

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ мероприятий по снижению обводненности скважинной продукции на месторождениях Западной Сибири

УДК 622.276.58 (571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Д	Смолкин Алексей Павлович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна	Д.Э.Н		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Татьяна Борисовна	К.Э.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Д	Смолкину Алексею Павловичу

Тема работы:

Анализ мероприятий по снижению обводненности скважинной продукции на месторождениях западной сибери	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	28.02.2020 г. № 59-123/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	23.06.2020г.
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты, таблицы и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты нормативные документы.
---------------------------------	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Статистический анализ значений обводненности месторождений Западной Сибири, а также опыта применения водоизоляционных работ; понятие обводненности; анализ и выявление причин преждевременного обводнения;; обоснование применения технологических решений для определенных причин обводнения; обзор современных технологий регулирования процесса разработки, применяемых на поздней стадии разработки нефтяных месторождений;.
---	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
1. Особенности процесса обводненности скважинной продукции при эксплуатации нефтяных месторождений 2. Анализ мероприятий по снижению обводненности скважинной продукции 3. Комплексное применение методов для борьбы с высокой обводненностью продукции месторождений Западной Сибири	Старший преподаватель, Гладких Марина Алексеевна
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Якимова Татьяна Борисовна
5. Социальная ответственность	Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

1. Особенности процесса обводненности скважинной продукции при эксплуатации нефтяных месторождений
2. Анализ мероприятий по снижению обводненности скважинной продукции
3. Комплексное применение методов для борьбы с высокой обводненностью продукции месторождений Западной Сибири
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
5. Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	02.03.2020
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна	Д.э.н.		02.03.2020
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			02.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Д	Смолкин Алексей Павлович		02.03.2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: бакалавриат
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2019 /2020 учебного года)
 Форма представления работы:

Бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:		23.06.2020
Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
12.04.2019	Особенности процесса обводненности скважинной продукции при эксплуатации нефтяных месторождений	25
01.05.2019	Анализ мероприятий по снижению обводненности скважинной продукции	15
15.05.2019	Комплексное применение методов для борьбы с высокой обводненностью продукции месторождений Западной Сибири	25
22.05.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
19.05.2020	Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна	Д.Э.Н.		02.03.2020

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			02.03.2020

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			02.03.2020

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-e)

Обозначения, определения и сокращения

КИН – коэффициент извлечения нефти;

ГМТ – геолого-технические мероприятия;

ХМАО – Ханты-Мансийский автономный округ;

ВНФ – водонефтяной фактор;

ОВП – ограничение водопритока;

ВИР – водоизоляционные работы;

ПЗП – призабойная зона пласта;

РИР – ремонтно-изоляционные работы;

СШНУ – скважинная штанговая глубинная установка;

ВПП – выравнивание профиля приемистости;

ПАА – полиакриламид;

МУН – методы увеличения нефтеотдачи;

ВНК – водонефтяной контакт;

ВПП – выравнивание профиля приемистости;

ХОС – химическая обработка скважин;

УДР – установка дозирования реагента;

ЦППД – цех поддержания пластового давления;

ЭК – эксплуатационная колонна;

НЭК – негерметичность эксплуатационной колонны;

ЖС – жидкое стекло;

КОС – кремний органическое соединение;

ВУС – вязкоупругая система;

ВТС – водорастворимый тампонажный состав;

НВТС – неолсолдержатель водорастворимый тампонажный состав;

ГОС – гелеобразующий состав.

ОПЗ – обработка призабойной зоны пласта.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 103 страниц, в том числе 25 рисунков, 22 таблицы. Список литературы включает 33 источника.

Ключевые слова: обводненность скважиной продукции, изоляция водопритоков, скважинная диагностика, контроль за обводненностью, источник обводнения, регулирование процесса разработки, изолирующие средства, поздняя стадия разработки, доизвлечение остаточных запасов, профиль приёмистости.

Объектом исследования являются – применяемые на месторождениях Западной Сибири технологии по снижению обводненности скважинной продукции.

Цель работы – анализ мероприятий по снижению обводненности скважинной продукции на поздней стадии разработки месторождений Западной Сибири.

В процессе исследования были рассмотрены особенности проблем избыточных водопритоков, базовые проблемы, приводящие к преждевременному обводнению, способы их определения и методы решения, а также современные методы и технологии регулирования процесса разработки и наиболее благоприятные геолого-физические условия их применения.

В результате исследования выявлен положительный эффект рассматриваемых технологий и даны рекомендации по использованию той или иной технологии для получения наилучшего эффекта.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: операции по ОБ проводят с использованием отвердевающих жидкостей для изоляции места прорыва воды, гелеобразующих составов, закачиваемых в пласт, механической изоляции и зарезки боковых стволов; гидродинамические методы регулирования осуществляют путем изменения режимов работы насосов, а также периодичной работой нагнетательных скважин.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	11
1 ОСОБЕННОСТИ ПРОЦЕССА ОБВОДНЕННОСТИ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	13
1.1 Актуальность проблемы обводнения добывающих скважин и статистические данные по обводненности по месторождениям Западной Сибири	13
1.2 Понятие и проявления обводненности.....	15
1.4 Основные типы и причины возникновения проблем, приводящие к преждевременному обводнению	19
1.5 Скважинная диагностика водопритоков	24
1.5.1 График зависимости логарифма водонефтяного фактора от накопленной добычи.....	25
1.5.2 График об истории добычи.....	26
1.5.3 Анализ кривых падения дебита	27
1.5.4 График зависимости ВНФ от времени в логарифмических координатах.....	28
1.5.5 Анализ исследований при остановках скважин и ограничениях их дебитов.....	30
1.5.6 Системный анализ NODAL	31
1.5.7 Каротажные диаграммы профиля притока	32
2 АНАЛИЗ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СНИЖЕНИЮ ОБВОДНЕННОСТИ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ.....	34
2.1 Обоснование применения технологических решений для определенных проблем обводнения	34
2.1.1 Технологические решения для проблем, связанных с негерметичностью обсадной колонны, НКТ или пакера	34
2.1.2 Технологические решения для проблем преждевременного обводнения, вызванные заколонными перетоками	36
2.1.3 Технологические решения проблем преждевременного обводнения, связанных с движением водонефтяного контакта	39
2.1.4 Технологические решения для проблем преждевременного обводнения, связанных с наличием обводненного пропластка без внутрипластовых перетоков	40

2.1.5 Технологические решения для проблем преждевременного обводнения, связанных с трещиноватостью или разлом между нагнетательной и добывающей скважинами	42
2.1.6 Технологические решения для проблем преждевременного обводнения, связанных с трещиноватостью или разломом, связывающие нефтяной и водяной пласты	43
2.1.7 Технологические решения для проблем преждевременного обводнения, связанных с конусо- и языкообразованием	45
2.1.8 Технологические решения для проблем преждевременного обводнения, связанных с низким коэффициентом охвата по площади	48
2.1.9 Технологические решения для проблемы преждевременного обводнения, связанной с наличием обводненного пропластка с внутрипластовыми перетоками	49
2.1.10 Применение изолирующих составов на месторождениях Западной Сибири	50
2.2 Технологии регулирования процесса разработки	57
2.2.1 Повышение давления нагнетания.....	59
2.2.2 Циклическое воздействие на пласт	59
2.2.4 Форсированный отбор жидкости	62
2.2.5 Изменение направления фильтрационных потоков	64
2.2.5 Выделение пластов в отдельный объект по коллекторским свойствам.....	67
2.2.6 Уплотнение и выбор сетки скважин.....	67
3 КОМПЛЕКСНОЕ ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ ДЛЯ БОРЬБЫ С ВЫСОКОЙ ОБВОДНЕННОСТЬЮ ПРОДУКЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ.....	70
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	74
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности работ по выравниванию профиля приемистости.....	74
4.2 Расчет продолжительности выполнения работ по выравниванию профиля приемистости скважин	77
4.3 Расчет сметной стоимости работ.....	78
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	86
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	86
5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства	86

5.1.2 Организационные мероприятия	88
5.2 Производственная безопасность при работах на кустовой площадке ...	89
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	91
5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятия по их устранению	94
5.3 Экологическая безопасность	96
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	98
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	100
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	101

ВВЕДЕНИЕ

На начальной стадии разработки нефтяных месторождений чаще всего в добываемой нефти содержание воды очень мало. Однако через какое-то время на месторождениях вместе с нефтью на поверхность поднимается вода. Как известно, основным методом поддержания пластового давления в России является заводнение.

Большая часть крупных месторождений Западной Сибири вступили в позднюю стадию разработки, которая характеризуется высокими значениями обводненности и снижением уровня добычи. Проблема ограничения отбора воды является очень актуальной за последние годы. Из-за резкой фациальной неоднородности горизонтов, разработки их сеткой скважин, постепенное обводнение нефтяных скважин является естественным и большинство запасов нефти отбираются в водный период эксплуатации скважин. В ходе эксплуатации нефтяных месторождений в пластах перемещение вытесняющего агента происходит по высокопроницаемым пропласткам и трещинам, а низкопроницаемые участки остаются нетронутыми. Также возможны заколонные перетоки, которые происходят по причине негерметичности обсадных колонн и низкого качества цементирования. Не вносящая вклад в вытеснение нефти вода является проблемной, поскольку она увеличивает расходы компаний на ее подъем, сепарацию, подготовку и утилизацию, а также она способствует образованию коррозии промышленного оборудования, для борьбы с которой необходимы затратные мероприятия.

Современные технологии ограничения водопритоков, во многих случаях, могут привести к значительному снижению обводненности и увеличению добычи нефти. Для эффективности мероприятий необходимо понимание возникающих проблем. Тип проблемы, осложняющий добычу, определяется при помощи диагностики, которая позволяет устранить источник избыточного обводнения.

Помимо ограничения отбора избыточной воды, которая не вносит вклад в вытеснения нефти, обводненность по месторождению в целом можно

снизить при помощи различных методов регулирования процесса разработки, направленных на доизвлечение остаточных запасов. При помощи современных гидродинамических методов регулирования заводнения можно вовлечь в разработку зоны с незатронутыми извлекаемыми запасами, тем самым снизить обводненность добываемой продукции, но их успешное применение возможно лишь в определенных геолого-физических условиях.

Таким образом, комплексное применение технологий ограничения водопритоков и грамотное распределение закачиваемого агента с помощью методов регулирования процесса разработки позволят значительно снизить объемы попутно-добываемой воды и добыть остаточные запасы, тем самым снизив показатель обводненности при эксплуатации месторождений.

1 ОСОБЕННОСТИ ПРОЦЕССА ОБВОДНЕННОСТИ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

1.1 Актуальность проблемы обводнения добывающих скважин и статистические данные по обводненности по месторождениям Западной Сибири

Большая часть крупных месторождений России вступили на позднюю стадию разработки. Западная Сибирь, на которую приходится 55% российской добычи нефти, является основным добывающим регионом страны. Обводненность извлекаемого флюида имеет высокие значения, приблизительно 90%.

Большинство уникальных и самых крупных месторождений ХМАО, в которых находится 67% запасов Западной Сибири, имеет выработанность от 65% до 85%. Средняя обводненность скважинной продукции по этим месторождениям составляет 72-92%.

Увеличение себестоимости нефти происходит по причине обводнения скважин, поскольку добыча попутной воды требует больших дополнительных расходов. Именно поэтому большая часть скважин добывает флюид механизированным способом. Добыча высокообводненной продукции является экономически нерентабельной для большинства нефтяных скважин, такие скважины заносятся в бездействующий фонд.

Можно заметить, проанализировав данные таблицы 1, в которой представлены значения обводненности продукции по крупнейшим месторождениям группы “Лукойл” в Западной Сибири за 2015 год, что средняя обводненность составляет 85%. Значения обводненности по нескольким крупнейшим месторождениям Западной Сибири представлены в таблице 2.

Таблица 1 – Обводненность крупнейших месторождений группы «Лукойл» в Западной Сибири

Месторождение	Обводненность скважинной продукции, %		
	2013 год	2014 год	2015 год
Тевлинско-Русскинское	86,6	87,3	88,7
Вать-Еганское	90,5	91,5	92,3
Повховское	81,6	83,6	85,7
Южно-Ягунское	93,3	93,5	93,6
Покачевское	94,9	94,9	95,4
Когалымское	70,2	72,4	74,2
Урьевское	88,1	89,2	90,3
Нонг-Еганское	86,7	86,9	88,4
Дружное	94,3	95,1	95,8
Нивагальское	86,4	85,7	86,1
Восточно-Перевальное	37,9	44,0	50,8
Поточное	90,6	89,3	90,0
Красноленинское	80,6	81,6	83,3
Кечимовское	83,2	86,1	88,1

Таблица 2 - Обводненность крупнейших месторождений в Западной Сибири

Месторождение	Обводненность скважинной продукции за 2017г
Самотлорское	>95%
Ромашкинское	>95%
Приобское	>90%
Лянторское	>95%

Среднее значение КИН в России за последние 15 лет не превышало 0,3. А основной целью компаний, которые эксплуатируют месторождения на поздней стадии разработки, является не увеличение нынешнего уровня добычи, а его сохранение. Для того, чтобы сохранить уровень добычи, в условиях его снижения, необходимо уменьшать обводненность скважинной продукции для сохранения рентабельности эксплуатации месторождений. В связи с этим возникает необходимость использования методов регулирования процесса разработки и технологий по ограничению избыточных водопритоков, включая и потокоотклоняющие технологии.

1.2 Понятие и проявления обводненности

В России основным методом поддержания пластового давления является заводнение пластов. Обводненность скважинной продукции это отношения дебита воды к суммарному дебиту жидкости, извлекаемому из истощающегося пласта. Средняя обводненность по России составляет больше 86%. Из-за неоднородности пластов образуется система движения воды. При закачивании агента, он прорывается к добывающим скважинам по высокопроницаемым каналам, а нефть остается в пропластках с низкой проницаемостью. Это, так называемое, преждевременное обводнение. Рентабельность разработки месторождение снижается из-за неестественного

истощения пласта, затрат на подъем, сепарацию и транспорт попутно-добываемой воды, а также затрат на проведение мероприятий по борьбе с коррозией оборудования. Из-за нерационального использования пластовой энергии снижаются значения текущих дебитов и проектных КИН. Вместе с ростом обводненности меняются реологические свойства нефти. Если обводненность флюида менее 35%, то изменения реологических свойств не влияют на эксплуатацию скважинного оборудования. Но с ростом содержания воды создается устойчивая эмульсия вода в нефти. Вязкость такой эмульсии значительно выше вязкости нефти. Максимальные значения вязкости достигаются уже при обводненности 55-65%. Из-за этого ухудшается работа насосов. В СШНУ увеличиваются значения амплитудных нагрузок колонны штанг и гидравлическое трение. В УЭЦН создается необходимость применения более высоконапорных насосов. При больших значениях обводненности есть вероятность образования отложений сульфида железа на оборудовании.

Повышенная обводненность добываемой продукции приводит не только к образованию остаточных запасов и негативному влиянию на оборудование, но и к увеличению затрат на подъем, сепарацию и переработку добываемой воды.

1.3 Методы изоляции и ограничений водопритоков

Известны различные решения проблем ограничения водопритоков. Создаются экраны и барьеры, применяя различные химические составы, используются технические средства и технологические приемы. В зависимости от характера воздействия закачиваемой водоизолирующей массы на проницаемость нефтенасыщенной части пласта, вскрытого перфорацией, используются селективные и неселективные технологии сокращения притока воды в скважины [1].

На рисунке 1 приведена классификация методов ограничения и изоляции водопритоков в скважинах по современному состоянию ремонтно-изоляционных работ.

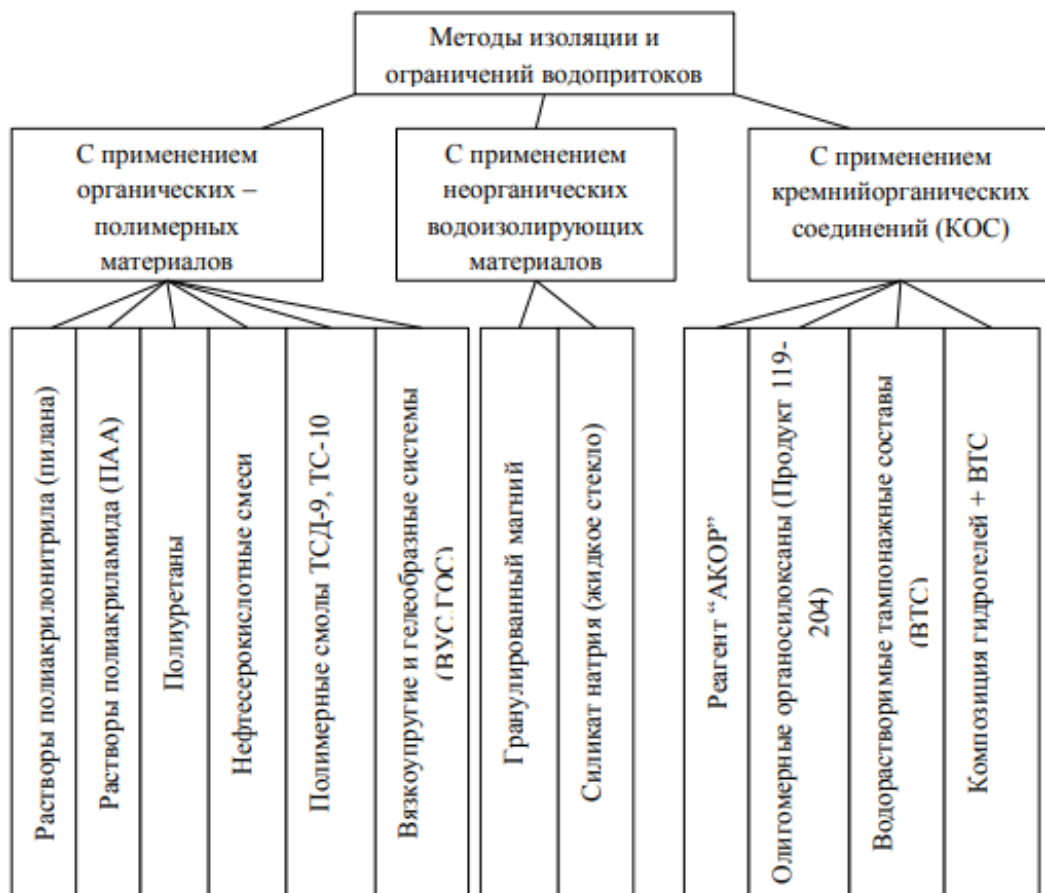


Рисунок 1 - Классификация основных методов ограничения и изоляции водопритоков

Можно выделить 5 групп химических реагентов (таблица 3), используемых для водоизоляции, учитывая механизм образования водоизолирующих масс и физико-химических правил воздействия на вмещающую среду:

Таблица 3 - Пять групп химических реагентов

Химические реагенты для водоизоляции	Отверждающиеся
	Гелеобразующие
	Осадкообразующие
	Гидрофобизаторы
	Пены и эмульсии

Отвердевающие составы – химические реагенты, которые образуют после отвердевания прочную конденсационно - кристаллизационную пространственную структуру по всему объему материала. То есть, растворимую в нефти и нерастворимую в водной среде, (органические – синтетические смолы различного типа, неорганические – цементы). Как известно, такие составы неселективные без применения специальных технических средств и технологических приёмов.

Гелеобразующие составы – малоподвижные системы, каркас которых создан из высокомолекулярных полимерных соединений. Они способны удерживать в своем объеме определенное количество жидкости или газа. Гели обладают эластичными свойствами и длительное время сохраняют свою внешнюю форму [2].

Таблица 4- Гелеобразующие химические реагенты

Наименование	Химические реагенты
1. Полимеры акриловых кислот и их производных	Полиакриламиды и сополимеры акриламида Гипан
2. Мономерные соединения	Акриламид Стирол
3. Производные целлюлозы	Карбоксиметилцеллюлоза Оксиэтилированная целлюлоза Метилцеллюлоза Лигносульфонат
4. Биополимеры	Ксантан Эмульсан БП-92

Осадкообразующие – химические реагенты, которые при попадании в пластовые условия приводят к выпадению нерастворимого осадка в водонасыщенных зонах. Образуются осадки либо при взаимодействии между собой, либо при контакте с водой и с растворенными в ней солями. [3]

Гидрофобизаторы – реагенты, которые придают обрабатываемой поверхности водоотталкивающие свойства. При их помощи происходит гидрофобизация поверхности пород призабойной зоны, что приводит к снижению водонасыщенности. Применяются аэрированные жидкости, ПАВ и другие химические гидрофобизирующие реагенты.

Пенные системы - системы, которые состоят из жидкости и воздуха. Они образуются, когда закачивают газ в жидкости или в результате химических реагентов. При закачке пенных систем, благодаря прилипанию к поверхностям водопроводящих каналов пузырьков газа и образованию пленок из коллоидно-дисперсных соединений, в поровом пространстве перекрываются пути продвижения воды.

Эмульсии- это термодинамически неустойчивые дисперсные системы, которые образуются слабо-растворимыми или взаимонерастворимыми друг в друге жидкостями. Эмульсии имеют высокую вязкость и представляют собой структурированные, неньютоновские системы, т.е. их эффективная вязкость зависит от скорости или напряжения сдвига. Эти системы обладают ненулевым предельным напряжением сдвига и способны при низких градиентах давления образовывать в пласте непроницаемые экраны, ограничивающие проникновение воды в промытые участки пласта. При применении эмульсий, в отличие от гелеобразующих и осадкообразующих составов, проницаемость коллекторов ограничивается на некоторое время.

1.4 Основные типы и причины возникновения проблем, приводящие к преждевременному обводнению

Как правило, вода оказывает влияние на каждую стадию разработки нефтяного месторождения. Она является наиболее распространенным флюидом, присутствует в каждой залежи. Начиная с разведки и заканчивая забрасыванием месторождения. По мере добычи нефти из пласта, вода, которая поступает из водоносных горизонтов или из нагнетательных скважин,

в итоге, смешивается и поступает на поверхность вместе с нефтью. Такую воду разделяют на два типа.

