Рисунок 18 – Выработка запасов в русловых и пойменных отложениях пласта АВ₂ по ПГИ 01.01.2015 г.

Основная часть запасов нефти пласта АВ₂ – 86,7 % сосредоточена в зонах, приуроченных к русловым отложениям.

Таким образом, при реализованной на сегодняшний день системе разработки, невовлеченные в разработку запасы нефти остаются как в зонах распространения русловых, так и пойменных отложений. По отложениям руслового типа невовлекаемые в процесс выработки запасы составляют 3962 тыс.т (20 % от НИЗ), по отложениям пойменного типа – 1472 тыс.т (50 % от НИЗ) (рисунок 19). Очевидно, что при существующем состоянии разработки, утвержденный КИН не достигается. С целью достижения проектных КИН на месторождении проводятся ежегодные закачки ПОС в нагнетательные скважины.

Наиболее высокая эффективность ПОС отмечается за счет применения эмульсионных составов и полимер-дисперсных составов: ЭС, ЭСС – 1,079 тыс. т/скв.-опер, ГОС-1АС – 0,883 тыс. т/скв.-опер, ГОС-1А – 0,868 тыс. т/скв.-опер. Для улучшения ситуации с выработкой запасов, в целях повышения охвата заводнением и равномерной выработки запасов нефти объекта АВ₁₋₂, было принято решение провести МВПОС объекта АВ₁₋₂ Кечимовского месторождения.

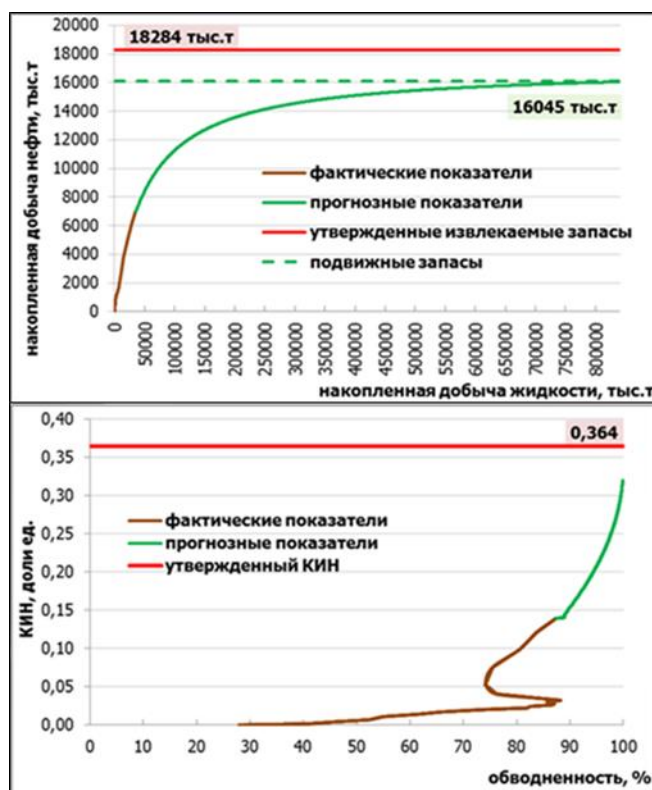


Рисунок 19 – Оценка подвижных запасов нефти при сложившемся состоянии разработки по объекту АВ₁₋₂

Температура пласта АВ₁³ и АВ₂ составляет 57,5 и 57,0 °С соответственно, что позволяет применять среднетемпературные ПОС:

- эмульсионно-суспензионный состав (ЭСС);
- полимерный состав – ГОС;
- полимер-дисперсный состав – ГОС-1АС, Геопан-М (опытно-промышленные работы);

Основным критерием в выборе технологии являлись ГФХ продуктивного разреза скважин и технологические режимы работы нагнетательной скважины (приёмистость, давления нагнетания, давления раскрытия трещин автоГРП). Выработанный интервал обладает высокой проницаемостью и меньшим сопротивлением к фильтрации, поэтому приёмистость скважины по сути является индикатором, позволяющим определять степень «промытости» целевых интервалов обработки. В ходе анализа было принято решение классифицировать технологии по объёму закачки товарной воды, потому как остальные критерии

применимости были схожими и не выявляли какого-либо статистически значимого влияния на дополнительную добычу нефти.

Для достижения наибольшей эффективности ПОС при реализации закачки химреагентов в пласт проводилась оперативная корректировка объема и соотношения компонентов состава, методика подробно рассмотрена в разделе 2.4. Основным условием закачки ПОС в пласт являлось не превышать давления раскрытия трещин и давления нагнетания водовода (последнее – с целью возможности запуска скважины после закачки ПОС).

Тевлинско-Русскинское месторождение

Эксплуатируются на Тевлинско-Русскинском месторождении 6 объектов: БС₁₀²⁻³, БС₁₁, БС₁₂, БС₁₆₋₂₂, ЮС₁ и ЮС₂. Основными объектами являются БС₁₀²⁻³ и ЮС₁. По объекту БС₁₀²⁻³ реализуется обширная программа по закачке ПОС, однако рядное строение залежи и высокая обводненность продукции скважин на фоне высокой выработки запасов нефти, по мнению автора, не являются признаками успешности потенциального проекта. Что касается, объекта ЮС₁, то низкие ФЕС объекта не позволяют значительно и повсеместно снижать приёмистость нагнетательных скважин из-за рисков падения дебитов нефти реагирующих скважин. Все вышеперечисленное противоречит идеологическим принципам закачки ПОС.

Наибольший интерес, по мнению автора, представляет объект БС₁₂ Тевлинско-Русскинского месторождения. В состав горизонта БС₁₂ входят два продуктивных гидродинамически связанных пласта БС₁₂¹ и БС₁₂², в каждом из которых выделено по одной залежи структурно-литологического типа. Разрез отложений представлен переслаиванием песчано-алевритовых разностей и глин. В пределах контура нефтеносности объект БС₁₂ разделён на 4 участка (рисунок 20), различающихся внутренним строением горизонта БС₁₂. Основной причиной потери добычи нефти на объекте БС₁₂ является рост обводненности, полученный вследствие прорыва воды из нагнетательных скважин к добывающим.

Анализируя состояние разработки залежи, можно сделать вывод о неравномерной выработке объекта. При средней обводненности продукции

скважин – 85,3 %, отбор от начальных извлекаемых запасов составляет 73,5 % (рисунок 21).

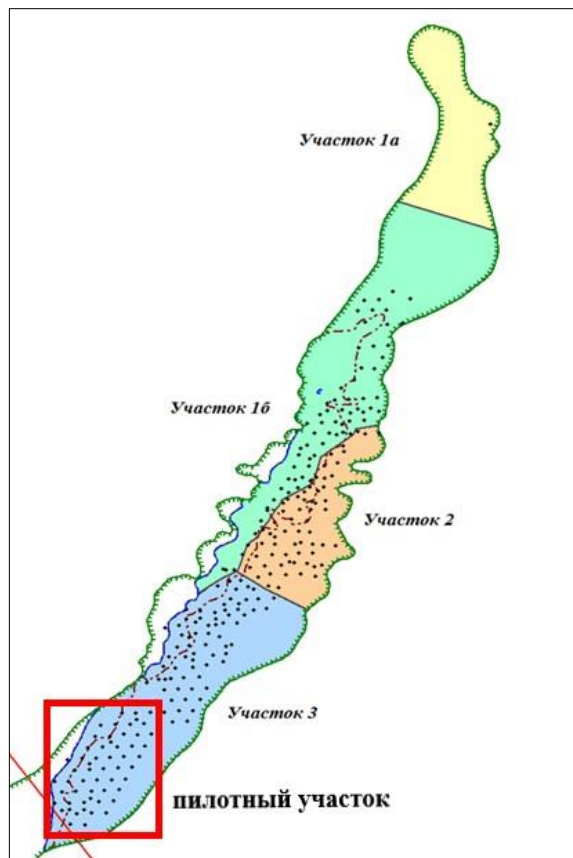


Рисунок 20 – Схема расположения участков ГПА объекта БС₁₂ Тевлинско-Русскинского месторождения

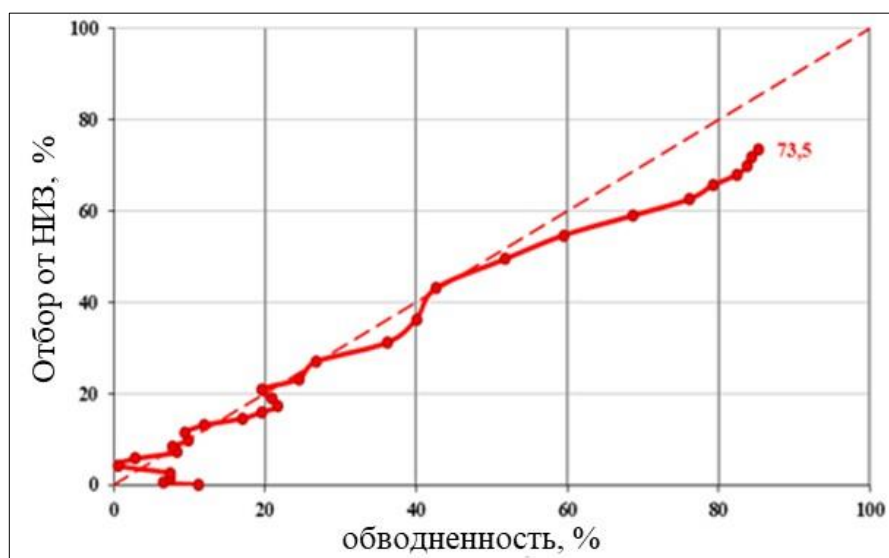


Рисунок 21 – Показатели выработки запасов нефти объекта БС₁₂ Тевлинско-Русскинского месторождения

В целом, согласно характеристикам вытеснения, на анализируемом фонде скважин реализуемая технология разработки обеспечивает достижение проектного КИН. Однако, учитывая неоднозначность данного метода аппроксимации, был оценен пессимистичной сценарий – недостижение КИН вследствие опережающего обводнения добывающего фонда.

Учитывая геологическую неоднородность объекта БС₁₂, оценена выработка каждого участка. На участке 1а за всю историю разработки работала только одна скважина и на текущий момент запасы нефти не вовлечены в разработку, поэтому эта зона не подвергается анализу. Из рисунка 22 видно, что наиболее благоприятные показатели выработки характерны для участка 2, а неудовлетворительные показатели разработки характерны для участка 1б.

Проводя оценку прогнозного КИН по характеристикам вытеснения можно сделать вывод о том, что проектный КИН будет достигнут лишь по участку 2. Участки 1б и 3 являются отстающими по показателю выработки. Однако, отставание от проектных показателей участка 1б связано с продвижением ВНК, а отставание участка 3 связано с прорывом закачиваемой воды.

Учитывая причины обводнения продукции скважин и ГФХ (таблица 13) участков, очевидно, что участок 3 является наиболее перспективным для реализации мероприятий по закачке потокоотклоняющих составов.

Для оценки причин обводнения участка 3 была выделена группа скважин, расположенных на юге. 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 ($19,6 \times 10^{-3}$ мкм²).

Характеристики выработки запасов нефти по скважинам пилотного участка значительно хуже характеристик по всему участку 3 (рисунок 23). Значение отборов от НИЗ скважин кустов 48 и 51 ниже, чем по всему участку 3 (65,7 % против 77,2 %).

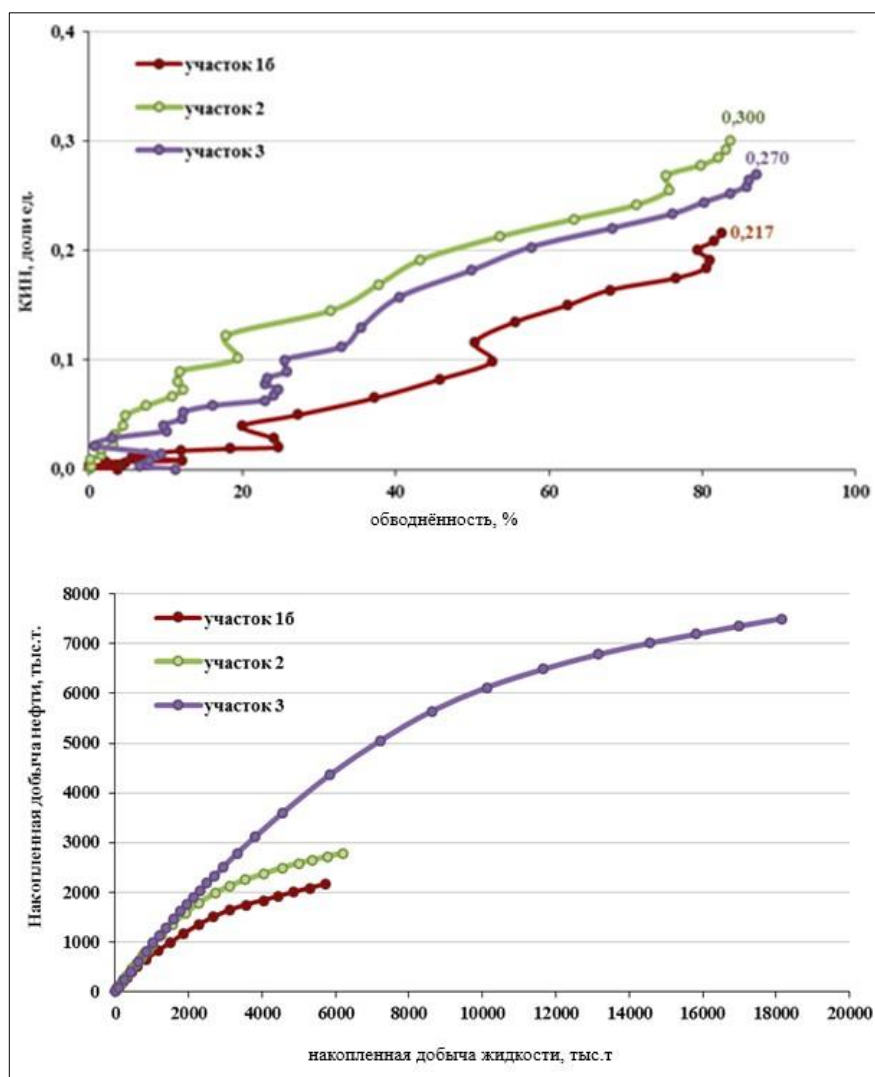


Рисунок 22 – Зависимости, характеризующие состояние выработки запасов нефти по участкам объекта БС₁₂ Тевлинско-Русскинского месторождения

Таблица 13 – ГФХ горизонта БС₁₂ Тевлинско-Русскинского месторождения

Участок	Площадь нефтеносности, тыс. м ²	Запасы в границах участка, тыс. т	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	Коэффициент пористости, д. ед.	Коэффициент нефтенасыщенности, д. ед.	Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	Кпес, д. ед.	коэффициент расчленённости, ед.	Плотность геологических запасов, тыс. т/га
1а	20282	2141	2,2	0,167	0,389	1,9	0,050	3	1.1
16	33792	11923	5,8	0,181	0,455	9,9	0,162	10	3.5
2	16257	8329	7,6	0,187	0,488	12,9	0,239	11	5.1
3	36434	27518	9,7	0,192	0,549	17,4	0,431	9	7.6
Пилотный участок	12943	10349	9.1	0.192	0.570	19.6	0.494	8	8.0
В целом	106765	49911	6,5	0,190	0,510	17,7	0,447	9	4.7

Вероятно, что характер выработки по скважинам пилотного участка хуже вследствие образования промытых высокопроницаемых зон разреза пласта в процессе воздействия скважин нагнетательного фонда. Наблюдать подобное явление можно на примере скважины № 9620 (рисунок 24), где фильтрация осуществляется по кровельной части пласта в высокопроницаемые зоны, а подошвенная часть остаётся невыработанной.

