

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 21.04.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

Тема работы
ВЛИЯНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА НА ПРОЦЕСС КОНУСОБРАЗОВАНИЯ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.276:622.243.24

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2БМ11	Матвеев Алексей Юрьевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Журавлев Владимир Викторович	к.т.н.		

Консультант ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Антоневич Ольга Алексеевна	к.б.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ОПОП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Мельник Игорь Анатольевич	д.г.-м.н		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ**21.04.01 Нефтегазовое дело****ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»**

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
УК(У)-2	Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	Способность организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области
ОПК(У)-2	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства
ОПК(У)-3	Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии
ОПК(У)-4	Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности
ОПК(У)-5	Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях
ОПК(У)-6	Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области добычи углеводородного сырья
ПК(У)-2	Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами добычи углеводородного сырья
ПК(У)-3	Способен оценивать эффективность инновационных технологических решений в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья
ПК(У)-4	Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли
ПК(У)-5	Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности

ПК(У)-6	Способен применять полученные знания для разработки и реализации проектов и научно-исследовательских работ различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов
ПК(У)-7	Способен применять современные программные комплексы для научно-исследовательских работ и проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности

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 21.04.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ И.А. Мельник
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
О-2БМ11	Матвеев Алексей Юрьевич

Тема работы:

ВЛИЯНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА НА ПРОЦЕСС КОНУСООБРАЗОВАНИЯ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	№ 12-11/с от 12.01.2024

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	08.02.2024
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i></p>	<p>Технологическая схема разработки месторождения X (Красноярский край), тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.</p>
<p>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке <i>(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</i></p>	<p>Геологические процессы влияния подошвенной воды на рост обводненности скважинной продукции Образование промытых зон при сформированной системе закачки Проявление прорыва воды с вышележащих водоносных горизонтов</p>

	Анализ геологические условия образования водоносной части коллектора на примере месторождения X Анализ существующих технологий борьбы с предотвращением опережающего обводнения Моделированный подход к борьбе с подтягиванием конуса воды
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Профессор, д.э.н., доцент Шарф Ирина Валерьевна
«Социальная ответственность»	Доцент, к.б.н., Антоневиц Ольга Алексеевна
Английская часть	Доцент, к.филол.н., Надеина Луиза Васильевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	
Introduction	
Technologies and methods for preventing water coning	
Technologies and methods for preventing water breakthrough	
Conclusion	
References	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.01.2024
---	------------

Задание выдал руководитель:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Журавлев Владимир Викторович	к.т.н.		15.01.2024

Консультант ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			15.01.2024

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2БМ11	Матвеев Алексей Юрьевич		15.01.2024

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 21.04.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ весенний семестр 2023/2024 учебного года

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
О-2БМ11	Матвеев Алексей Юрьевич

Тема работы:

Влияние параметров пласта на процесс конусообразования в горизонтальных скважинах при разработке нефтегазовых месторождений
--

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	08.02.2024
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
17.01.2024	<i>Анализ динамики обводнения продукции скважин в процессе разработки нефтегазовых месторождений</i>	30
23.02.2024	<i>Методы предотвращения притока воды при эксплуатации нефтегазовых залежей в геологической обстановке месторождениях</i>	30
29.02.2024	<i>Аналитическое обоснование максимизации эффективности технологических решений при опережающем обводнении</i>	20
05.02.2024	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
08.02.2024	<i>Социальная ответственность</i>	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Журавлев Владимир Викторович	к.т.н.		15.01.2024

Консультант ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			15.01.2024

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2БМ11	Матвеев Алексей Юрьевич		15.01.2024

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 117 страниц, 46 рисунков, 20 таблиц. Список литературы включает 22 источника информации. Работа содержит 2 приложения.

Ключевые слова: конусообразование воды, водонефтяной контакт, прорыв, рост обводненности, подошвенная вода, закаченная вода, негерметичность эксплуатационной колонны, влияние параметров пласта, высокопроницаемый пласт, неоднородность.

Объектом исследования является водонефтяная зона коллектора, с которой связано конусообразование, на предотвращение чего направлены технологии по борьбе с прорывом воды в нефтенасыщенную часть целевого интервала.

Цель работы – подбор эффективных решений на основе анализа влияния параметров пласта и пластового флюида на процесс прорыва воды и конусообразования.

В процессе исследования были рассмотрены и проанализированы существующие технологии предотвращения и ликвидации роста обводненности при конусообразовании, прорыве воды по высокопроницаемому участку, прорыве от нагнетательных скважин, поступлении воды при негерметичной колонне или заколонном пространстве. Приведены зависимости параметров эксплуатации от различных параметров пласта и пластового флюида в области разбуривания.

В результате исследования была построена рекомендательная блок-схема принятия решения при риске роста обводненности. Предложена программа подсчета параметров критического безводного дебита, времени прорыва воды, и оптимального расстояния от водонефтяного контакта для снижения рисков роста обводненности.

Область применения: Представленные в работе технологии и методики предотвращения конусообразования на основе параметров пласта и пластового

флюида могут применяться на любых месторождениях с риском роста обводненности.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	13
1. АНАЛИЗ ДИНАМИКИ ОБВОДНЕНИЯ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	15
1.1 Геологические процессы влияния подошвенной воды на рост обводненности скважинной продукции.....	16
1.2 Образование промытых зон при сформированной системе закачки.....	29
1.3 Проявление прорыва воды с вышележащих водоносных горизонтов	33
1.4 Анализ геологические условия образования водоносной части коллектора на примере месторождения X.....	35
2. МЕТОДЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ПРИТОКА ВОДЫ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ В ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ОБСТАНОВКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ X	39
2.1 Анализ существующих технологий борьбы с предотвращением опережающего обводнения	39
2.1.1 Технологии и методы предотвращения подтягивания конуса воды	39
2.1.2 Технологии и методы предотвращения прорыва воды по пропласткам.....	50
2.1.3 Технологии и методы предотвращения прорыва воды с нагнетательной скважины	59
2.1.4 Технологии и методы предотвращения прорыва воды при негерметичности эксплуатационной колонны либо заколонной циркуляции	61
2.2 Моделированный подход к борьбе с подтягиванием конуса воды.....	66
3. АНАЛИТИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ МАКСИМИЗАЦИИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПРИ ОПЕРЕЖАЮЩЕМ ОБВОДНЕНИИ.....	79
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОБЕРЕЖЕНИЕ.....	86
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	98
5.1 Производственная безопасность при проведении обработки призабойной зоны водоизоляционными композициями.....	100
5.2 Экологическая безопасность	101
5.3 Требования безопасности в чрезвычайных ситуациях	107
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	109
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	114
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	115
Приложение А.....	117
Приложение Б	135

Обозначения, определения и сокращения

ВНЗ – водонефтяная зона

ГНВЗ – газонефтеводная зона

ВНК – водонефтяной контакт

ПЗП – призабойная зона пласта

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

ПГИ – промыслово-геофизические исследования

ГНКТ – гибкие насосно-компрессорные трубы

АГРП – автоматический гидроразрыв пласта

ФНВ – фронт нагнетания воды

КРС – капитальный ремонт скважины

НЭК – негерметичность эксплуатационной колонны

ЗКЦ – заколонная циркуляция

ГШ – газовая шапка

ННТ – нефтенасыщенные толщины

ВНТ – водонасыщенные толщины

ОРЭ – одновременно-раздельная эксплуатация

МЗС – многозабойная скважина

ГНКТ – гибкие насосно-компрессорные трубы

ЭЦН – электроцентробежный насос

ОВП – ограничение водопритоков

ПАВ – поверхностно-активные вещества

ПАА – полиакриламид

ПВВ – полимер водный всесезонный

ОПИ – опытно-промышленные испытания

ОФП – относительные фазовые проницаемости

ФВН – фронт вытеснения нефти

РИР – ремонтно-изоляционные работы

ПМС – пакер механический скважинный

ГУК – гидравлическая установочная компоновка

ОПЗ – обработка призабойной зоны

ППЭ – повышение производственной эффективности

НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых

НДС – налог на добавочную стоимость

ОПО – опасный производственный объект

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и аппаратура

ПДВ – предельно-допустимый выброс

ПДС – предельно-допустимый сброс

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день при разработке месторождений Западной и Восточной Сибири зачастую возникают различные проблемы эксплуатации, которые связаны напрямую с геологическими условиями, параметрами пласта и пластового флюида, и, в дальнейшем, влияют на выработку залежи.

Наиболее распространенной проблемой является конусообразование в горизонтальных и наклонных скважинах. Задача по предотвращению и решению заключается в поиске/ подборе решений, первоначально для определения характера повышения обводненности продукции, а затем и ликвидации последствий. Причины обводнения (конусообразование, прорыв по высокопроницаемому пропластку, заколонные перетоки, негерметичность эксплуатационной колонны, прорыв воды от нагнетательного фонда, вязкостное языкообразование) напрямую влияют на характер притока воды и адаптационный подбор технологий. Подтягивание конуса имеет низкую управляемость на поздних стадиях разработки месторождения, и достаточно эффективно предотвращается при регулировке и контроле режимов эксплуатации, использование экранов и технологий многоствольного заканчивания.

При планомерной оценке причины подтягивания воды и подборе методов решения в данной работе была сформирована блок-схема, которая несет рекомендательный характер. Дополнительно для оценки влияния параметров пласта и пластовой жидкости на процесс конусообразования было предложено решение по подсчету критического безводного дебита, времени подтягивания конуса воды и оптимального расположения горизонтального участка скважины от водонефтяного контакта. Данное решение связано с извлечением данных из рейтинга бурения и имеет актуальный характер для всех нефтегазодобывающих предприятий.

С целью достижения максимального эффекта по предотвращению причины и последствия конусообразования, что позволит достичь проектные показатели разработки и максимизировать экономическую эффективность

нефтегазодобывающей компании необходимо оценить причины подтягивания воды, определить наиболее подходящие и эффективные технологии для конкретных случаев и подобрать методику решения для полного охвата всех возможных результатов.

1. АНАЛИЗ ДИНАМИКИ ОБВОДНЕНИЯ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Проблема повышения обводненности продукции скважин при разработке нефтегазовых месторождений предполагает собой различные причины, которые обособленно можно разделить на три сектора:

- 1) подошвенная вода (естественная пластовая) (рисунок 1);
- 2) закаченная в пласт вода (искусственно доставленная) (рисунок 2);
- 3) прорыв с вышележащих водоносных горизонтов (рисунок 1).