К первому типу относят воду, которая поступает из нагнетательных скважин или из активных водоносных горизонтов. Такая вода вносит вклад в вытеснение нефти из пласта. Она поступает в скважину в объеме меньшем предельного, соответствующего критическому водонефтяному фактору, который определяется экономикой. Самой неотъемлемой частью управления процессом разработки месторождений является умение управлять потоками данного типа воды. Умение правильно управлять потоками может стать определяющим фактором, который повлияет на продуктивность скважин и извлекаемость запасов. Добыча такой воды происходит при совместном течении нефти и воды в пористой среде (рисунок 2). Естественное перемешивание жидкостей в пористой среде по причине извилистости поровых каналов обуславливает присутствие воды в общем потоке. Важным показателем при добыче такой воды является водонефтяной фактор. Водонефтяной фактор- это отношение дебита воды к дебиту нефти. Экономическим пределом ВНФ является такое значение ВНФ, при котором затраты на подготовку и утилизацию подтоварной воды становятся равными прибыли, получаемой от продажи добываемой нефти. Дальнейшая добыча при достижении экономического предела приводит к убыткам.

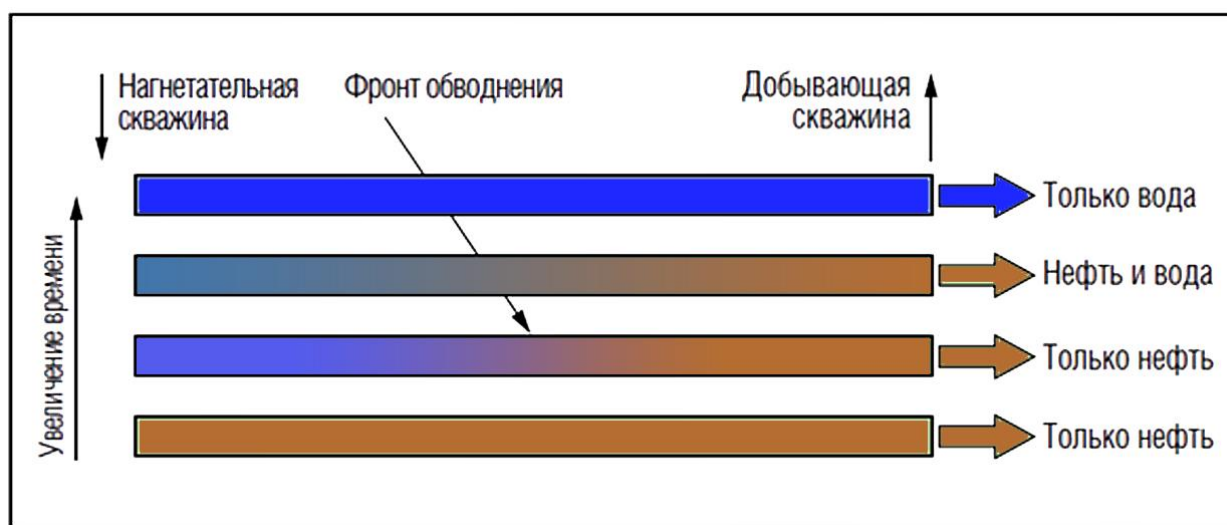


Рисунок 2 – Перемещения фронта обводнения в зависимости от времени

Поток жидкости от нагнетательной скважины к добывающей представлен огромным количеством линий тока (рисунок 3). Приемлемой считают именно такую воду, которая поступает из нагнетательных скважин по самой короткой линии тока. Она соединяет скважины по прямой. Пока нефть поступает по длинным линиям, которые располагаются вдоль границ симметрии между скважинами, вода успевает прорываться по кратчайшей линии. Данный тип воды считается приемлемым, поскольку нет возможности изолировать отдельные линии тока, продолжая одновременную эксплуатацию других. То есть, к первому типу относят воду, которую необходимо добыть, чтобы не потерять запасы нефти.

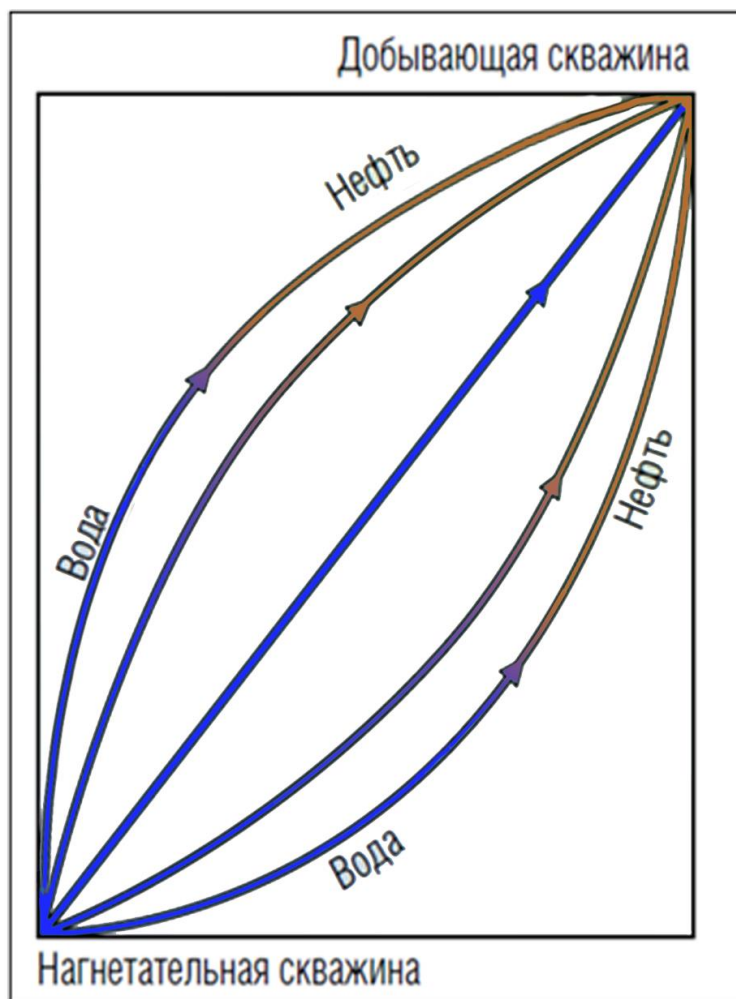


Рисунок 3 – Движение воды в пласте по линиям тока

К другому типу относят воду, поступающую в скважину и добываемую без нефти или с нефтью в объеме, которого недостаточно для покрытия расходов, связанных с ее утилизацией. То есть, при добыче нефти с водой,

необходимо учитывать экономический предел, определяемый критическим ВНФ.

Зависимость накопленной добычи нефти от ВНФ представлена на рисунке 4. В процессе старения большинства скважин ВНФ увеличивается с ростом накопленной добычи. В определенный момент, расходы на переработку, сепарацию и утилизацию воды превышают прибыль от продажи добываемой нефти. Дальнейшая добыча при достижении экономического предела приводит к убыткам. Именно технологии ограничения водопритоков помогают снизить количество попутно-добываемой воды и получить дополнительную добычу нефти, продлевая экономически выгодную эксплуатацию.

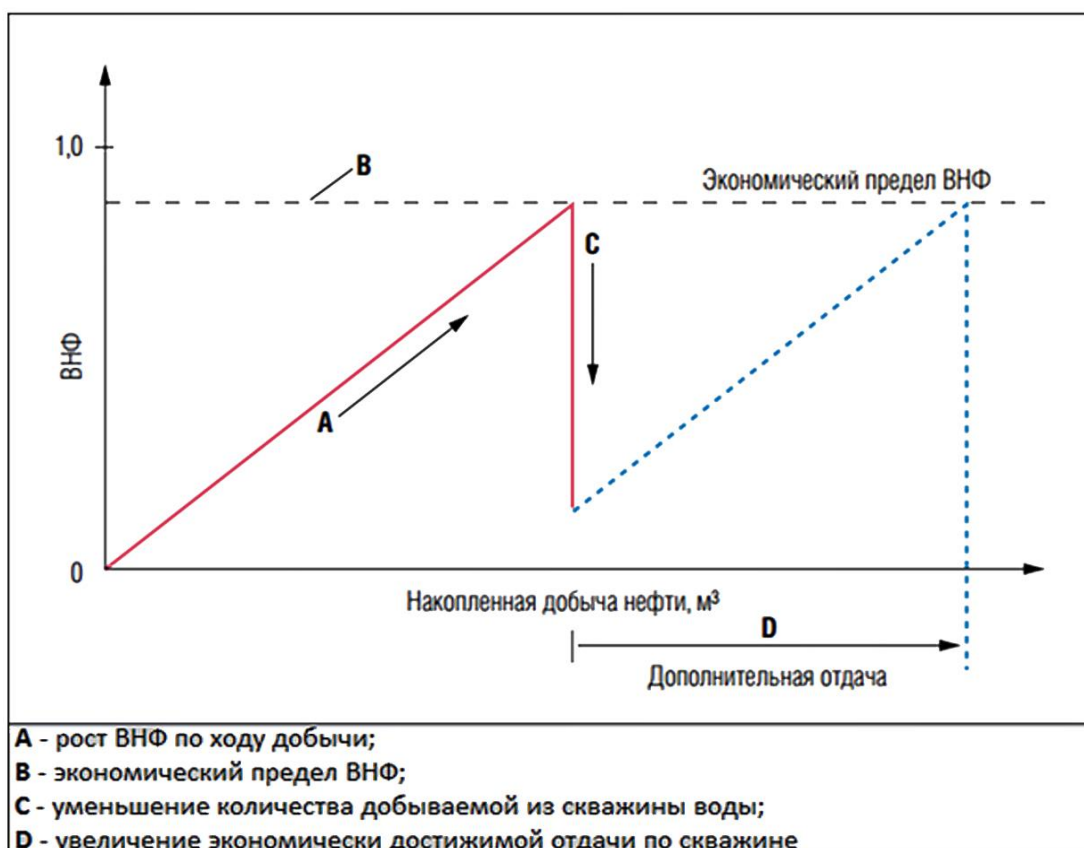


Рисунок 4 – Сущность контроля за обводнением

Преждевременное обводнение скважинной продукции может вызываться самыми различными факторами. Существуют проблемы, которые приводят к избыточному отбору воды. Эти проблемы связаны с негерметичностью обсадных колонн и резьбовых соединений, строением и

неоднородностью эксплуатационных объектов, а также с процессом разработки. В таблице 5 приведены проблемы и их причины. Все они сведены к 10 базовым ситуациям. Данная классификация упрощена и возможно большее число их комбинаций.

Проанализировав статистику, можно сказать, что наиболее распространенным случаем является переток воды по некачественно зацементированному заколонному пространству из обводнившегося или водоносного пласта. Именно вертикальные трещины и отсутствие сплошного контакта цемента и породы чаще всего являются дефектом в цементном кольце.

Корректное выявление причин источника обводнения и правильно подобранная технология водоизоляции является путем к успешному ограничению избыточных водопритоков.

Таблица 5 – Основные типы проблем, приводящие к преждевременному обводнению, и их причины

№	Типы проблем	Причины
1	Негерметичность обсадной колонны, НКТ или пакера.	<ul style="list-style-type: none"> - старение фонда скважин; - технологические причины; - коррозия.
2	Заколонные перетоки.	<ul style="list-style-type: none"> - низкое качество цементного камня; - пустоты в заколонном пространстве.
3	Движение водонефтяного контакта (ВНК).	- очень низкая вертикальная проницаемость.
4	Обводненный пропласток без внутрипластовых перетоков.	- наличие высокопроницаемого пропластка, ограниченного сверху и снизу водоупорами.

Продолжение таблицы 5

5	Трещиноватость или разломы между нагнетательной и добывающей скважинами.	- наличие трещиноватых или трещиновато-пористых пластов, разветвленных систем трещин.
6	Трещины или разломы, которые соединяют нефтяной и водяной пласты.	- наличие системы трещин, пересекающих водяной пласт.
7	Конусо- или языкообразование.	- ВНК рядом с нижними отверстиями перфорации - высокая вертикальная проницаемость.
8	Низкий коэффициент охвата по площади.	- неоднородность проницаемости по площади; - близость к источнику воды.
9	Пласт, стратифицированный по насыщенности гравитационным разделением флюидов.	- гравитационное разделение флюида.
10	Обводненный пропласток с внутрипластовыми перетоками.	- высокопроницаемые пропластки, не разобщенные непроницаемыми перемычками.

1.5 Скважинная диагностика водопритоков

Знание причин обводненности является главной целью к ограничению водопритоков. Именно отсутствие знаний о возникающих проблемах является главной причиной последовательных неудач и, как результат, применение неправильных решений по борьбе с водопритоками. Об этом говорят в огромном количестве различных публикаций. В них обсуждался опыт применения ВИР и их невысокая эффективность, при недостаточной корреляции с пластом и причинами преждевременного обводнения. Решением

по ограничению водопритоков является их своевременная диагностика, которая помогает определить специфику возникшей проблемы и, опираясь на эти данные, уже в дальнейшем подобрать наилучшее решение этой проблемы.

В скважинной диагностике выделяют три основных направления:

- выбор скважин, которые нуждаются в ОВП;
- выбор типа проблемы, приводящей к избыточному обводнению, для подбора подходящего метода её решения;
- выбор профиля притока воды в скважину.

Для диагностирования проблем обводнения достоверные данные по истории добыче содержат достаточно полезной информации. Существует несколько способов по определению причин и источников обводнения, которые используют информацию изменения ВНФ, динамики добычи и данные каротажа.

1.5.1 График зависимости логарифма водонефтяного фактора от накопленной добычи

На рисунке 5 откладывается логарифм ВНФ в зависимости от накопленной добычи. Определить ожидаемую накопленную добычу в отсутствие каких-либо действий по ограничению водопритоков можно при экстраполяции значений до экономического предела ВНФ. Если экстраполированное значение накопленной добычи примерно равняется величине извлекаемых запасов для данной скважины, то такая скважина добывает приемлемое количество воды. Иначе данная скважина добывает лишнюю воду и, следовательно, появляется необходимость рассмотрения вариантов водоизоляции, оправданных, чтобы покрыть соответствующее расходы.

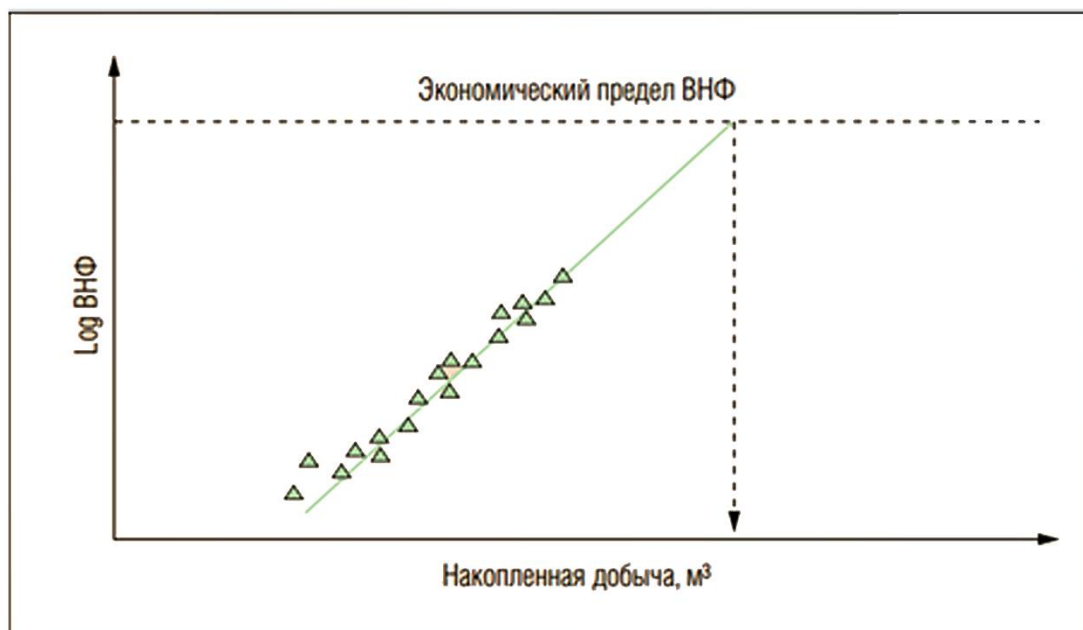


Рисунок 5 – График зависимости log ВНФ от накопленной добычи

1.5.2 График об истории добычи

На графике (рисунок 6) отображается зависимость логарифмов дебитов нефти и воды от логарифма времени. По нему можно определить, когда появляется необходимость проводить работы по ограничению водопритоков. Для того, чтобы было наглядно, можно провести линию тренда на участке отклонения от ожидаемого положения для дебитов агента и нефти. Именно такие скважины называют скважинами-кандидатами. Если, например, начинает происходить одновременное изменение угла наклона кривых, то появляется необходимость в принятии мер.

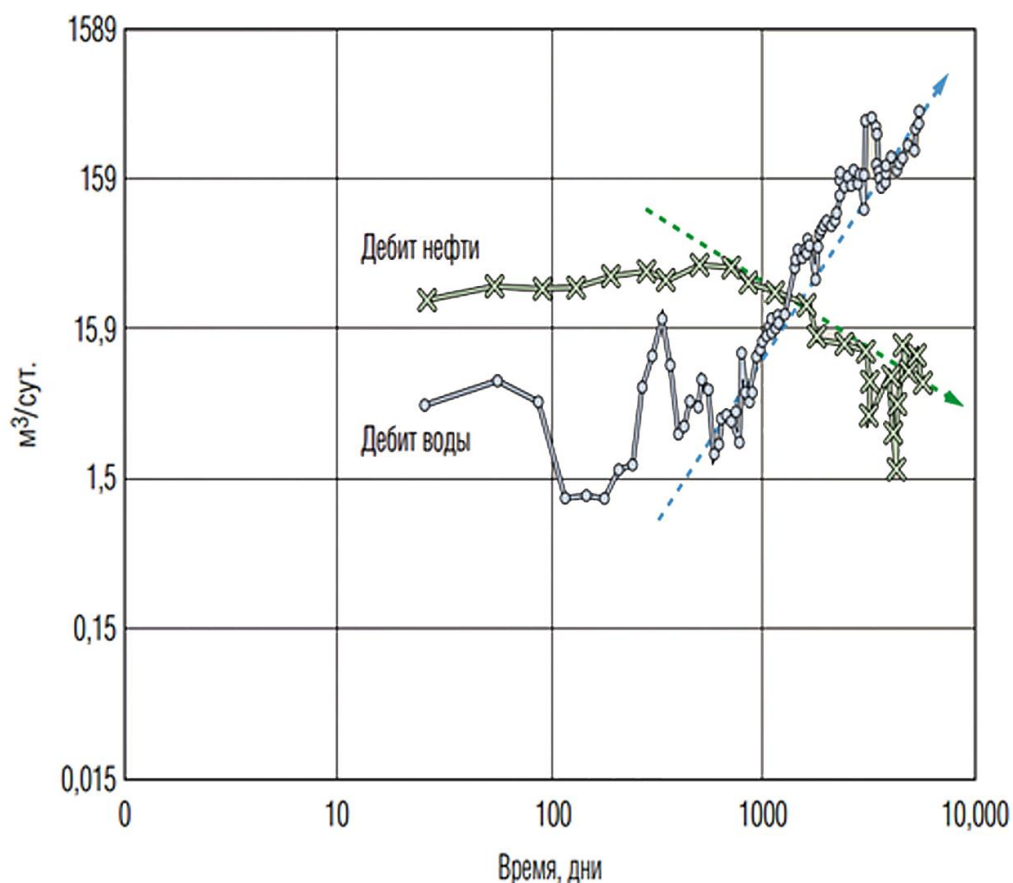


Рисунок 6 – График истории добычи по скважине

1.5.3 Анализ кривых падения дебита

Для анализа используют графики в полулогарифмических координатах, на которых откладываются значения дебита по нефти от накопленной добычи (рисунок 7). В тот момент, когда проведения ремонтных работ не требуется, на графике отображается прямолинейный участок. В случае, если происходит ускоренное падение дебита по нефти, можно предполагать о наступающем обводнении. А также падение дебита может происходить из-за снижения гидравлической проводимости ПЗП или значительного падения давления по причине истощения пласта.