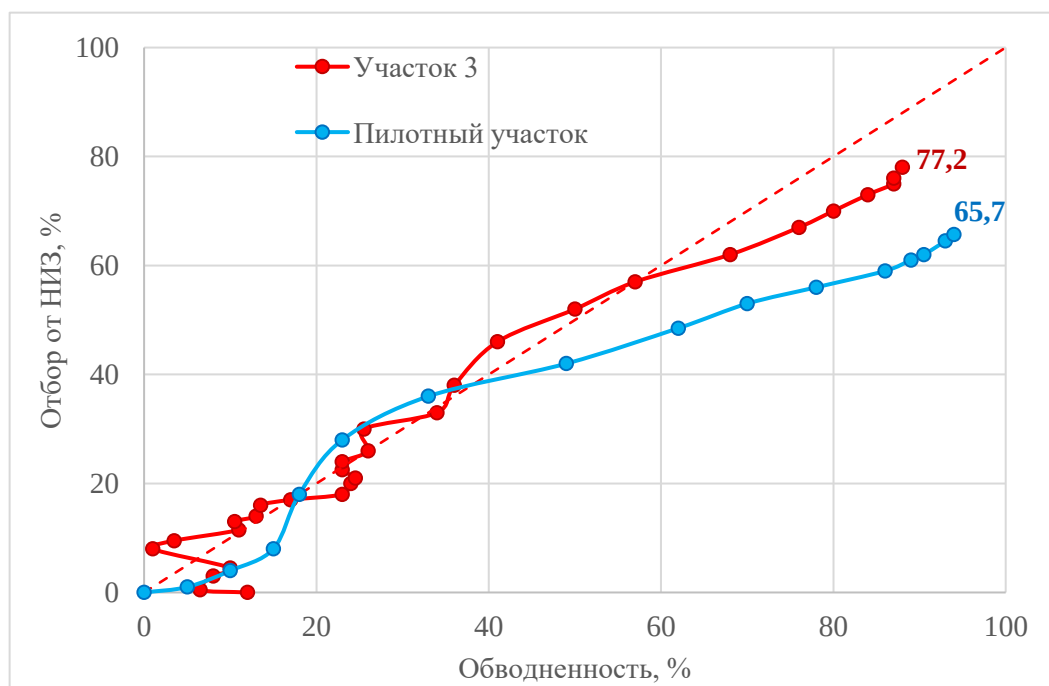


Рисунок 23 – Показатели выработки запасов нефти участка 3 и пилотного участка

Учитывая все изложенные аргументы, целесообразно будет провести опробование методики МВПОС на южной части участка 3 (пилотного участка), что позволит улучшить выработку запасов нефти и получить приросты дебитов нефти «отстающего» участка.

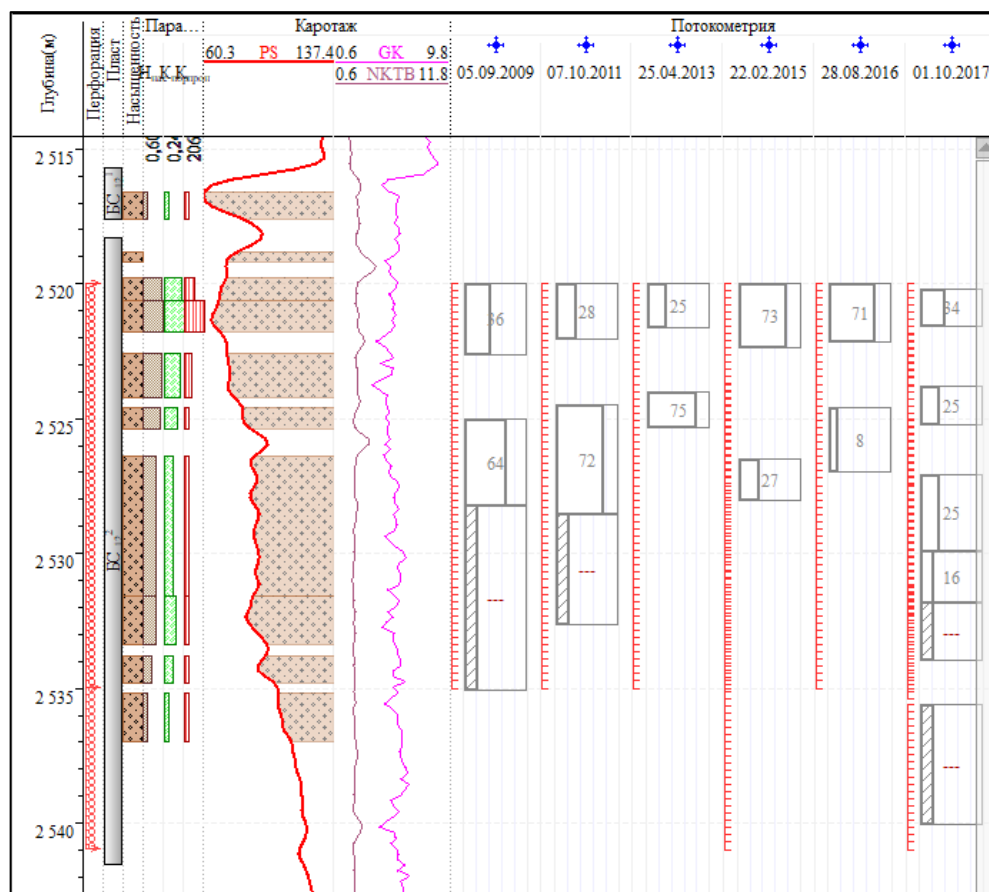


Рисунок 24 – Данные РИГИС скважины № 9620 Тевлинско-Русскинского месторождения

3.2 Подготовка проекта реализации МВПОС

За рубежом идея МВПОС частично реализована на месторождении Dina (Колумбия) в 2011 г. Однако колумбийский проект всё же имеет существенные технологические отличия: закачка состава велась с низкой концентрацией полимера (0,04 %) и сшивателя (0,001 %) в течении длительного периода времени (от 1 года и более), что приближает его больше к полимерному заводнению, чем к закачкам сшитых полимерных систем. В работе Leon M. J. и др. [92] описывается геологическое строение залежи, особенности выработки запасов нефти, подбор участка воздействия, подготовка скважин к закачке ПОС, в которую входит интенсификация призабойной зоны пласта (ПЗП) нагнетательных скважин (стимуляция кислотными составами), ревизия скважинного оборудования: глубинно-насосного оборудования (ГНО), НКТ, пакерных компоновок.

На объектах реализации МВПОС были проведены аналогичные работы (таблица 14). На участке Кечимовского месторождения выполнены 183 мероприятия на 235 скважинах (из них 182 добывающие), причём на 12 скважинах выполнялся комплекс мероприятий (например, ПВР и ОПЗ или нормализация забоя совместно со сменой ГНО). Большинство ремонтов на нагнетательных скважинах Кечимовского месторождения представлено нормализацией забоя скважин, где до ремонта ствол был загрязнён либо наблюдалось перекрытие ИП осадком (забойной грязью). На Тевлинско-Русскинском месторождении ввиду меньшего размера пилотного участка всего проведено 12 мероприятий на 42 скважинах (из них 31 добывающая). В отличие от Кечимовского месторождения наиболее частый ГТМ на нагнетательных скважинах было ОПЗ, что отражает существующую проблему низкой приёмистости скважин, которая осложняет закачку ПОС.

Таблица 14 – Результаты выполнения мероприятий по подготовке нагнетательного и добывающего фонда скважин на участках реализации МВПОС

Месторождение	Объект	Количество ГТМ							
		ОПЗ	ГРП	ПВР	РИР	Смена ГНО	Увеличение отборов*	Вывод из бездействия**	Нормализация забоя
Кечимовское	АВ ₁₋₂	46	8	34	7	30	19	3	36
Тевлинско-Русскинское	БС ₁₂	4	-	4	-	3	-	1	-
*за счёт увеличения оборотов вентильного двигателя (ВД) и увеличения частоты работы электродвигателя ЭЦН									
**в том числе ликвидация аварии									

Вполне естественным дополнительным условием должно являться окончание эффектов от предыдущих закачек ПОС, чтобы не произошло наложения эффектов от МВПОС на предыдущие единичные закачки ПОС, что в свою очередь может исказить эффективность.

3.3 Результаты и эффективность реализации программы опытно-промысловых работ по МВПОС

Кечимовское месторождение

На Кечимовском месторождении был опробован метод МВПОС. Работы реализовывались в 3 этапа, для чего залежь была разделена на 3 участка: северный, центральный и южный. Проведение МВПОС выполнено на каждом участке в пределах 1-2 месяцев. Подбор типов составов осуществлялся по критериям Ю.В. Земцова (таблица 8), сопровождение технологии закачки ПОС осуществлялось согласно разработанной методики. Нагнетательные скважины пилотного участка были обработаны ПОС эмульсионного, полимерного и полимер-дисперсного видов воздействия. 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 приёмистости 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). Результаты реализации МВПОС отражены в таблице 15 и рисунке 25.

Таблица 15 – Результаты эффективности закачки ПОС

Месторождение	Кечимовское					
Объект	АВ ₁₋₂					
Период	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Фация	русовые и пойменные отложения	русовые и пойменные отложения	русовые и пойменные отложения	русовые отложения	русовые отложения	русовые и пойменные отложения
Количество обработок нагнетательных скважин, скв-опер.	37	36	38	52	69	84
Количество повторных обработок нагнетательных скважин, скв-опер.	0	2	1	0	12	3

Дополнительная добыча, тыс.т	32,192	28,535	21,888	28,992	39,633	58,902
Удельная эффективность, т/скв-опер.	870	793	576	558	574	702
Примечание	Единичная закачка	Единичная закачка	Единичная закачка	Массированная закачка	Массированная закачка	Массированная закачка

После проведения МВПОС с 2016 г. удельная эффективность от массированных обработок потокоотклоняющими составами на объекте АВ₁₋₂ вышла на плато и осталась на уровне 550-570 т/скв-опер. при увеличении количества обработок с 37 до 69 (+155 %). Однако в 2018 г. количество обработок нагнетательных скважин увеличилось до 84 ед., обрабатывались не только скважины вскрывшие русловую фацию объекта АВ₁₋₂, но вскрывшие и поименную фацию (краевые зоны залежи, скважины с ухудшенными ФЕС). В результате чего наблюдается рост удельной эффективности до 702 т/скв-опер. Подобное явление не характерно для единичных закачек ПОС, где увеличение количества операций (вовлечение краевых зон залежи с низкими нефтенасыщенными толщинами, проведение повторных обработок) неминуемо ведёт к снижению удельной эффективности. Данный факт доказывает преимущество МВПОС над единичными закачками ПОС.

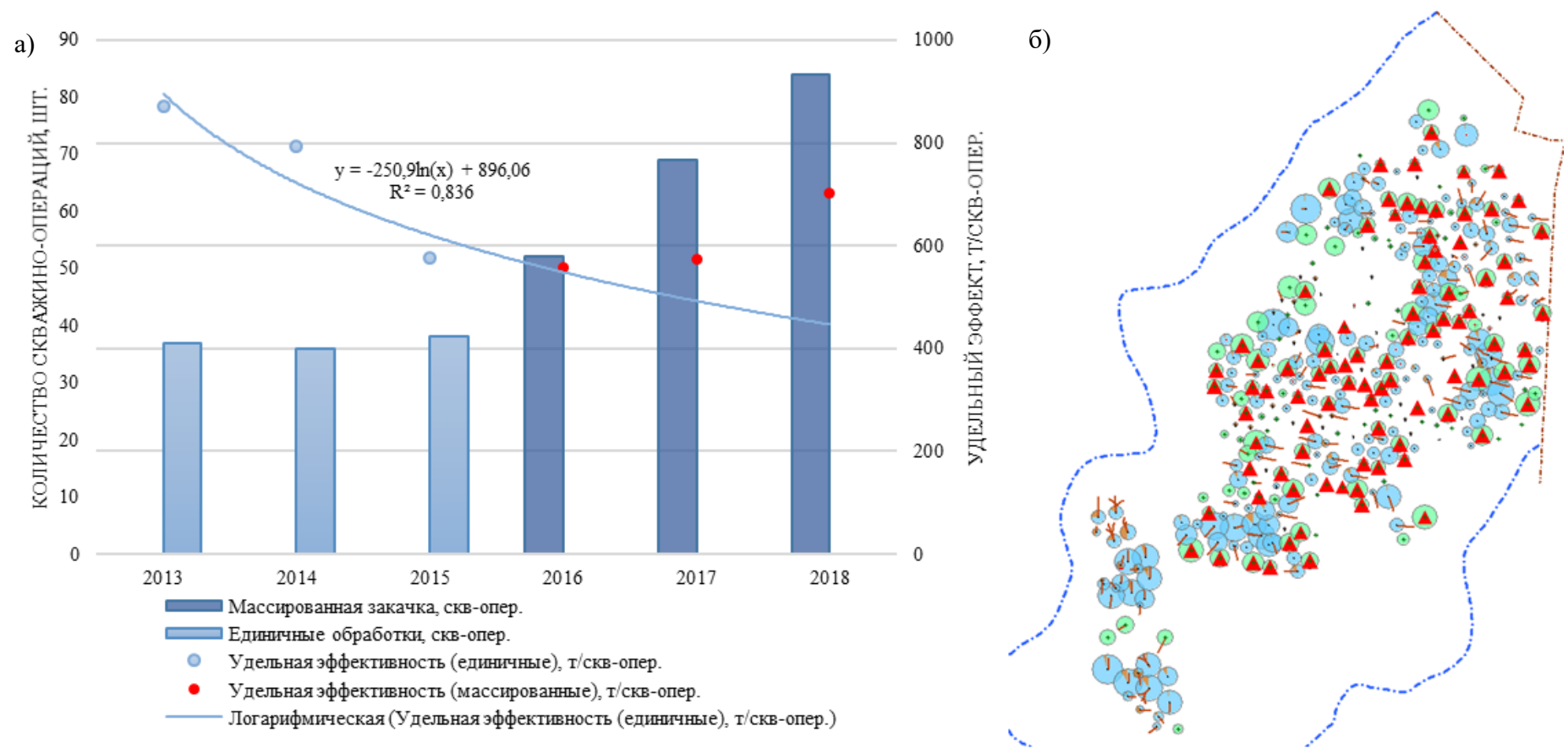


Рисунок 25 – Динамика удельной эффективности относительно количества проведенных закачек ПОС (а) и локализация обработок на карте текущих отборов (б) объекта АВ₁₋₂ Кечимовского месторождения

Помимо количественных показателей эффективности актуально оценить влияние реализации МВПОС на показатели выработки запасов нефти пилотного участка (рисунок 26). По результатам динамики выработки запасов нефти северного участка скважин после МВПОС (29 нагнетательных скважин) отмечено, что в период проведения единичных обработок (2015 г.) кривая характеризуется высоким темпом роста обводненности (на 0,33 % в месяц). После МВПОС на анализируемую часть залежи наблюдается изменение характера выработки запасов нефти, в частности, стабилизация темпов роста обводненности при сохранении темпа отборов от НИЗ. Также в рассматриваемые периоды учтена дополнительная добыча нефти, полученная от ГТМ проводимых на добывающих скважинах (ОПЗ, 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.