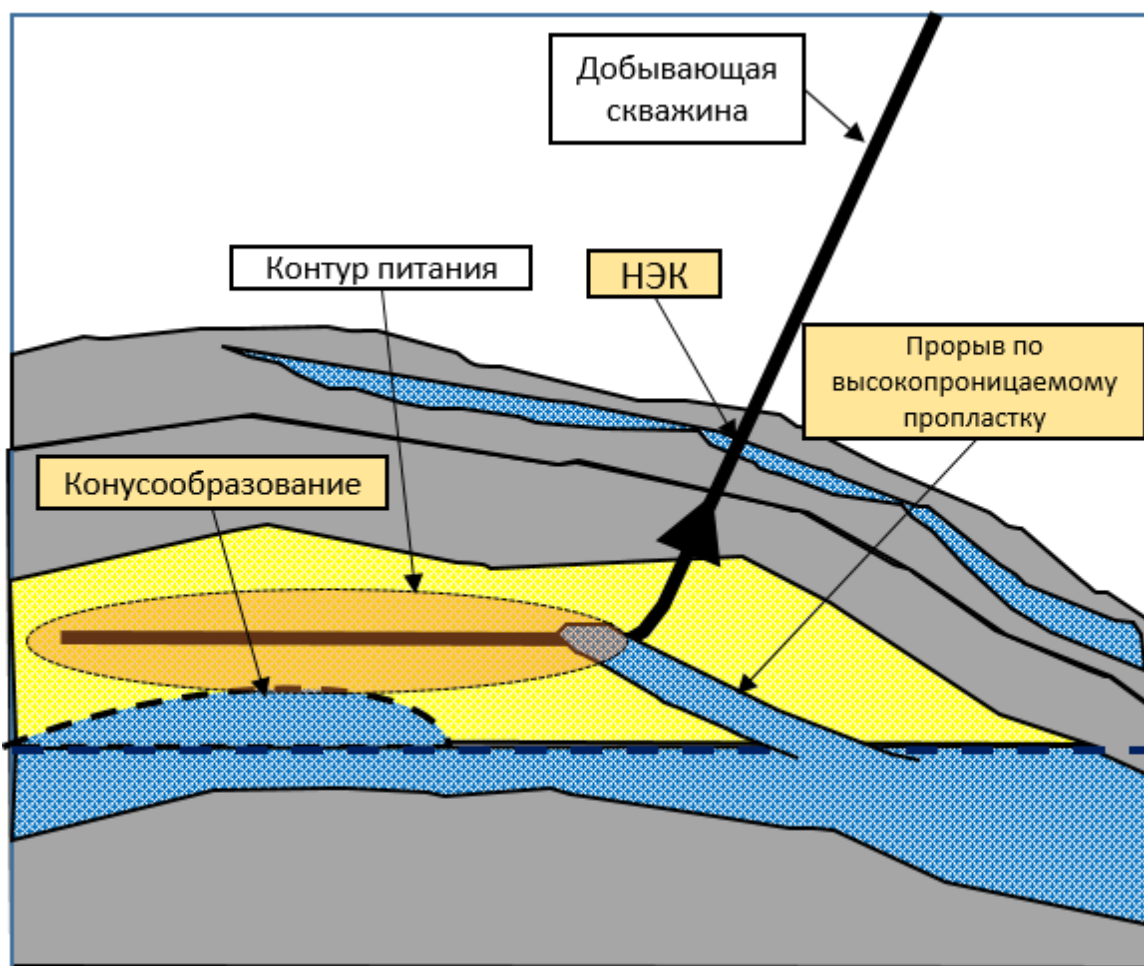


Рисунок 1 – Проявление «конуса», прорыва воды по пропластку и с вышележащего водоносного горизонта

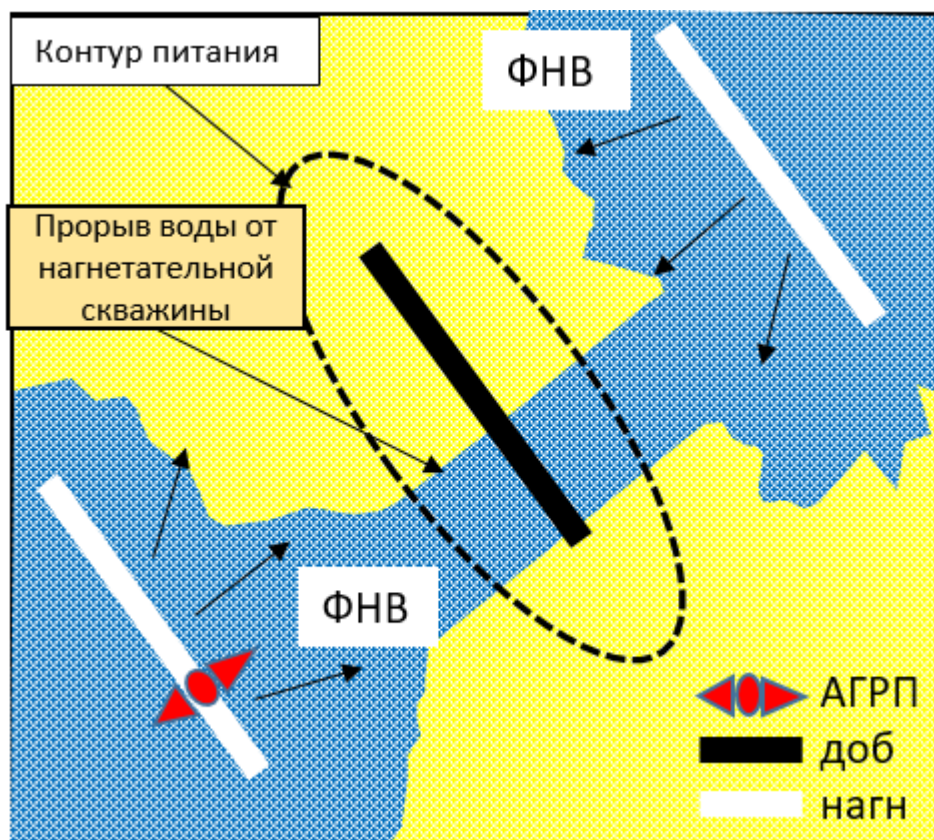


Рисунок 2 – Прорыв воды от нагнетательной скважины

Необходимо рассмотреть природу каждой причины появления воды в добывающей скважине, для выделения возможных причин и определения путей решения возникающих задач.

1.1 Геологические процессы влияния подошвенной воды на рост обводненности скважинной продукции

Пластовая вода находится в пределах залежи изначально, при осадкообразовании, и, ввиду большей плотности относительно других вмещающих породу-коллектор веществ, под действием законов силы тяжести оседает в подошвенной части, формируя связанные каналы. Данный тип воды оказывает влияние на добывающую скважину двумя путями:

- а) конусообразование;
- б) подтягивание воды по высокопроницаемым каналам (пропласткам/трещинам).

Подтягивание конуса воды к горизонтальным скважинам в процессе эксплуатации практически неизбежно в контактных запасах в водонефтяных

зонах (ВНЗ) и вызвано определенной депрессией на пласт, связанным с градиентом давления и скоростью потока. С геологической точки зрения, при вертикальной проницаемости коллектора менее 0,01мД может и не произойти подтягивание, а водонефтяной контакт (ВНК) поднимается в линзе равномерно по всему простиранию. Подошвенная вода поднимается выше принятого ВНК, проникая в область дренирования и, ввиду большей подвижности относительно нефти, проникает в призабойную зону (ПЗП), «защемляет» нефтяные запасы, обводняет продукцию, сокращает добычу целевого флюида. Скорость конусообразования напрямую связана с высокими темпами отбора жидкости, которые по производственным причинам сократить не всегда представляется возможным.

Прорыв воды к горизонтальным скважинам по латерали или вдоль напластования связан с наличием высокопроницаемых зон монолитного коллектора. При скачках депрессии вода, во высокопроницаемому участку, который в терригенном коллекторе может быть образно выражен как канал (трещина) с путем меньшего сопротивления от аквифера до ПЗП, заполняя призабойную зону запирает добычу нефти.

Для полноценного понимания возможности влияния подошвенной воды на процесс добычи нефти есть необходимость рассмотрения каждой отдельной причины.

1.1.1 Анализ процесса образования конуса подошвенной воды в пластовых условиях

В процессе разработки месторождений наиболее частой проблемой является преждевременная повышенная обводненность, затрудняющая и препятствующая поступлению нефти по причине лучшей подвижности. Зачастую, конусообразование проявляется в выдержанных по мощности коллекторах, при отсутствии глинистых (карбонатных, аргиллитных) перемычек, которые способны предотвращать подтягивание воды поперек напластования. Процесс конусообразования заключается в следующем: при создании определенной депрессии в процессе эксплуатации первоначальный

контакт ВНК искажается и формируется своеобразная «волна», которая сокращает расстояние от воды до ПЗП.

М. Маскет и И.А. Чарный вынесли теорию, в которой возможно рассчитать предельный безводный дебит скважины и формулу стационарного конуса. Конус воды не выражен стационарным состоянием, но подошвенная вода может подниматься постепенно, при высоких забойных давлениях и соответственно низкой депрессии, образуя безводный режим. Конусообразование можно описать как квазистационарный процесс, так как при высоких значениях силы тяжести, вертикальная составляющая скорости движения пластового флюида значительно меньше горизонтальной [1].

Чтобы выразить описанный нестационарный процесс в математическом виде, в данном случае можно воспользоваться методом последовательной смены стационарных состояний, при котором в каждой стадии можно считать конус постоянным.

Для примера приведем задачу притока нефти к скважине со следующими условиями (рисунок 3):

- 1) Несовершенная скважина по степени вскрытия пласта;
- 2) Конус воды устойчивый и неподвижный;
- 3) Пласт изотропный (монолитный, с одинаковыми фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) по всему объему пласта);
- 4) Кровля и подошва пласта субгоризонтальны и непроницаемы;
- 5) Конус неподвижен и устойчив, к скважине течет чистая нефть;
- 6) Поверхность ВНК непроницаема для нефти;
- 7) Форма конуса воды не известна.