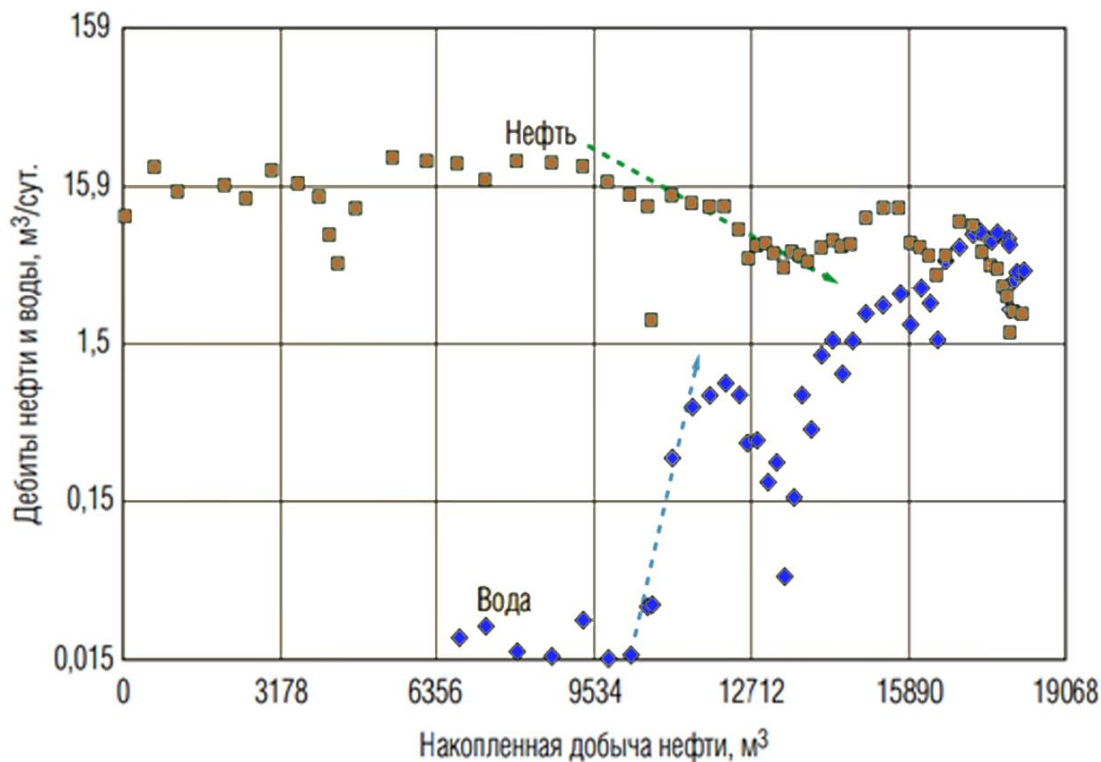


Рисунок 7 – Кривая падения дебита

1.5.4 График зависимости ВНФ от времени в логарифмических координатах

При помощи таких графиков можно определить тип проблемы, которая привела к преждевременному обводнению. Существует три основных вида кривых, при сравнении с которыми реальных данных можно различить по какому механизму произошел прорыв воды. На рисунках 8,9,10 изображены типы кривых, которые соответствуют различным механизмам прорыва воды. Например, на графике 8 кривая соответствует обводнению из-за прорыва воды по заколонным каналам, а также трещинам или разлому. Резкое увеличение ВНФ характерно для данного графика. На графике 9 изначально происходит резкое увеличение ВНФ, далее зависимость становится линейной, такая кривая свидетельствует о том, что произошел прорыв законтурной воды. Если же залежь многопластовая, то кривая может расти ступенчато. На графике 10 представлена модель, соответствующая конусообразованию с начала эксплуатации скважины. График характеризуется постепенным увеличением ВНФ и на отрезке значений от 1 до 10 становится близок к прямой линии.

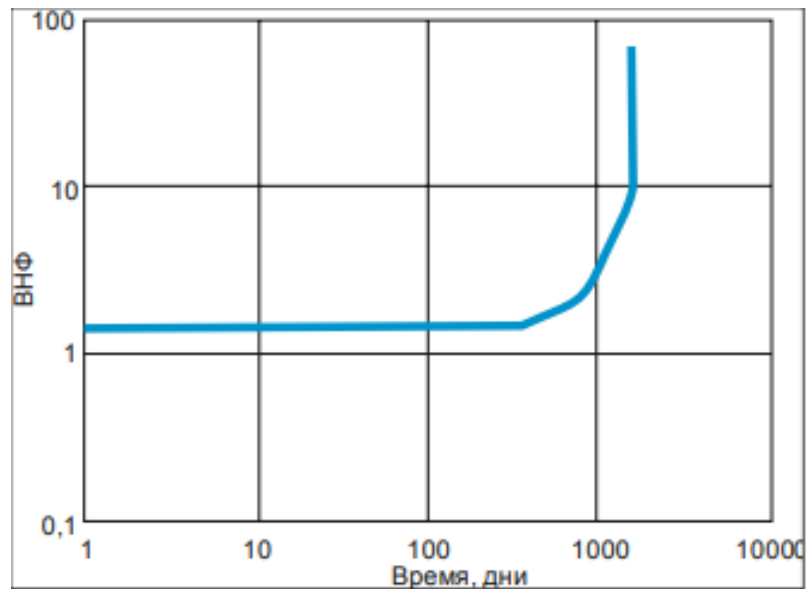


Рисунок 8 – Модель, соответствующая наличию заколонных перетоков, системы трещин или разлома

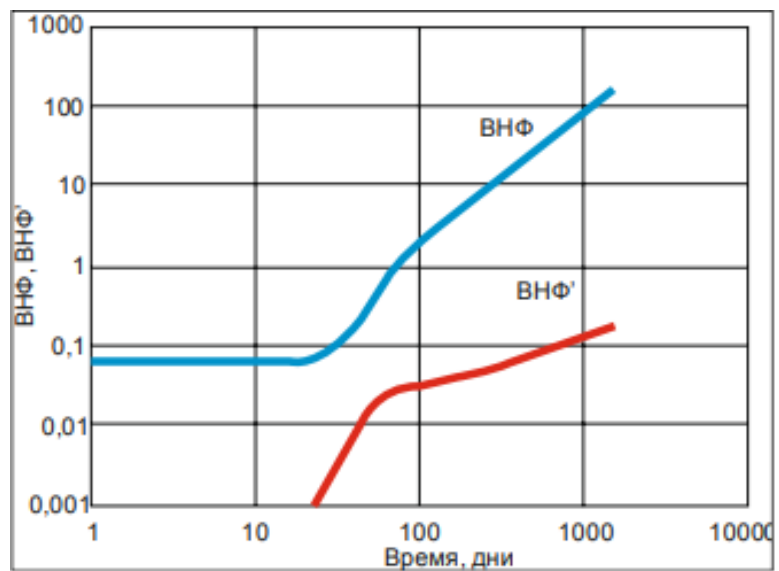


Рисунок 9 – Модель, соответствующая прорыву законтурной воды

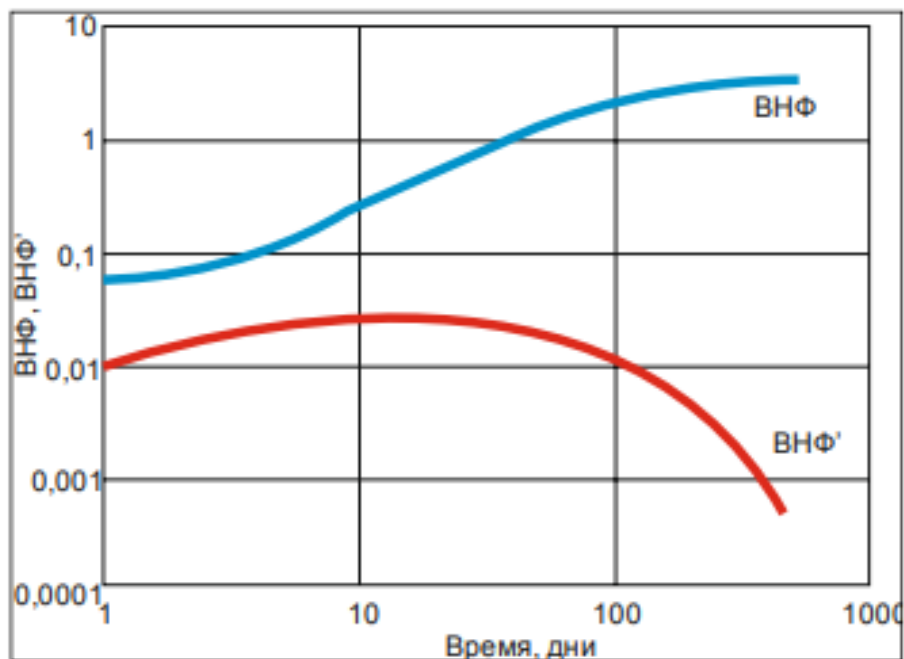


Рисунок 10 – Модель, соответствующая наличию конусообразования

1.5.5 Анализ исследований при остановках скважин и ограничениях их дебитов

Анализ данных при остановках скважин действует следующим образом. Большинство скважин содержат данные периодов остановок и ограничений дебитов. При помощи остановок и изменении дебита можно посмотреть, как будет меняться ВНФ (рисунок 11). Анализ данных колебаний ВНФ определяют тип проблемы. Если водонефтяной фактор увеличивается, то источник воды имеет давление выше, чем нефтенасыщенный пласт. Если же при снижении дебита, либо сразу после пуска скважины после остановки водонефтяной фактор имеет низкие значения, то это свидетельствует о наличии конусообразования или трещины, соединяющий нефтенасыщенный пласт с нижележащим источником воды. Значения водонефтяного фактора будут более низкими, если источник воды вышележащий. Данный вид исследования можно проводить только при наличии высокого давления на устье, которое позволяет проводить испытания на различных дебитах.

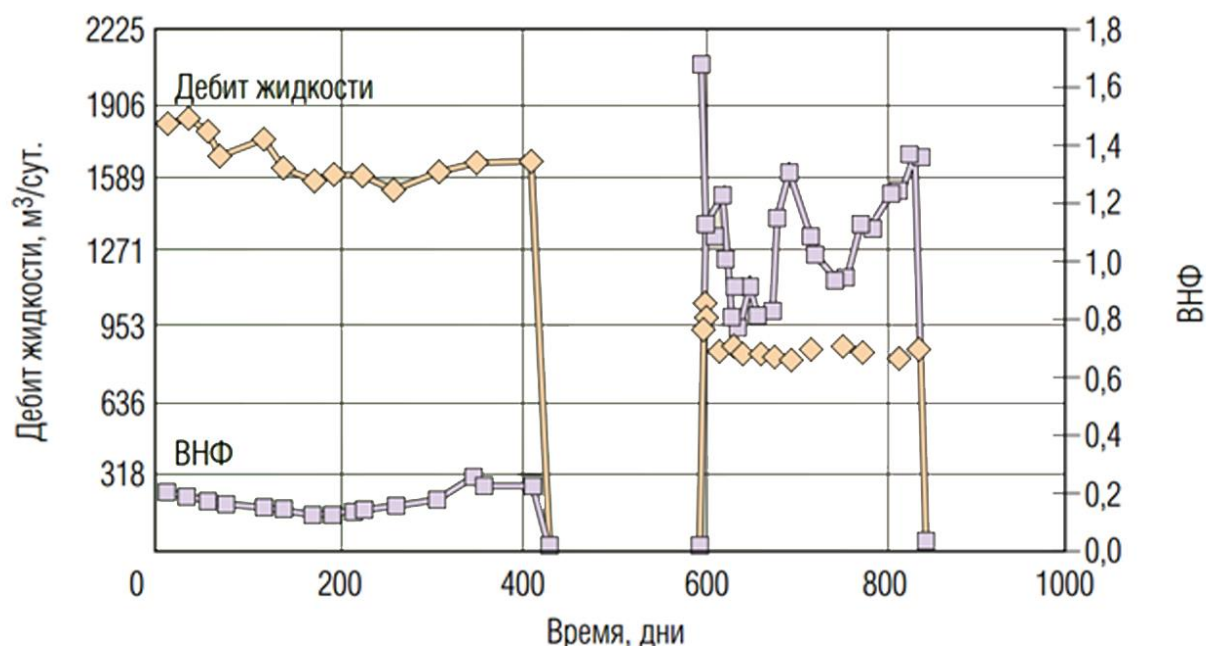


Рисунок 11 – Поведение ВНФ при остановке скважины

1.5.6 Системный анализ NODAL

В зависимости от того, как теряется давление в трубах, будет зависеть объемы нефти, газа и воды, которые поступают в скважину из пласта. А потери давления, в свою очередь, будут зависеть от расходов каждой из фаз через трубопроводную систему. При помощи расчета гидравлики течения в скважине по системе труб составляется модель поведения скважины. Анализ состоит из следующих этапов:

- построение модели;
- геология, пластовое давление;
- выбор корреляций для расчета многофазных течений в наклонных трубах;
- перетоки при остановке скважины;
- перетоки в режиме эксплуатации.

Данный анализ проводят для оценки эффективности мер по ограничению водопритоков. При определении совместных характеристик пласта и насосно-компрессорных труб в скважине проектируются системы добычи. С помощью данного анализа при изменении любого из компонентов

системы можно найти, как они влияют на изменение дебита. Известно, если использовать штуцеры, то в обводненных скважинах их обводненность уменьшается. Но это возможно только в случае конусообразования. Для различных вариантов водоизоляции строится базовая модель, далее она калибруется и используется для определения предполагаемого прироста добычи.

1.5.7 Каротажные диаграммы профиля притока

В настоящее время диаграммы профиля притока, получаемые с использованием специальных приборов, позволяют локализовать места поступления воды в ствол скважины. Данные с приборов позволяют определить приток и объемное содержание каждой из фаз в наклонной, вертикальной и горизонтальной скважинах. Для улучшения качества диагностики применяют различные оптические и электрические датчики, в возможности которых входит локальный отбор проб и измерение относительных скоростей фаз. Также могут использоваться ультразвуковые сканеры для оценки качества цементного камня и наличия заколонных перетоков. Данные с ультразвуковых сканеров представлены на рисунке 12. На первой дорожке изображены показания ультразвукового сканера по амплитуде (первая дорожка), на второй по времени. Показания сканера подтверждают, что прямо над интервалом перфорации присутствует проводящий канал в заколонном пространстве. Если провести комплексную интерпретацию данных, то можно установить источник избыточного обводнения и место поступления воды.

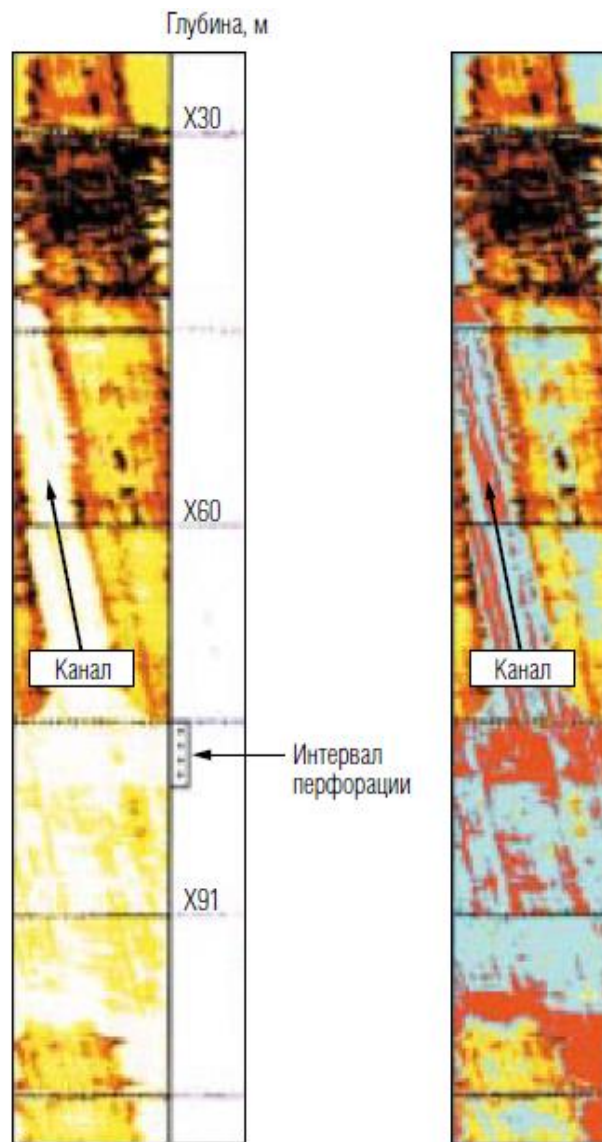


Рисунок 12 – Результат исследования ультразвуковым сканером при наличии проводящего канала в заколонном пространстве

2 АНАЛИЗ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СНИЖЕНИЮ ОБВОДНЕННОСТИ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ

2.1 Обоснование применения технологических решений для определенных проблем обводнения

Существует различные причины преждевременного обводнения скважинной продукции. Избыточный отбор воды может быть связан с некачественным зацементированным заколонным пространством, негерметичностью обсадных колонн и т.д. Отбор лишней воды приводит к снижению экономической эффективности предприятия. Поэтому правильное определение причин обводнения и подбор технологии водоизоляции позволит сократить затраты и приведет к успешному ограничению избыточных водопритоков.

2.1.1 Технологические решения для проблем, связанных с негерметичностью обсадной колонны, НКТ или пакера

По причине негерметичности обсадных колонн, НКТ происходит попадание воды из горизонтов в скважину (рисунок 13). Известно, что конструкция скважины влияет на определение проблемы и её решение. Негерметичность колонн можно определить при помощи простейшего эксплуатационного каротажа, в котором используется плотномер, термометр и вертушка. Если же скважина имеет более сложные условия, то могут потребоваться методы для определения профиля притока воды и объемного содержания отдельных фаз. При использовании электрических приборов с пробоотборниками можно замерить небольшое содержание воды в общем потоке жидкости. Самым распространенным методом решения данной проблемы является закачивание изолирующих жидкостей и механическая изоляция с использованием пакеров, пробок, цементных мостов.

В отечественной практике для устранения НЭЖ используют два метода. Они основываются на применении технических средств и тампонировании. Доказано, что технические средства имеют некоторое ограниченное применение. Так, например, пакеры имеют непродолжительный период

сохранения негерметичности. Колонны-“летучки” имеют ограничения из-за невозможности возврата прежнего диаметра эксплуатационной колонны, а также из-за сложности технологии.

Так, для ликвидации негерметичности эксплуатационных колонн на Самотлорском месторождении осуществлялись следующие технологические операции:

- тампонирувание под давлением на пакере, спуск дополнительной колонны
- тампонирувание под давлением на пакере, спуск двухпакерной компоновки
- спуск дополнительной колонны

Исходя из анализа применения вышеперечисленных технологий, можно сделать вывод, что технологические операции по ЛНЭК путем спуска дополнительной колонны эффективнее, чем тампонирувание под давлением на пакере с применением двухпакерной компоновки.

При использовании метода тампонирувания, нужно учитывать, что не все тампонажные растворы обладают достаточными фильтрационными и прочностными свойствами. Также для устранения двух или более нарушений ЭК требуется высокая продолжительность (стоимость). Зачастую, устранить многочисленные нарушения не удаётся вообще.

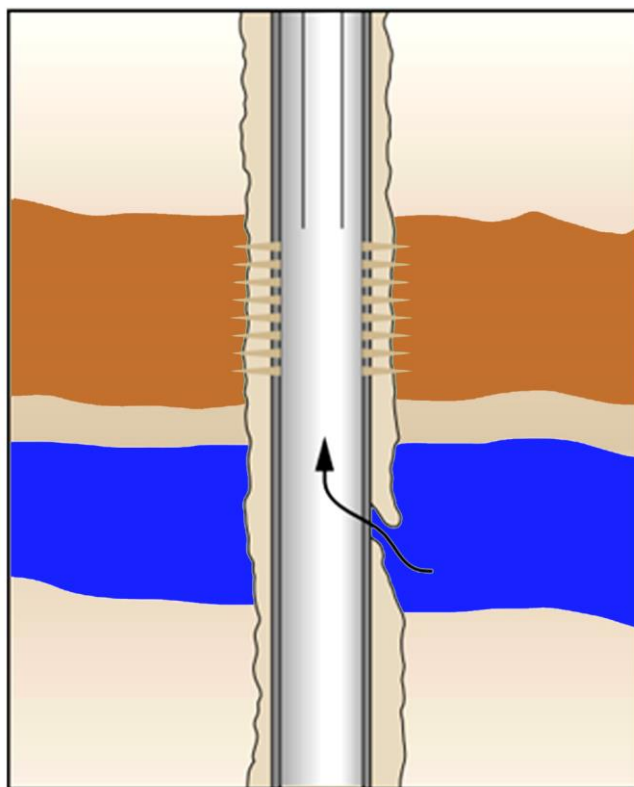


Рисунок 13 – Наличие негерметичности обсадной колонны и цементного кольца

2.1.2 Технологические решения для проблем преждевременного обводнения, вызванные заколонными перетоками

Появление заколонных перетоков является одной из причин обводнения скважин. Помимо добывающих скважин, заколонные перетоки зачастую появляются в нагнетательных скважинах. Для качественного подбора технологии ремонтно-изоляционных работ нужно найти интервал и выявить характер заколонного перетока. Для того, чтобы РИР по ликвидации заколонных перетоков прошли успешно, необходимы результаты промыслово-геофизических исследований. Именно от этих результатов зависит выбор технологии РИР. Заколонные перетоки образуются по разным причинам:

- проведение геолого-технических мероприятий - перфорационные работы, обработки кислотой;
- нагнетание жидкостей при ГРП;
- высокое забойное давление закачки (нагнетательные скважины);

- низкое качество первичного цементирования эксплуатационной колонны.

Применение изолирующих средств, например, закачивание высокопрочного цемента или смолистых полимеров в затрубное пространство, либо же менее прочных жидкостей на основе геля, которые закачиваются в пласт для остановки притока в затруб, является основным решением по изоляции перетоков.

Работы по ликвидации заколонных перетоков по негерметичному цементному кольцу (рисунок 14) проходят с высокой успешностью, с более низкой успешностью проходят работы по ликвидации перетоков по трещинам ГРП (рисунок 15). Считается, что чем больше толщина глинистой перемычки между продуктивным и соседними непроектными интервалами, тем обычно выше успешность работ по ликвидации ЗКЦ.

Анализ РИР по ликвидации ЗКЦ жидкости в скважинах месторождений, эксплуатируемых ПАО «НК «Роснефть», показал, что наибольшее количество РИР проведено в ООО «РН-Пурнефтегаз» - в 45 нефтяных добывающих скважинах 7 месторождений, в том числе в 20 скважинах (45 %) Комсомольского месторождения. Средние «успешность» и продолжительность технологического эффекта составили, соответственно, 60 % и 5,7 мес. Обводнённость продукции снизилась с 93 до 80 %, дополнительно было добыто 28,2 тыс. т нефти, добыча воды уменьшилась на 20,2 тыс. т. По величине снижения содержания воды после РИР можно предположить, что доля воды за счёт перетока составляет 10 - 15 %, остальное же количество воды поступает по высокопроницаемым пропласткам продуктивного пласта. В этих условиях целесообразно проведение двух одновременно-раздельных ремонтов по ликвидации ЗКЦ жидкости и отключению обводнённых пропластков.

На Барсуковском месторождении за тот же период РИР проводились с использованием цементного раствора (11 скв.) и смолы (1 скв.), при этом «успешность» составила 90 %, продолжительность эффекта 6,7 мес. После

РИР отборы жидкости увеличились в 1,6 раза (с 28 до 43 м³/сут), а дебит нефти с 1,7 до 6,5 т/сут, обводнённость снизилась с 94 до 85 %.