В 2017 г. МВПОС проводилось на Северном участке в 2 этапа: первый – февраль 2017 г., второй сентябрь 2017 г. Не были соблюдены условия единовременности закачки ПОС. В результате единовременного воздействия на все нагнетательные скважины лито-фациальной зоны наблюдается лучший характер выработки, чем при проведении обработок в два этапа (рисунок 26). Повторные МВПОС повторились в феврале 2018 и 2019 гг., что позволило сохранить стабильную динамику обводнения участка. В целом, суммарная эффективность от МВПОС наблюдается на рисунке 26, где на графике пунктирной красной линией отражена прогнозная обводненность без проведения МВПОС. При этом расчеты по характеристикам вытеснения показывают, что удалось увеличить КИН участка с 0,151 до 0,165 д.ед (+9 %).

На рисунке 27 представлены результаты реализации МВПОС в разрезе технологий на Кечимовском месторождении, причем стоит отметить, что наибольшая эффективность по эмульсионно-сuspензионным и полимер-дисперсных составов составам получена за счет увеличения объема закачиваемого состава (с 290 до 340 м³ и с 750 до 900 м³ соответственно) и увеличением доли

мелкодисперсного кольматанта в виде мела и древесной муки (преобладание повышенного содержания древесной муки).

Учитывая занимаемые поровые объемы эмульсионно-суспензионного и полимер-дисперсного состава (таблица 16), 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 МВПОС полимер-дисперсного состава. Особенность полимер-дисперсного состава заключается в том 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. По праву данный состав имеет самый продолжительный срок действия – до 9 месяцев, а в отдельных случаях эффект длится до 19 месяцев (рисунок 28).

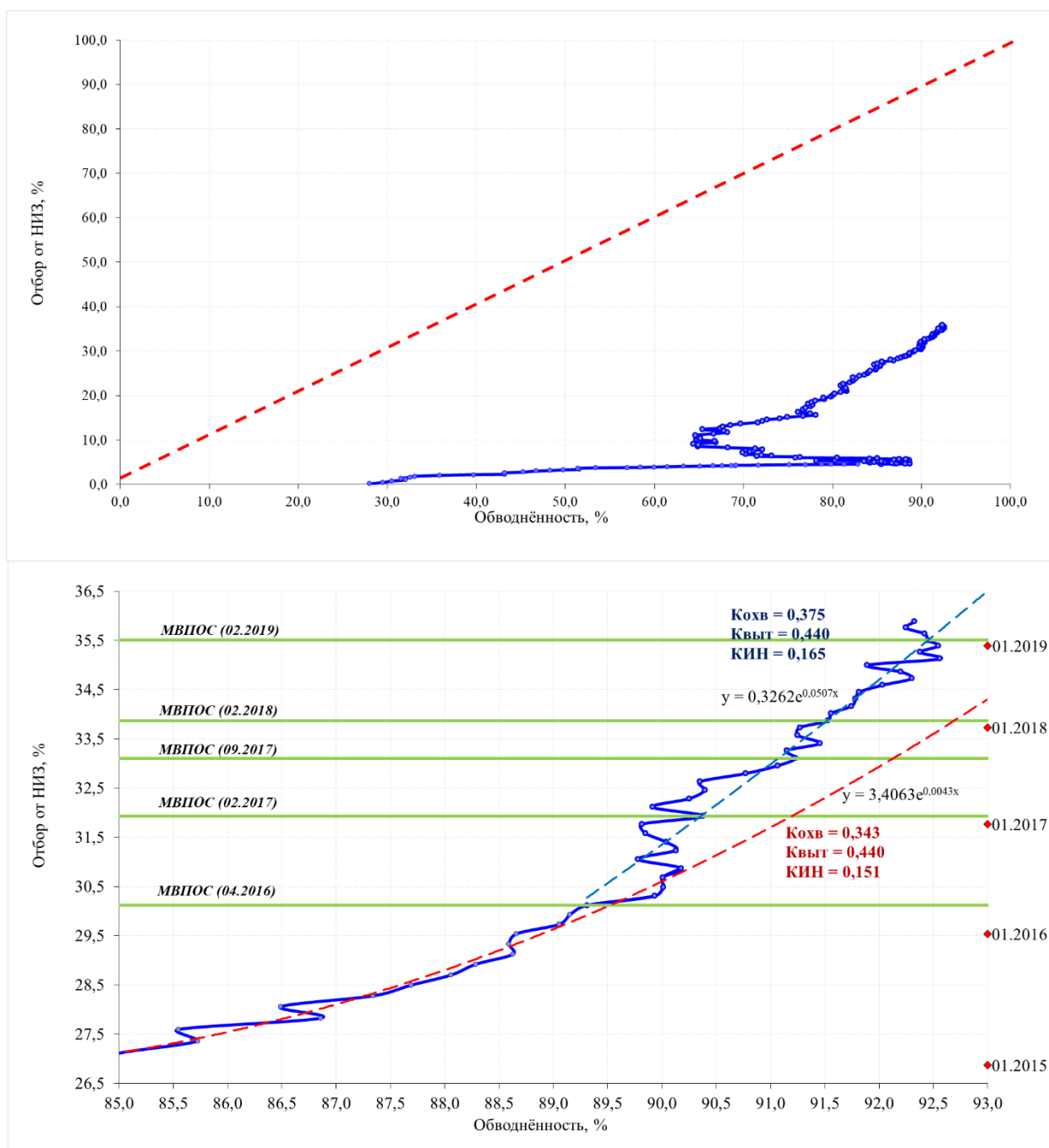


Рисунок 26 – Динамика выработки запасов нефти на северном участке объекта АВ₁₋₂ Кечимовского месторождения

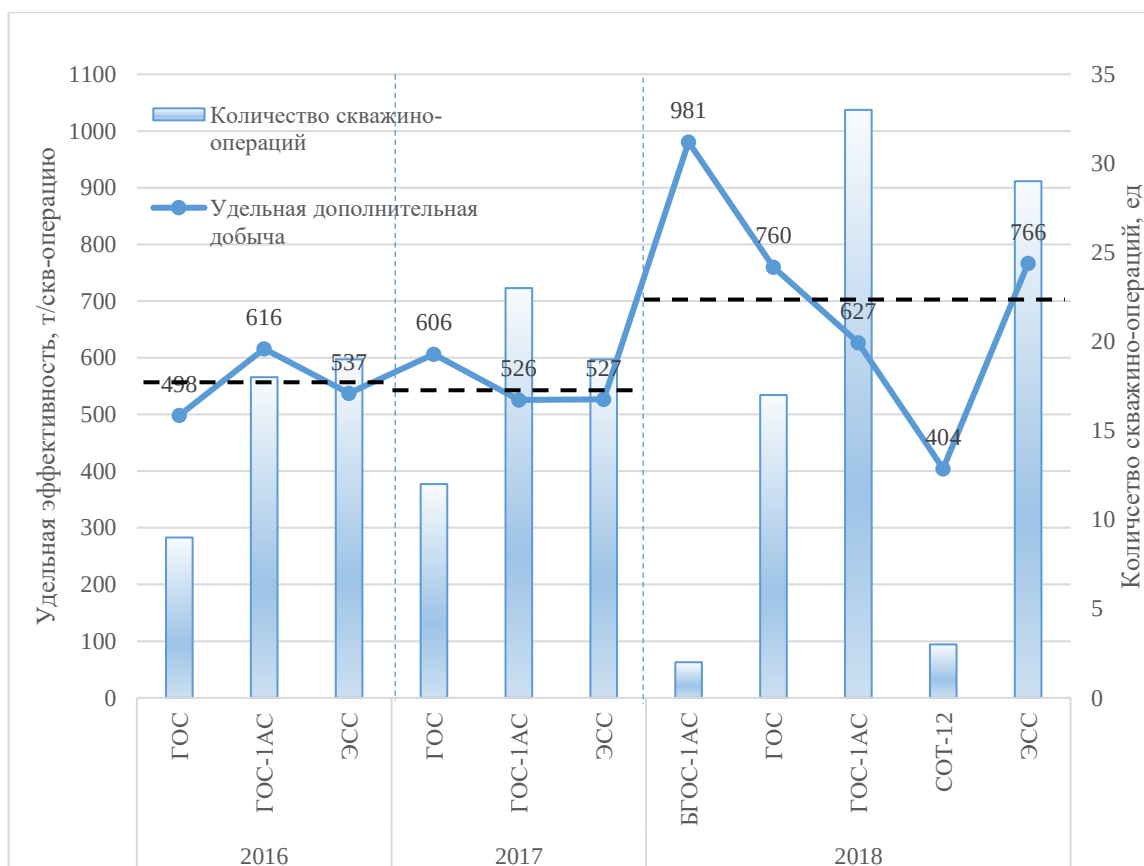


Рисунок 27 – Результаты реализации МВПОС в разрезе технологий на Кечимовском месторождении

Таблица 16 – Результаты прокачки порового объема зоны дренирования скважин при реализации МВПОС на объекте АВ₁₋₂ Кечимовского месторождения

Период	Эмульсионно-суспензионная				Полимер-дисперсная			
	Количество операций, шт.	Средний объем закачки, м ³	kh, 10 ⁻³ мкм ²	Прокачка порового объема зоны дренирования скважины, %	Количество операций, шт.	Средний объем закачки, м ³	kh, 10 ⁻³ мкм ²	Прокачка порового объема 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

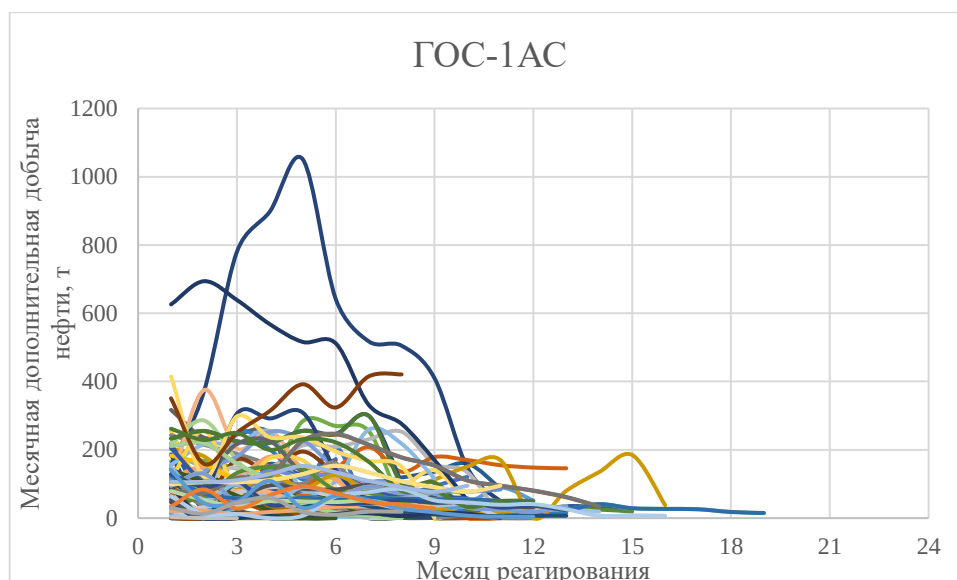


Рисунок 28 – Месячная добыча нефти от закачки состава ГОС-1АС в нагнетательные скважины объекта АВ₁₋₂ Кечимовского нефтяного месторождения

Как видно из рисунка 29 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, однако 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), скорости 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 показали стабилизацию, а затем и рост удельной эффективности полимер-дисперсных составов до 667 т/скв-опер.

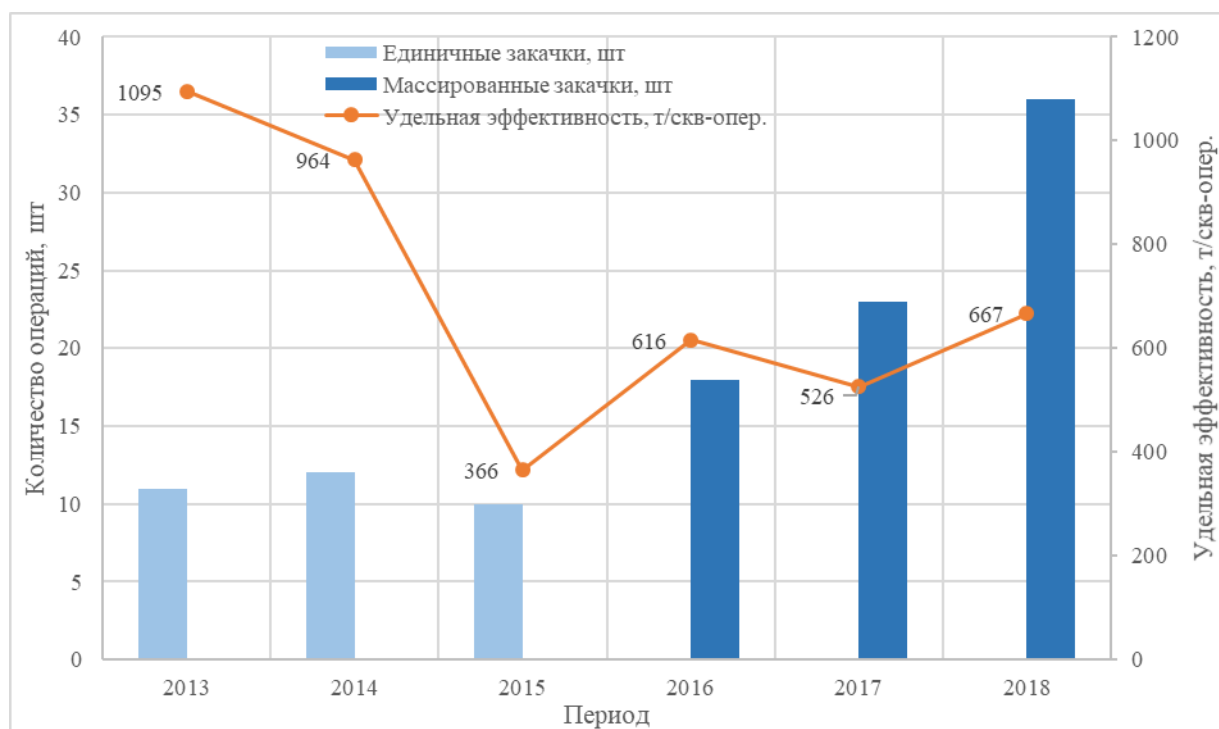


Рисунок 29 – Результаты эффективности полимер-дисперсных составов при реализации МВПОС на объекте АВ₁₋₂ Кечимовского месторождения

Выводы по реализации МВПОС на Кечимовском месторождении:

1) в результате проведения МВПОС на объекте АВ₁₋₂ Кечимовского месторождения с 2016 г. увеличением охвата закачками ПОС нагнетательных скважин литофациальной зоны наблюдается стабилизация, а затем и рост удельной эффективности закачек ПОС. Улучшился характер выработки запасов нефти именно за счёт МВПОС, что доказывается снижением эффективности ГТМ, проводимых на добывающих скважинах участка (ОПЗ, ГРП, оптимизация режима эксплуатации, повторная перфорация ЭК и другие) в годы реализации МВПОС.

2) суммарная дополнительная добыча нефти за счет МВПОС составила 127,527 тыс.т нефти (рост удельной эффективности с 576 до 702 т/скв-опер.) (Приложение Б).

3) КИН пилотного участка удалось увеличить на 0,014 д.ед (+9 %).

4) наибольшая эффективность получена эмульсионно-суспензионным и полимер-дисперсным составам за счет увеличения объема закачиваемого состава (с 300 до 350 м³ и с 700 до 900 м³ соответственно) и увеличением доли

мелкодисперсного кольматанта в виде мела и древесной муки (преобладание повышенного содержания древесной муки).