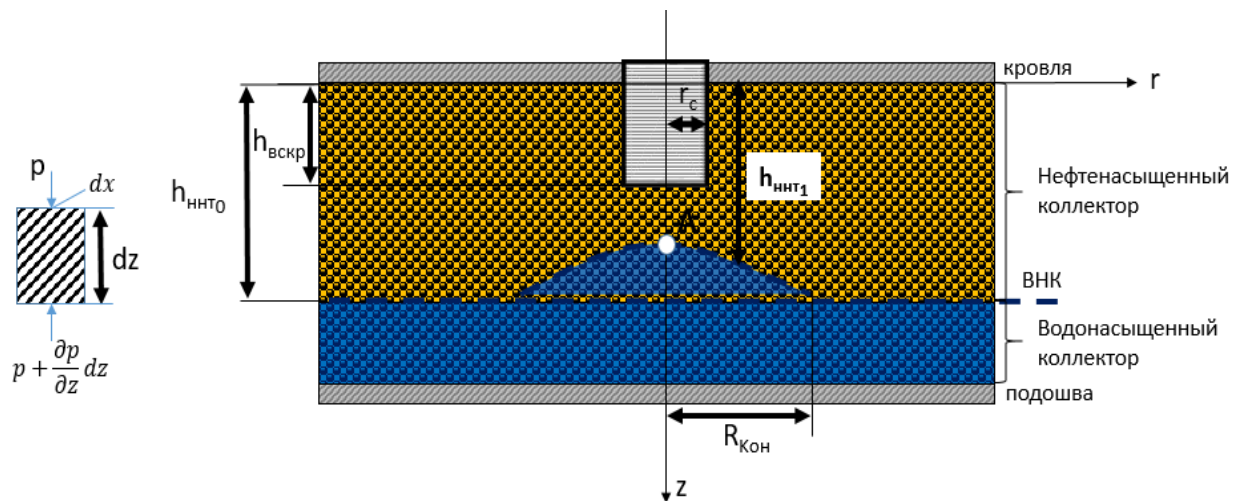


Рисунок 3 – Разрез вдоль несовершенной по степени вскрытия скважины при стационарном конусе воды

При таком подходе необходимо решить задачу на основе уравнения Лапласа для потенциала $\nabla^2\Phi=0$ с учетом граничных условий приведенных выше.

Примем, что водяной конус не подвижен и распределение давления в любой точке пласта известно и равно функции $p=p(r, z)$. На вершине «волны» выделим точку «А», где радиус $r=0$, элементарный вертикальный цилиндр пористой среды площадью df , высотой dz , заполненный водой. На выбранный элемент действуют следующие силы, при поднятии его выше ВНК: сила выталкивания и сила собственного веса, противоположные друг другу. Давление на верхнюю грань элемента $p(0,z)=p$.

Давление на нижнюю грань p' будет выражено по формуле:

$$p' = p(0, z + dz) = p + \frac{\partial p}{\partial z} dz. \quad (1)$$

Сила выталкивания F_a снизу вверх частицу конуса будет представлена в следующем выражении:

$$F_a = m (p' - p)df = m \frac{\partial p}{\partial z} dz df, \text{ где} \quad (2)$$

m – пористость.

Рассматриваемую частицу конуса воды тянет вниз ее вес P , который выражен в следующей формуле:

$$P = \rho_B g m dz df, \text{ где} \quad (3)$$

ρ_B – плотность воды.

Уравнение равновесия будет выглядеть для данного случая следующим образом:

$$P \geq Fa; \quad (4)$$

$$\rho_B g m dz df \geq m \frac{\partial p}{\partial z} dz df; \quad (5)$$

$$\rho_B g \geq \frac{\partial p}{\partial z}. \quad (6)$$

Сделаем преобразование от давления к потенциалу, при направленности оси z вниз:

$$\Phi = \frac{k}{\eta} (p - \rho_H g z), \text{ где} \quad (7)$$

k – коэффициент проницаемости,

η – коэффициент динамической вязкости,

ρ_H – плотность нефти.

Учитывая данные условия, устойчивость конуса будет выражена неравенством:

$$\left(\frac{\partial \Phi}{\partial z} \right)_{r=0} \leq \frac{kg \Delta \rho}{\eta}, \quad (8)$$

$$\Delta \rho = \rho_B - \rho_H. \quad (9)$$

Используем теперь условие, что вода неподвижна и, следовательно, давление в ней распределено гидростатически. Пусть на некотором расстоянии от скважины R_0 толщина нефтяного пласта равна h_0 и известно давление p_0 на границе раздела. Тогда, так как вода неподвижна, давление в произвольной точке границы раздела:

$$p = p_a - \rho_B g (h_0 - z). \quad (10)$$

Подставив это значение p в выражение (7) получим:

$$\Phi = \Phi_0 - \frac{kg \Delta \rho}{\eta} (h_0 - z), \text{ где} \quad (11)$$

Φ_0 – потенциал точки с давлением p_0 .

Это означает, что вдоль границы раздела текущей нефти и неподвижной воды потенциал изменяется линейно в зависимости от координаты z . На рисунке 4 приведены кривые распределения потенциала вдоль оси скважины и вдоль

цилиндрической поверхности радиусом R_0 . Вдоль поверхности R_0 потенциал будем считать постоянным: $\Phi = \Phi_0$ (прямая DN).

Уравнение (11) изображается прямой DC, наклоненной к вертикали под углом β с угловым коэффициентом, равным $\operatorname{tg}\beta = k\Delta\rho g/\eta$. Где-то на этой прямой лежит потенциал вершины конуса C. Если бы была известна высота подъема конуса, то сразу можно было бы найти этот потенциал. Теперь посмотрим, какой вид будет иметь распределение потенциала вдоль стенки скважины и ниже в нефтяной части пласта. Наименьшее давление, и, как следствие, наименьший потенциал будут на стенках скважины, причем вдоль стенок скважины потенциал считается распределенным равномерно, так как на стенке скважины давление можно считать гидростатическим. Обозначим потенциал на стенке скважины Φ_c . Ниже доньшка скважины потенциал будет возрастать так, как показано на рисунке 2, т.е. выпуклостью вправо. Действительно, вертикальная составляющая скорости фильтрации определяется по формуле $w_z = -\frac{\partial\Phi}{\partial z}$. Вершина конуса по условию неподвижна. Следовательно, скорость нефти на этой вершине обращается в нуль, откуда вытекает, что касательная в этой точке должна быть вертикальной. К оси скважины подтекают струйки. Поэтому скорость вдоль оси скважины монотонно возрастает от нуля до максимального значения на доньшке. Таким образом, $|\frac{\partial\Phi}{\partial z}|$ вдоль оси z скважины монотонно возрастает, и кривая распределения потенциала $\Phi = \Phi(0, z)$ должна быть обращена выпуклостью вправо, как показано на рисунке 2 (кривая BC). Очевидно, высота конуса определяется положением точки пересечения C прямой DC и кривой $\Phi = \Phi(0, z)$. Предположим теперь, что при сохранении потенциала Φ_0 дебит скважины начал увеличиваться. Это достигается соответствующим уменьшением забойного потенциала Φ_c на стенке скважины. Условие устойчивости водяного конуса выражается формулой (8). Отсюда следует, что перед началом прорыва воды распределение потенциала в нефтяной части $\Phi(0, z)$ ниже дна скважины будет изображаться кривой C' B', касательная к которой в вершине конуса составит с вертикалью угол $\beta = \operatorname{arctg} \frac{kg\Delta\rho}{\eta}$. Дебит скважины

$Q_{\text{пред}}$, соответствующий предельному состоянию конуса, называется предельным безводным дебитом.

Однако, точный вид распределения потенциала при наличии конуса обводнения неизвестен. Поэтому нужно исходить из каких-то других предпосылок, которые позволят оценить приближенно величину подъема конуса и наиболее интересную для практики величину – предельного безводного дебита [2].

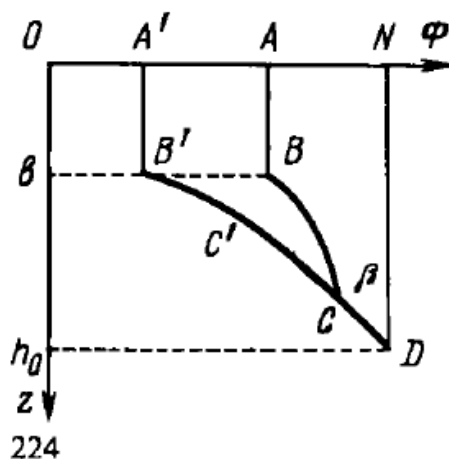


Рисунок 4 – Кривые распределения потенциала вдоль стенки скважины и поверхности водяного конуса

Теория конусообразования Маскета-Чарного исходит из допущения, что стеснение потока нефти образующимся водяным конусом мало влияет на распределение потенциала в нефтяной части пласта, и поэтому для приближенной оценки предельных значений дебита и высоты подъема конуса можно воспользоваться известным выражением для потенциала напорного (невозмущенного) течения нефти в однофазно-анизотропном пласте с горизонтальной проницаемостью k_g и вертикальной проницаемостью k_z .

Анализируя распределение потенциала вдоль оси скважины при невозмущенном и возмущенном движении нефти, И. А. Чарный установил верхний и нижний пределы, между которыми находится предельный безводный дебит:

$$Q_1 > Q_{\text{пред}} > Q_2. \quad (12)$$

При этом верхний предел Q_1 находится в результате сопоставления движения нефти при наличии конуса воды с плоскорадиальным стационарным напорным потоком нефти в пласте с постоянной толщиной h_0 ; нижний предел Q_2 определяется из решения задачи о напорном притоке нефти к несовершенной скважине в пласте толщиной h_0 . Расчеты показывают, что Q_1 и Q_2 различаются на 25-30%, причем $Q_{\text{пред}}$ ближе к Q_1 , чем к Q_2 .