На остальных месторождениях, эксплуатируемых ПАО «НК «Роснефть», РИР по ликвидации ЗКЦ жидкости в период 2004 - 2006 г. были проведены на 43 скважинах, в том числе на 39 скважинах 10 месторождений, эксплуатируемых ООО «РН-Юганскнефтегаз», 1 скважине ООО «РН-Ставропольнефтегаз» и 3 скважинах ООО «РН-Удмуртнефтегаз». «Успешность» РИР в скважинах месторождений, эксплуатируемых ООО «РН-Юганскнефтегаз», за указанный период времени снизилась до 69 %, что может быть объяснено недостаточным соответствием применяемых технологий осложняющимся условиям эксплуатации скважин, в частности, применением в большинстве случаев цементных растворов с ограниченными проникающей способностью, прочностью и адгезией.

Проведённый анализ состояния РИР по ликвидации ЗКЦ жидкости в скважинах месторождений, эксплуатируемых ПАО «НК «Роснефть», показал нестабильную «успешность» их во времени и на различных предприятиях, что обуславливает необходимость дальнейшего проведения научно-методических и лабораторно-промысловых исследований.



Рисунок 14 – Заколонный переток по негерметичному цементному камню

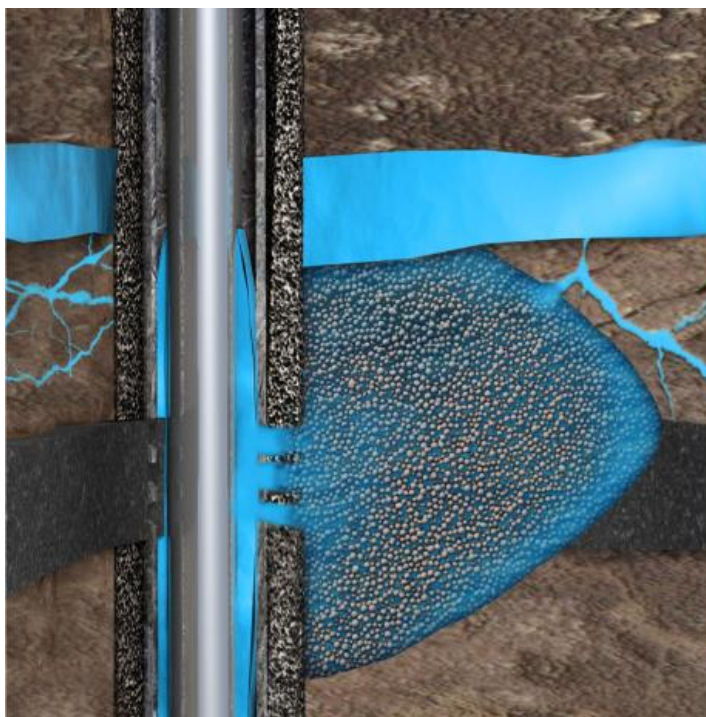


Рисунок 15 – Поступление воды по трещине ГРП

2.1.3 Технологические решения проблем преждевременного обводнения, связанных с движением водонефтяного контакта

Движение ВНК при очень низкой вертикальной проницаемости в ходе эксплуатации в водонапорном режиме приводит к нежелательному прорыву воды в зону перфорации скважины (рисунок 16). Из-за того, что зона дренирования велика, а ВНК движется с малой скоростью вверх, то прорыв воды может произойти и при очень низкой природной вертикальной проницаемости. Движение ВНК считается частным случаем конусообразования, но вероятность образования конуса невелика. Поэтому для того, чтобы остановить прорыв воды в зоне перфорации будет достаточно изоляции прискважинной зоны.

Такой тип проблемы не обязательно локализуется в прискважинной зоне, он может распространяться и в удалении от неё. Для того, чтобы ликвидировать поступление воды к зоне перфорации необходимо использовать цементные мосты и пакер-мосты для заделки нижних отверстий перфорации. В горизонтальных скважинах в случае превышения значения ВНФ экономического предела используют зарезку второго ствола.

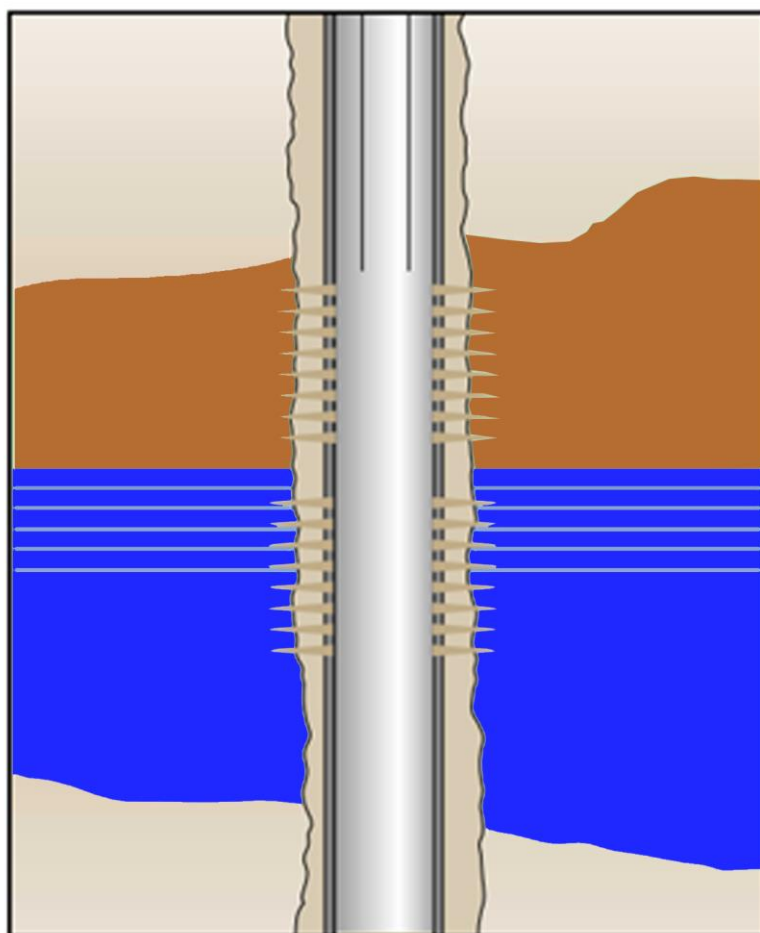


Рисунок 16 – Подъем водонефтяного контакта к отверстиям перфорации

2.1.4 Технологические решения для проблем преждевременного обводнения, связанных с наличием обводненного пропластка без внутрипластовых перегородок

При эксплуатации нескольких пластов вода может прорываться по пласту, который имеет большую проницаемость, с учетом того, что сверху и снизу он ограничен водоупорами (рисунок 17). Источником воды является нагнетательная скважина либо законтурная вода.

Для ограничения отдельных пропластков используют селективную изоляцию обводнившихся интервалов пласта, который связаны со скважиной гидродинамически. Особенно важно ограничить поступление воды, не потеряв при этом продуктивность нефтенасыщенной зоны. Для этого на практике в ПАО «НК «Роснефть» используют закачку вязкоупругих составов, которые способны образовывать гелевый экран для снижения проницаемости

ПЗП. Для воды и нефти такие материалы имеют различные остаточные факторы сопротивления. Другими словами, при закачивании вязкоупругих составов обеспечивается селективность воздействия на пласт. Особенность данных составов заключается в том, что возможно восстановить продуктивность пропластков, путём выноса гелевого экрана из пласта. Необходимо распределять изолирующие составы таким образом, чтобы в водонасыщенных зонах гель был максимально устойчив, а затем со временем выносился из нефтенасыщенных зон.

Также при помощи отверждающих составов (смолами и цементами) можно производить селективную изоляцию. Но обязательно, чтобы радиус водоизоляционных экранов в нефтенасыщенных участках не превышал глубину отверстий последующих перфораций. Следует определить свойства выбранных составов и произвести оценку необходимого объема из расчета 3–15 м³ геланта на метр толщины пластов, 0,2 м³ смолы или 0,1 м³ цемента.

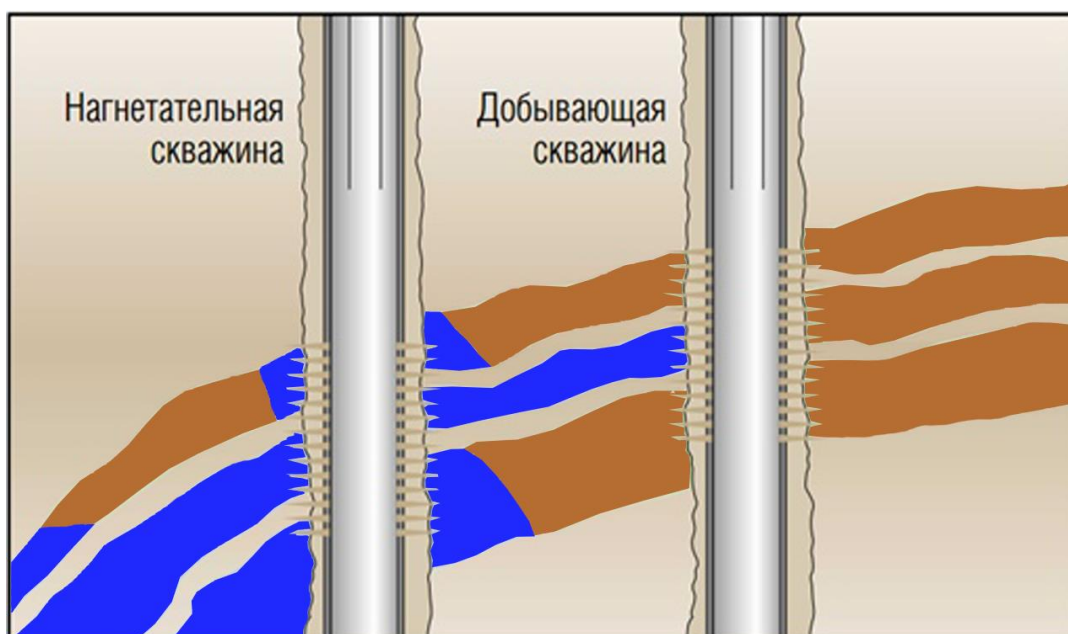


Рисунок 17 – Обводненный пропласток при отсутствии внутрипластовых перетоков

2.1.5 Технологические решения для проблем преждевременного обводнения, связанных с трещиноватостью или разлом между нагнетательной и добывающей скважинами

Если пласт трещиноватый и трещиновато-пористый, то при нагнетании воды может произойти ее прорыв в добывающие скважины, как представлено на рисунке 18. Чаще всего это происходит при наличии разветвленной системы трещин. В современном мире требуется хорошая информативность, точность и достоверность получаемых результатов. Поэтому для контроля за перемещением нагнетаемой воды используют метод прослеживания (трассирования) фильтрации пластовых жидкостей с помощью индикаторов. Данный способ позволяет получать информацию о движении воды не только у забоев скважин, но и в межскважинном пространстве. Полученная информация используется для проектирования дальнейшей обработки. Применяемые индикаторы можно разделить на следующие типы:

- механические взвеси;
- растворы электролитов;
- растворы красителей;
- естественные и искусственные радиоактивные элементы;
- химические соединения.

При данной проблеме используют гели, чтобы уменьшить количество добываемой воды без негативных влияний на добычу нефти. Сшитые гели не используют, поскольку потребуется репрессия для вытеснения их из кольцевого пространства в пласт. Всё это из-за того, что они плохо проникают в пористые блоки и текут по трещинам.

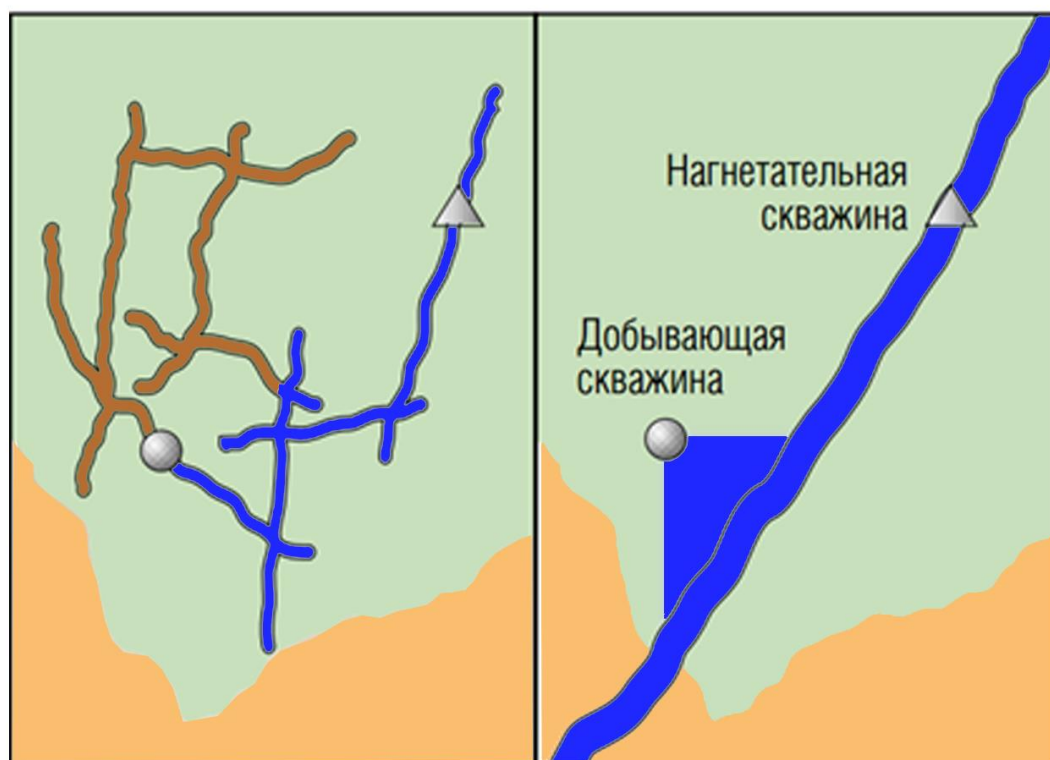


Рисунок 18 – Наличие трещин или разломов, соединяющих добывающие и нагнетательные скважины

2.1.6 Технологические решения для проблем преждевременного обводнения, связанных с трещиноватостью или разломом, связывающие нефтяной и водяной пласты

Еще одной причиной прорыва воды может стать система трещин, пересекающие нижележащие горизонты (рисунок 19). В карбонатных залежах трещины обычно являются крутопадающими и зоны трещиноватости разнесены разделяющими их крупными блоками. Поэтому в вертикальных скважинах пересечение таких трещин маловероятно. В горизонтальных скважинах наоборот, подобные трещины встречаются часто, поэтому воды поступает по проводящим разломам или трещинам, как представлено на рисунке 20, что негативно сказывается на добычу нефти.

Решается данная проблема путем закачки гелевых составов. В случае, когда по трещинам нет притока нефти, данный вид обработки особенно успешен. При расчете обработки встречаются следующие проблемы:

- неизвестный объем трещин;
- закупорка продуктивных трещин;
- вынос гелия из-за неправильной обработки.

В решении подобной проблемы может помочь закачка текучих гелей.

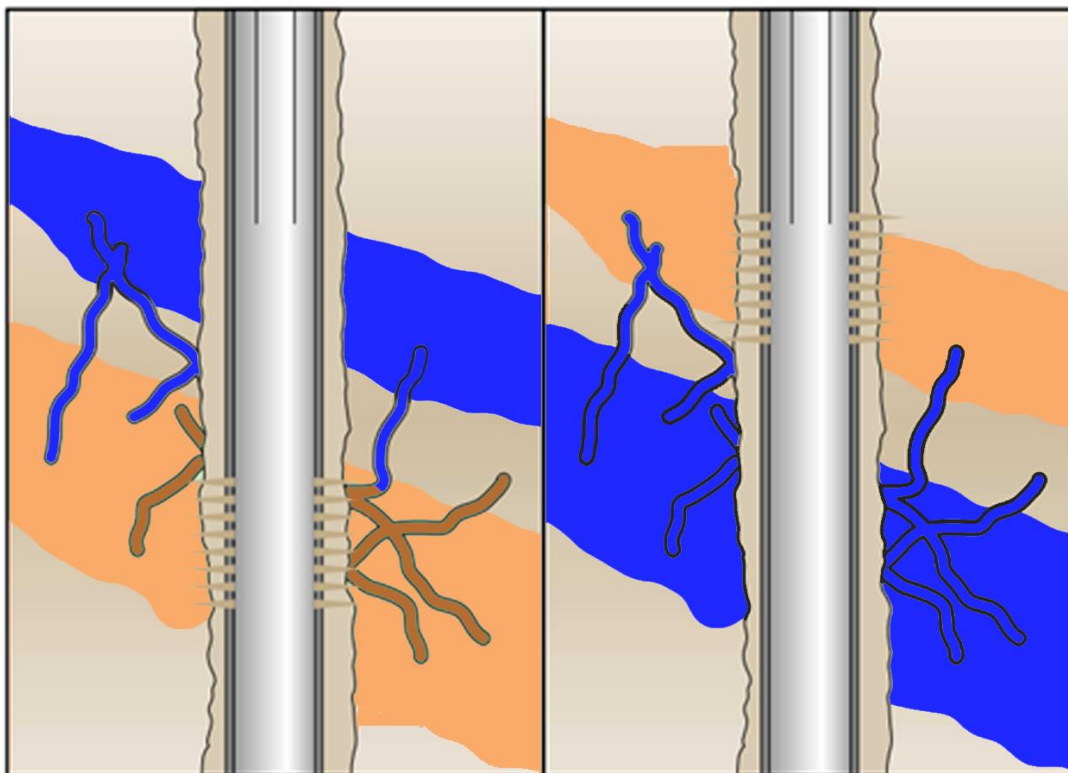


Рисунок 19 – Наличие трещин или разломов, соединяющих нефтенасыщенный и водонасыщенный пласты в вертикальных скважинах

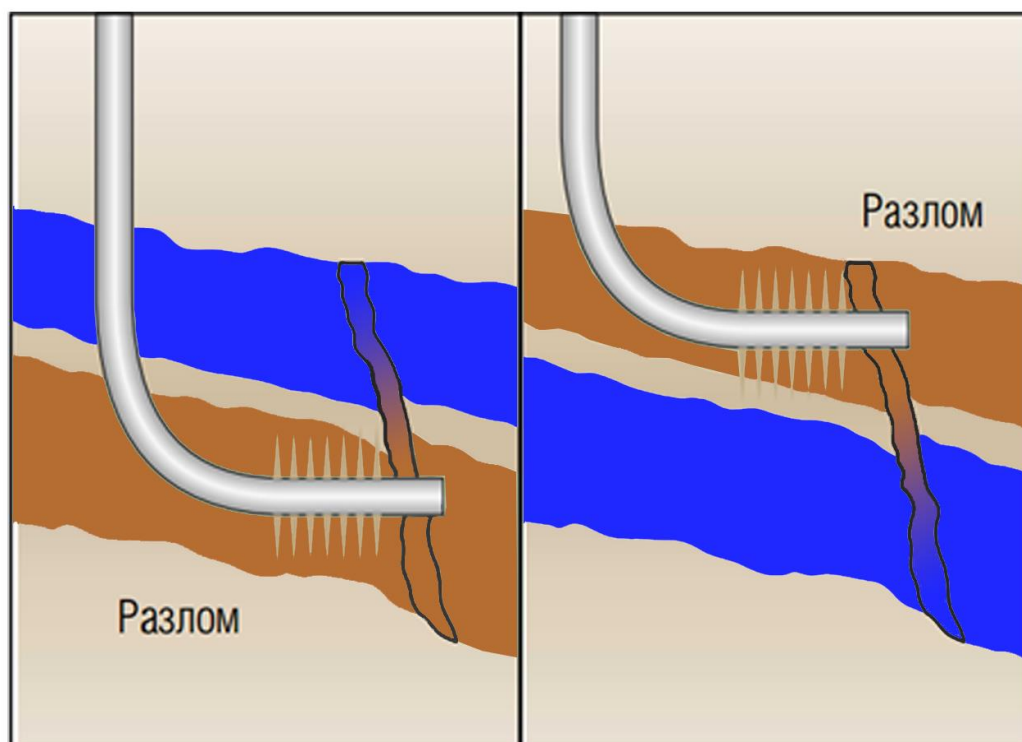


Рисунок 20 – Наличие трещин или разломов, соединяющих нефтенасыщенный и водонасыщенный пласты в горизонтальных скважинах

2.1.7 Технологические решения для проблем преждевременного обводнения, связанных с конусо- и языкообразованием

По причине того, что большинство месторождений России располагаются в водонефтяных зонах, их разработка гораздо хуже, нежели на месторождениях без краевых и подошвенных вод. Конусы воды способны образовываться из-за градиента давления, который направлен вертикально. Конус образуется вследствие деформации ВНК (рисунок 21) [4]. Причинами образования конусов являются следующие параметры:

- высота переходной зоны;
- текущее состояние уровня водонефтяного контакта;
- фильтрационно-емкостные свойства пласта;
- физико-химические свойства нефти и пластовой воды;
- вертикальный градиент давления;
- степень перфорации добывающей скважины;
- эксплуатационные характеристики скважины.

Данное неравенство характеризует условие образования конуса воды:

$$\frac{dP}{dz} \geq \rho \cdot g, \quad (1)$$

где $\frac{dP}{dz}$ – вертикальный градиент давления; ρ – плотность воды; g – ускорение свободного падения.

При движении водяной фазы по вертикальной плоскости её траектория движения искривляется. И конус воды поднимется выше там, где расстояние от ВНК до нижней точки перфорации больше. Поэтому для того, чтобы снизить высоту поднятия конуса и увеличить добычу нефти, необходимо увеличить долю перфорированной толщи пласта. Также в вертикальных скважинах решением может являться бурение горизонтальных стволов вблизи кровли или закачка больших объемов слоя геля выше ВНК. Но поскольку для уменьшения конусообразования вдвое необходим эффективный радиус закачки геля не меньше 15 м, данная технология трудноосуществима.