5) применение МВПОС и методики проектирования и сопровождения закачки ПОС позволили стабилизировать, а затем и увеличить эффективность полимер-дисперсных составов на объекте АВ₁₋₂ Кечимовском нефтяном месторождении.

Тевлинско-Русскинское месторождение

Для ранее выбранного пилотного участка Тевлинско-Русскинского месторождения разработана программа массивированной закачки потокоотклоняющих составов. Программа реализована в период 09-11.2018 г. (таблица 17). В течение 3 месяцев были обработаны 11 нагнетательных скважин пилотного участка (рисунок 30) ПОС эмульсионного (ЭСС), полимерного (ГОС), полимер-дисперсного (ГОС-1АС) и осадкообразующего (СОТ-12, Sixell) видов воздействия. Охват нагнетательного фонда закачками ПОС составил 84 %. 2 из 13 скважин участка (№ 9622, № 6791) находились в бездействии, проведение закачки ПОС на них не проводилось. Объём закачки составов по скважинам варьируется 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 подобного (высокого) уровня охвата обработками ПОС нагнетательного фонда скважин не достигалось. Как показывает реализация предложенного подхода к ПНП на пилотном участке (рисунок 31), 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 закачек потокоотклоняющих составами участком снижается, что объясняется выработкой застойных зон.

При рассмотрении периода работы участка 2017-2019 гг. выявлена характерная закономерность – при увеличении охвата нагнетательного фонда скважин участка ПОС наблюдается снижение интенсивности обводнения

добываемой продукции с увеличением отбора от НИЗ. Из рисунка 33 видно, что охват ПОС нагнетательного фонда в 77 % значительно улучшил выработку залежи, чем мероприятия, выполненные с охватом ПОС в 36 %.

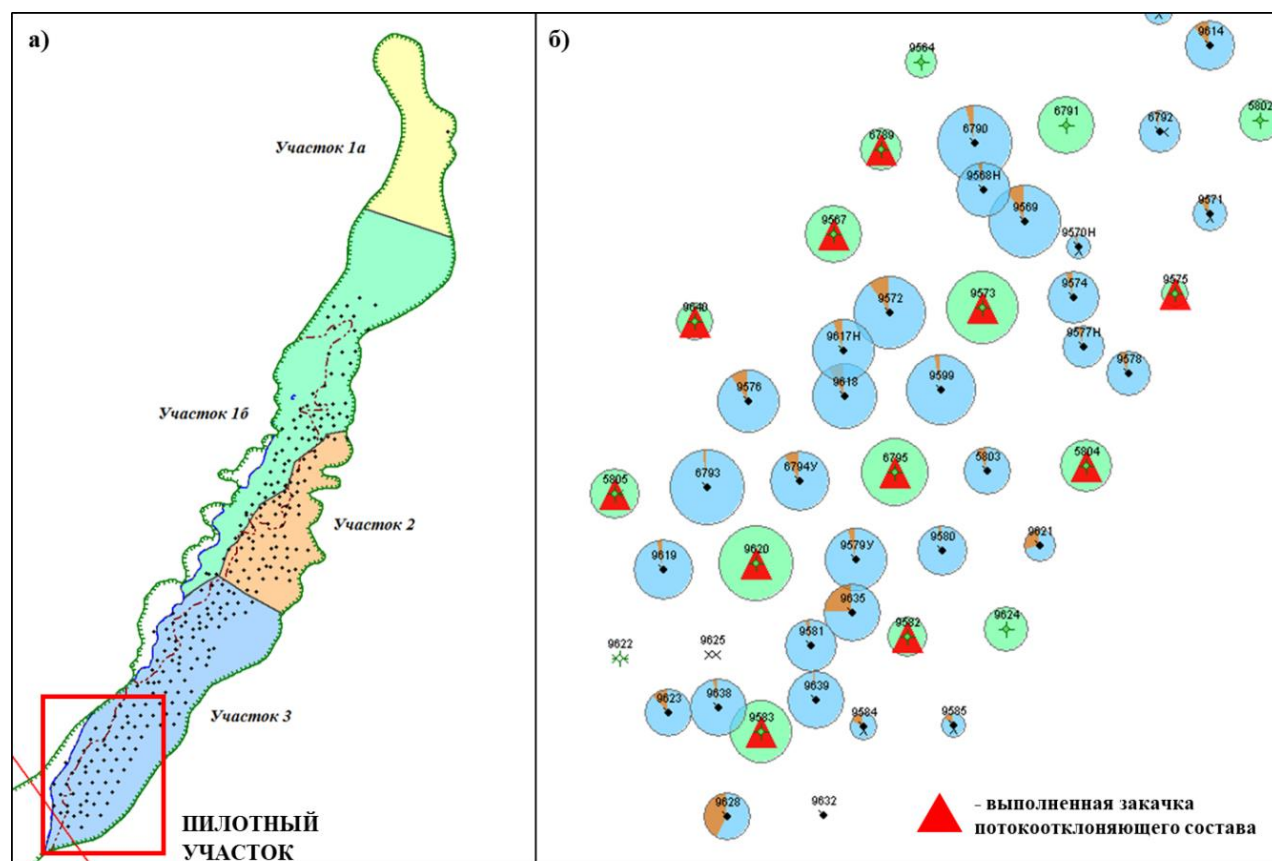


Рисунок 30 – Схема расположения участков ГПА объекта БС₁₂ Тевлинско-Русскинского месторождения (а), выкопировка из карты текущего состояния разработки (на 01.04.2019 г.) участка массивной закачки потокоотклоняющих составов (б)

На рисунке 32 представлены результаты реализации МВПОС в разрезе технологий на Тевлинско-Русскинском месторождении, 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 представлена далее на примере добывающей скважины № 9628.

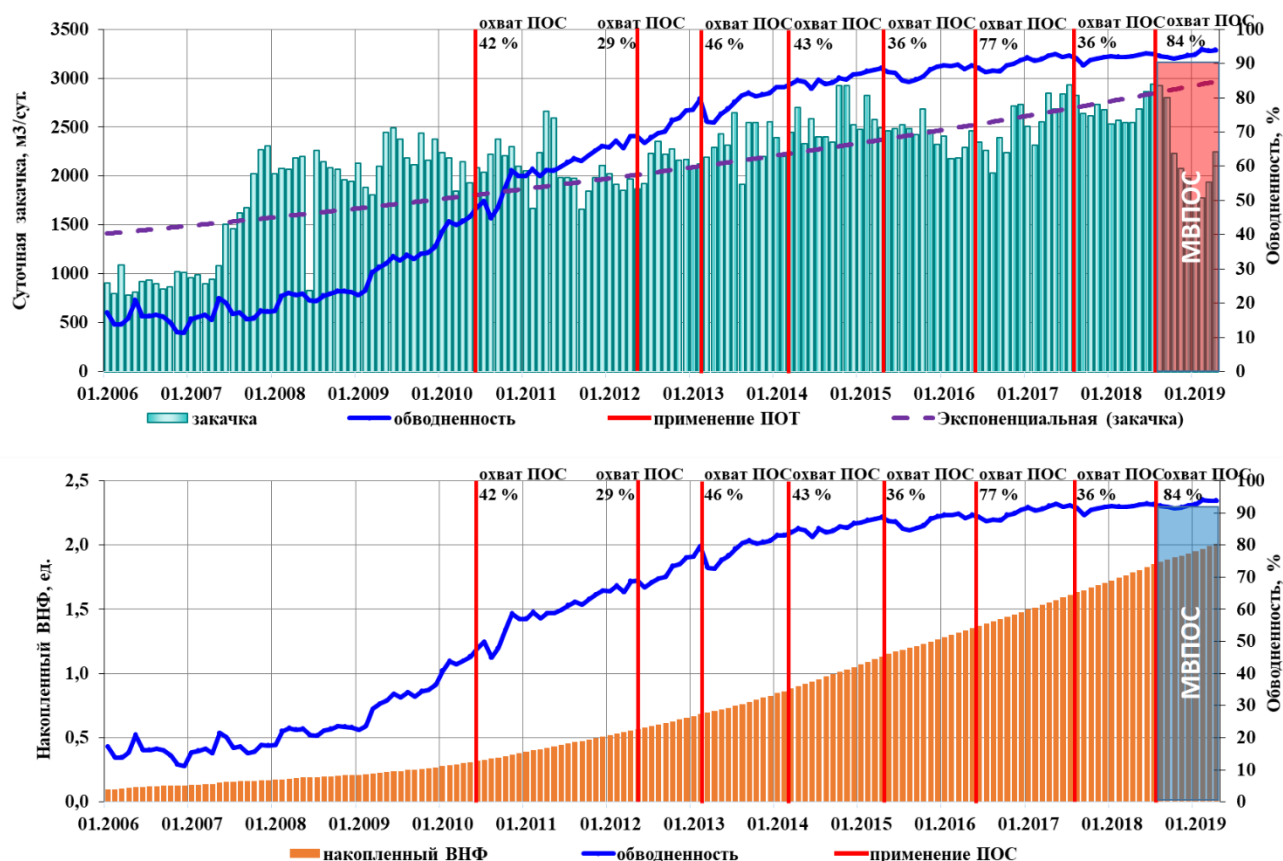


Рисунок 31 – График режима работы скважин пилотного участка с учётом охвата потокоотклоняющими составами нагнетательного фонда скважин пилотного участка объекта БС₁₂ Тевлинско-Русскинского месторождения

По состоянию на 01.05.2019 г. эффективность от реализации массированного воздействия ПОС составила 4,452 тыс. т дополнительно добытой нефти (405 т/скв-опер., таблица 17). Исходя из объёма закачанного состава, средняя эффективность составляет 1,05 т нефти на 1 м³ состава.

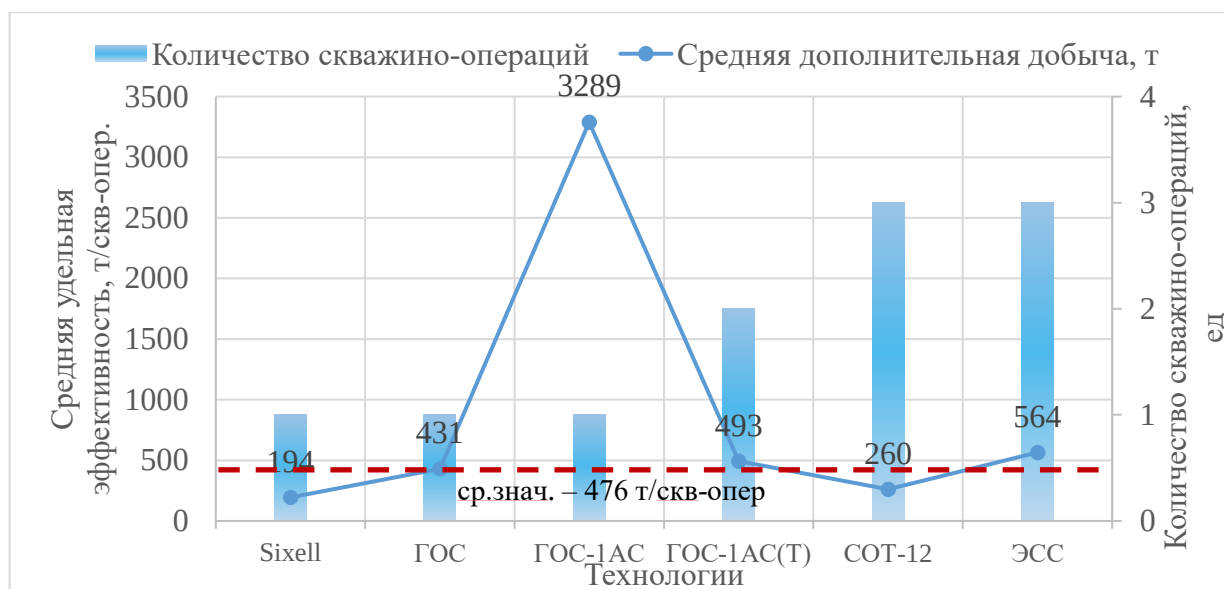


Рисунок 32 – Результаты реализации МВПОС в разрезе технологий на Тевлинско-Русскинском месторождении

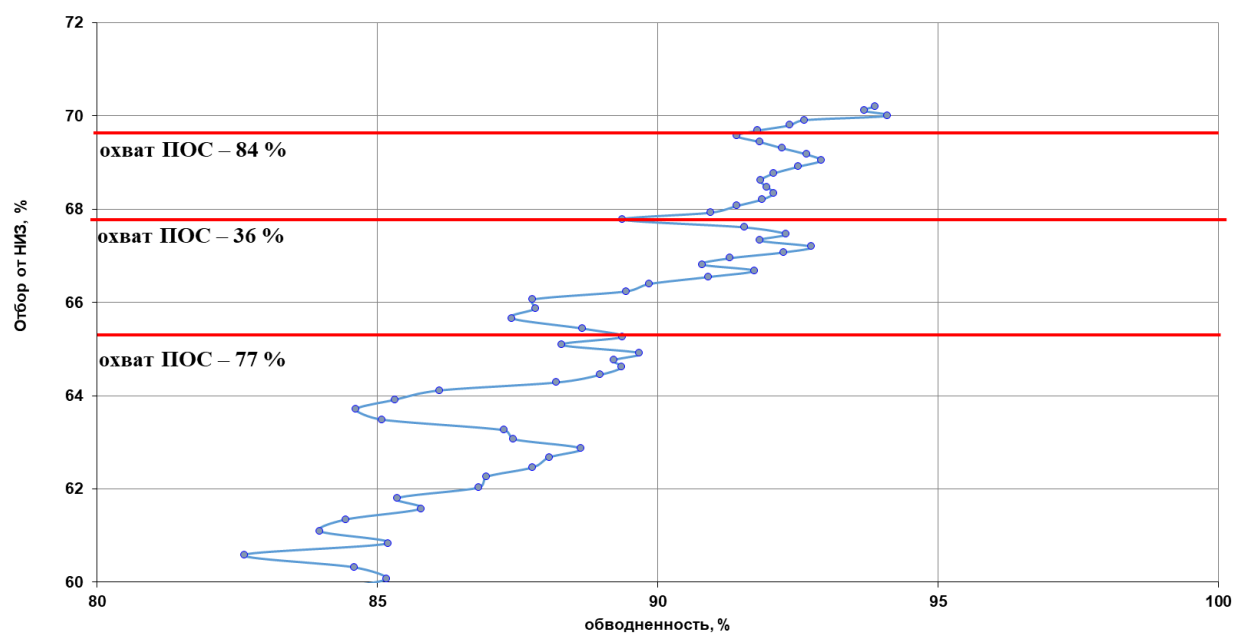
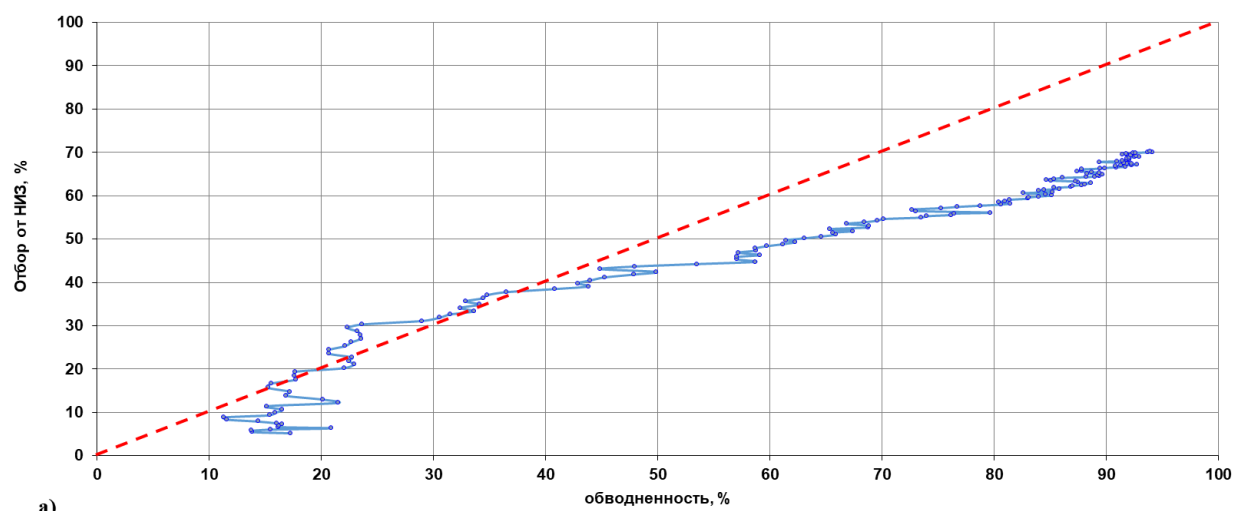


Рисунок 33 – Показатели эффективности вытеснения нефти на пилотном участке объекта БС₁₂ Тевлинско-Русскинского месторождения в период: а) 2006-2019 гг.; б) 2017-2019 гг.