Результаты расчетов приведены в виде графиков зависимости предельных безразмерных дебитов $q(h, \delta)$ и предельной высоты подъема конуса $\eta_{\text{max}}(h, \delta)$ на рисунке 5, где введены безразмерные переменные и параметры:

$$q(h, \delta) = \frac{Q_1}{Q_0} \quad (13)$$

$$h = b/h_0 \quad (14)$$

$$\delta = R_0/(xh_0) \quad (15)$$

$$\eta_{\text{max}} = y_{\text{max}}/(h_0 - b) \quad (16)$$

$$x = \sqrt{k_r/k_z} \quad (17)$$

Здесь y_{max} – предельная высота подъема конуса перед прорывом;

$$Q_0 = \frac{2\pi kh_0^2 \Delta\rho g}{\eta} \quad (18)$$

$$\Delta\rho = \rho_B - \rho_H \quad (19)$$

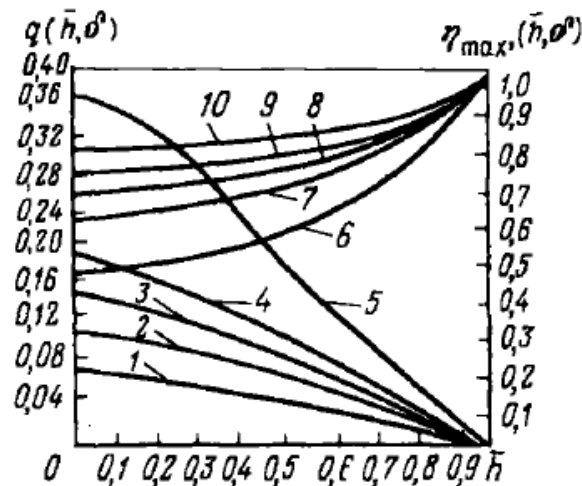


Рисунок 5 – График для расчета предельных безразмерных дебитов и предельной высоты подъема конуса (кривые 1-5 для $q(h)$; 6-10 для η_{max} ; δ : 1.6-1000; 2. 7-100; 3.8-10; 4.9-4; 5.10-1.)

Все сказанное, очевидно, полностью распространяется на случай прорыва верхнего газа при наличии газовой шапки. Под $\Delta\rho$ при этом следует понимать разность плотностей нефти и газа. Приведенные графики можно также использовать для расчетов в пластовых условиях предельных безводных дебитов несовершенных газовых скважин в пластах с подошвенной водой.

Расчеты показывают, что безводный дебит в однородных маломощных пластах очень мал. Однако на практике скважины дают иногда довольно большой нефтяной дебит без воды, хотя известно, что под ними имеется подошвенная вода. Этим объясняется наличием непроницаемых или малопроницаемых пропластков, которые затрудняют вертикальное движение воды.

Обширный цикл экспериментальных исследований, связанных с конусообразованием, выполнен Д.А. Эфросом и его сотрудниками на щелевых моделях. В результате этих исследований было подтверждено неравенство (12) для предельного безводного дебита.

Для примера, на рисунках 6,7 приведен разрез вдоль скважины 1, проведенной в водонефтяной зоне, с проявлением конуса воды. На запуске были следующие параметры:

- Дебит по жидкости $Q_{ж} - 104\text{м}^3/\text{сут}$;
- Дебит по нефти $Q_{н} - 86\text{т}/\text{сут}$;
- Обводненность $W\% - 10\%$.

Изначальное состояние после окончания бурения представлено на рисунке 6. Расстояние нижней части горизонтального участка до ВНК 5м.

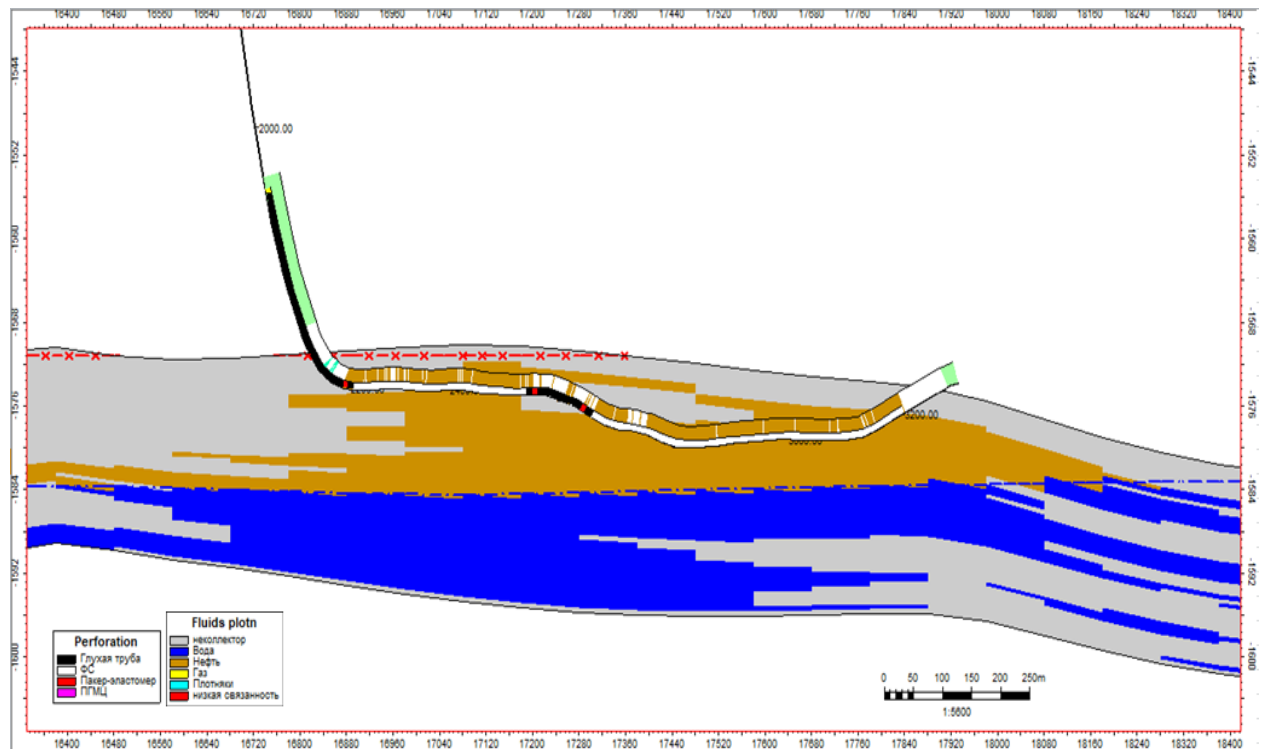


Рисунок 6 – Разрез вдоль скважины 1 без проявления «конуса воды» куб по насыщению

Спустя 7 месяцев эксплуатации обводненность плавно выросла и параметры стали следующие:

- Дебит по жидкости $Q_{ж} - 166 \text{ м}^3/\text{сут}$;
- Дебит по нефти $Q_{н} - 16 \text{ т}/\text{сут}$;
- Обводненность $W\% - 87\%$.

После 7-ми месяцев эксплуатации, даже с низкой депрессией на пласт (20атм) конус воды подтянулся и тогда ВНК уже оказывается на 4м выше принятого значения по данному объекту и по окружению (рисунок 7). Подтвердилось проявление конусообразование текущим бурением транзитов в данной области с прописью каротажей.

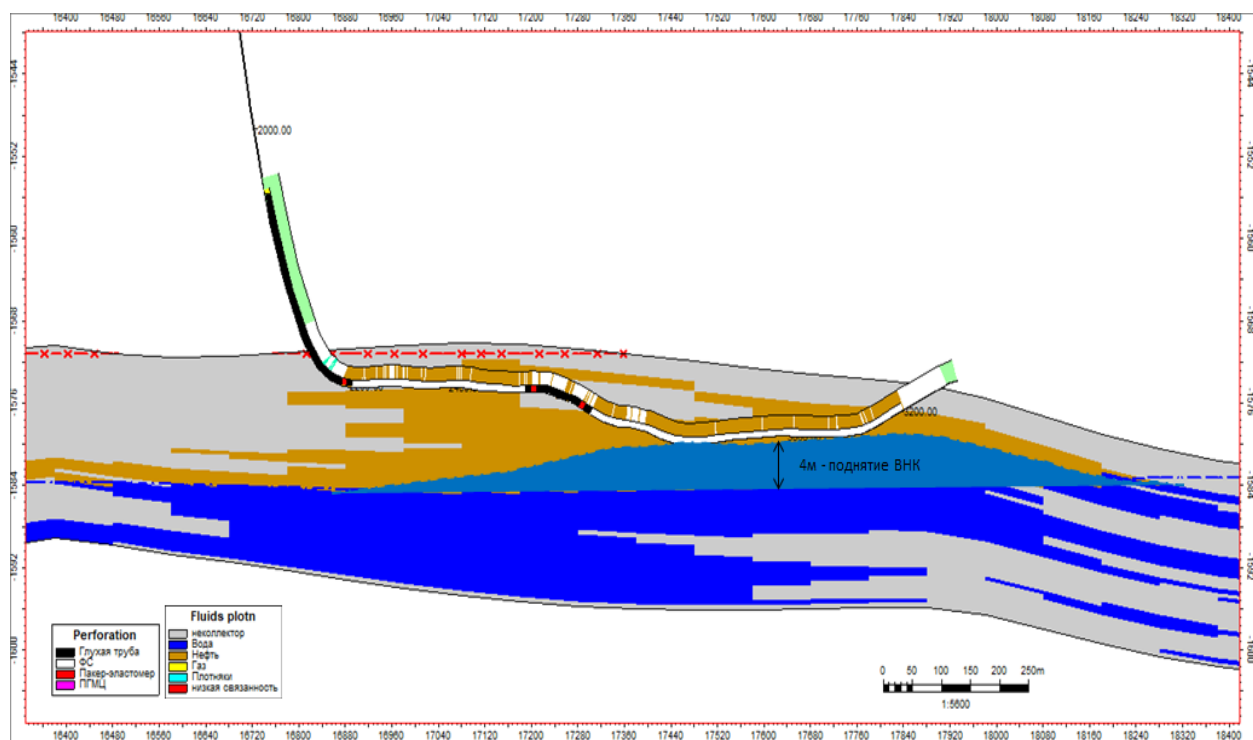


Рисунок 7 – Разрез вдоль скважины 1 с проявлением конусообразования куб по насыщению

Проявление конуса выражено поступательным обводнением, вплоть до 100%. Обратный характер проявляет прорыв воды по высокопроницаемым пропласткам.