В горизонтальных скважинах данное явление называют языкообразованием (рисунок 22) и решается применением изоляции в прискважинной зоне на достаточные расстояния по стволу вниз и вверх или также бурением горизонтального ствола вблизи кровли.

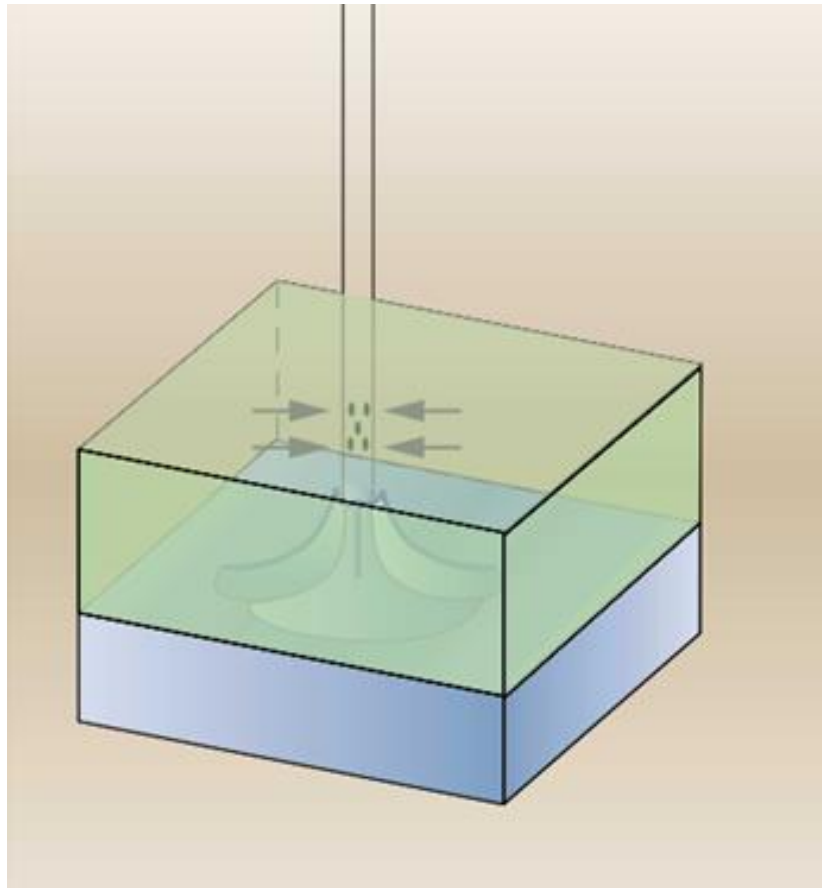


Рисунок 21 – Образование конусов воды

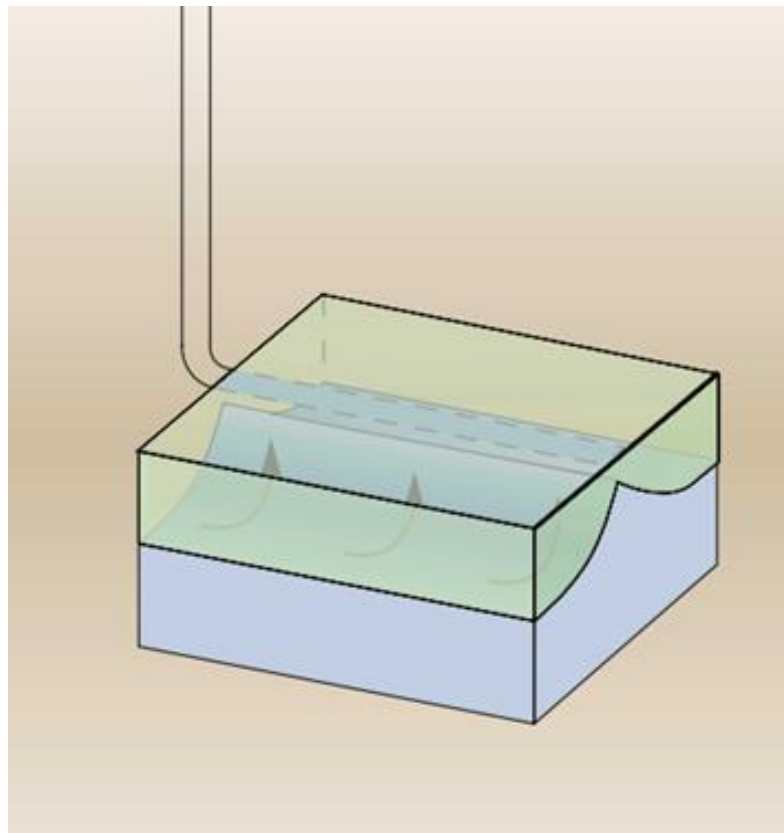


Рисунок 22 – Образование языков воды

2.1.8 Технологические решения для проблем преждевременного обводнения, связанных с низким коэффициентом охвата по площади

Из-за неоднородности проницаемости по площади происходит движение законтурной воды или воды от нагнетательных скважин, что приводит к низкому значению коэффициента охвата по площади. Проблема продемонстрирована на рисунке 23.

Технология увеличения охвата пласта заводнением по площади (УОПЗ) подразумевает под собой перекрытие движения воды по пути фильтрации от нагнетательной скважины к добывающей, путем создания низкопроницаемого экрана. Благодаря технологии происходит изменение направления движения воды в нефтеносной зоне, что приводит к вытеснению нефти к добывающим скважинам. Вследствие увеличивается охват пласта заводнением по площади.

Применение композиций на основе щелочного силикатного геля нашли применения на нефтяных месторождениях Западной Сибири и Республики Коми. Работы проводились в трех объединениях. Благодаря технологии УОПЗ средняя удельная дополнительная добыча нефти составила более 1,7 тыс. тонн на одну скважино-операцию. Применение уплотняющего бурения реализуется с большой успешностью, однако бурение боковых горизонтальных стволов позволяет вовлечь в разработку непромытые целики более рентабельно. В горизонтальных скважинах при вскрытии стволом зон пласта с различной проницаемостью и давлением также происходит низкий охват по площади. Также прорыв воды может происходить, если участок расположен близко к источнику воды. При помощи изоляции отдельных частей можно контролировать поступление воды.

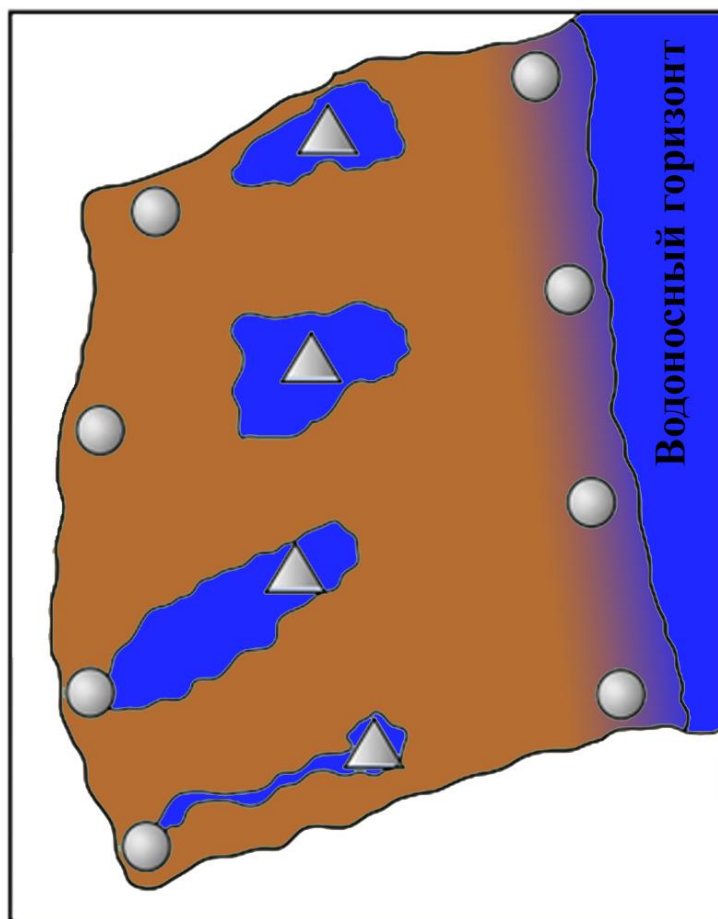


Рисунок 23 – Низкий коэффициент охвата по площади

2.1.9 Технологические решения для проблемы преждевременного обводнения, связанной с наличием обводненного пропластка с внутрипластовыми перетоками

Перетоки чаще всего происходят в высокопроницаемых пропластках, которые не разобщены перемычками (рисунок 24). Такой тип проблемы схож с проблемой обводненного пропластка без перетоков, отличаются они лишь тем, что в данной проблеме присутствуют перетоки в соседние пласты из-за отсутствия барьера, который перекрывает эти перетоки. Перетоки могут присутствовать в удаленных зонах пласта от скважины. Поэтому важно доказать, что присутствуют такие перетоки, потому что именно это определит тип проблемы. С проблемой легко справиться, если такие перетоки отсутствуют. В случае, когда присутствуют перетоки, провести успешную обработку маловероятно. Если же пропласток имеет проницаемость выше, чем в нефтеносной зоне, тогда возможно закачать гель в обводненных пропласток

глубоко и без крупных затрат. Но даже в таких идеальных условиях успешность проведения технологической операции не гарантируется. Зачастую, при помощи бурения горизонтальных скважин возможно лучше справиться с данной проблемой.

Если горизонтальная скважина расположена в одном пропластке, то данная проблема не возникает. Такой тип обводнения может происходить также в горизонтально-направленных скважинах.

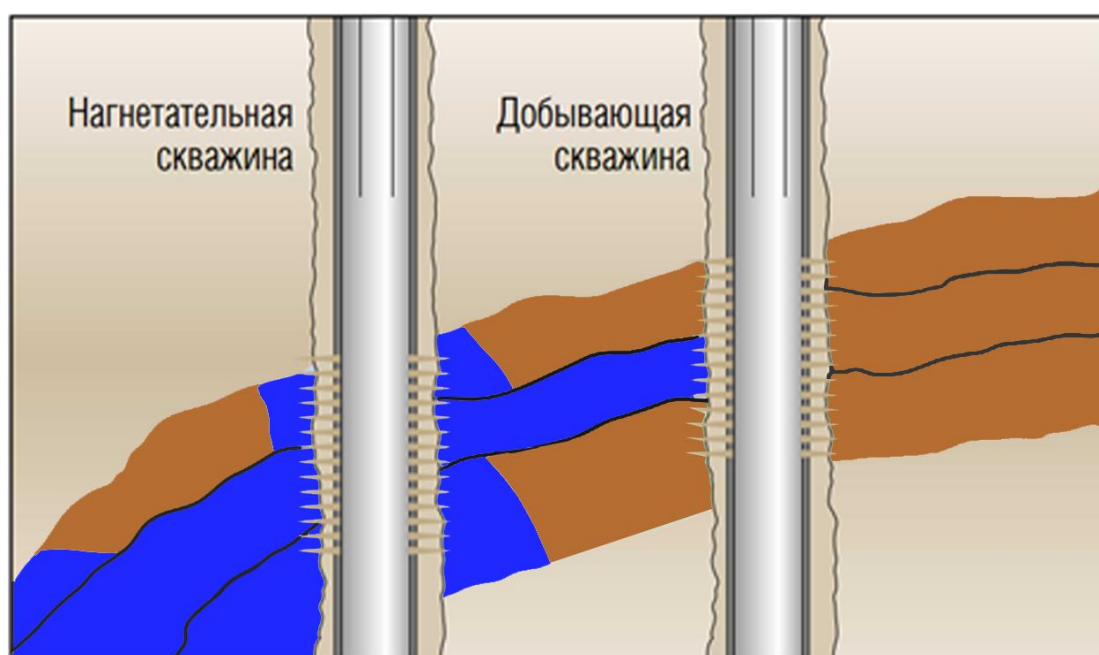


Рисунок 24 – Наличие обводненного пропластка с внутрислоевыми перегородками

2.1.10 Применение изолирующих составов на месторождениях Западной Сибири

Наиболее высоким научно-техническим уровнем из числа испытанных, промышленно освоенных и рекомендуемых к применению на месторождениях Западной Сибири являются технологии изоляции пластов и отдельных обводнившихся интервалов с применением:

- жидкого стекла, причем предпочтение следует отдать технологиям, основанным на образовании из него геля, а не осадка;
- кремнийорганических реагентов, а именно: составы на основе Продукта 119-204 (ВТС), АКОР-Б100, АКОР-БН;

- ВУС или ГОС на основе сшивающихся ПАА с докреплением созданного ими экрана кремнийорганическими или другими полимерными отверждающимися материалами.

Технологии на основе силиката натрия (жидкого стекла)

Составы на основе силиката натрия - жидкого стекла (ЖС) относятся к двухкомпонентным изолирующим реагентам, при этом необходимо выделить две подгруппы технических решений применения жидкого стекла:

1. Методы, основанные на образовании нерастворимых осадков, например, при взаимодействии ЖС с растворами неорганических солей, в том числе пластовых, или щелочью;

2. Композиции, образующие гели, в роли инициаторов гелеобразования могут выступать соединения различной природы: кислоты, соли или эфиры органических кислот, неорганические соединения.

Ряд авторов считают жидкое стекло если не универсальным, то самым подходящим тампонажным материалом для решения самого широкого круга задач РИР: изоляция отдельных обводнившихся интервалов пласта, отключение пластов, ликвидация заколонных перетоков.

Исследователи проблем РИР в Западной Сибири также отмечают перспективность адаптации методов водоизоляции с применением ЖС к условиям месторождений данного региона.

Испытание технологии селективной изоляции обводненных интервалов пласта с применением жидкого стекла произведены:

- на трех скважинах Ермаковского месторождения; обводненность продукции скважин снизилась с 98-99% до 45-90%, дебит нефти вырос с 0,5-2,0 до 2,0-8,4 т/сут.;

- на трех скважинах Лазаревского, Северо-Урьевского и Южно-Урьевского месторождений; все ремонты успешны, приросты дебитов нефти 1,7-1,8 т/сут., при продолжительности эффектов от 7 до 16 месяцев дополнительная добыча нефти составила 373-899 т/скв. Учитывая реально установленную возможность эффективного применения жидкого стекла на

нефтепромыслах Западной Сибири, относительную дешевизну и технологичность работ на скважине с данным тампонажным материалом следует рекомендовать его дальнейшие более детальные исследования с целью адаптации к решению водоизоляционных задач в условиях месторождений данного региона. Предпочтение следует отдать композициям, образующим гели.

Технологии на основе кремнийорганических соединений (КОС)

Обширное направление разработок, посвященных изоляции обводненных пластов и их интервалов, - это технологии, основанные на использовании кремнийорганических соединений (КОС).

Реагенты данного класса относятся к селективным, так как образуют тампонажный материал при контакте с находящейся в порах водопромытых зон пластовой (нагнетаемой) водой и не образуют такового в продуктивных нефтенасыщенных интервалах. С учетом такого механизма образования тампонажного материала, КОС следует отнести к изоляционным реагентам.

Подавляющее большинство публикаций о практическом применении реагентов данного класса содержит сведения, по существу, о двух видах КОС: (1) этоксипроизводные органохлорсиланов - Продукт 119-204, Модификатор 113-63, композиции на их основе; (2) составы на основе этилсиликатов - Продукт 119-296 (119-296Т), АКОРы различных марок.

В Западной Сибири нашли также применение кремнийорганические водоизолирующие композиции на основе смесей этилсиликата (или АКОРов) и Продукта 119-204 с различными добавками - составы ВТС и НВТС.

Продукт 119-204 - однокомпонентный реагент готовой к употреблению товарной формы. Впервые испытан на Самотлорском месторождении в 1978-1979 годах под торговыми наименованиями опытных партий "ТСМ", "ТСЭ", промышленно применялся в Западной Сибири с 1983-го по 2000 год. Успешность РИР - в среднем 76%, средняя продолжительность эффекта - 9 месяцев.

Обводненность продукции скважин при изоляции пластовых и нагнетаемых вод в послойно неоднородных коллекторах снижается с 98-100% в среднем до 60%. На одну тонну реагента дополнительно добывается около 400 тонн нефти и сокращается отбор более 1000 м³ попутно извлекаемой воды.

Ряд публикаций свидетельствует, что Продукт 119-204 может эффективно использоваться в качестве докрепляющего тампонажного материала, закачиваемого в небольших объемах (1-5 м. куб.) вслед большеобъемным оторочкам менее прочных, но более дешевых водоизолирующих реагентов.

Результаты применения АКОР:

К настоящему времени накоплено много информации о практическом применении при водоизоляционных работах кремнийорганических реагентов на основе алкиловых эфиров ортокремниевой кислоты (этилсиликатов) - это АКОР различных марок.

Первым широкомасштабно внедрен в Западной Сибири состав АКОР-4. На месторождениях "Юганскнефтегаза" в 1986 году этим реагентом выполнены РИР в 41 скважине, в том числе в 29 - для изоляции отдельных обводненных интервалов пласта.

Успешностью работ составила 85%, обводненность продукции в среднем снизилась с 95% до 68%, дебиты нефти выросли в пределах от 1,2 до 13,5 т/сут., продолжительность эффекта - в среднем 10 месяцев.

При изоляции обводненных интервалов в монолитных нерасчлененных пластах эффективность ниже: успешность работ - 50%, снижение обводненности в среднем - с 97% до 86%, рост дебита нефти - 1,1-8,7 т/сут., продолжительность эффекта - до трех месяцев.

Было установлено, что в осложненных геологических условиях эффективность РИР возрастает при докреплении изолируемой зоны цементным раствором.

Результаты применения АКОР марки "Б"

В последующие годы были разработаны одноупокочные водорастворимые композиции реагента с регулируемым временем отверждения марок АКОР-Б100 и АКОР-Б300, предназначенные для применения при пластовых температурах, соответственно, до 100С и 300С. Отличительной особенностью АКОР-Б является способность образовывать достаточно прочный гель при кратном, в 4 и более раз, разбавлении водой.

АКОР марки "Б" получили самое широкое применение, в том числе АКОР-Б100 - в Западной Сибири. В докризисный период 1990-х годов реагентом АКОР-Б100 здесь было выполнено более 1000 РИР.

Успешность работ составила 75-80%, обводненность продукции скважин снижена в среднем с 97% до 75%, дополнительная добыча нефти - в среднем 2 тыс.т/скв., продолжительность эффекта - до 12 месяцев. На одну тонну реагента дополнительно добыто 600-700 тонн нефти, экономический эффект составил 4,5 рубля на 1 рубль затрат на РИР, затраты на ремонт окупаются за два-три месяца.

Результаты применения АКОР-БН

Следующая разработка АКОРа - это АКОР-БН. Данный реагент более технологичен в работе и образует эффективный для тампонажа порового пространства гель при более кратном разбавлении водой - до 7-9 раз. Это позволяет еще более снизить стоимость водоизоляционных работ без ущерба их эффективности. Реагент нашел применение на промыслах Уральской нефтяной компании, Татарии, Белоруссии и Казахстана.

В Татарии отработана технология РИР составами АКОР-БН 102 с использованием гибких труб (колтюбинга). Работы, выполненные в 2006-2008 годах на 13 скважинах, имеют успешность 70%. Обводненность скважин снизилась с 70-98% до 55-80%, дополнительная добыча нефти составила 13,3 тыс. тонн, или 1,03 тыс. т/скв.

Продолжительность ремонтов снижена в 2,2 раза, эксплуатационные затраты с учетом коэффициента успешности работ по сравнению с базовым

методом снизились в 1,7 раза. Экономический эффект составил 267,6 тыс. руб./скв.

АКОР-БН 102 апробирован для докрепления гелеобразующих вязкоупругих составов (ВУС) на основе низкомолекулярных полиакриламидов. Установлено: при селективной изоляции водопритока в пластах с мощностью более 10 метров оптимальным вариантом является комбинированная закачка ВУС + АКОР-БН в примерном соотношении 40-60 м. куб. ВУС и 4-6 м. куб. водонаполненного АКОР-БН 102. РИР по схеме ВУС + АКОР-БН осуществлены в 41 скважине, успешность - 80,5%, дополнительная добыча - 26,8 тыс. тонн, или 653 т/скв.

Результаты применения кремнийорганических составов ВТС, НВТС

Специалистами институтов СургутНИПИнефть и СибНИИНП совместно были разработаны водорастворимые кремнийорганические тампонажные составы ВТС и НВТС: (1) ВТС представляет собой смесь алкиловых и гликолевых эфиров этилсиликатов, содержит в качестве одного из компонентов Продукт 119-204; (2) НВТС является композицией, содержащей этилсиликат или АКОР, Продукт 119-204 и неонол.

Составы испытаны и внедрены на более чем 200 скважинах "Сургутнефтегаза". Успешность работ составила 78-86%, дополнительная добыча нефти - в среднем 1,6 тыс. т/скв., ограничение отборов попутной воды - в среднем 9,6 тыс. м. куб./скв., продолжительность эффекта - 7 месяцев.

Состав ВТС применялся без докрепления цементом, кроме того, прочностные характеристики полимера, образующегося из данного реагента, позволяют использовать сам ВТС в качестве закрепляющего тампонажного материала.

Наиболее перспективное, по мнению авторов, направление повышения эффективности работ по изоляции обводненных пластов и пропластков, в том числе в нерасчлененных или слабо расчлененных коллекторах, это закачка большеобъемной оторочки ГОС и докрепление созданного водоизолирующего экрана составом ВТС.

По этой технологии были выполнены РИР на 50 добывающих скважинах, дополнительная добыча нефти составила от 0,7 до 3,6 тыс. т/скв.