Таблица 17 – Результаты реализации массивированной закачки потокоотклоняющих составов в скважины пилотного участка объекта БС₁₂ Тевлинско-Русскинского месторождения

№№ пп	Скважина	Куст	Цех	Месторождение	Пласт	Фация	Состав	Объем закачки, м ³	Прокачка порового объёма, %	Дата обработки	Доп. Добыча нефти, т
1	6789	51	4	Тевлинско-Русскинское	БС12/2	участок 3	ЭСС	380	0.13%	Сентябрь 2018	342
2	9575	51	4	Тевлинско-Русскинское	БС12/2	участок 3	ЭСС	180	0.05%	Сентябрь 2018	675
3	5804	51	4	Тевлинско-Русскинское	БС12/2	участок 3	ЭСС	400	0.10%	Сентябрь 2018	674
4	9583	48	4	Тевлинско-Русскинское	БС12	участок 3	ГОС-1АС	601	0.19%	Сентябрь 2018	3289
5	6795	48	4	Тевлинско-Русскинское	БС12/2	участок 3	ГОС	600	0.12%	Сентябрь 2018	431
6	9640	48	4	Тевлинско-Русскинское	БС12	участок 3	СОТ-12	200	0.33%	Сентябрь 2018	414
7	9573	51	4	Тевлинско-Русскинское	БС12/1 БС12/2	участок 3	ГОС-1АС(Т)	621	0.10%	Октябрь 2018	802
8	9567	51	4	Тевлинско-Русскинское	БС12/1 БС12/2	участок 3	Sixell	287	0.07%	Октябрь 2018	194
9	5805	48	4	Тевлинско-Русскинское	БС12/2	участок 3	СОТ-12	175	0.19%	Ноябрь 2018	183
10	9582	48	4	Тевлинско-Русскинское	БС12/2	участок 3	СОТ-12	180	0.04%	Ноябрь 2018	184
11	9620	48	4	Тевлинско-Русскинское	БС12/2	участок 3	ГОС-1АС(Т)	601	0.11%	Ноябрь 2018	184
Итого по пилотному участку				11 скв-опер.				4225	0.10%		7372

Карты изменения суточной добычи нефти за счет обводнения до и после закачки ПОС (рисунок 34) демонстрирует среднее снижение дебита нефти по участку до закачки ПОС на 1,05 т/сут. (за период 03-08.2018 г.). После МВПОС наблюдается сокращение потерь добычи нефти (0,23 т/сут.) за счет снижения обводненности и в среднем по участку составило (08.2018 г.-04.2019 г.).

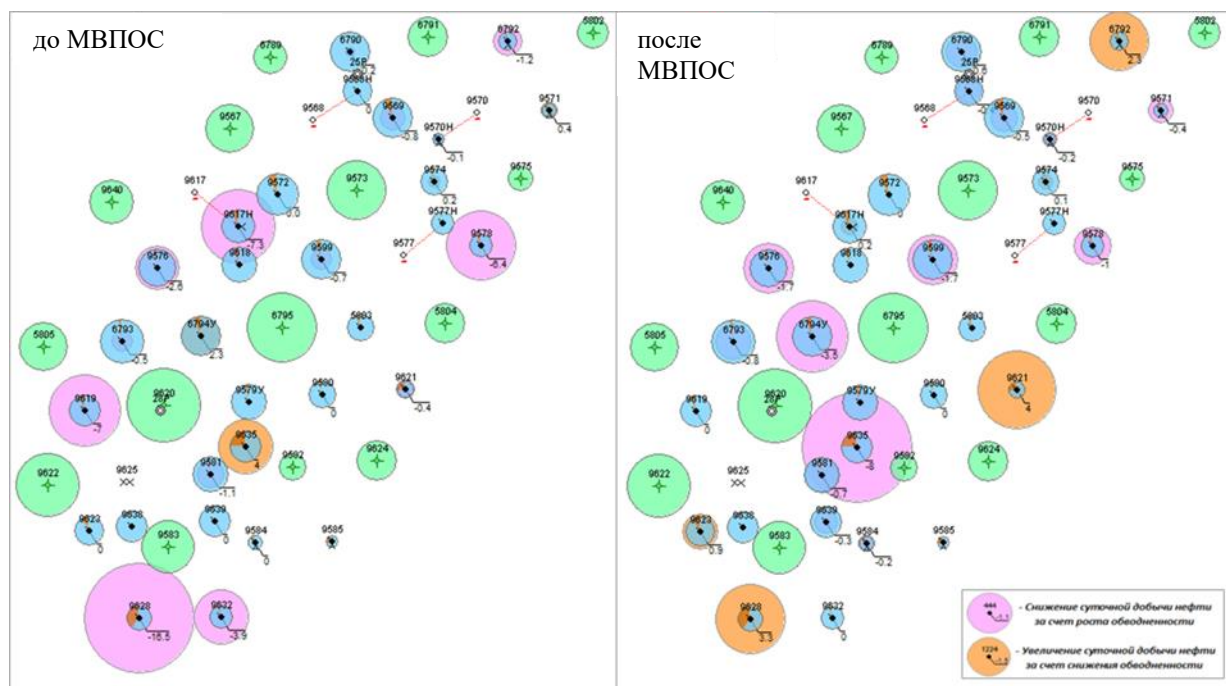


Рисунок 34 – Изменение дебита нефти реагирующих скважин за счет изменения обводненности до и после МВПОС

Явно реакция на закачку ПОС отмечена на добывающей скважине № 9628 (рисунок 35), произошло снижение обводненности с 82 до 54 % (+10,6 т/сут). Получено 1880 т дополнительно добытой нефти. Как видно из истории обработок ПОС нагнетательной скважины № 9583, скважина № 9628 реагирует снижением обводненности в каждом без исключения случае. Причиной успешностью можно считать тот факт, что по влияющей скважине № 9583 закачка воды ведётся преимущественно по подошвенной части пласта (рисунок 36), а проведение закачки ПОС, предположительно, приводит к перераспределению профиля приёмистости.

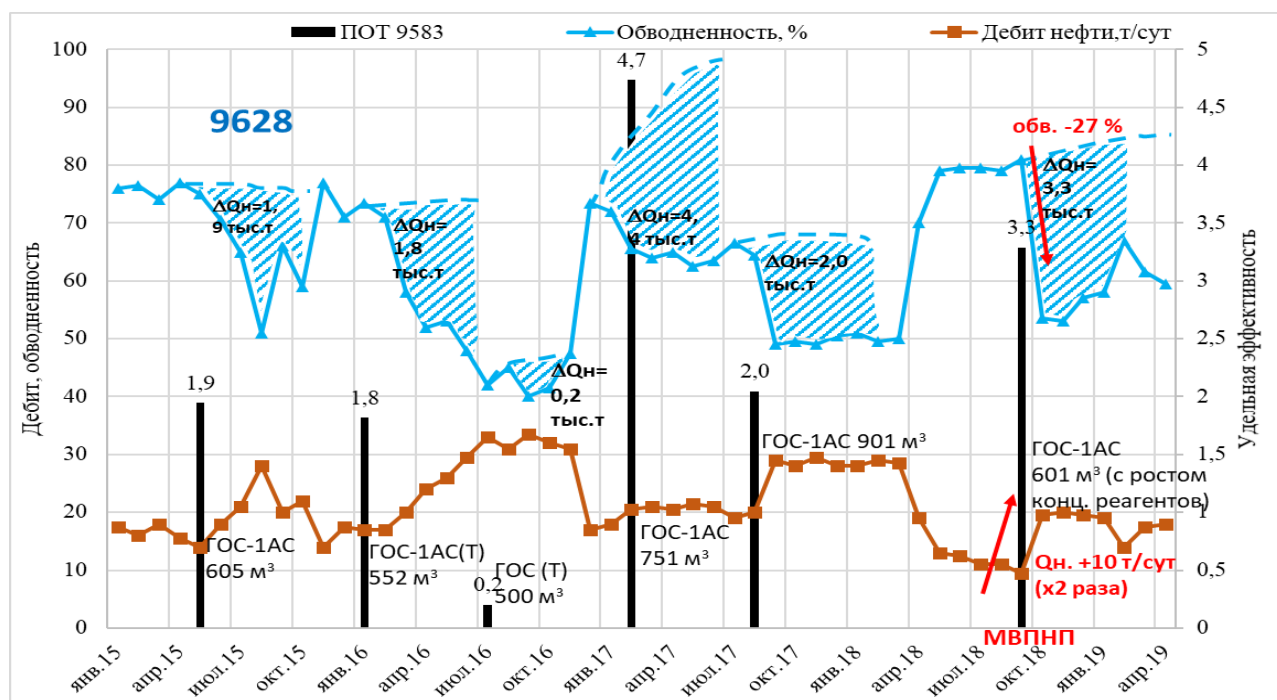


Рисунок 35 – График работы добывающей скважины № 9628 объекта БС₁₂
Тевлинско-Русского месторождения

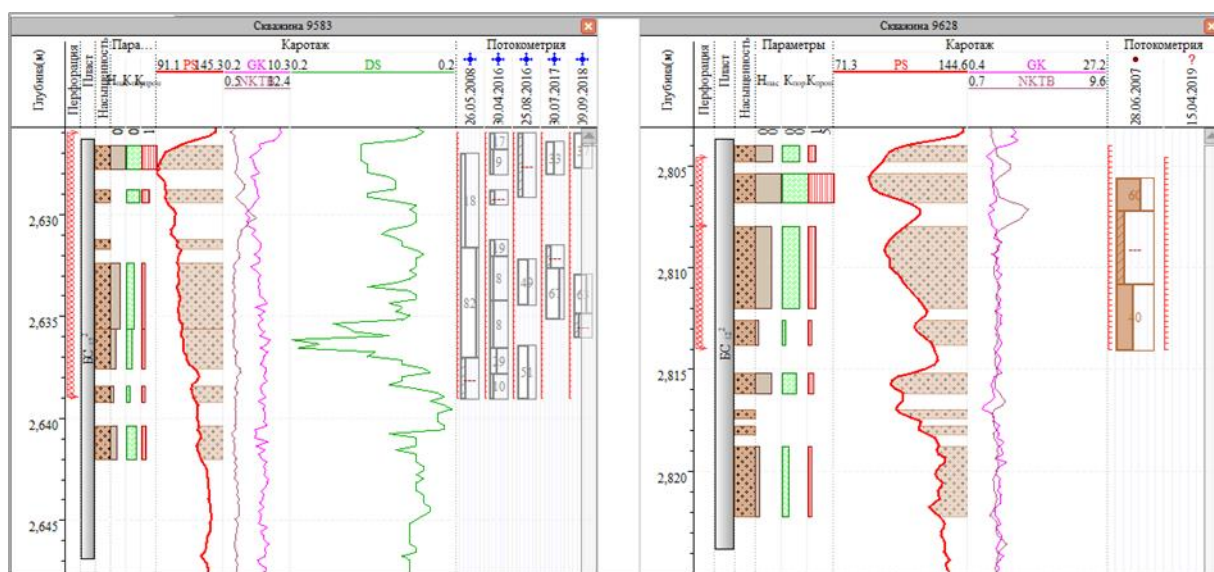


Рисунок 36 – Данные РИГИС скважин №№ 9583, 9628 Тевлинско-Русского месторождения

Что касается эффективности выработки участка (рисунок 33), то после проведения массивной обработки обводненность продукции увеличилась, а темпы отбора от НИЗ уменьшились.

Однако, проводя качественную оценку закачки ПОС по изменению профиля приёмистости и изменению приёмистости нагнетательных скважин отмечено следующее:

1) проведение ГИС с целью определения профиля приёмистости до и после проведения закачки ПОС показало, что на скважинах №№ 9575 и 5804 сократилась работающая толщина пласта, что можно считать признаком успешности. Но учитывая низкий охват фонда скважин геофизическими исследованиями, качественный показатель массивированных обработок по изменению профиля приёмистости проводить некорректно.

2) наиболее значительное сокращение приёмистости обработанных нагнетательных скважин с 2923 до 1775 м³/сут (-39,3 %) по сравнению с другими обработками с меньшим охватом указывает на существенное закупоривание высокопроизводительных каналов.

3) наибольшая эффективность получена по полимер-дисперсному составу за счет увеличения концентрации последних оторочек полиакриламида и ацетата хрома до 0,7 % и 0,07 % соответственно.

Учитывая качественные и количественные показатели можно утверждать проведение массивированных обработок пилотного участка прошло успешно. Тем не менее, в период реализации проекта выявлены отклонения от запланированных решений:

1) не обработаны скважины №№ 9622 и 6791, которые находились в бездействии по причине НЭК и ННКТ соответственно, что не позволило достичь 100 % охвата нагнетательных скважин пилотного участка закачками ПОС.

2) скважина № 5805 остановлена в 1 месяц реагирования по причине наличия ННКТ и запущена только через 4 месяца, что вероятно сократило эффективность ПОС на длительность периода остановки.

3) несоответствие запланированных объёмов ПОС – по скважине № 9583 планировалось закачать ГОС-1АС 900 м³, закачан 601 м³, по скважине № 9620 планировалось закачать ГОС-1АС 700 м³, закачан 601 м³.

4) неоптимальный период проведения закачки, который растянулся на 3 месяца.

Каждый отдельный фактор по своей значимости не представляет угрозы эффективности, но в совокупности все вышеперечисленные отклонения могут привести к снижению потенциальной эффективности проекта.

Для дальнейшей успешной работы по методике МВПОС следует учесть выводы и рекомендации.

Выводы по реализации МВПОС на Тевлинско-Русскинском месторождении:

1) на текущий момент (01.05.2019 г.) максимальный эффект от ПОС получен по скважине № 9583, суммарный эффект составляет 1,88 тыс.т.

2) в ходе мониторинга выявлены отклонения, которые в совокупности негативно влияют на эффективность проекта.

3) значительное сокращение закачиваемой жидкости не привело к снижению обводненности добывающих скважин.

4) после массивной закачки ПОС в среднем по участку наблюдается сокращение потерь добычи нефти за счет снижения обводненности (с 1,05 т/сут. до 0,23 т/сут).

5) МВПОС на объекте БС₁₂ Тевлинско-Русскинского месторождения показал эффект значительно меньший, чем МВПОС на объекте АВ₁₋₂ Кечимовского месторождения.

В таблице 18 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 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 %, когда 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. 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 от критериев применимости ПОС от критериев Земцова Ю.В. (рекомендуемый коэффициент проницаемости составляет 250×10^{-3} мкм² при фактическом коэффициенте проницаемости – $19,6 \times 10^{-3}$ мкм²).