1.1.2 Анализ процесса опережающего прорыва воды по высокопроницаемым каналам

Прорыв воды может происходить независимо от режима эксплуатации залежи ввиду наличия высокопроницаемых каналов (трещин/пропластков). Работа скважин в районе с вероятным прорывом воды всегда подвергается риску опережающего обводнения с большим темпом. Вода имеет большую подвижность и текучесть, относительно нефти, поэтому в поровых каналах или системе естественных трещин свободно проникает в нефтенасыщенную часть коллектора.

Подвижность жидкости (нефти, воды) $k_{\text{под}}$ в пластовых условиях выражается следующей формулой:

$$k_{\text{под}} = \frac{k_{\text{в}}}{\mu_{\text{в}}}, \text{ где} \quad (20)$$

$k_{\text{в}}$ – фазовая проницаемость воды, мД,

μ_B – вязкость воды, мПа*с.

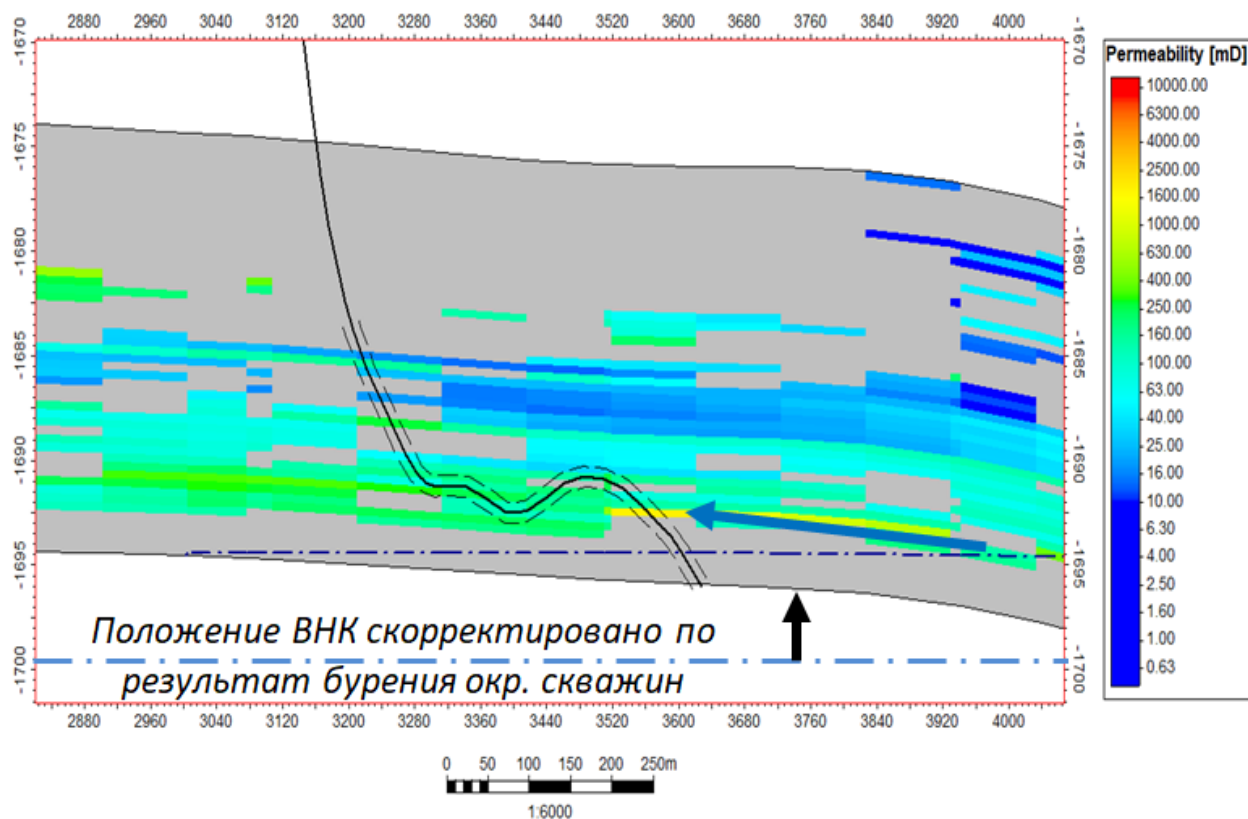


Рисунок 8 – Разрез вдоль скважины 2 с проявлением прорыва воды по высокопроницаемому участку куб по проницаемости

Конусообразование и прорыв воды зачастую определяется следующими методами:

- текущим бурением транзитов (вблизи рассматриваемой скважины/подходит для определения конусообразования);
- технологическим способом (проведение промысловых геофизических исследований (ПГИ) для определения участка обводнения);
- техническим способом (использование скважинного расходомера, меченного вещества, проведение лабораторных анализов, при использовании трассеров/маркерных блоков в компоновке заканчивания хвостовика);
- расчетно-аналитическим способом (графики Чена (рисунок 9), методика Серайтна-Новатного, методика Медведского, методика Уолкотта-Уотервуда, методика Меркуловой-Гинзбурга).

Плюсы аналитических методов заключаются в низкой финансовой вовлеченности (практически отсутствует). Минусы – в малой проработке теории (устраняется при постоянном мониторинге и частом применении) и сложности в качестве и частоте данных.

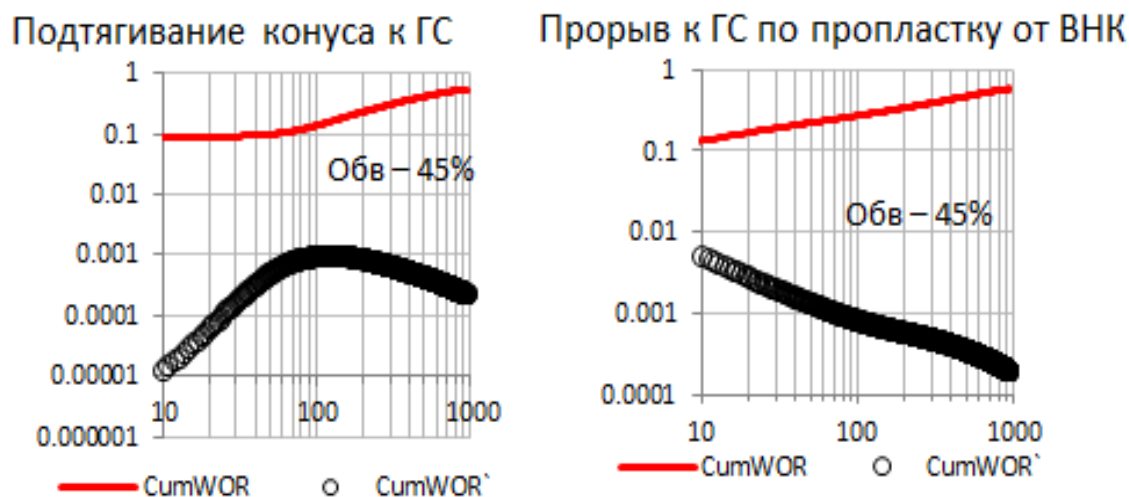


Рисунок 9 – Пример результатов моделирования при подтягивании конуса воды и при прорыве по пропластку к горизонтальной скважине

Точные методы технические (технологические) имеют минусы в экономическом плане, ввиду дороговизны (стоимость ПГИ на гибких насосно-компрессорных трубах (ГНКТ) около 6 млн.руб.). Поэтому необходимо рассматривать рентабельность и значимость каждого конкретного случая проведения технических и технологических методов определения «путей» притока нецелевого флюида.

Подтягивание конуса воды, а также прорыв ее по высокопроницаемому участку является достаточно серьезной и трудно решаемой задачей, требующей дополнительной оценки возможных мероприятий. Но не менее сложной задачей является предотвращение автоматического гидроразрыва пласта (АГРП) и выравнивание фронта вытеснения воды (ФНВ), для избегания появления промытых зон, локализации запасов нефти.

1.2 Образование промытых зон при сформированной системе закачки

Поступление воды от нагнетательных к добывающим скважинам можно отнести к прорыву воды ввиду образования трещин АГРП, что по своим характеристикам схоже с прорывом подошвенной воды.

Образования «языков» закачиваемой воды по площади зонально неоднородной залежи (охват заводнением по площади) приводит к неравномерному вытеснению, образованию локализованных нефтяных запасов, быстро обводняет участки одной скважины или несколько.

Формирование языков связано с фазовыми проницаемостями нефти и воды, выраженных в виде отношения подвижности влияющих на равномерность фронта нагнетания воды.

Отношение подвижностей M часто используют при анализе фронта вытеснения нефти в коллекторе по выражению, в виде отношения вытесняющей жидкости (воды) к вытесненной жидкости (нефти), основанному на формуле 20:

$$M = \frac{k_v}{\mu_v} : \frac{k_n}{\mu_n}, \text{ где} \quad (21)$$

k_v – фазовая проницаемость воды, мД,

μ_v – вязкость воды, мПа*с.

Ввиду вязкостного языкообразования вода пробирается по отдельным участкам от нагнетательной к добывающей скважине. На рисунке 10 изображено вероятное распределение ФНВ при значении относительной подвижности $M \gg 1$ в некоторой области [3,5].

В более кратком обосновании данного типа искажения фронта вытеснения воды (ФНВ) следует говорить о наличии большого сопротивления перемещения частиц в среде с вязкой насыщаемой частью породы жидкостью, а в среде с меньшей вязкостью и большей проницаемостью проявляется обратный характер.