Научно-технический уровень наиболее эффективных технологий

Технологии с применением жидкого стекла

- технологическая успешность работ - 71-93%;
- приросты дебита нефти после ремонта - 1,7-7,5 т/сут.;
- дополнительная добыча нефти - 0,4-0,9 тыс. т/скв.;
- ограничение добычи попутно извлекаемой воды - 1,1-3,0 тыс. м. куб./скв.;
- продолжительность эффекта 6-16 месяцев.

Технологии с применением кремнийорганических реагентов АКОР-Б100, АКОР-БН, ВТС

- технологическая успешность работ - 75-87%;
- приросты дебита нефти после ремонта - 4,9-13,5 т/сут. (0,7-2,0 т/сут. в условиях высокой выработки пластов на последних стадиях разработки объектов при обводненности скважин 98-100%);
- дополнительная добыча нефти - 1,0-3,9 тыс. т/скв. (0,4-1,7 тыс. т/скв. в условиях высокой выработки пластов на последних стадиях разработки);
- ограничение добычи попутно извлекаемой воды - 3,8-9,6 тыс. м. куб./скв.;
- продолжительность эффекта - 7-12 месяцев.

Технологии с применением ВУС или ГОС на основе сшивающихся ПАА с докреплением полимерными отверждающимися материалами

- технологическая успешность работ - 81,2-100%;
- приросты дебита нефти после ремонта - 4,5-13,5 т/сут.;
- дополнительная добыча нефти - 0,9-3,6 тыс. т/скв.;
- ограничение добычи попутно извлекаемой воды - 2,3-22,1 тыс.м. куб./скв.;
- продолжительность эффекта - 9-15 месяцев.

2.2 Технологии регулирования процесса разработки

Основной целью регулирования процесса разработки на месторождениях, которые вступили в последнюю стадию разработки, является доизвлечение остаточных запасов. Однако с помощью методов регулирования процесса разработки можно снизить показатель обводненности в целом по месторождению. При регулировании разработки проводят технологические методы с частичным изменением системы заводнения и сочетают их с проектной. То есть, это целенаправленное управление движением флюидом в пластах, чтобы достичь планируемых уровней добычи нефти.

Считается, что в пластах, которые работают в стационарных режимах, появляется система постоянных линий тока, которая определяет охват пласта воздействием. Для того, чтобы фильтровать недренируемые запасы, необходимо менять гидродинамический режим, что приведет к изменению конфигураций линий тока.

Охват пластов заводнением и конечный КИН резко падают при увеличении анизотропии свойств пласта, а также при увеличении макро и микронеоднородности объектов. Вода начинает прорываться по высокопроницаемым пропласткам к добывающим скважинам. В результате этого, нефть остается в низкопроницаемой части и не охватывается заводнением. Известно, что чем выше неоднородность по проницаемости, а также одновременно разрабатываемых пластов, тем ниже КИН. В связи с этим, появляется необходимость наблюдения за перемещением контура нефтеносности. На практике управление продвижением фронта вытеснения возможно лишь в относительно однородных пластах. Невозможно гарантировать равномерное стягивание контура нефтеносности путем закачки воды и отборов жидкости в условиях неоднородного пласта.

Регулирование процесса разработки осуществляется при проведении геолого-технических мероприятий на уже существующем фонде скважин, то

есть на сформированных системах заводнения. И направлены такие мероприятия на изменение такой системы. Принципы действия, условия и недостатки методов регулирования разработки представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Методы регулирования разработки

Название метода	Условие применимости метода при обводненности продукции, %	Принцип действия метода на увеличение охвата заводнением	Недостатки методов
Разукрупнение эксплуатационного объекта по коллекторским свойствам	Не ограничено	Уменьшение влияния неоднородности пластов	Применяется только в литологически неоднородных пластах
Циклическая закачка и отбор	70-80	Изменение перепада пластового давления	Малоэффективен в пластах с высокой обводненностью на поздней стадии разработки
Изменение направления фильтрационных потоков	Не выше 75-85	Повышение охвата дренированием	Используется в локализованных участках месторождения
Форсированный отбор жидкостей из пласта	75-80	Увеличение перепада давления	Неопределенность условий применения
Уплотнение сетки скважин	Не выше 80-90%	Перенос фронта вытеснения, увеличение перепада давления, интенсификация отбора жидкости из пласта	Дороговизна работ, быстрое продвижение фронта вытеснения, приводящее к уменьшению периода эксплуатации скважин

Приведенные методы применяются комплексно. Рассмотрим по отдельности каждый метод регулирования процесса разработки.

2.2.1 Повышение давления нагнетания

Результаты испытаний повышенных давлений на месторождениях Западной Сибири показали, что при увеличении депрессии на пласт происходит увеличение работающей толщины и коэффициента гидропроводности пласта за счет ухудшения структурно-механических свойств нефти в малопроницаемых пропластках. Существуют некоторые особенности применения данного метода. При увеличении давления нагнетания слабопроницаемые участки не включаются в разработку и не дренируются. При повышении давления могут образовываться трещины и это приводит к ухудшению условий для вытеснения нефти дренирующей водой.

Низкая эффективность применения повышенных давлений объясняется образованием высокопроницаемых промытых зон, по которым фильтруется основная масса воды, не оказывая положительного влияния на выработку малопроницаемых нефтесодержащих пропластков. Поэтому использование одной этой технологии недостаточно, потому что с помощью нее невозможно охватить все неоднородные пласты заводнением из-за перемещения воды по высокопроницаемым участкам коллектора.

2.2.2 Циклическое воздействие на пласт

Наиболее известным и всесторонне исследованным на сегодняшний день гидродинамическим методом повышения нефтеотдачи является метод циклического воздействия. Впервые предположение об эффективности циклического воздействия было высказано М.Л. Сургучевым в конце 50-х годов на основе анализа разработки месторождений Куйбышевской области. Расчеты показали, что создание в залежи нестационарного состояния путем изменения режима работы нагнетательных скважин приводит к интенсификации добычи нефти [5]. Данный метод заключается в попеременном изменении режима нагнетания воды в пласт по группам нагнетательных скважин. Благодаря этому создаются периодические

нестационарные перепады давления между низко- и высокопроницаемыми толщинами коллектора, что приводит к увеличению коэффициента охвата выработкой. Считается, что применение данной технологии на месторождениях Западной Сибири возможно, если приёмистость скважин выше 200 м³/сут. В противном случае, в зимнее время может произойти замерзание водоводов.

С физической точки зрения данный метод заключается в том, что из-за остановок скважин получается перепад давления, благодаря которому получается переток некоторого объёма нефти из низкопроницаемых частей коллектора в высокопроницаемые, тем самым нефть поступает в общий водонефтяной поток [6].

На рисунке 25 представлена физическая суть данного метода в графическом виде.

В первом случае (рисунок 25, а) представлен процесс вытеснения при стационарном заводнении. Верхний высокопроницаемый слой вырабатывается быстрее и приводит к обводнению скважины. В этот же момент, нижний слой имеет низкую проницаемость и, соответственно, вырабатывается в меньшей степени. Так сохраняется остаточный запас нефти в нижнем слое, который не был подвергнут дренированию.

Во втором случае (рисунок 25, б) происходит вытеснение при цикле увеличения давления нагнетания. Из-за роста градиента давления вода из верхнего слоя поступает в нижний. В результате процессом вытеснения затрагивается дополнительный объём нефти, который расположен в нижнем низкопроницаемом слое и который не был затронут при стационарном заводнении.

В третьем случае (рисунок 25, в) происходит цикл понижения давления нагнетания. Поскольку верхний слой имеет большую пьезопроводность, то давление в нем снижается быстрее, чем в нижнем низкопроницаемом.

В результате этого, создается репрессия с нижнего слоя на верхний и происходит движение жидкости «снизу-вверх». В том случае, если коллектор гидрофильный, то за счет смачиваемости в порах остается вода, а в верхний слой фильтруется нефть. Если коллектор гидрофобный, то происходит движение жидкости, с долей нефти и воды пропорционально подвижности. На основании представленного механизма циклического воздействия вытесняется дополнительный объем нефти, не вовлеченный в активную разработку при стационарном заводнении. [7].

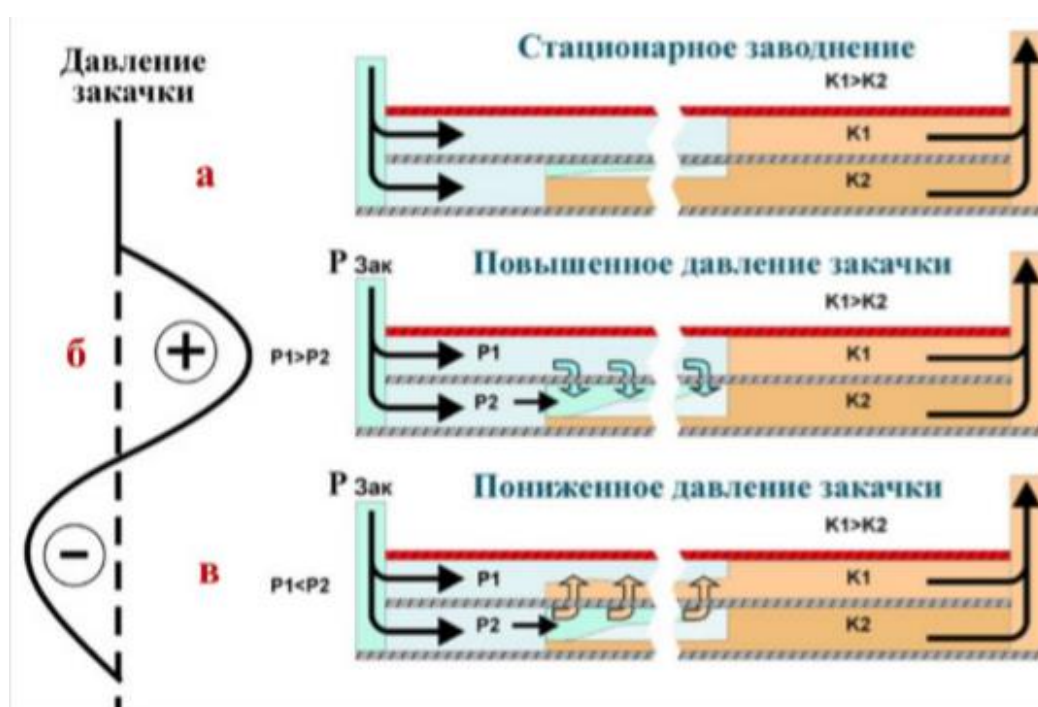


Рисунок 25 а,б,в – Процессы, происходящие в пласте при циклическом воздействии

На Ромашкинском и Самотлорском месторождениях применение циклического заводнения за 4 года позволило дополнительно извлечь 136 тыс. т нефти, что на одну скважину составляет 2520 т.

Обязательным условием нестационарного заводнения является систематический контроль за пластовым давлением по разрабатываемой площади или месторождению в целом, контроль за перераспределением давления в пласте с периодическим построением карт изобар, замер забойных

давлений и полный цикл гидродинамических исследований по «опорным» добывающим скважинам.

Важными достоинствами метода являются простота его осуществления, применимость в широком диапазоне пластовых условий и достаточно высокая экономическая и технологическая эффективность.

К недостаткам технологии циклического воздействия относится возможность использования метода только на отдельных участках месторождения и снижение эффективности при длительном использовании.

Критерии применимости технологии, следующие:

- наличие маловязких нефтей (менее 5 мПа * с);
- возможность создания высокой амплитуды перепада давления до 30-40 МПа;
- наличие мощных слоисто неоднородных или трещиновато-пористых гидрофильных пластов (более 3,5 м);
- обводненность продукции 70-80%.

2.2.4 Форсированный отбор жидкости

По причине неоднородности пласта, вытеснение флюида происходит в основном из высокопроницаемых зон, не включая низкопроницаемые части, в которых содержатся остаточные запасы нефти. Поэтому стандартные способы заводнения малоэффективны.

Сущность форсированного отбора жидкости заключается в увеличении градиентов давления в зонах отбора, при этом происходит поступление нефти из низкопроницаемых частей пласта. Технология заключается в постоянном увеличении отборов жидкости из пласта. В связи с этим происходит перепад давления между разнопроницаемыми пропластками, нефть начинает поступать в поток высокопроницаемой части и подниматься на поверхность.

В.П. Соничем и Н.А. Черемисиным [8] экспериментально исследовано увеличение коэффициента вытеснения нефти водой в результате проведения ФОЖ. Согласно результатам их исследований, рост коэффициента вытеснения

проявляется как в гидрофильных, так и в гидрофобных коллекторах. В первом случае происходит вовлечение в разработку капиллярно зацементированной нефти, во втором – доотмыв пленочно-связанной. С.Т. Овнатановым также показано, что увеличение градиента давления облегчает продвижение нефти по пласту вследствие повышения дисперсности движущихся капель нефти. [9] Положительное влияние ФОЖ на нефтеотдачу при увеличении коэффициента вытеснения нефти объясняются действием следующих факторов:

- при увеличении скорости потока в гидрофильных коллекторах происходит добыча капиллярно-зацементированной нефти;
- при увеличении отборов жидкости в гидрофобных коллекторах происходит более эффективный отбор пленочно-связанной нефти.

Данный метод применялся на Самотлорском, Усть-Балыкском, Мегионском, Мамонтовском, Приразломном месторождениях. Осуществлять ФОЖ необходимо постепенно, увеличивая дебит скважин на 35-55%, далее в 2-3 раза. Но при этом, нужно соблюдать необходимые условия применимости метода:

1. обводненность продукции не менее 90–95% (начало завершающей стадии разработки);
2. высокие коэффициенты продуктивности скважин в начале эксплуатации;
3. при снижении забойного давления коллектор устойчив (не разрушается);
4. давление нагнетания не должно превышать предел прочности породы;
5. обсадная колонна исправна, отсутствуют перетоки воды из других горизонтов;
6. пропускная способность системы сбора и подготовки продукции достаточна для применения ФОЖ.

Применяется данный метод при помощи электронасосов, имеющие большую подачу, штанговыми насосами, которые работают при полной нагрузке. Перед ФОЖ, для увеличения профилей притока и приемистости, проводят работы по выравниванию профилей притока и приемистости соответственно. Также рекомендуют проводить кислотные обработки, РИР по ликвидации перетоков жидкости из вышележащих пластов.

Эффективность зависит от расположения скважин на залежи, удаленности нагнетательной линии, характера обводненности и др. Наиболее эффективен метод в скважинах, которые обводнились равномерно и низкими темпами.

2.2.5 Изменение направления фильтрационных потоков

В процессе заводнения в межскважинном пространстве нефтяных пластов устанавливаются стационарные поля давлений и формируется устойчивая сеть фильтрационных потоков [10]. Сформировавшиеся каналы не обеспечивают полный охват залежи заводнением. В результате отдельные части пласта не вырабатываются. Такие части, в зависимости от степени неоднородности пластов, систем размещения нагнетательных и добывающих скважин, плотности сетки, имеют различные размеры и локализацию.

С физической точки зрения процесс изменение направления фильтрационных потоков объясняется тем, что при изменении формы фронта воды внутри пласта происходит изменение перепадов давления как по направлению, так и по величине, что обуславливает поступление нагнетаемой воды в области с низкой проницаемостью, где есть остаточные запасы нефти. Закачка объема воды вдоль фронта распределяют обратно пропорционально водонасыщенности.

Изменению направлений фильтрационных потоков способствуют:

- организация очагового заводнение;
- разрезание залежи на отдельные блоки;
- перераспределение объёмов закачки и добычи между участками;

- организация циклического заводнения.

Для реализации данного метода необходимы резервы определенных мощностей насосных станций, а также сочетание внутриконтурного и приконтурного заводнений и др. Данная технология помогает снизить обводненность скважин, стабилизировать уровень добычи нефти, а также увеличить охват пласта вытеснением.

Благодаря перераспределению линий тока в пласте при изменении направления дренирования, в низкопроницаемых областях образуются новые линии тока, что позволяет добывать остаточные запасы нефти. Помимо переноса фронта закачки между группами скважин, снижению обводненности и росту добычи нефти способствует отключение отдельных добывающих скважин.

Целесообразно использовать метод циклического заводнения с методом ИНФП. Для реализации совместного использования методов существуют два различных подхода. В первом происходит наложение высокочастотных колебаний закачки и отбора, меняя фазы по участкам или группам скважин на длительный процесс ИНФП. Характерность заключается в том, что возможно применять большое количество циклов перепадов давления закачки в одном направлении линий тока. Суммарный эффект получается равным сумме эффектов от обоих процессов.

Другой подход реализуется при помощи различных площадных систем размещения скважин. В данном случае возможно сочетать ИНФП с колебаниями давлений. Циклы изменения направления скорости фильтрации могут совпадать с периодами изменения давления. Так, ИНФП становится нестационарным процессом.

Особенность метода заключается в том, что можно назначить свой режим нестационарной эксплуатации для отдельной группы добывающих скважин, имеющие гидродинамическую связь с нагнетательной скважиной.

В данной технологии происходит периодическая закачка агента в нагнетательные скважины и эксплуатация определенных добывающих скважин, которые в результате гидродинамических исследований периодически останавливают на время. Порядок работы и простоя скважин в течении одного цикла приведен в таблице 7, «+» - скважины работают, «-» - скважины остановлены [11].

К первой группе относят скважины, у которых обводненность выше средней текущей обводненности всех скважин.

Ко второй группе относят скважины, у которых обводненность меньше среднего значения по всем скважинам участка, но выше среднего значения накопленной обводненности за весь период эксплуатации.

К третьей группе относят добывающие скважины, у которых текущая обводненность меньше среднего значения накопленной обводненности за эксплуатационный период залежи.

Цикл, приведенный в таблице 7, разделен на четыре этапа. В первом происходит отключение добывающих скважин, относящихся к первой группе, учитывая, что остальные добывающие скважины работают и происходит закачка агента в нагнетательные скважины. Во втором этапе дополнительно отключаются добывающие скважины второй группы. В третьем этапе вторая группа добывающих скважин запускается, но в этом же время происходит остановка закачки воды в нагнетательные скважины. На последнем этапе включаются добывающие скважины всех групп, а также возобновляется закачка агента в добывающие скважины. Далее цикл повторяется до полного заводнения пласта, а заканчивается по достижению экономического критерия прекращения эксплуатации.

Таблица 7 – Порядок работы скважин за один цикл

Скважины		Этапы			
		1	2	3	4
Нагнетательные		+	+	-	+
Добывающие	1 группа	-	-	-	+
	2 группа	+	-	+	+
	3 группа	+	+	+	+

2.2.5 Выделение пластов в отдельный объект по коллекторским свойствам

Суть метода заключается в избирательном выделении пластов, которые имеют по всей толщине продуктивного пласта практически одинаковые коллекторские свойства, и их дальнейшего формирования в отдельный объект самостоятельной эксплуатации. Суть метода заключается в том, чтобы изменить неоднородность эксплуатационного объекта, который состоит из множества изолированных пластов, имеющие различные коллекторские свойства, также не исключено отключение пластов из разработки, которые имеют высокие фильтрационные характеристики для воды. Благодаря данному методу, на Ромашкинском месторождении удалось достичь охвата малопроницаемых алевролитов заводнением. Однако сходство характеристик пластов, объединяемых в один эксплуатационный объект, не является достаточным условием равномерной выработки запасов нефти из послойно-неоднородных пластов. Указанная особенность метода формирования объекта объясняется сохранением присущего заводнению недостатка – неравномерной фильтрации воды в неоднородном коллекторе

2.2.6 Уплотнение и выбор сетки скважин

В России используется двухстадийное разбуривание. Изначально разбуривают редкую сетку скважин, а в дальнейшем производят избирательное уплотнение сетки для того, чтобы повысить охват неоднородных пластов заводнением и для стабилизации добычи нефти. Эффективность метода зависит от расчлененности объекта разработки,

коллекторских свойств эксплуатируемых пластов и стадии разработки месторождения.

В зонах добывающих скважин, которые не имеют гидродинамическую связь с нагнетательными линиями, необходимо развивать систему ППД. В этом случае создают избирательную систему заводнения, проектируют новые линии разрезания. При этом на каждом изолированном участке создают очаги заводнения. Также возможно создание очагов заводнения на больших удалениях эксплуатационных скважин от существующей линии нагнетания.

Для того, чтобы весь пласт был охвачен воздействием заводнения, необходимо переводить добывающие скважины в нагнетание, а также производить бурение новых нагнетательных скважин.

Последующее регулирование разработки и расширение области питания для повышения нефтеотдачи коллекторов с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами или с содержанием нефти повышенной вязкости проводятся за счет дополнительных линий разрезания, которые будут сформированы из полученных зон заводнения. Эти линии разрезания в некоторых случаях могут оказаться высокоэффективным средством регулирования разработки.

В зависимости от принятой стратегии разработки, существующими рядами нагнетания, а также с учетом простирания тел коллекторов, выбирается направление линий разрезания вкост их латеральной протяженности.

Зачастую важно бурить дополнительные нагнетательные скважины уже в готовых линиях разрезания. Размещают такие скважины в разрезающих рядах между скважинами действующего фонда и скважинами, которые в прошлом были продуктивными. Перфорацию в новых скважинах проводят в прослоях, гидродинамически связанных с зоной отбора, но принимающих воду в неполном объеме.

В тех зонах, которые вскрыты нагнетательными скважинами, но не охвачены эксплуатационными, бурят дополнительные эксплуатационные скважины. В зависимости от размеров зон коллекторов, определяется необходимое количество скважин и размещение.

Исходя из вышесказанного, можно сказать, что конечная нефтеотдача и полный охват пластов заводнением снижаются в зависимости от неоднородности разрабатываемых объектов. В пластах с высокой неоднородностью вода прорывается из нагнетательных скважин к добывающим по высокопроницаемым пропласткам, оставляя нетронутыми низкопроницаемые.

Поэтому, самым главным условием для повышения качества заводнения является ограничение движения воды по высокопроницаемым каналам, всё это позволит рационально использовать энергию для вытеснения нефти из трудноизвлекаемых зон.