Таблица 18 – Сопоставление ГФХ пилотных участков реализации МВПОС

Параметры	Кечимовское нефтяное месторождение	Тевлинско-Русскинское нефтяное месторождение
	Пласт АВ ₁₋₂	Пласт БС ₁₂
Тип залежи	Пластовая сводовая	Пластовая сводовая
Тип коллектора	Терригенный, поровый	Терригенный, поровый
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	4,4	9,1
Коэффициент пористости, д.ед	0,228	0,192
Проницаемость, 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

3.4 Экономическая эффективность разработанной технологии

В работе [68] выполнена экономическая оценка 3 вариантов закачки ПОС в 2016 г. на объекте АВ₁₋₂ Кечимовского месторождения.

- 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.

Стоит отметить, что в 2016 г. был успешно реализован 3 вариант (МВПОС), а результаты представлены в предыдущих разделах диссертационной работы. 1 и 2 варианты являются гипотетическими и рассмотрены с целью оценки возможного эффекта

Экономическое обоснование методов по выравниванию профиля приемистости скважин проведено в соответствии с «Методическими рекомендациями по оценке инвестиционных проектов в бизнес-сегменте «Геологоразведка и добыча», утвержденными Протоколом № 6 Правления ОАО «ЛУКОЙЛ» от 02.03.2010 г. (далее – Методические рекомендации).

Алгоритм расчета показателей оценки экономической эффективности принят в соответствии с утвержденной «Временной методикой оценки экономической эффективности мероприятий (ГТМ) по обеспечению добычи нефти и газа» (приложение к письму ОАО «ЛУКОЙЛ» от 01.06.2004 № 12-218Л).

Анализ эффективности методов по выравниванию профиля приемистости скважин базируется на определении величины изменения (приращения) доходности проекта, иными словами, отклонения (приращения) показателей двух альтернативных ситуаций: «с проектом» и «без проекта».

Проектный анализ такого характера называется методом анализа изменений и может быть представлен в виде формулы (10).

$$B = \Delta B_{\text{пр}} - \Delta C_{\text{пр}} = \Delta \text{ЧДП}_{\text{пр}} , \quad (10)$$

где В - выгода (доход) от проекта, $\Delta В_{пр}$ - изменение в выгодах/доходах благодаря проекту; $\Delta С_{пр}$ - изменение в затратах благодаря проекту; $\Delta ЧДП_{пр}$ - изменение (приращение) чистого денежного потока благодаря проекту.

Изменение доходной части благодаря проекту ($\Delta В_{пр}$) определяется исходя из выручки от реализации товарной продукции, в качестве которой выступают дополнительно добытые углеводороды в процессе осуществления методов по выравниванию профиля приемистости скважин, и цены реализации нефти.

Объем дополнительно добытых углеводородов принимается в расчет с учетом потерь. Коэффициент реализации нефти согласно фактическим данным Кечимовского месторождения за 2015 г. составил 99,97%.

Цена реализации нефти для экономического обоснования методов по выравниванию профиля приемистости скважин принята на уровне плановой цены на нефть (без налогов) согласно данным Уровней плановых показателей на 2016 г. для рассматриваемого месторождения в размере 16267,9 руб./т.

Изменение расходной части благодаря проекту ($\Delta С_{пр}$) включает:

1) расходы, непосредственно связанные с внедрением методов по выравниванию профиля приемистости скважин объекта АВ₁₋₂ Кечимовского месторождения ТПП «Покачевнефтегаз» (затраты на химические реагенты, услуги по закачке и прочее) согласно заключенным соглашениям;

2) условно-переменные операционные расходы, рассчитываемые исходя из объема дополнительной добычи нефти, нефтесодержащей жидкости и объема закачки;

3) налоги, связанные с дополнительной добычей нефти (НДПИ, налог на прибыль).

Удельные операционные условно-переменные расходы определены по статьям калькуляции с использованием норм затрат по фактическим отчетным данным Кечимовского месторождения ТПП «Покачевнефтегаз» за 2015 год с учетом индексов удорожания 2016 г. согласно ЕСУ ПАО «ЛУКОЙЛ». Индекс тарифа на электроэнергию и теплоэнергию 2016 г. равен 108,3 %, индекс цен промышленности – 105,0 %.

В составе эксплуатационных условно-переменных расходов учтены расходы, рассчитываемые исходя из объема добычи нефти и нефтесодержащей жидкости и объема закачки, в разрезе следующих статей:

- расходы на электроэнергию по извлечению нефти;
- расходы на электроэнергию по искусственному воздействию на пласт;
- расходы на электроэнергию по транспортировке нефтесодержащей жидкости;
- расходы на электроэнергию по технологической подготовке нефти;
- вспомогательные материалы для технологической подготовки нефти;
- внепроизводственные расходы.

Нормативы удельных условно-переменных операционных затрат приведены в таблице 19.

Согласно Методическим рекомендациям в затратную часть проекта включают НДС и налог на прибыль.

Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) рассчитан исходя из фактических отчетных данных по операционным расходам Кечимовского месторождения ТПП «Покачевнефтегаз» за 2015 г. с учетом индекса потребительских цен 2016 г. в размере 107,5 %.

Налог на прибыль взимается по ставке 20% в соответствии со ст.284 главы 25 Налогового кодекса (НК), с учетом последующих изменений и дополнений к НК.

Таблица 19 – Исходные данные для расчетов операционных затрат (в ценах 2016 г.)

Показатели	Ед. изм.	Кечимовское месторождение
Условно-переменные операционные расходы на добычу нефти (без НДС)		
Расходы по добыче нефти и газа, сбору газа попутного - расходы на электроэнергию	руб./т.ж.	28,6
Расходы по искусственному воздействию на пласт - расходы на электроэнергию	руб./т.зак.	17,8
Расходы по транспортировке нефтесодержащей жидкости и газа - расходы на электроэнергию	руб./т.ж.	7,6
Расходы по технологической подготовке нефти - расходы на электроэнергию	руб./т.н.	29,5

Расходы по технологической подготовке нефти - вспомогательные материалы	руб./т.н.	6,0
Внепроизводственные расходы	руб./т.н.	7,9

Оценка эффективности (доходности) внедрения методов по выравниванию профиля приемистости скважин (В) согласно формуле (10) определяется как разница изменения доходов ($\Delta Впр$) и изменения расходов ($\Delta Спр$) и представляет собой изменение (приращение) чистого денежного потока благодаря проекту ($\Delta ЧДПпр$). Оценка экономической эффективности вариантов ГТМ выполнена на базе метода анализа изменений относительно Варианта «без проекта». Уровень добычи углеводородов в разрезе рассматриваемых вариантов ГТМ и величина расходов на их проведение согласно заключенным договорам представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Добыча углеводородов и стоимость обработок при внедрении методов по выравниванию профиля приемистости скважин

Показатели	Варианты			
	Вариант «без проекта»	Вариант единичных закачек ПОС	Вариант закачек ПОС с низким охватом закачками нагнетательного фонда	Вариант применения МВПОС
Добыча жидкости, т	6031931	6 038073	6 038 073	6 030 406
Добыча нефти, т	544 172	560 782	565 827	570 497
Объем закачки, т	2 769 060	2 788 612	2 788 612	2 793 141
Стоимость обработок (затраты на химические реагенты, услуги по закачке), тыс. руб.	-	57 520	57 520	78 468

Основные технико-экономические показатели вариантов внедрения методов по выравниванию профиля приемистости скважин представлены в таблице 21 и рисунке 37.

Таблица 21 – Основные технико-экономические показатели вариантов внедрения методов по выравниванию профиля приемистости скважин

Показатель	Вариант единичных закачек ПОС	Вариант закачек ПОС с низким охватом закачками нагнетательного фонда	Вариант применения МВПОС
Дополнительная добыча нефти, т	16 610	21 655	26 325
Дополнительная добыча жидкости, т	6 142	6 142	-1 525
Выручка от реализации дополнительной добычи нефти с учетом коэффициента ее реализации (Δ Впр), тыс. руб.	270 129	352 176	428 124
Стоимость обработок (затраты на химические реагенты, услуги по закачке), тыс. руб.	57 520	57 520	78 468
Условно-переменные расходы, тыс. руб.	1 289	1 508	1 513
НДПИ, тыс. руб.	113 095	147 445	179 243
Налог на прибыль, тыс. руб.	19 645	29 141	33 780
Общая сумма дополнительных расходов (Δ Спр), тыс.руб.	191 549	235 614	293 004
Приращение чистого денежного потока в результате осуществления мероприятий относительно Варианта «без проекта» (ΔЧДПпр), тыс. руб.	78 580	116 562	135 120

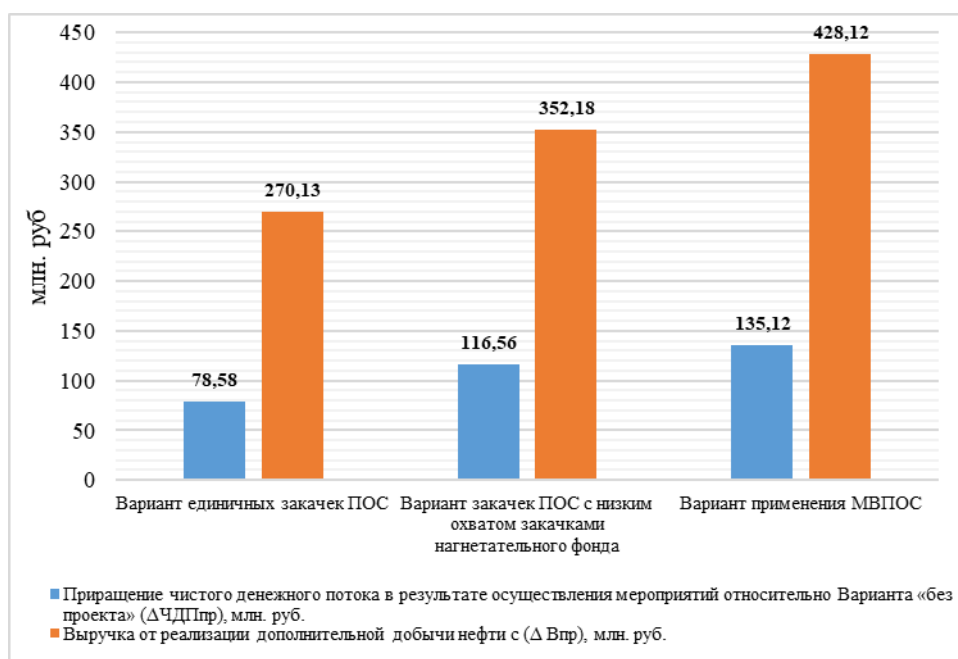


Рисунок 37 – Основные экономические показатели в разрезе вариантов ГТМ

Результаты расчетов показывают, что максимальный технологический и экономический эффект от внедрения методов по выравниванию профиля

приемистости скважин достигнут по варианту применения МВПОС, фактически реализованному в 2016 г.

Выводы по разделу

1) ГПА и анализ разработки Кечимовского и Тевлинско-Русскинского нефтяных месторождений показал отстающие по выработке запасов нефти объекты, в пределах которых выделяются фациальные зоны и участки, где целесообразно опробование метода МВПОС.

2) Одним из ключевых этапов подготовки объекта для МВПОС является интенсификация призабойной зоны пласта (ПЗП) нагнетательных скважин, ревизия скважинного оборудования, восстановление целостности эксплуатационной колонны и нормализация забоя. Комплекс работ был реализован на пилотных участках Кечимовского и Тевлинско-Русскинского нефтяных месторождений.

3) В результате проведения МВПОС на объекте АВ₁₋₂ Кечимовского месторождения с 2016 г. увеличением охвата закачками ПОС нагнетательных скважин литофациальной зоны наблюдается выход на плато, а затем и рост удельной эффективности закачек ПОС. Улучшился характер выработки запасов нефти именно за счёт МВПОС, что доказывается снижением эффективности ГТМ, проводимых на добывающих скважинах участка (ОПЗ, ГРП, оптимизация режима эксплуатации, повторная перфорация ЭК и другие) в годы реализации МВПОС. КИН пилотного участка удалось увеличить на 0,014 д.ед (+9 %).

4) МВПОС на пилотном участке БС₁₂ Тевлинско-Русскинского месторождения продемонстрировал максимальный эффект по скважине № 9583 (1880 тонн нефти). В среднем по участку наблюдается сокращение потерь добычи нефти за счет снижения обводненности. Отклонения от производственной программы (нарушения единовременности закачки, неоптимальный объём закачиваемого ПОС) не позволили раскрыть потенциал МВПОС в данных геолого-технологических условиях, что лишний раз доказывает бескомпромиссность требований МВПОС.

5) Доказано, что методика МВПОС позволяют увеличить эффективность ПОС преимущественно на нефтяных залежах с низким отбором от НИЗ.

6) Результаты экономических расчетов показывают, что максимальный технологический и экономический эффект от внедрения методов по выравниванию профиля приемистости скважин 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 объёма потокоотклоняющих составов и водоизоляционные работы или ремонтно-изоляционные работы.

2) Уточнена методика выбора потокоотклоняющих составов при проведении массированного воздействия потокоотклоняющими составами на нефтяную залежь, которая отличается выбором нескольких потокоотклоняющих составов для закачки на участке и закачки этих потокоотклоняющих составов массированно, одновременно в нагнетательные скважины участка (с охватом более 50 % от всего нагнетательного фонда), а также скорректированными критериями применимости. Эмульсионные составы применяются при приемистости скважины до $150 \text{ м}^3/\text{сут}$, полимерные составы применяются при приёмистости скважины до $150 \text{ м}^3/\text{сут}$, 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 м^3 , при стандартных $700\text{-}900 \text{ м}^3$).