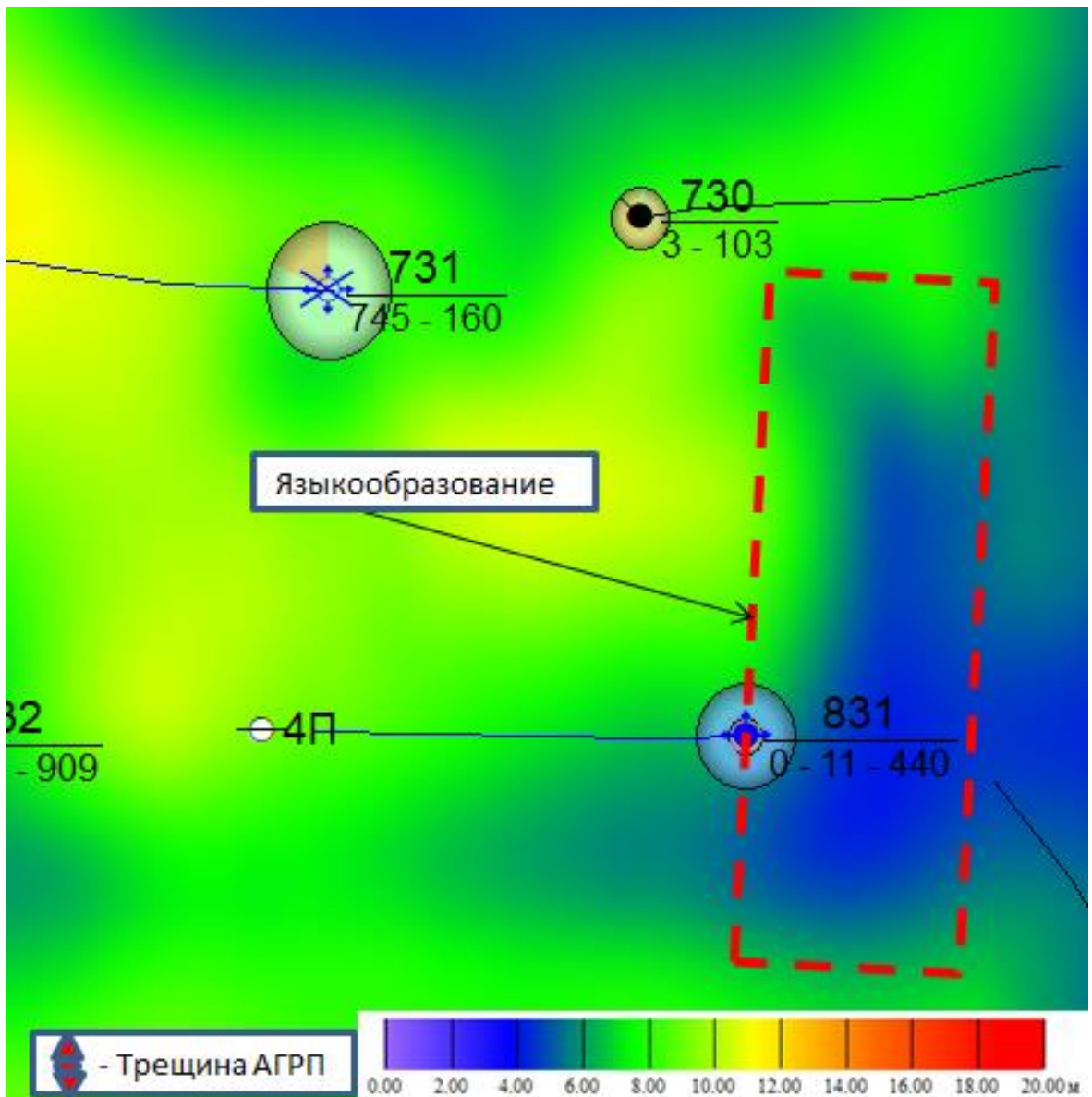


Рисунок 10 – Изображение вязкостного языкообразования на карте остаточных нефтенасыщенных толщин

При значении подвижности $M \leq 1$, отдельные промытые участки не формируются, а ФНВ равномерно распространяется по пласту от нагнетательных скважин к добывающим (рисунок 11). Такое может возникать либо при низких значениях анизотропии, неоднородности и расчлененности пласта по простиранию. Также равномерность можно достичь при использовании потокоотклоняющих технологий на основе полимеров или других веществ, способствующих запираанию высокопроницаемых каналов [4].

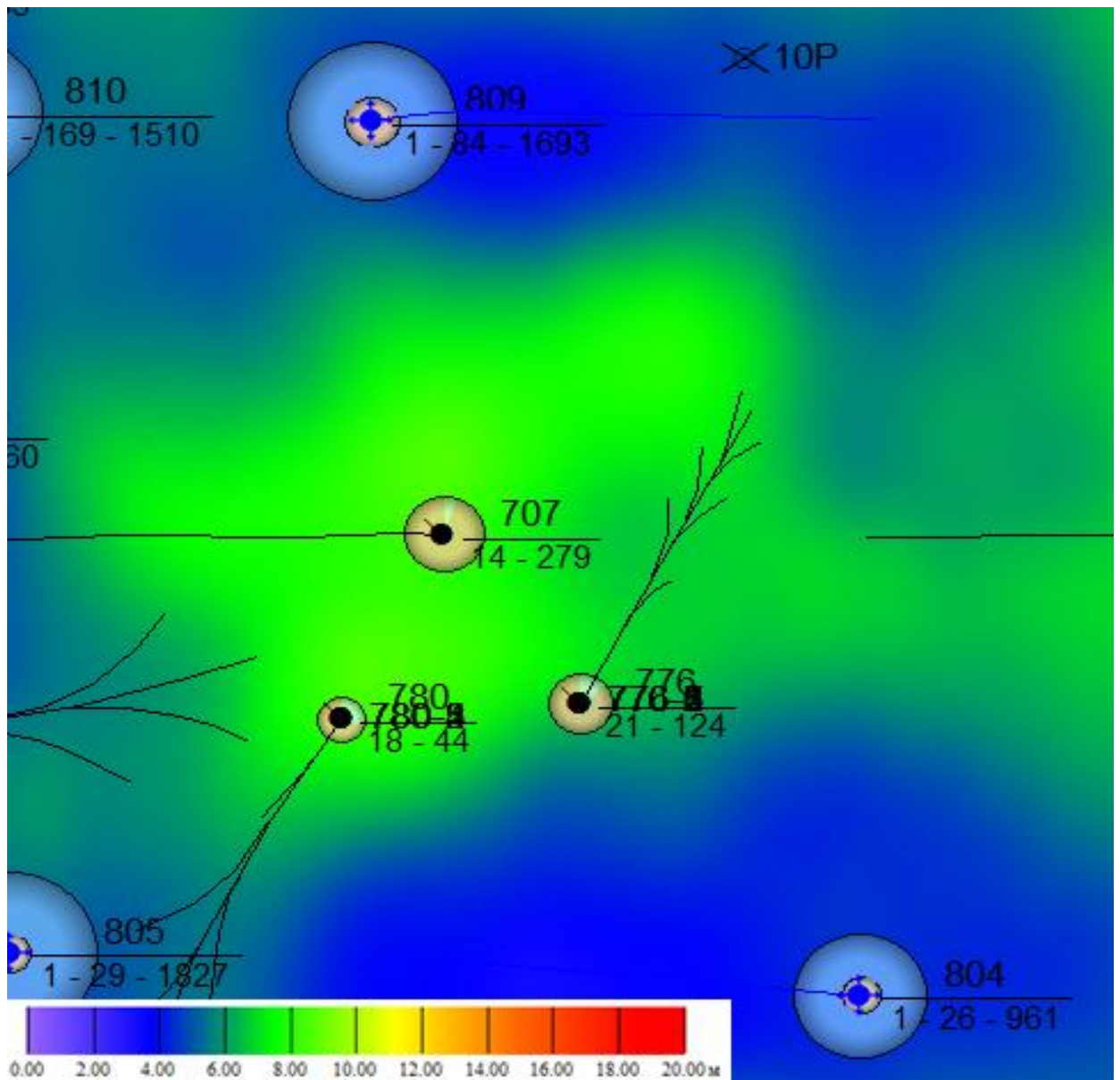


Рисунок 11 – Изображение равномерного вытеснения нефти

АГРП возникает при превышении забойного давления в нагнетательной скважине над давлением гидроразрыва пласта (рисунок 12). Для достижения необходимого значения компенсации ячейки поддерживается определенный объем закачки, который зачастую является высоким для текущего количество фонда нагнетательных скважин, а дополнительное в данную зону не всегда возможно. Ввиду этого большой удельный объем закачиваемой воды рвет породу и создает протяженные каналы поступления воды, при высокой проницаемости области нагнетания, обводняя участок или полностью всю длину горизонтального участка добывающей скважины.

Для минимизации рисков АГРП необходим планомерный регулярный контроль режимов работы нагнетательных скважин, а также рассмотрение корректировки существующей сетки разработки.