3 КОМПЛЕКСНОЕ ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ ДЛЯ БОРЬБЫ С ВЫСОКОЙ ОБВОДНЕННОСТЬЮ ПРОДУКЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Среднегодовая обводненность добываемой в стране нефти составляет примерно 85%. За всё время на месторождениях Западной Сибири применялось большое количество методов по ограничению водопритоков и, соответственно, снижению обводненности скважинной продукции. Почти все методы используются при помощи химических соединений, а также технологических приёмов. Применение изолирующих материалов и технологических приёмов является актуальным в течение продолжительного периода. Всё это связано со сложностью промысловых геолого-физических условий, а также для того чтобы достигнуть лучших технологических показателей при использовании материалов для изоляции притоков.

Снизить значения обводненности скважинной продукции можно при помощи решений следующих проблем:

1. Решение проблем, связанных с негерметичностью обсадной колонны, НКТ или пакера
2. Решение проблем, связанных с некачественным цементированием заколонного пространства, приводящим к заколонным перетокам.
3. Решение проблем, связанных с процессом разработки (движение ВНК, конусо- и языкообразование).
4. Решение проблем, связанных с фильтрацией основного объема воды по высокопроницаемым пропласткам и трещинам.
5. Решение проблем, связанных с остаточными запасами, не затронутыми процессами разработки.

Проблемы негерметичности обсадных колонн, НКТ или пакеров решаются путём закачки отвердевающих жидкостей в места поступления воды, либо же при помощи спуска дополнительной колонны, что чаще более

эффективно, поскольку не все тампонажные растворы обладают достаточными фильтрационными и прочностными свойствами.

Для борьбы с заколонными перетоками, которые приводят к обводненности продукции, применяют закачку цемента или смолистых полимеров в затрубное пространство, а также для остановки притока в затруб используют менее прочные жидкости на основе геля.

Проблемы конусообразования и языкообразования в вертикальных и горизонтальных скважинах решаются путём бурения горизонтальных стволов вблизи кровли. Есть альтернатива проперфорировать всю нефтенасыщенную толщу для увеличения конечного коэффициента нефтеотдачи. Для борьбы с поднятием ВНК используют цементные мосты и пакер-мосты для заглушки нижних отверстий перфорации. Также с поднятием ВНК борются при помощи закачки геля выше ВНК.

Проблемы четвертой группы решаются при помощи регулирования процесса разработки гидродинамическими методами. Однако потенциальные возможности повышения нефтеотдачи данными методами составляют около 15%. Низкие значения возможностей связаны с тем, что большинство крупнейших месторождений Западной Сибири вступили в позднюю стадию разработки и в процессе их долгой эксплуатации образовались высокопроницаемые участки, по которым движется вытесняющий агент, а низкопроницаемые части не затрагиваются процессом дренирования. Гидродинамические методы позволяют извлекать остаточные запасы, однако основной объем закачиваемого агента фильтруется по высокопроницаемым зонам и не затрагивает низкопроницаемые зоны, в которых находятся остаточные запасы нефти. Для того, чтобы закачиваемый агент поступал в низкопроницаемые участки, необходимо закачивать гелеобразующие составы в скважины, а в дальнейшем применять гидродинамические МУН. Гелеобразующие составы проникают в высокопроницаемые пласты, трещины и при контакте с ними цементируются. Благодаря гелям каналы

перекрываются частично или полностью и в дальнейшем при использовании гидродинамических МУН растет их эффективность. Также для решения данных проблем используют зарезку боковых стволов в низкопроницаемые пласты.

Для доизвлечения остаточных запасов используют технологии по ограничению водопритоков, а также методы регулирования процесса разработки. Однако, применение их в комплексе позволит существенно повысить эффективность вытеснения остаточных запасов продукции.

Однако использование технологий ограничения водопритоков и методов регулирования процесса разработки в комплексе накладывают друг на друга некоторые ограничения. Так, при совместном использовании повышенных давлений нагнетания и закачки гелеобразующих составов не будет достигнут ожидаемый результат, если закачиваемый агент вытеснит изолирующий барьер и будет дренировать высокопроницаемый пропласток. При планировании проведения работ необходимо учитывать данные особенности.

При совместном использовании технологий ограничения водопритоков и гидродинамических методов регулирования процесса разработки возможно максимально эффективно ограничить поступление лишней воды, тем самым снизив обводненность добываемой продукции. Также комплексное применение методов позволяет вовлечь в процесс дренирования остаточные извлекаемые запасы нефти, увеличивая охват пласта заводнением, а также повысить коэффициент извлечения нефти.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Д	Смолкину Алексею Павловичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	
1. Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	В соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации. Общий налоговый режим
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Оценка готовности проекта к коммерциализации, выполнение SWOT-анализа
2. Планирование и формирование бюджета проекта	Определение этапов работ; определение трудоемкости работ. Расчет сметной стоимости выполняемых работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка экономической эффективности проекта
Перечень графического материала	
<ul style="list-style-type: none"> • Линейный календарный график проведения работ • Матрица SWOT 	
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Татьяна Борисовна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Д	Смолкин Алексей Павлович		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Проблема ограничения водопритоков в скважинах при разработке месторождения становится всё более актуальной с каждым годом. При простаивании обводненных скважин, предприятие несет огромные убытки. Большинство месторождений Западной Сибири имеет очень высокую обводненность продукции. Нет месторождения, где бы не было проблемы, связанной с высокой обводненностью. Также, темп обводнения скважин растет с каждым годом.

Эксплуатация большого количества скважин по причине обводненности считается нерентабельной и экономически нецелесообразной, поскольку затраты на переработку обводненной нефти превышают прибыль с продажи нефти. В связи с этим возникает необходимость в снижении обводненности. В разделе проведён расчёт сметной стоимости и оценка перспективности работ по выравниванию профиля приемистости.

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности работ по выравниванию профиля приемистости

SWOT – анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Сильные и слабые стороны – это внутренняя среда, то что имеется уже на текущий момент времени. Возможности и угрозы – факторы внешней среды, они могут произойти, а могут и нет, это зависит в том числе и от принятых действий и решений. Матрица SWOT-анализа представлена в таблице 8.

Таблица 8 – Матрица SWOT

Сильные стороны технологии ВПП (С)	Слабые стороны технологии ВПП (Сл)
<ol style="list-style-type: none"> 1. Высокая рентабельность. 2. Огромная история применения метода. 3. Высокий эффект при низких затратах. 4. Метод подходит для методов разработки месторождений Западной Сибири. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Необходимость в точном подборе реагента в зависимости от геолого-физических условий. 2. Невозможность полного регулирования процесса гелеобразования. 3. Технологии имеют узкий промежуток параметров наибольшей эффективности.
Возможности (В)	Угрозы (У)
<ol style="list-style-type: none"> 1. Совершенствование системы заводнения месторождения. 2. Повышение КИН. 3. Совершенствования технологий для снижения обводнённости продукции. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Неправильный выбор метода воздействия. 2. Остановка процесса закачки. 3. Аварии и выход из строя оборудования.

Далее построим интерактивную матрицу проекта. При помощи неё можно разобраться с комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. В такой матрице факторы помечаются либо знаком “+” – сильное соответствие сильных сторон возможностям, либо знаком “-” – слабое соответствие; “0” ставится в случае, если есть сомнения в постановке знака “+” или “-”. Интерактивная матрица возможностей и сильных сторон проекта представлена в таблице 9.

Таблица 9 – Интерактивная матрица проекта (1)

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	+	0	+	+
	B2	+	+	+	-
	B3	+	-	+	-

Проанализировав таблицу 9, можно выявить корреляции сильных сторон и возможностей проекта: B1C1C3C4, B2C1C2C3C4, B3C1C3C4.

Интерактивная матрица возможностей и слабых сторон проекта представлена в таблице 10.

Таблица 10 - Интерактивная матрица проекта (2)

Слабые стороны проекта				
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	B1	+	-	+
	B2	-	+	-
	B3	-	+	-

По данной интерактивной матрице выявлены корреляции слабых сторон и возможностей проекта: B1Сл1Сл3, B2Сл2, B3Сл2.

Интерактивная матрица угроз и сильных сторон проекта представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Интерактивная матрица проекта (3)

Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4
	У1	+	-	+	+
	У2	+	-	+	-
	У3	+	-	+	-

При анализе таблицы 11 выявлены корреляции сильных сторон и угроз проекта: У1С1С3С4, У2С2С3, У3С1С3.

Интерактивная матрица угроз и слабых сторон проекта представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Интерактивная матрица проекта (4)

Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	+	-	-
	У2	+	+	+
	У3	+	+	+

При анализе таблицы 12 выявлены корреляции слабых сторон и угроз проекта: У1Сл1Сл3, У2Сл1, У3Сл2.

Вывод: данный проект является очень актуальным, проект показывает высокую эффективность при применении его в реальных условиях. В дальнейшем это приведет к созданию новых высокотехнологичных реагентов и снижению риска до минимума. Самой большой угрозой проекта является

неверный подбор метода воздействия, поскольку подобного рода ошибка приведёт к очень высоким затратам для исправления.

4.2 Расчет продолжительности выполнения работ по выравниванию профиля приемистости скважин

В зависимости от технических и технологических возможностей, особенностей скважины, в которую производится закачка, подрядной организацией определяются нормы времени на производство работ. Весь технологический процесс по выравниванию профиля приёмистости нагнетательной скважины проводится в три этапа:

- подготовительный;
- выполнение работ по ВПП;
- заключительный.

В дизайн-проекте на проведение работ по ВПП указываются геолого-техническая характеристика участка, необходимое оборудование и специальная техника, порядок проведения подготовительных работ, а также подробное описание технологического процесса закачки. Исходя из этого определяется время продолжительности работ. В таблице 13 отображены нормы времени на выполнение работ по обработке одной нагнетательной скважины.

Таблица 13 – Затраты времени выполнения технологических операций

№ п/п	Перечень работ	Продолжительность работ, часов	Состав бригады
1	Ознакомить бригаду с планом работ, и провести инструктаж по ОТ и ТБ	10	4 человека
2	Подготовительные работы, связанные с переездом и расстановкой оборудования на кусту, сборкой линии нагнетания		4 человека
3	Определение приёмистости скважины (до проведения работ)	2	4 человека

Продолжение таблицы 13

4	Проведение комплекса исследований реагентов, используемых для приготовления композиций	2	4 человека
5	Приготовление и закачка в пласт составов композиций, продавка водой	78	4 человека
6	Остановка скважины на период структурного упрочнения	24	4 человека
7	Определение приемистости скважины (после проведения работ)	6	4 человека
8	Заключительные работы и запуск скважины под нагнетание		4 человека
Общая продолжительность работ:		122	

В течение одного месяца бригада проводит работы в среднем на 6 скважинах, в зависимости от объема закачки реагентов. Получается, что для выравнивания профиля приёмистости необходимо 5 дней на обработку одной скважины. В таблице 14 представлен календарный график проведения работ.

Таблица 14 – Линейный календарный график проведения работ одной бригадой

Этап работ	Дни				
	1	2	3	4	5
Подготовительный					
Выполнение работ по ВПП					
Заключительный					

4.3 Расчет сметной стоимости работ

Для выравнивания профиля приёмистости нагнетательной скважины используют различные технологии. Для каждой технологии подбирают определенные химические реагенты. Помимо химических реагентов, в скважину закачиваются продавочные жидкости, а именно техническую воду. После закачивания химических реагентов и технической воды скважину закрывают на упрочнение.

Исходным сырьем для проведения технологического процесса являются химические реагенты, техническая вода и электроэнергия, необходимая для проведения работ. Стоимость необходимого сырья представлена в таблице 15.

Таблица 15 – Расчет стоимости материалов на проведение работ.

Наименование материала, единица измерения	Норма расхода материала, нат. ед.	Цена за единицу, руб./ нат. ед.	Стоимость материалов, руб.
Химический реагент (готовый раствор)	650м ³	400	260000
Техническая вода	20 м ³	0	0
Электроэнергия	94 кВт/ч	2,2	25229,6
ИТОГО			285229,6

Норма расхода материала выбрана в соответствии с усреднёнными расходами материалов предприятий Западной Сибири. А цена за единицу на основании средней стоимости закупки материалов предприятиями Западной Сибири.

Финансирование и планирование работ, и расчёты заказчиков производятся на основе сметных расчётов, по всем статьям затрат. В таблице 16 представлена нормативная база сметных расчётов, которая используется в выпускной квалификационной работе.

Таблица 16 – Нормативная база сметных расчётов, используемая в выпускной квалификационной работе

Вид норматива, нормативная база	Характеристика	Источник
1	Норма амортизации	Зависит от класса основных средств по сроку полезного использования
		НК РФ Статья 258. Амортизационные группы; ПБУ №6
2	Страховые взносы	30 % от фонда оплаты труда
		Глава 34 Налоговый кодекс РФ

Продолжение таблицы 16

3	Налог на добавленную стоимость	Ставка 20 %	Глава 21 Налоговый кодекс РФ
4	Районный коэффициент	Ставка 70 %	
5	Надбавка за вахтовый метод работы	Ставка 16 %	Статья 217 Налоговый кодекс РФ

К расходам на оплату труда относят суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции в соответствии с принятыми на предприятии системами и формами оплаты труда. Добавляются премии за результаты на производстве, а также надбавки за профессиональное мастерство к тарифным ставкам. Также производятся начисления компенсирующего характера – надбавки за проезд на место работы на большие расстояния (удаленное месторождение), за работу в ночное время, работу в выходные и праздничные дни.

Также выплачиваются надбавки за работу в районах крайнего Севера, надбавки выплачиваются в зависимости от районного коэффициента и суммы взносов работодателей по договорам обязательного и добровольного страхования.

Для проведения работы по ВПП на кустовой площадке работают машинист установки дозирования реагента (УДР), операторы химической обработки скважин (ХОС), а также мастер цеха поддержания пластового давления (ЦППД), который несёт ответственность за проведение работ. Работы производятся в дневную и ночную смены. Длительность смены составляет 11 часов, учитывая перерывы на обед. Норма выработки в месяц составляет 330 часов. За вахтовый метод работы добавляется процентная надбавка в 16%. Множество месторождений Западной Сибири находятся в Ханты-Мансийском автономном округе, районный коэффициент к заработной плате составляет в округе 70%. Также выплачивается ежемесячная премия в размере 40%. Расчет заработной платы представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Расчет заработной платы

Долж-ность	Ко-ло-во	Меся-ч-ная тари-ф-ная став-ка, руб.	Часов-ая тари-ф-ная ставк-а, руб.	Норма-времени на прове-дение меро-прия-тия, ч.	Пре-мия	Район-ный коэф-фици-ент, руб.	Надба-вка за вахтов-ый метод работ-ы, руб.	Заработн-ая плата с учетом надбавок, руб.
Машини-ст УДР	2	16120	50,1	60	20,04	35,07	8,016	13587,12
Операто-р ХОС	4	19437	60	60	24	42	9,6	32544
Мастер ЦППД	1	25740	80	60	32	56	12,8	10848
ИТОГО								56979,12

Согласно установленного Налогового кодекса РФ определяются страховые взносы. Страховые взносы включают взносы в Пенсионный фонд РФ, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев при проведении работ на кустовой площадке.

При расчёте затрат на страхование от несчастных случаев на производстве профессиональных заболеваний, выбирается класс III с тарифом 0,4 % для предоставления услуг в области добычи нефти и природного газа (код по ОКЭД – 09.10). Расчеты затрат на страховые взносы при проведении работ по ВПП представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Расчет страховых взносов при проведении работ по ВПП

	Заработная плата, руб.	ФСС (2,9%)	ФОМС (5,1%)	ПФР РФ (22%)	Страхование от несчастных случаев (0,4%)	Всего, руб.
Затраты	56979,12	1652,4	2905,9	12535,4	227,9	17321,6

Для проведения закачки используется передвижная установка по приготовлению и закачке полимерных растворов УДР-32М, которая включает в себя:

- насос-дозатор;
- шнековый дозатор с бункером;
- емкость смесительная с электромешалкой;
- трехплунжерный насос;
- блок для хранения жидких и сухих химических реагентов.

Вся установка регулируется программным обеспечением, которое способно регистрировать, архивировать и формировать отчеты о параметрах закачки. Благодаря данной системе возможно полностью автоматизировать технологический процесс и контролировать работу установки, минимизировать участие обслуживающего персонала в технологическом процессе, улучшать качество растворов, а также не допускать перерасхода химических реагентов. Для того чтобы определить до и после проведения ВПП приёмистость скважины, используют насосный агрегат типа ЦА-320.

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 19.

Таблица 19 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование объекта основных фондов	Балансовая стоимость, руб.	Период работы агрегатов за одну операцию, ч	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб./закачку
УДР-32М	4 100 000	78	10	3650,7
ЦА-320	5 200 000	78	10	4630,1
ИТОГО				8280,8

Исходя из всех вышеперечисленных расчетов затрат, определим общую сумму затрат на проведение мероприятия по ВПП по одной скважине. Данные представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1. Материальные затраты	285229,6
2. Затраты на оплату труда	56979,12
3. Страховые взносы	17321,6
4. Амортизационные отчисления	8280,8
ИТОГО ОСНОВНЫЕ РАСХОДЫ	367811,12

Таким образом, общая сумма затрат на проведение одного мероприятия по выравниванию профиля приёмности с объемом закачки 650 м³ составит 367811,12 рублей. Стоимость бригады в месяц равна 56979,12 рублей. Стоимость закачки 1 м³ раствора составляет 566 рублей.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Д	Смолкину Алексею Павловичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Тема ВКР:

Анализ мероприятий по снижению обводненности скважинной продукции на месторождениях Западной Сибири	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования – кустовые площадки месторождений Западной Сибири
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия. 	1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда; 2. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом. 3. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности 4. ПТУСП 01-63 Противопожарные технические условия строительного проектирования предприятий нефтедобывающей промышленности
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению 2.2. Анализ опасных производственных факторов и	Рассмотрение источников опасных и вредных факторов: 1. Отклонение от показателей климата на открытом воздухе; 2. Превышение уровня шума; 3. Превышение уровня вибрации; 4. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 5. Повышенная запыленность рабочей зоны. Опасные факторы: 1. Электрический ток;

обоснование мероприятий по их устранению	2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; 3. Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением). Выяснение мер и их обоснование по обеспечению безопасности работы персонала
3. Экологическая безопасность:	Атмосфера: выделение загрязняющих веществ из негерметичного оборудования. Гидросфера: загрязнение водотоков, подземных грунтовых вод химическими реагентами и отходами. Литосфера: изменение физико-химических свойств почв при закачке химическими агентами в пласт.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: разрыв трубопроводов; разрушение корпуса элементов, находящихся под давлением; частичное или полное отключение электроэнергии. Наиболее типичная ЧС: разрыв трубопроводов, находящихся под давлением.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Д	Смолкин Алексей Павлович		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Под социальной ответственностью понимают добровольное стремление компании к качественному улучшению жизни своих работников, заказчиков, и заинтересованные сферы общества. Другими словами, социальная ответственность показывает осознание компанией своего места в обществе и уровень взаимоотношений между обществом и лицом.

В данной главе целью является разработка необходимых правил для безопасного проведения работ, которые исследуются в бакалаврской работе.

В России основным методом поддержания пластового давления является заводнение пластов. Из-за неоднородности пластов образуется система движения воды. При закачивании агента через нагнетательные скважины, он прорывается к добывающим скважинам по высокопроницаемым каналам, а нефть остается в пропластках с низкой проницаемостью.

Все работы по монтажу, демонтажу и эксплуатации оборудования строго выполняют в соответствии с Правилами безопасности на нефтедобывающих промыслах. Работы проводятся на кустовых площадках на открытой местности. Работы по водоизоляции ведутся круглогодично.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Необходимо регулировать отношения между работниками и работодателям. Все вопросы, связанные с оплатой труда, трудовым распорядком, социальными отношениями, регулируются законодательством РФ. Работодатель, согласно ст.212 ТК РФ [14], обязан обеспечить безопасные условия и охраны труда работникам организации. Работодателю необходимо обеспечить безопасность при работе с различным оборудованием, химическими реагентами, инструментами и материалами, а также при применении различных технологических процессов. Помимо этого, согласно требованиям по охране труда, работодателю необходимо обеспечить условия

труда на рабочем месте, а также, в соответствии с трудовым законодательством, установить время работы и отдыха персонала.

Работы по ограничению водопритоков проводятся лицами, работающими вахтовым методом. Трудовой Кодекс РФ регулирует вахтовый вид работ [15]. Зачастую, вахтовый метод работы подразумевает под собой перемещение работников в районы крайнего Севера. Для всех работников, которые выезжают в районы крайнего Севера и приравненные к ним местности предусмотрены:

- выплаты к заработной плате процентными надбавками, установленные районным коэффициентом, которые выплачиваются лицам, постоянно работающим в районах Крайнего Севера;
- дополнительный ежегодный оплачиваемый отпуск;
- социальные пакеты (медицинская страховка, оплата санатория, оплата путевок и др.).

Согласно трудовому кодексу, рабочий день не должен превышать 40 часов в неделю. На местах с вредными условиями труда 3 и 4 степени - не больше 36 часов. Также работодатель обязан обеспечить работников ежегодным оплачиваемым отпуском, продолжительность которого 28 календарных дней. Для работающих с вредными и опасными факторами предусмотрен дополнительный отпуск.

В течение дня работодатель обязан предоставить перерыв не менее 30 минут и не более двух часов. При этом, часы перерыва не входят в рабочее время. Также работникам предоставляются выходные дни.

Работники, подверженные опасным и вредным условиям труда обязаны проходить периодические и предварительные медицинские осмотры, чтобы определить их пригодность для выполнения конкретных работ. При выполнении работ с повышенной опасностью (влияние вредных веществ,

неблагоприятные условия труда), согласно ТК РФ, для работников предусмотрены обязательные психиатрические обследования не реже одного раза в пять лет.

5.1.2 Организационные мероприятия

Только после разрешения оперативным персоналом, под управлением которого находится оборудование, осуществляется допуск бригады к работе и подготовка рабочего участка.