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.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

КИН – коэффициент извлечения нефти
ТрИЗ – трудноизвлекаемые запасы
ПАВ – поверхностно-активные вещества
ПНП – повышение нефтеотдачи пластов
МУН – методы увеличения нефтеотдачи
ПОТ – потокоотклоняющие технологии
МВПОС – массированное воздействие потокоотклоняющими составами
ЗКЦ – за колонные циркуляции
НЭК – негерметичность эксплуатационной колонны
ВНК – водонефтяной контакт
ИП – интервал перфорации
ОПР – опытно-промышленные работы
ПОС – потокоотклоняющий состав
ЭС – эмульсионные системы
ЭСС – эмульсионно-суспензионные системы
ВЭДС – вязкие эмульсионно-дисперсные составы
КМЭ – кислотные микроэмульсии
КПАС – кислотный поверхностно активный состав
КРОЭС – кремнийорганический эмульсионный состав
ПКВ – ПАВ-кислотное воздействие
УЭДС – углеводородный эмульсионно-дисперсный состав
ЭГС – эмульсионно-гелевый состав
ЭМКО – эмульсионная композиция
БГС – большеобъемная гелевая система
БП – биополимер
ВУС – вязкоупругий состав
ОГС – осадко-гелеобразующие составы
ММЦ – гелеобразующая технология на основе метилцеллюлозы

ОПГС, ПГС – полимер-гелевая система
СГДС – сшитый гельдисперсный состав
СПС – сшитый полимерный состав
ГОС – гелеобразующий состав
ПДС, ГОС-1, ГОС-1АС – полимер-дисперсный состав
СПДС – сшитый полимер-дисперсный состав
БОГОС-1АС – большеобъемный полимер-дисперсный состав
ВДПС – волокнисто-дисперсно-полимерный состав
ВДС – волокнисто-дисперсный состав
ЩШЛ – щелочной состав
СОТ-12 – состав осадкообразующий термотропный
ТВС-1 – термотропный водоизолирующий состав
ТермоГОС – термотропный гелеобразующий состав
ЩСПК – щелочной сток производства капролактама
ТВ-3П-КОР – осадко-гелеобразующий состав
ССС – сульфатно-содовый состав
ООС – осадкообразующий состав
СМК, СПК, СПГ, СГС, ПЖСГС – силикатный гелеобразующий состав
ГФП – гексафторпропилен
КПАС – кислотный поверхностно-активный состав
МДР – модифицированный доотмывающий реагент
ПКВ – ПАВ-кислотное воздействие
ПЭО – полиэтиленоксид
Синол КМК-БС – смесь многоатомных спиртов, катионных и неионогенных
ПАВ, ингибитора коррозии и соляной кислоты
ПАА – полиакриламиды
ПСХ – полисахариды
ФЕС – фильтрационно-емкостными свойства
ГИС – геофизические исследования скважин
ПЗП – прискважинная зоны пласта

УВ – углеводороды

ГГМ – геолого-гидродинамическое моделирование

ГПА – геолого-промысловый анализ

ПВР – прострелочно-взрывные работы

РИР – ремонтно-изоляционные работы

ГРП – гидравлический разрыв пласта

ГТМ – геолого-технические мероприятия

ГНО – глубинно-насосное оборудование

ННС – наклонно-направленная скважина

ГС – горизонтальная скважина

ТЭО – технико-экономическая оценка

ПГИ – промыслово-геофизические исследования

ГФХ – геолого-физические характеристики

НКТ – насосно-компрессорные трубы

ННКТ – негерметичность насосно-компрессорных труб

НИЗ – начальные извлекаемые запасы

ВПП – высокопроницаемый пропласток

СПП – среднепроницаемый пропласток

НПП – низкопроницаемый пропласток

ОПЗ – обработка призабойной зоны

НК – налоговый кодекс

ГФУ – геолого-физические условия

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1985. 308 с.
2. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН). – Казань: Изд-во «Фан» Академии наук РТ, 2014. – 750 с.
3. Шпуров И.В. Нефть: структура и тенденции изменения сырьевой базы России // Недропользование XXI век. – 2015. – № 6. – С. 40-46.
4. Захаров В.П., Исмагилов Т.А., Телин А.Г., Силин М.А. Нефтепромысловая химия. Регулирование фильтрационных потоков водоизолирующими технологиями при разработке нефтяных месторождений. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2010. – 224 с.
5. Новак А.В. (2015) Россия на глобальном энергетическом рынке: стабильность и ответственность / Презентация. Вена
6. Боксерман А.А. О необходимости восстановления государственной программы освоения и развития современных методов увеличения нефтеотдачи / Боксерман А.А., Фомкин А.В., Шпуров И.В. // Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов: тез. докл. – М.: изд-во Акционерное общество "Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт имени академика А.П. Крылова, 2017. – С. 74-76.
7. Ручкин А.А. Оптимизация применения потокоотклоняющих технологий на Самотлорском месторождении / А.А. Ручкин, А.К. Ягафаров. – Тюмень: Вектор Бук, 2005.– 148 с.
8. Петрова Л.М. Механизм действия потокоотклоняющих технологий / Петрова Л.М., Абакумова Н.А., Фосс Т.Р., Романов Г.В. // Нефт. хоз-во. – 2007. – №12. -С. 64-67.
9. Куликов А.Н. Оптимизация последовательности применения технологий ограничения водопритокков и повышения нефтеотдачи пласта в ходе разработки

залежей нефти / А.Н. Куликов, М.А. Силин, Л.А. Магадова, Д.Ю. Елисеев // Территория нефтегаз. -2013. -№ 4. -С. 62 -67.

10. Куликов А.Н., Елисеев Д.Ю., Рожков А.П. Влияние геолого-технологических факторов на эффективность физико-химических технологий ПНП и их совершенствование // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 6. – С. 59–66.

11. Келлер Ю.А. Применение метода главных компонент для подбора участков-кандидатов под выравнивание профиля приёмистости // Вестник Томского государственного университета. Управление, вычислительная техника и информатика. 2015. № 2(31). С. 35-40.

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

13. Лутфуллин А.А. Технологии повышения коэффициента извлечения нефти из неоднородных пластов при заводнении на стадии проектирования: Автореферат дис. канд. техн. наук. - Москва: ЛГТУ, 2009. - 22 с.

14. Эпов И.Н., Зотова О.П. Потокоотклоняющие технологии как метод увеличения нефтеотдачи в России и за рубежом // Фундаментальные исследования. – 2016. – № 12-4. – С. 806–810.

15. Рахматулина М.Н., Варламова Е.И., Хасанов Я.З., Хисанов Р.М. Применение циклической закачки полимерных растворов на начальной стадии разработки Заречного месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 1. – С. 97-99.

16. Колова Т.А. Опыт применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пластов на месторождении ТПП «Урайнефтегаз» / Т.А. Колова, М.Н. Миллер, Р.Ф. Мазитов, Д.А. Астафьев // Нефтепромысловое дело.— 2017. – № 10.— С. 17-26.

17. Силин М.А. Комплексная технология повышения нефтеотдачи пластов с использованием осадкообразующего состава и водорастворимого полимера / М.А. Силин, Л.А. Магадова, К.А. Потешкина, В.В. Макиенко // Нефтегазовый комплекс: проблемы и инновации: тез. II науч.-практ. конф. с междунар. участием. – Самара: Самар. Гос. техн. ун-т, 2017. – № 11. – С. 80.
18. Черепанова Н.А. Апробация высокотемпературной технологии Sixell в низкопроницаемых коллекторах / Н.А. Черепанова, Л.В. Попова, А.В. Исаев, Н.А. Веремко // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 10. – С. 33-36.
19. Черепанова Н.А. Обобщение опыта применения полимерного заводнения и критериев выбора полимера / Н.А. Черепанова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 10. – С. 48 -52.
20. Ланин Н.А. Применение физико-химических методов ПНП с учетом особенности геологического строения и механизма выработки запасов объекта БС102-3 Тевлинско-Русскинского месторождения / Н.А. Ланин, Н.А. Черепанова // Интервал. – 2008. – № 6 (113). – С. 44-48.
21. Кулагин С.Л. Эффективность МУН при различной степени выработки объекта / С.Л. Кулагин, Ю.В. Земцов, Ш.С. Галимов // Бурение и нефть. – 2011. – № 2. – С. 42-44.
22. Кулагин С.Л. Новые подходы к выработке малоподвижных текущих запасов в условиях высокой обводненности добываемой продукции / С.Л. Кулагин, М.Р. Дулкарнаев, Ш.С. Галимов, А.А. Малыгин // Нефть. Газ. Новации. – 2012. – № 6. – С. 79-83.
23. Волокитин Я.Е. Внедрение технологии АСП: пилотный проект / Я.Е. Волокитин // Недропользование XXI век. – 2015. – № 6. – С. 114-121.
24. Прочухан К.Ю. Современные методы увеличения нефтеотдачи. Практический опыт применения отечественной технологии «Щелочь-ПАВ-полимер» (ASP) на нефтяных месторождениях Западной Сибири / К.Ю. Прочухан // Нефть. Газ. Новации. – 2014. – № 10. – С. 50-54.

25. Черепанова Н.А. Совершенствование потокоотклоняющих технологий увеличения нефтеотдачи терригенных коллекторов: Автореферат дис. канд. техн. наук. - Уфа: УГНТУ, 2008. - 24 с.

26. Шестаков Д.А. Условия эффективного применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи в неоднородных пластах Когалымского региона / Д.А. Шестаков, И.Р. Насыбуллин, Ю.А. Котенёв, Д.Ю. Чудинова, Ш.Х. Султанов, В.В. Мухаметшин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018.– № 4.– С. 66-72.

27. Земцов Ю.В., Баранов А.В., Гордеев А.О. Обзор физико-химических МУН, применяемых в Западной Сибири, и эффективности их использования в различных геолого-физических условиях // Нефть. Газ. Новации. 2015. №7. С.11-21.

28. Глущенко В.Н., Орлов Г.А., Силин М.А. Технологические процессы вскрытия пластов и добычи нефти с использованием обратных эмульсий. – М.: Интерконтакт Наука, 2008. – 360 с.

29. Sheng, J. Modern chemical enhanced oil recovery – Theory and practice. Oxford: Elsevier. 2011

30. Морозовский Н., Каневская Р., Юлмухаметов Д., Сергейчев А., Демьянов А. Методика верификации технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи // SPE Российская нефтегазовая техническая конференция, 15-17 Октября, Москва, Россия. – 2018. – SPE 191573.

31. Исмагилов Т.А., Ганиев И.М., Сорокин А.В., Резник Н.С., Эдель С.И. Эффективное применение потокоотклоняющей технологии на основе гелеполимерных составов в горизонтальных скважинах Ванкорского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 1. – С. 117-121.

32. Силин М.А. Елисеев Д.Ю., Куликов А.Н. Влияние геолого-технологических факторов на повышение нефтеотдачи пластов // SPE Российская техническая нефтегазовая конференция и выставка, 26-28 октября, Москва, Россия. – 2010. – SPE 136235.

33. Лымарь И., Серебренников А. Перспективные технологии воздействия на пласт, разработанные в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» // SPE Российская техническая нефтегазовая конференция, 16-18 октября, Москва, Россия. – 2017. – SPE 187842.

34. Исмагилов Т.А. Применение потокоотклоняющих технологий с учетом механизма обводнения продукции скважин // Нефтяное хозяйство. 2015. № 11. С. 56-59.

35. Жданов С. А. Системная технология воздействия на пласт (в порядке обсуждения) / С. А. Жданов, Д. Ю. Крянев, А. М. Петраков//Нефт. хоз-во. 2006. -№ 5. -С. 84-86.

36. Куликов А.Н. Разработка и совершенствование методов борьбы с опережающим обводнением нефтяных скважин: Диссертация на соискание ученой степени докт. техн. наук. - Москва: РГУ им. И.М.Губкина, 2018. – 352 с.

37. Способ изоляции водогазопритоков: пат. 2219327 Рос. Федерация / Лядов Б.С., Земцов Ю.В., Вятчинин М.Г., Рамазанов Р.Г., Хасаншин Р.Н.: заявитель и патентообладатель ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». – № 2002107904/03; заявл. 28.03.2002; опубл. 20.12.2003.

38. Способ изоляции водогазопритоков в скважинах: пат. 2219328 Рос. Федерация / Лядов Б.С., Земцов Ю.В., Вятчинин М.Г., Рамазанов Р.Г., Абдрашитов Д.А.: заявитель и патентообладатель ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». – № 2002107907/03; заявл. 28.03.2002; опубл. 20.12.2003.

39. Анкудинов А.А. Совершенствование методов анализа системы заводнения и повышения эффективности закачки воды в нефтяной пласт: Диссертация на соискание ученой степени канд. техн. наук. - Тюмень: ТИУ, 2017. - 114 с.

40. Андронов Ю.В. Методика оперативной оценки перспективности скважин для методов интенсификации притока нефти с применением нейронных сетей и деревьев решений: Диссертация на соискание ученой степени канд. техн. наук. - Тюмень: ТИУ, 2019. - 164 с.

41. Гусева Л.К. Метод увеличения нефтеотдачи высоковязких нефтей с применением ферментативно генерируемой нефтewытесняющей композиции и ее влияние на состав и свойства нефтей: Диссертация на соискание ученой степени канд. хим. наук. - Томск: ФГБУН ИХН СО РАН, 2016. - 125 с.

42. Крянев Д.Ю., Жданов С.А. Методы увеличения нефтеотдачи: опыт и перспективы применения // Нефтегазовая вертикаль. -2011. -№ 5.

43. Шпуров И.В. Роль физико-химических МУН в повышении эффективности разработки месторождений на поздней стадии освоения // Техническая конференция SPE. Методы увеличения нефтеотдачи пластов: презентация – Москва, 2018.

44. Рамазанов Р.Г., Фаткуллин А.А. Результаты применения химических технологий для регулирования заводнения в ОАО "ЛУКОЙЛ"//Нефт. хоз-во. -2004. -№ 4. -С. 38-40.

45. Земцов Ю.В. Эффективность химических технологий повышения нефтеотдачи юрских пластов месторождений Западной Сибири / Ю.В. Земцов, С.Л. Кулагин // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 8. – С. 58-60.

46. Хасанов М.М. Применение сшитых полимерно-гелевых составов для повышения нефтеотдачи / М.М. Хасанов, Т.А. Исмагилов, В.М.Пангазеев, А.Е. Растрогин, И.С. Кольчугин, Н.С. Тян // Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. – 2002. – № 7. – С. 110-112.

47. Кулагин С.Л., Дулкарнаев М.Р., Галимов Ш.С., Малыгин А.А. Новые подходы к выработке малоподвижных текущих запасов в условиях высокой обводненности добываемой продукции//Нефть. Газ. Новации. – 2012. -№ 6. -С. 79-83.

48. Елисеев Д.Ю., Куликов А.Н., Силин М.А. Особенности многократного применения технологий выравнивания профиля приёмистости нагнетательных скважин//Нефть. Газ. Новации. -2015. -№ 6. -С. 23-26.

49. Петрова Л.М., Аббакумова Н.А., Фосс Т.Р., Романов Г.В., Муслимов Р.Х., Крупин С.В. О повторном применении потокоотклоняющей технологии // Нефтяное хозяйство. -2010. -№ 9. -С. 79-81.

50. Дулкарнаев М.Р., Баушин В.В., Исаева М.В. Повышение эффективности нефтеизвлечения с применением комплексных методов увеличения нефтеотдачи при разработке низкопроницаемых коллекторов месторождения «Дружное» // Нефть. Газ. Новации. -2011. -№ 11. -С. 9-12.

51. Рамазанов Р.Г. Эффективность и перспективы применения химических методов увеличения нефтеотдачи для стабилизации добычи нефти / Рамазанов Р.Г., Земцов Ю.В. // Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. – 2002. – № 1. – С. 34-35.

52. Мулявин С.Ф. Основы проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений // Учебное пособие. Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. – 215 с.

53. Бяков А.В., Мулявин С.Ф., Чебалдина И.В., Антипин М.А. // Использование обобщенных зависимостей кривых падения дебита нефти для оценки эффективности ГТМ.

54. Жерж Н.И. Оценка эффективности ГТМ на месторождении // Академический журнал Западной Сибири. – 2015. – № 5. – С. 15-16.

55. Быкова О.Г. К вопросу оценки эффективности выравнивания профиля приемистости при помощи характеристик вытеснения / Быкова О.Г., Вольф А.А., Гусамов Э.Р., Токарев И.А. // Современные технологии: актуальные вопросы, достижения и инновации: сборник статей XII Международной научно-практической конференции. – Пенза, 2017. – С. 47-51.

56. Анурьев М.К. К прогнозированию темпов снижения добычи нефти по данным истории разработки нефтяных залежей / М.К. Анурьев, Т.М. Гуляева, А.В. Лекомцев, Д.В. Чернышев // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. -2013. -№ 6. -С. 93-100.

57. Большой толковый словарь русского языка: А-Я / РАН. Ин-т лингв. исслед.; Сост., гл. ред. канд. филол. наук С. А. Кузнецов. — СПб.: Норинт, 1998. — 1534 с.

58. Словарь русского языка: В 4-х т. / АН СССР, Ин-т рус. яз.; Под ред. А. П. Евгеньевой. — 2-е изд., испр. и доп. — М.: Русский язык, 1981—1984.