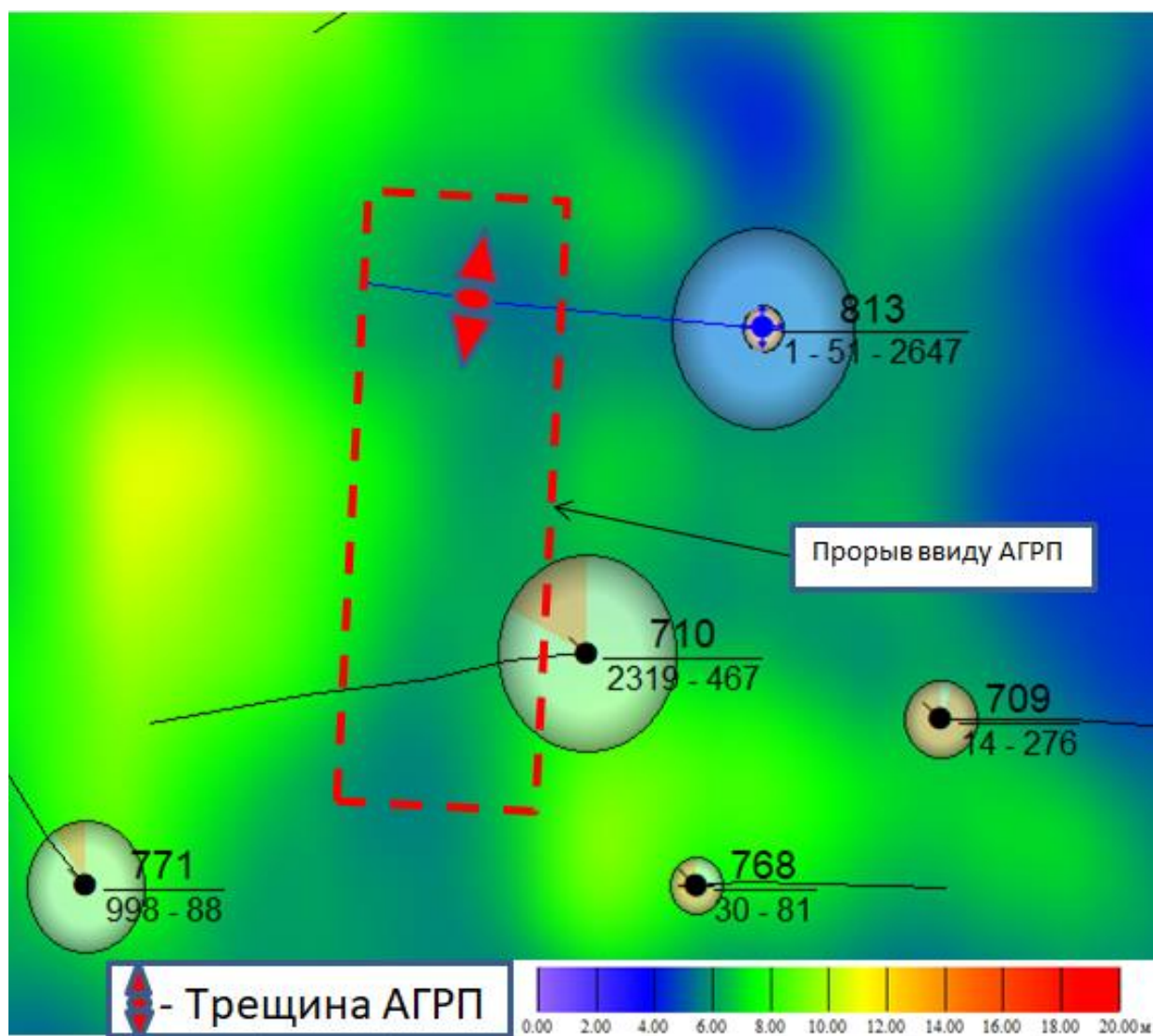


Рисунок 12 – Изображение формирования промытых участков по причине автоматического гидроразрыва пласта на карте остаточных нефтенасыщенных толщин

Проявление «промытых» зон, языкообразования, определяется с помощью следующих методов:

- 1) текущее бурение транзитов в данную область проведенного горизонтального ствола;
- 2) оперативное перестроение гидродинамической и геомеханической моделей на основе транзитов, текущего режима эксплуатации;

- 3) проведение ПГИ;
- 4) спуск расходомера совместно с лабораторным анализом добываемой жидкости на шестикомпонентный состав, для определения природы появления воды в скважине (пластовая/нагнетаемая).

1.3 Проявление прорыва воды с вышележащих водоносных горизонтов

Поступление воды из верхних, средних и нижних водоносных пластов является следствием негерметичности колонны и/или некачественном цементировании. Происходит прорыв по заколонному и затрубному пространству в трубное в связи с чем, продукция обводняется, при не контролируется регулировкой текущих режимов, поэтому в таких случаях приходится прибегать к методам ликвидации подобных случаев силами бригады капитального ремонта скважин (КРС). Зачастую, негерметичность эксплуатационной колонны (НЭК) формируется по причине коррозии обсадной колонны из-за агрессивной среды, созданной как внутри, так и снаружи рассматриваемой трубы (рисунок 13).

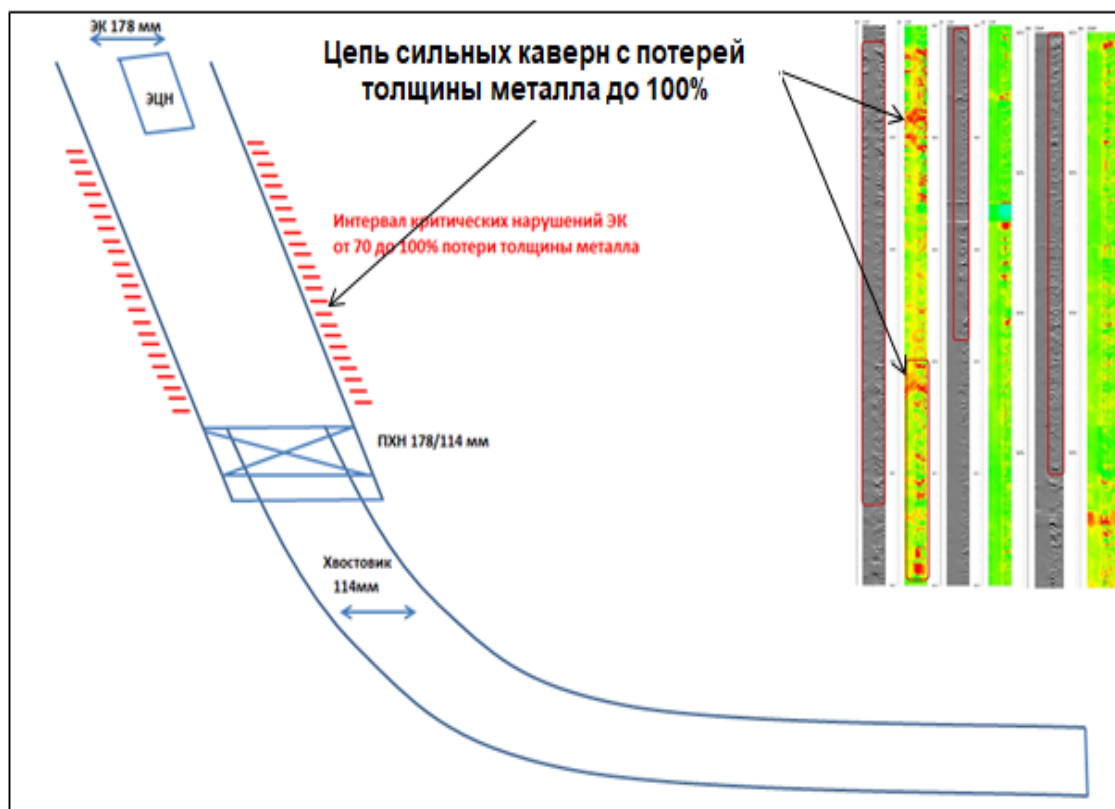


Рисунок 13 – Выявление интервала негерметичности колонны

По статистике, на месторождении X существуют следующие предпосылки образования НЭК на группе пластов Як:

1. Обводненность более 60% на скважинах добывающего фонда.
2. Низкое качество подготовки закачиваемой воды.
3. Высокие дебиты жидкости (более 1000м³/сут, высокие скорости течения жидкости).
4. Высокие зенитные углы и интенсивность набора в зоне установки УЭЦН.

В совокупности большой вклад в разрушение тела колонны дают три основных фактора (коррозия, вызванная СО₂, эрозия (воздействие насоса на ЭК)), мехпримеси (возникновение НЭК в местах прилегания насоса и ЭК, места превышения набора угла пространственной интенсивности и являются причинами возникновения НЭК (представлено на диаграмме, рисунок 14).

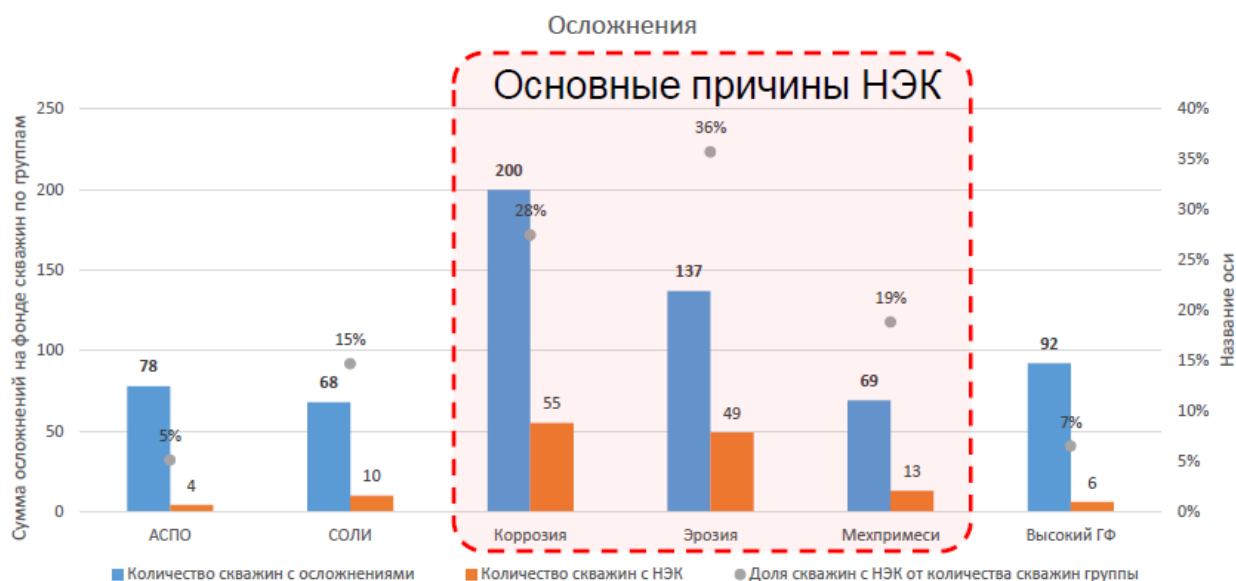


Рисунок 14 – Диаграмма проблематики влияния на НЭК на месторождении X

С учетом плохой отсортированности (50-80 д.ед. D₁₀/D₉₅) и мелких размеров частиц возможно получение более высокого количества взвешенных частиц (КВЧ), что также может негативно сказаться на целостности и наработке ЭК.

Представленная выше проблема выявляется следующими способами:

- 1) высокочувствительная термометрия (по определению температуры скважинной жидкости, в случае появления жидкости с вышележащих пластов температура жидкости будет меньше в исследуемом интервале НЭК);
- 2) метод МПТ (определение технического состояния колонны, интервал точечного нарушения и его характер – смятие, коррозия, смещение и пр.);
- 3) электромагнитный дефектоскоп (магнитно-импульсный дефектоскоп, наиболее часто применяемый метод ввиду своей относительно невысокой стоимости (около 200-300тыс.руб.), точности и надежности).

По результату выполненных исследований магнитной интроскопии эксплуатационных колонн либо электромагнитной дефектоскопии (ЭМДС) добывающих скважин пласта Як 3 месторождения X выявлены протяженные участки от 50 до 300м с потерей толщины металла ЭК до 100%. В следствие эрозионного воздействия данные участки расположены в интервале спуска УЭЦН и ниже до головы хвостовика.