Для того, чтобы предотвратить воздействие опасных производственных факторов, необходимо подготовка рабочего места.

Допускающий, перед тем как допустить к работе, должен убедиться, что все технические мероприятия по подготовке рабочего места выполнены.

Наряд перед началом работ должен ознакомиться с целевым инструктажем. В целевом инструктаже указываются меры безопасности по выполнению конкретной работы. Перед началом работы в целевом инструктаже указываются границы рабочего места, наличие напряжения, а также оборудование, к которым не разрешено подходить в независимости от наличия напряжения в нем.

Для удобного выполнения всех обязанностей оператора необходимо спроектировать компоновку рабочей зоны. Поскольку основная рабочая зона оператора – это кустовая площадка, то расположение объектов на ней должно соответствовать утвержденной принципиальной схеме, которая разработана с учётом особенностей производственных условий и удобства работы с оборудованием, а также правил пожарной безопасности [16].

Общая компоновка оборудования и аппаратуры должна удовлетворять требованиям действующих противопожарных технических условий строительного проектирования предприятий нефтегазодобывающей промышленности ПТУСП 01-63 [17].

При установке оборудования необходимо предусматривать:

- основные проходы в местах пребывания работающих, а также по фронту обслуживания щитов управления шириной не менее 2 м;
- основные проходы по фронту обслуживания машин и аппаратов, имеющих щит управления, местные контрольно-измерительные приборы при наличии рабочих мест, шириной не менее 1,5 м.

Рабочее место должно обеспечивать минимальную траекторию движения работника, а также удобную рабочую позу в положении сидя или стоя.

5.2 Производственная безопасность при работах на кустовой площадке

Работы по изоляции водопритоков, а также работы по регулированию процессов разработки проводятся на кустовых площадках. Нагнетательные скважины обслуживаются оператором по поддержанию пластового давления (ППД). Оператор ППД является квалифицированным сотрудником нефтегазовых предприятий, и его обязанности заключаются в техническом обслуживании специальной техники для регулирования необходимого уровня давления в скважине. Работает оператор на кустовых площадках со скважинами и блоками автоматики. В его обязанности, согласно должностной инструкции входит:

- обслуживание оборудования нагнетательных скважин;
- участие в работах по поддержанию и восстановлению приемистости нагнетательных скважин;
- контроль и регулирование подачи рабочего агента в скважины;
- участие в монтаже, демонтаже, текущем ремонте наземного оборудования;
- участие в работах на нагнетательных скважинах по установлению режима их работы;

Классификация опасных и вредных факторов, которым подвержен оператор на кустовых площадках, согласно ГОСТ 12.0.003-2015[18], представлена в таблице 21.

Таблица 21 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Изготовление	Эксплуатация	
1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе	+	+	Трудовой кодекс – ТК РФ- Глава 18, ст. 109. Специальные перерывы для обогрева и отдыха [19]
2. Превышение уровней шума и вибрации		+	ГОСТ 12.1.003-2014 (Шум) [20]; СП 51.13330.2011 (Защита от шума) [21]; ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ (Вибрации) [22]
3. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	СП 52.13330.2016 (Естественное и искусственное освещение) [23]
4. Повышенная запыленность рабочей зоны		+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ (воздух рабочей зоны) [24]; ГОСТ 12.4.296-2015 (средства защиты органов дыхания) [25]
5. Электрический ток	+	+	ГОСТ 12.1.030-81 (защитное заземление. Зануление) [26]; ГОСТ Р 12.1.019-2017 (электробезопасность)[27]
Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	+	ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ (ограждения защитные) [28]; ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ(общие требования безопасности) [29]
Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением)	+	+	ГОСТ 25215-82 (Аппараты высокого давления) [30]

Важно проанализировать основные элементы производственного процесса и обосновать мероприятия по снижению их воздействия.

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Отклонение от показателей климата на открытом воздухе.

Западная Сибирь носит умеренно континентальный характер. Все работы по ограничению водопритоков производятся круглогодично. При выполнении работ на площадках нефтяных месторождений Западной Сибири обязательно указываются:

- метеорологические параметры воздуха территории района;
- давление, относительная влажность, скорость движения;
- период времени года выполняемых работ.

Показатели климата меняются по сезонам, а также в течении дня. Между организмом человека и внешней средой происходит температурное равновесие. При нахождении работника в высокотемпературной среде увеличивается вероятность перегрева организма, что приводит к гипертермии. Дальнейшее пребывание человека в такой среде приводит к тепловому удару и потере сознания. В случае перегрева существуют следующие симптомы: тошнота, шум в ушах, головокружение, слабость.

Помимо высоких температур, также неблагоприятное влияние на организм оказывают низкие температуры. Для человека наибольшую опасность представляет гипотермия (переохлаждение организма). Трепетное сердцебиение возникает у человека при температуре тела 30 °С, в случае непринятия необходимых мер происходит остановка дыхания. Работы при низких температурах, высокой влажности и скорости ветра являются тяжелыми. Чтобы избежать переохлаждения работникам во время перерывов, необходимо находиться на холоде менее 10 мин при температуре воздуха до -10 °С и не более 5 мин при температуре воздуха ниже -10 °С. Для обогрева и отдыха работников, согласно ТК РФ [19] необходимо специальное оборудование помещения. Помещение для обогрева работников должно быть не более 150 м для открытых территорий и 75 м – для необогреваемых

помещений. Для стабилизации теплового состояния в местах обогрева должна поддерживаться температура в пределах 21-25 °С.

Рабочие должны обеспечиваться спецодеждой, которая будет соответствовать времени года и температуре окружающей среды в целом. Спецодежда должна быть хлопчатобумажной, изо льна, грубошерстные сукна, иметь удобный крой для работы в экстремальных условиях (например, при пожаре) применяют специальные костюмы из металлизированной ткани. Для защиты головы от теплового облучения применяют алюминиевые, фибровые каски, войлочные и шляпы; глаз - очки (темные или с прозрачным слоем металла) лица - маски с откидным прозрачным экраном. Защита от воздействия пониженной температуры достигается использованием теплой спецодежды, а при осадках – плащей.

В таблице 22 приведены температуры воздуха, скорости ветра, при которых приостанавливаются работы в холодное время.

Таблица 22 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
безветренная погода	-40
менее 5,0	-35
5,1–10,0	-25
10,1–15,0	-15
15,1–20,0	-5
более 20	0

Превышение уровня шума. Звуковые колебания на рабочем месте оператора происходят от различных агрегатов, например, для ОПЗ, машин КРС. Также в близости от рабочего места оператора находятся компрессорные установки, но все они не превышают допустимый уровень шума, согласно требованиям [20]. Нормой на открытой местности является 80 дБА. Если же месторождение удаленное, то требуются перелеты к месту работы на

вертолетах. Вертолеты создают уровень шума 95-100 дБА, что превышает допустимые нормы.

При контакте человека с звуковыми колебаниями, они оказывают пагубное влияние на весь организм в целом. При повышенных уровнях шума работник подвержен утомляемости, а при выполнении задач, которые требуют особого внимания и сосредоточенности, появляется риск роста ошибок. При длительном воздействии шума на организм нарушается ритм сердца, артериальное давление.

Снизить негативное влияние воздействие шума можно путем своевременного устранения неисправности технологического оборудования, а также применением защитных средств, согласно СП 51.13330.2011 (защита от шума): наушники и противозумные вкладыши (бируши) [21].

Превышение уровня вибрации. Оператор ППД подвержен вибрациям при работе на спецтехнике, при спуске и подъеме труб, также вибрации при регулировании расхода воды, закачиваемой в пласт. Вибрация может приводить к различным профессиональным болезням, таким как: нарушение работы нервной системы, нарушение работы сердечно-сосудистой системы и др. В ГОСТ 12.1.012-90 [22] указывается, что технологическая норма вибрации составляет 92 дБ, при частоте 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора ППД не превышает норму и составляет 30 дБ.

От вибрации защищаются путем совершенствования техники и оборудования, поиском лучших поглощающих вибрацию материалов. Для личной защиты от вибрации используют резиновые перчатки и резиновые прокладки в блоке установки двигателя.

Недостаточная освещенность рабочей зоны. При работе в темное время суток объект должен быть освещен, во избежание травматизма. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. Норма освещенности не ниже 10 люксов (СП 52.13330.2011) [23]. Мероприятия по улучшению освещенности не требуются.

Повышенная запыленность рабочей зоны. По причине лесных пожаров, кустовую площадку огораживают насыпью песка. При присутствии сильных ветров на открытой местности может происходить попадание песка в дыхательную систему человека, что плохо влияет на его здоровье. Рабочая зона должна соответствовать общим санитарно-гигиеническим требованиям к воздуху рабочей зоны, согласно ГОСТ 12.1.005-88 [24]. Для того, чтобы ограничить попадание песка в носовую область, необходимо ношение респираторов, противогазов, которые регламентируются в ГОСТ 12.4.296-2015 [25].

5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятия по их устранению

Электрический ток. Работник нефтегазовой отрасли постоянно сталкивается с оборудованием, которое находится под напряжением. Действует электрический ток на человека по-разному. Проходя через организм человека, он вызывает электролитическое (разложение крови), термическое (ожоги), биологическое (раздражение тканей, нарушение кровообращения и дыхания) и механическое действие (разрывы кожи, сосудов, судороги, переломы костей). Поэтому важно, чтобы работник умел пользоваться такими приборами, знать их принцип действия и конструкцию. Неквалифицированный в области электробезопасности работник при возникновении опасных ситуаций обязан сообщить о какой-либо неисправности главному инженеру-электрику. Электрические приборы и оборудование должны проходить периодический осмотр. Оборудование, которое вышло из строя, должно своевременно починено, либо заменено на новое. Также оборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежать занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее сечения рабочих жил. Заземление должно соответствовать требованиям, которые указаны в ГОСТ 12.1.030.81 «Защитное заземление. Зануление» [26]. Для того, чтобы не допустить воздействие на работников электрического тока,

используют средства индивидуальной и коллективной защиты, согласно ГОСТ Р 12.1.019-2009 [27].

К коллективным средствам относят предупредительную сигнализацию, различным предупреждающих плакатов, защитное заземление, отключение и др. К средствам индивидуальной защиты относят изолирующие рукавицы и обувь, защитные пластиковые каски и очки, а также термостойкие костюмы.

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования. На производстве работники подвержены опасности получить механические травмы. Под механическими травмами понимают повреждение мышц, кожных покровов, костей, позвоночника, головы и других различных частей тела. Получить подобного рода травму можно по причине шероховатости поверхности, при спуско - подъемных операциях, при монтаже и демонтаже установок. Также к механическим травмам приводят острые инструменты, движущиеся машины и механизмы, передвигающиеся объекты, разрушающиеся конструкции. В связи с этим появляется необходимость защитить работников от опасных факторов.

Для защиты используют устройства, которые препятствуют появлению человека в опасной зоне. Как указано в ГОСТ 12.2.062-81 [28], ограждение имеют вид сеток, различных решеток, защитных кожухов. Устанавливают их так, чтобы полностью исключить доступ человека в зону опасности. Необходимо соблюдать все требования при их устройстве. Работа категорически запрещается при неисправных ограждениях. Для профилактики систематически проверяют наличие всей необходимой защиты. Также проводят плановую и внеплановую проверку тормозных и пусковых устройств, состояния оборудования и своевременное устранение дефектов ГОСТ 12.2003-91 [29].

Для защиты от механических повреждений необходимо строго соблюдать требования техники безопасности и меры предосторожности.

Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением).

Технологическое оборудование работает под высоким уровнем давления. Высокое давление может привести к его разрушению и в следствии нанести ущерб работникам, в том числе летальный исход. При разгерметизации оборудования, работающего под давлением, возникают две группы опасности. К первой группе относят разрушение из-за взрывной волны, что приводит к травмированию работников. Ко второй группе относят оборудование с вредными и опасными веществами. Но чаще реагенты, применяемые для ВПП, не являются агрессивными. К разгерметизации чаще всего приводят различные дефекты сосудов, которые получились при изготовлении, либо хранении и транспортировке.

Для предупреждения подобных ситуаций разработаны Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утверждённые Приказом Ростехнадзора №116 от 25.03.2014 г. Для того, чтобы вовремя определить дефекты необходимо проводить внешний осмотр аппаратов, проводить на них гидравлические испытания, а также механические испытания материалов.

Работа компрессорной установке, работающей под давлением, регламентируется нормативным документом [30]. Сосуды выбирают и контролируют согласно ГОСТ Р 52630-20012 [31].

5.3 Экологическая безопасность

При добыче нефти методом заводнения невозможно защитить природные среды от техногенного воздействия. Для минимизации ущерба окружающей среде предусмотрены мероприятия по охране окружающей среды. Для того, чтобы предотвратить попадание различных химических реагентов в гидросферу, необходимо полностью герметизировать всё оборудование и арматуры.

Загрязнение гидросферы. При вторичном вскрытии пласта может произойти:

- загрязнение водотоков, подземных грунтовых вод, почв химическими реагентами, ГСМ, пластовыми флюидами;
- загрязнение отходами хозяйственно-бытовых жидкостей;
- загрязнение продуктами утечек скважин.

Загрязнение литосферы. Поверхностный слой почвы подвержен влиянию различных организационных работ. Поверхностный слой почвы разрушается под колесами и гусеницами автотранспорта, под весом колонн труб и высоких буровых мачт, а также различной техники и оборудования.

При закачке химическими агентами, существует большая вероятность попадания их в продуктивные пропластки, а также путём перетоков за его пределы. Всё это изменяет физико-химические свойства почв, что негативно влияет на неё.

При регулировании процесса разработки путём нестационарного заводнения, закачка химических реагентов не производится. Ведется закачка подготовленной специальной технологической водой необходимой минерализации. Отсюда следует, что данный метод оказывает минимум вредного воздействия на литосферу. Оценка и анализ влияния выброса в атмосферу загрязняющих веществ по причине не плотности соединений.

Загрязнение атмосферы. На кустовых площадках из-за неплотности запорно-регулирующей арматуры, фланцевых соединений и сальниковых уплотнений происходит выделение различных загрязняющих веществ в атмосферу. Также загрязнению атмосферы способствуют выхлопные газы двигателей автомобилей на промысле. Для того, чтобы предотвратить поступление выбросов в атмосферу загрязняющих веществ, необходимо полностью герметизировать оборудование, осуществлять контроль за швами сварных соединений, защищать оборудование от коррозии.

Организационные мероприятия по предупреждению загрязнения объектов природной среды. Нефть, отработанную вода в процессе освоения

скважины необходимо собирать в передвижные емкости по 25 м³ с последующей откачкой нефти и пластовой воды в нефтесборный коллектор.

После того, как провели при помощи нагнетательного агрегата закачку химических реагентов и других веществ, до разбора его нагнетательной системы, необходимо промыть её инертной жидкостью. После промывки жидкость необходимо сбросить в сборную емкость. В дальнейшем остатки химических реагентов доставляют в специальные места, которые оборудованы для их утилизации или уничтожения.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью, материальные потери или нарушение условий жизнедеятельности людей.

При выравнивании профиля приемистости скважин оператор ППД может быть подвергнут следующим чрезвычайным ситуациям:

- разрыв трубопроводов, которые подают реагент в скважину;
- разрушение корпуса или нарушение герметичности элементов, по которым проходит жидкость и газы под высокими давлениями;
- частичное или полное отключение электроэнергии в сети.

Работающее под давлением оборудование испытывает большие нагрузки и в определенных моментах несет большую опасность для жизни и здоровья работников предприятий. Согласно ФНиП ПБ «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» общие требования при проведении работ по выравниванию профиля приёмистости скважин включают в себя следующие ключевые моменты [32]:

1. Соответствующий план утверждается нефтегазодобывающей организацией и по нему строго проводятся работы по нагнетанию агента в скважину.

2. В плане обязательно указываются схемы размещения оборудования, меры безопасности, схемы размещения оборудования, ответственное лицо за выполнение работ.
3. Обязательное наличие обратных клапанов у устья скважины при закачивании агента в нагнетательные линии.
4. Необходимо до проведения закачки агента опрессовывать систему на полуторкратном ожидаемом рабочем давлении.
5. При проведении испытаний нагнетательных систем персонал не должен находиться в опасной зоне, установленной планом работ.
6. В зимнее время необходимо убедиться, что в нагнетательной системе отсутствуют ледяные пробки.

Для предотвращения опасностей, связанных с высокими давлениями и нагрузками на оборудование необходимо проводить осмотр и испытание такого оборудования, применять различные средства блокировки, предотвращающее ошибки работников. Также необходимо автоматизировать технологические процессы, что позволит работникам не находиться в зоне опасности, контролируя показатели приборов на безопасной дистанции.

При наличии признаков ЧС необходимо срочно доложить вышестоящему начальству, остановить работы и вывести работников в безопасную зону. При наличии травм оказать первую помощь. При порыве необходимо сбросить давление с участка, закрыть необходимые задвижки на скважинах и вызвать бригаду для ремонта. При возникновении пожара обязательно электроэнергию. После, при помощи средств пожаротушения попытаться ликвидировать пожар и вызвать пожарную бригаду.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Большинство нефтяных месторождений РФ находятся на поздней стадии разработки, что характеризуется ростом обводненности и снижением уровня добычи извлекаемого флюида. Обводненность скважинной продукции является серьезной и распространенной проблемой в нефтяной промышленности, с которой необходимо бороться. Для того, чтобы максимально эффективно и правильно бороться с данным типом проблем, необходимо правильно понимать причины избыточного поступления воды. Тип проблемы определяется при помощи современных диагностик, что позволяет устранить источник избыточного обводнения. Необходим рациональный контроль за процессом обводненности продукции, чтобы повышать рентабельность разработки месторождения и снижать затраты на переработку и утилизацию добываемой воды.

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены проблемы, приводящие к преждевременному обводнению скважинной продукции, а также анализ технологических решений по их устранению.

Снизить значение обводненности в целом по эксплуатационному объекту можно при помощи гидродинамических воздействий на пласт, что позволит увеличить охват заводнением невовлеченных в разработку участков, однако такой метод эффективен лишь в определенных геолого-физических условиях. Комплексное применение технологий ограничения водопритокков и методов регулирования процесса разработки повысит эффективность снижения обводненности и вытеснения остаточных запасов нефти.

Рассмотрены меры производственной безопасности при работе на кустовой площадке и проанализированы вредные и опасные факторы, а также рекомендованы мероприятия по их устранению. Также произведен расчет сметной стоимости на проведение одной скважино-операции по выравниванию профиля притока

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Салимов М.Х. Особенности водоизоляции скважин на поздней стадии разработки. Обзорная статья, 2002 г. [Электронный ресурс]/Материалы сайта <http://msalimov.narod.ru>
2. Ф.Я.Казанфаров, А.С.Васильев. Составы для получения изоляции пластовых вод //Нефтяное хозяйство. –1991. -№2. -С.20-22.
3. Демахин А., Г Демахин С.А. Селективный методы изоляции водопритоков в нефтяные скважины. – Саратов: Изд-во ГОС УНЦ “Колледж”, 2003 г. – 167 с
4. Телков А.П. Образование конусов воды при добыче нефти и газа. М.: Недра, 1965. 145 с
5. Сургучев М.Л. Об увеличении нефтеотдачи неоднородных пластов // Труды ВНИИ. - М: Гостоптехиздат, 1959. Вып. 19. с. 102-110
6. Грачев С.И., Коротенко В.А., Ягафаров А.К. Решение одной задачи нестационарного заводнения // Проблемы топливно-энергетического комплекса Западной Сибири: сб. науч. тр. / ТО РАЕН. – Тюмень: "Вектор-Бук", 2009. – С. 241–245.
7. Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения: Учебное пособие. - Казань: Изд-во Казанск. ун-та, 2003. - 596 с.
8. Сонич В.П., Черемисин Н.А., Климов А.А., Афанасьев В.А. Влияние на нефтеотдачу форсированных отборов и перспективы их применения. // Нефтяное хозяйство. – 2002. – №8. – С. 31-33.
9. Овнатанов С.Т., Карапетов К.А. Форсированный отбор жидкости. М.: Недра, 1967. – 132 с.
10. Рузин Л.М. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика) / Л.М. Рузин, О.А. Морозюк. – Ухта : УГТУ, 2014. – 127с
11. Ваганов Л.А. Повышение эффективности применения нестационарного заводнения в условиях залежей нефти верхнеюрских отложений: Дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17. – Тюмень, 2012. – 124 с.

12. Минюк А.С., Шаймарданов А.Ф. Обзор применяемых технологий ОВП на Самотлорском месторождении // Инженерная практика. — 2011. — №7. — С. 44-48.
13. Ю.В. Земцов, А.С. Тимчук, Д.В. Акинин Ретроспективный анализ методов ограничения водопритоков, перспективы дальнейшего развития в Западной Сибири // Нефтепромысловое дело. — 2014. — №4. — С. 17-22.
14. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда.
15. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.
16. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности.
17. Противопожарные технические условия строительного проектирования предприятий нефтегазодобывающей промышленности (ПТУСП 01-63) Утв. 17/VIII 1963 г.
18. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
19. Трудовой кодекс – ТК РФ – Глава 18, ст. 109. Специальные перерывы для обогрева и отдыха.
20. ГОСТ 12.1.003–83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.
21. СП 51.13330.2011. Защита от шума.
22. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. Стандартиформ, 1990. – 20 с.
23. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
24. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

25. ГОСТ 12.4.296-2015. ССБТ. Средства индивидуальной защиты органов дыхания.
26. ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление».
27. ГОСТ Р 12.1.019-2017. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
28. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
29. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
30. ГОСТ 25215-82 Сосуды и аппараты высокого давления. Обечайки и днища. Нормы и методы расчета на прочность.
31. ГОСТ Р 52630-2012 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия.
32. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. — М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. — 288 с.
33. ГОСТ Р ИСО 26000-2012. Руководство по социальной ответственности. — М: Стандартиформ, 2014. — 23 с.