59. Халин В.В., Демяненко Н.А. Особенности применения потокоотклоняющей технологии ПНП на основе титанового коагулянта в условиях неоднородных ФЕС пластов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 9. – С. 52–57.

60. Дополнение к технологической схеме разработки Кечимовского месторождения Ханты-Мансийского автономного округа – Югры / Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "КогалымНИПИнефть" в г. Тюмени.

61. Отчёт к договору Обобщение опыта разработки нефтяных месторождений ОАО «ЛУКОЙЛ» для повышения качества ПТД (заключит.) / ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»; Руководитель В.Е. Разуменко; А.В. Гавура, В.Е. Разуменко, В.Т. Никитин, К.В. Казаков, А.Г. Грачева, А.С. Габинет.-М.,2015.- 491 с.

62. Захаров Е.В., Толстиков А.В. Особенности геологического строения и нефтегазоносности Западной Сибири и сопредельного шельфа Карского моря // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 11. – С. 4-8.

63. Геология и полезные ископаемые России. Т. 2: Западная Сибирь / под. ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова. – СПб.:Изд-во ВСЕГЕИ, 2000. – 476 с.

64. Скоробогатов В.А. Изучение и освоение углеводородного потенциала недр Западно-Сибирского осадочного мегабассейна: итоги и перспективы // Вести газовой науки. 2014. № 3 (19). С.8-26.

65. Отчёт о НИР Подбор скважин, мониторинг химических технологий ПНП и водоизоляционных работ на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» / ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»; Руководитель Е.Н. Мальшаков; Р.Ф. Мазитов, А.М. Филиппов, Т.А. Колова, В.Ю. Хорюшин, А.А. Малюгин, А.С. Токаренко, Э.Б. Байрамова.-Тюмень, 2019.- 273 с.

66. Отчёт о НИР Подбор скважин, мониторинг химических технологий ПНП и водоизоляционных работ на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» / ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»; Руководитель Е.Н. Мальшаков; Р.Ф. Мазитов, А.М. Филиппов, М.Н. Миллер.-Тюмень, 2019.- 237 с.

67. Отчёт о НИР Подбор скважин, мониторинг химических технологий ПНП и водоизоляционных работ на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» / ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»; Руководитель Е.Н. Мальшаков; Р.Ф. Мазитов, А.М. Филиппов, И.Б. Хохлова.-Тюмень, 2019.- 236 с.

68. 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.

69. Стреков А.С. Опыт применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пластов на месторождении ТПП «Урайнефтегаз» / А.С. Стреков, Б.Н. Койлыбаев // Нефтепромысловое дело.– 2019. – № 12.– С. 32-36.

70. Емельянов Э.В. Опыт применения потокоотклоняющих технологий в условиях резкой неоднородности продуктивных горизонтов Усть-Тегусского месторождения / Э.В. Емельянов, Ю.В. Земцов, А.В. Дубровин // Нефтепромысловое дело.– 2019. – № 11.– С. 76-82.

71. Яковлев А.Л., Самойлов А.С., Сезар Лину Андре, Джоакуим Моисес Висенте. Анализ применения и рекомендации потокоотклоняющих технологий на Вынгапуровском месторождении // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года): в 5 томах: сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук О.В. Савенок. - Краснодар: ООО "Издательский Дом - Юг", 2017. - Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. - С. 323-331. - URL: <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-323-331.pdf>

72. Шакиров Р.М. Оценка перспективности применения потокоотклоняющих технологий на объектах НГДУ "Бавлынефть" / Р.М. Шакиров, Р.М. Вильданов, Р.З. Ризванов, М.С. Усманова, Т.Ю. Елизарова // ГЕОРЕСУРСЫ.– 2006. – № 3.– С. 45-47.

73. Хабибрахманов А.Г. Об опыте разработки бобриковского горизонта Сабанчинского месторождения с применением компьютерного моделирования // ГЕОРЕСУРСЫ.– 2016. – № 2.– С. 107-110.

74. Филин В.В. Повышение эффективности потокоотклоняющих технологий за счет применения комплекса подготовительных работ в скважинах / В.В. Филин, А.А. Халиуллин // Нефтепромысловое дело.– 2012. – № 8.– С. 18-21.

75. Тулешева Г.Д. Повышение нефтеотдачи на месторождениях Мангышлака / Г.Д. Тулешева, О.Б. Саенко // Нефтепромысловое дело.– 2016. – № 8.– С. 23-30.

76. Трушин Ю.М. Опытнo-промышленные работы по внедрению потокоотклоняющих технологий на Харьягинском месторождении / Ю.М. Трушин, А.С. Алещенко, К.А. Данилин, М.С. Арсамаков, В.Л. Терентьев, А.Г. Колягин, П.К. Федоров, Р.А. Ризванов, И.В. Шуверов // Нефт. хоз-во. - 2018. - № 9. - С. 52-57.

77. Стреков А.С. Результаты применения потокоотклоняющей технологии на месторождении Республики Казахстан / А.С. Стреков, Б.Н. Койлыбаев // Нефтепромысловое дело.– 2019. – № 12.– С. 32-36.

78. Сазонов Е.О. Экспресс-метод оценки увеличения нефтеотдачи от применения потокоотклоняющих технологий, полученный на основе результатов гидродинамического моделирования / Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». - 2013. - № 4. - С. 166-183. - URL: http://ogbus.ru/authors/SazonovEO/SazonovEO_2.pdf

79. Толстолыткин Д.В. Моделирование закачки осадко-гелеобразующего состава на участке Самотлорского месторождения / Д.В. Толстолыткин, А.В. Баранов // Нефтепромысловое дело.– 2016. – № 10.– С. 31-37.

80. Рафикова К.Р., Сабахова Г.И., Хисаметдинов М.Р. Технология с использованием микрогелевых полимерных систем на месторождениях ПАО «Татнефть» // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. - 2015. - № 5. - С. 43-46.

81. Обзор методов статистического анализа данных [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://statlab.kubsu.ru/node/4> – (Дата обращения: 15.09.2020).
82. Шандрыгин А.Н., Лутфуллин А.А. Основные тенденции развития методов увеличения охвата пластов воздействием в России // SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, 28-30 October, Moscow, Russia – SPE-117410-RU.
83. Коньков Ф.М. Методы повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях Западной Сибири // Роль науки и образования в модернизации современного общества: сборник статей по итогам Международной научно-практической конференции. – Магнитогорск, 2019. – С. 19-21.
84. Аббакумова Н.А. Состав и свойства нефтей при использовании технологий, направленных на увеличение охвата пласта заводнением: Автореферат дис. канд. хим. наук. - Казань: Казанский научный центр РАН, 2008. - 19 с.
85. Чашина К.М. Практическое применение метода корреляционно-регрессионного анализа для оценки эффективности исполнения условий коллективных договоров угледобывающих предприятий // интернет-журнал Науковедение.– 2015. № 1, том 7, - С. 1-13.
86. Lake L. Enhanced Oil Recovery // Society of Petroleum Engineers, 2010.
87. Shandrygin A.N., Lutfullin A. Current Status of Enhanced Recovery Techniques in the Fields of Russia // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 21-24 September, Denver, Colorado, USA. – 2008. – SPE 115712.
88. Mulyak V.V., Chertenkov M.V., Veremko N.A. Golden Miles in Oil Recovery // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, 24-26 October, Moscow, Russia. – 2016. – SPE 184385.
89. Thomas F.B., Bennion D.B., Anderson G.E., Meldrum B.T., Heaven W.J. Water Shut-off Treatments-Reduce Water and Accelerate Oil Production // Petroleum Society of Canada. – 2000. – № 4. – С. 25-29.
90. Caili D. Case Study on Polymer Gel to Control Water Coning for Horizontal Well in Offshore Oilfield / Caili D., Qing Y., Yuhong X., Long H., Ya C., Fulin Z. // SPE

Offshore Technology Conference held in Houston, 2-5 May, Houston, Texas, USA. – 2011. – OTS 21125.

91. Sudaryanto B., Yortsos Y. Optimization of Displacement in Porous Media Using Rate Control // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 30 September – 3 October, New Orleans, Louisiana, USA. – 2001. – SPE 71509.

92. Leon M J. Use of cross-linked polymer systems to improve volumetric sweep efficiency and alternative full field development strategy for a mature waterflooding optimization processes – Dina cretaceous field case / Leon M J., Izadi M., Zapata J.F., Chaparro C., Jimenez J., Vicentee S.E., Castro R. // SPE Improved Oil Recovery Conference held in Tulsa, Oklahoma, USA, 14-18 April 2018. – SPE-190313-MS.

93. Aldhaheeri N. Munqith. Comprehensive guidelines for the application of in-situ polymer gels for injection well conformance improvement based on field projects / Aldhaheeri N. Munqith, Mingzhen Wei, Baojun Bai // SPE Improved Oil Recovery Conference held in Tulsa, Oklahoma, USA, 11-13 April 2016. – SPE-179575-MS.

94. Dupuis G. Water conformance treatment using SMG microgels: a successful field case / G. Dupuis, T. Lesuffleur, M. Desbois, J. Bouillot, A. Zaitoun // SPE EOR Conference at oil and gas West Asia held in Muscat, Oman, 21-23 March 2016. – SPE-179765-MS.

95. Al-Ibadi A. Experimental investigation and correlation of particle-gel systems for near-wellbore water shutoff treatments / A. Al-Ibadi, F. Kivan, L. Eoff // SPE Production and Operations Symposium held in Oklahoma City, Oklahoma, USA, 1-5 March 2015. – SPE-173627-MS.

96. Alfarge D. Numerical simulation study on the applicability of relative permeability modifiers for water-shutoff in oil production wells / D. Alfarge, M. Wei, B. Bai, A. Almansour // SPE Kingdom of Saudi Arabia annual technical symposium and exhibition held in Dammam, Saudi Arabia, 23-26 April 2018. – SPE-192414-MS.

97. Goudarzi A. Experimental and simulation study of water shutoff in fractured systems using microgels / A. Goudarzi, A. Alhuraishawy, P. Taksaudom, K. Sepehrnoori, B. Bai, A. Imqam, M. Delshad // SPE Western Regional Meeting held in Anchorage, Alaska, USA, 23-26 May 2016. – SPE-180388-MS.

98. Caili D. Case Study on polymer gel to control water coning for horizontal well in offshore oilfield / D. Caili, Y. Qing, X. Yuhong, H. Long, C. Ya, Z. Fulin // SPE Offshore Technology Conference held in Houston, Texas, USA, 2-5 May 2011. – OTC 21125.

Приложение А

Патент - Способ разработки нефтяной залежи

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



(19) RU (11)

2 721 619⁽¹³⁾ C1

(51) МПК
E21B 43/20 (2006.01)
E21B 43/22 (2006.01)

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

(52) СПК
E21B 43/20 (2020.02)

(21)(22) Заявка: 2019118345, 13.06.2019

(24) Дата начала отсчета срока действия патента: 13.06.2019

Дата регистрации:
21.05.2020

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 13.06.2019

(45) Опубликовано: 21.05.2020 Бюл. № 15

Адрес для переписки:

628486, Тюменская обл., Ханты-Мансийский
автономный окр.-Югра, г. Когалым, ул.
Прибалтийская, 20, ООО "ЛУКОЙЛ-Западная
Сибирь"

(72) Автор(ы):

Арефьев Сергей Валерьевич (RU),
Макиенко Владимир Васильевич (RU),
Мухутдинов Линар Илмирович (RU),
Мальшаков Евгений Николаевич (RU),
Осыка Александр Владимирович (RU),
Мазитов Руслан Фаритович (RU),
Хорюшин Вадим Юрьевич (RU),
Сенцов Алексей Юрьевич (RU),
Сабанчин Олег Валентинович (RU),
Прокофьев Дмитрий Анатольевич (RU),
Демяненко Николай Александрович (BY)

(73) Патентообладатель(и):

Общество с ограниченной ответственностью
"ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь" (RU)

(56) Список документов, цитированных в отчете
о поиске: RU 2191255 C1, 20.10.2002. RU
2639341 C1, 21.12.2017. RU 2418156 C1,
10.05.2011. RU 2143548 C1, 27.12.1999. RU
2513895 C1, 20.04.2014. WO 2012006483 A2,
12.01.2012. INDRUPSKIY, I. M.; SHUPIK, N. V.;
ZAKIROV, S. N. Improving Pressure
Maintenance by Advance Waterflooding. Oil &
Gas Technologies, [s. l.], v. 86, n. 3, p. 49-55, 2013.

(54) Способ разработки нефтяной залежи

(57) Формула изобретения

Способ разработки нефтяной залежи, включающий регулирование - снижение проницаемости водопроводящих каналов пласта через нагнетательные скважины путем закачки оторочки реагентов, обеспечивающих внутрипластовое потокоотклонение, отличающийся тем, что на залежи в результате геолого-промыслового анализа и анализа ее разработки выделяют лито-фациальные зоны, степень охвата лито-фациальных зон системой техногенных трещин, для нагнетательных скважин каждой лито-фациальной зоны по ее геолого-геофизическим характеристикам и степени охвата техногенными трещинами выбирают тип и объем потокоотклоняющей композиции, а закачку потокоотклоняющих композиций ведут массировано, одновременно во все нагнетательные скважины, участвующие в вытеснении нефти в пределах каждой из

RU 2 721 619 C1

RU 2 721 619 C1

выделенных лито-фациальных зон, причем по результатам массивированной обработки лито-фациальных участков оценивают реакцию добывающего фонда снижением обводненности продукции за счет воздействия, определяют доминирующие геологические и технологические факторы, влияющие на реакцию добывающего фонда скважин, проводят по лито-фациальным зонам поскважинную корректировку типов потокоотклоняющих композиций, их объемов и режимов нагнетания для каждой лито-фациальной зоны и повторно выполняют массивированную закачку потокоотклоняющих составов, причем корректировку режимов последующего единовременного массивированного воздействия по результатам предыдущего воздействия выполняют с применением геолого-гидродинамического моделирования, а процесс повторяют циклически с периодом, равным периоду действия эффекта от каждой массивированной обработки.

R U 2 7 2 1 6 1 9 C 1

R U 2 7 2 1 6 1 9 C 1

Приложение Б

**Акт внедрения «Методики реализации массированного воздействия
потокоотклоняющими составами на пласт»**

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель генерального директора
- директор Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-
Инжиниринг»

«ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» в г. Тюмени

А.Ю. Сенцов

**Акт**

внедрения «Методики реализации массированного воздействия потокоотклоняющими
составами на пласт» соискателя ученой степени кандидата технических наук
Хорюшина Вадима Юрьевича

В период работы с 2015 по 2019 годы В.Ю. Хорюшиным в составе группы авторов разработана и внедрена в производство «Методика массированного воздействия потокоотклоняющими составами на пласт». Данная методика апробирована на Кечимовском и Тевлинско-Русскинском нефтяных месторождениях при реализации программы повышения нефтеотдачи пластов. Получен технологический эффект от мероприятий, а именно, по Кечимовскому нефтяному месторождению получено 127,527 тыс.т дополнительно добытой нефти. По Тевлинско-Русскинскому нефтяному месторождению получено 4,452 тыс.т дополнительной добытой нефти.

Основные решения и инструменты, представленные в методике отражены при формировании годовых программ повышения нефтеотдачи пластов, а также в отчете НИР «Подбор скважин, мониторинг химических технологий ПНП и водоизоляционных работ на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» с дальнейшими рекомендациями, поскважинной программой ПНП на перспективу» за 2017 г.

И.о. заместителя директора филиала
по научной работе в области
разработки месторождений

А.Ю. Сенцов

И.о. начальника управления планирования и
мониторинга методов ПНП месторождений
Западно-Сибирского региона

Р.Ф. Мазитов