Для полноценного анализа выявленных причин появления воды в добывающих скважинах необходимо привести геологические условия месторождения, в котором есть результаты отработки скважин с вышеперечисленными проблемами.

1.4 Анализ геологические условия образования водоносной части коллектора на примере месторождения X

Основой сложного геологического строения месторождения X севера Красноярского края являются образования осадочные породы палеозойского и мезозойско-кайнозойского возраста. Добыча углеводородов осуществляется с залежей нижнего мела К1 Яковлевской свиты. Все продуктивные пласты-коллекторы имеют терригенный тип с сильной расчлененностью, анизотропия по основным объектам Як-3, Як-5, вЯк-16 0.1д.ед., характеризуются отложениями русел рек, неоднородностью по латерали. Учитывая данные факторы, месторождение X имеет следующие геолого-физические особенности, влияющие на наличие рисков по подтягиванию/прорыву воды:

1) Контактные запасы. Предпочтительно представлены водонефтяной зоной (ВНЗ) и газонефтеводяной зоной (ГНВЗ), вследствие чего приходится постоянно контролировать текущий уровень контактов и отметки безопасного расположения проводки горизонтального участка ствола. Средняя эффективная водонасыщенная толщина по пласту Як-3 10м, что значительно больше нефтенасыщенной 5м. Частые случаи подтягивания конуса воды, ввиду больших значений вертикальной проницаемости в определенных участках (50-100мД).

2) Высокие значения горизонтальной проницаемости по пластам Як-3, Як-5, вЯк-16 (от 100 до 1000мД) вызывают большие риски прорыва воды по латерали, особенно при наличии отдельных пропластков в состоянии падения структуры, когда данный пропласток уходит ниже ВНК, и ввиду большей подвижности, вода прорывается клином в нефтенасыщенную зону, обводняя скважину, вытесняя нефть от горизонтального участка.

3) Просаженные пластовые давления, вызванные быстрым разбуриванием объекта и невозможностью поддерживать пластовое давление на одном уровне даже с хорошей системой ППД, не обводнив при этом продукцию. Появляется необходимость постоянно повышать объемы закачки, ввиду чего некоторые нагнетательные скважины (69% фонда нагнетательных скважин) подвержены проявлению АвтоГРП.

4) На объекте вЯк-16 ввиду повышенной вязкости (более 30сПз), подтягивание и вязконстное языкообразование проявляется в большей мере, в отличие от объектов Як.

5) Агрессивная среда, которая влияет на образование утончения стенок эксплуатационной колонны. Несмотря на то, что нефть на объектах месторождения X малосернистая (0,11-0,21%), она содержит большое количество CO₂ (до 2.93%). Высокое содержание КВЧ в продукте (273мг/л) и высокий коэффициент песчанности (0,72-0,75д.ед.) в совокупности с низкой плотностью пород для таких глубин (2,20-2,35г/см³) говорит о частом выносе песка в ПЗП. Фильтры, включенные в компоновку заканчивания, не доставляют 100% эффекта, как и фильтр входного модуля электроцентробежного насоса

(ЭЦН), поэтому песок и другие мелкие частицы породы, вынесенные в ствол скважины, совместно с циркулирующей в затрубном пространстве жидкостью разрывают связи молекул металла, открывая места для коррозии. Учитывая вероятное низкое качество цемента, ввиду сложности траектории больших изгибов скважины и больших зенитных углов (ЗУ более 60-70гр) часты случаи НЭК.

Более полно геологические параметры основных эксплуатируемых пластов представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Геологические параметры основных объектов месторождения X

Исходные параметры	Ед.измерения	вЯк-16	Як-3	Як-5
Длина горизонтального участка скважины	м	800	800	800
Радиус скважины	м	0.076	0.076	0.076
Нефтенасыщенная мощность пласта	м	5	6	5
Вязкость нефти	сПз	31	6	7
Объемный фактор нефти	м3/м3	1.095	1.127	1.133
Плотность нефти	г/см3	0.924	0.891	0.8953
Плотность воды	г/см3	1.003	1.015	1.009
Горизонтальная проницаемость	мД	1004	129	114
Вертикальная проницаемость	мД	100.4	12.85	11.42
Радиус контура питания	м	258	266	246
Пористость	д.ед.	0.27	0.23	0.25
Критическая водонасыщенность	д.ед.	0.29	0.33	0.28
Остаточная нефтенасыщенность	д.ед.	0.32	0.29	0.28
Расстояние горизонта от ВНК	м	Определяется по ГМ (ГДМ)		

Для полномасштабной оценки возможностей решения проблем, устранения рисков водопроявления в добывающей нефтяной скважине, необходимо оценить существующие применяемые методы борьбы с

подтягиванием, прорывом, снижения случаев АГРП, а также способы ликвидации НЭК.

2. МЕТОДЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ПРИТОКА ВОДЫ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ В ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ОБСТАНОВКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ X

2.1 Анализ существующих технологий борьбы с предотвращением опережающего обводнения

В настоящее время существует множество способов как предотвращения прорыва воды по пропласткам, подтягивания конуса воды и предупреждения НЭК/ заколонной циркуляции (ЗКЦ), так и ликвидации уже имеющихся проблем с поступлением воды в скважину. Имеющиеся методы борьбы стоит разделять на причины появления воды в скважине, для качественного подбора решения и получения максимального эффекта от мероприятий.

2.1.1 Технологии и методы предотвращения подтягивания конуса воды

1) *Оптимальное расположение горизонтального участка (перфорационных отверстий).* Одной из наиболее распространенных причин проявления конусообразования в горизонтальной (вертикальной) скважине является близкое расположение фильтрового участка (перфорационных отверстий) к ВНК. Зачастую, решение данной проблемы проводкой скважины (перфорации) на максимальном удалении от водонасыщенной части водоплавающего пласта, для предотвращения водяного конусообразования является невозможным или нецелесообразным ввиду малой мощности нефтенасыщенных толщин, преобладанием (наличием) дополнительного риска сверху – влиятельной газовой шапки (ГШ) в ГНВЗ (рисунок 15), или слабыми ФЕС верхней нефтенасыщенной части пласта, вовлечение в разработку которых является нерентабельным (рассчитанном/ определенным опытным путем).

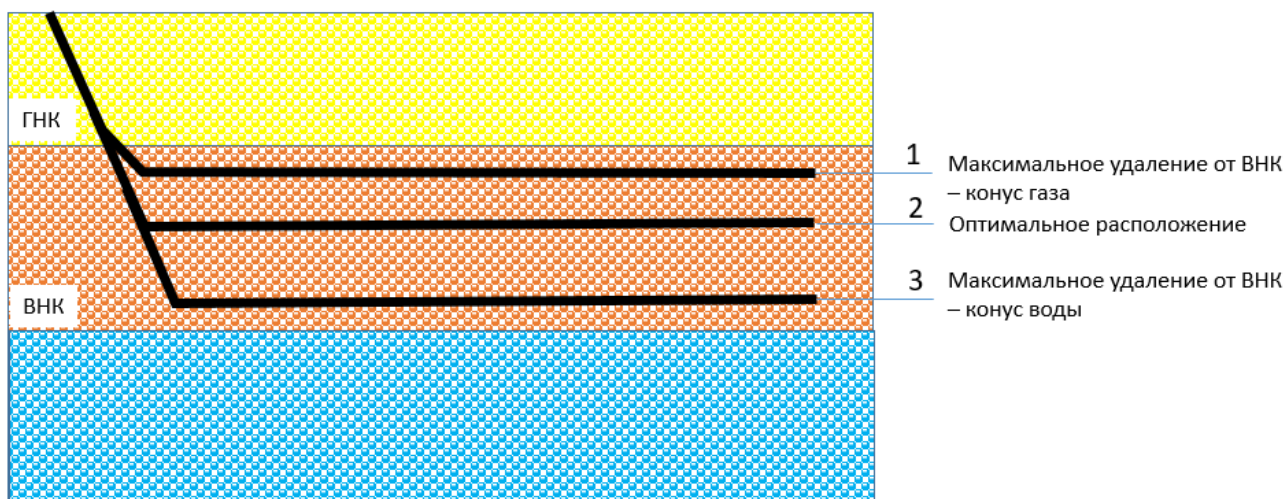


Рисунок 15 – Расположение стволов в газонефтеводяной зоне на разрезе

При уже известной, или предполагаемой геологической обстановке, либо при определении рисков уже в процессе бурения горизонтального участка, на основе запущенных и отработанных скважин, производят анализ влияния рисков на эксплуатацию и добычу. На основе полученных данных рассчитывается оптимальное удаление горизонта (либо перфорационных отверстий) от ВНК и ГНК в зоне ГНВЗ, позволяющее минимизировать риски подтягивания конуса воды и газа, тем самым продлив работу скважины. Стандартная методика оценки влияния рисков подтягивания нецелевого флюида по уже отработанным скважинам основывается на разности влияния какого-то из рисков. Например, чем больше риск конуса воды превышает риск газа, тем дальше располагаются горизонтальные стволы от ВНК. В высокопроницаемых пластах ($K_{пр}$ свыше 100мД) проводку закладывают обычно в соотношении 2:3 расстояния от ГНК до ВНК, так как вода является более опасным фактором. При бурении в зоне ВНЗ логично, что расположение горизонтального участка или перфорационных отверстий по вертикали, должно быть максимально в кровле нефтенасыщенной части, для минимизации единственного риска – конуса воды. В случае бурения в высоковязких пластах ($\mu > 200$ сПз), зачастую больший риск оказывает подтягивание конуса воды, поэтому соотношение расстояния горизонтального участка (дыр перфорации) от ГНК к его расстоянию от ВНК рассчитывается как 2:4 / 2/5, в зависимости от мощности ГШ.

Преимущества данного метода в низкой энергозатратности и отсутствие финансового сопровождения.

Недостатков в данном методе нет, но есть ограничения, описанные в данном пункте выше.

2) *Одновременная выработка нефтенасыщенной и водонасыщенной части пласта.*

Данный метод формируется в наклонно-направленных скважинах при дополнительном перфорировании водонасыщенной части водоплавающего пласта для создания эффекта обратного конуса [7], при эксплуатации. Водяной конус при создании депрессии на водонасыщенную часть пласта вызывает смену поля потенциалов, образуется направленная вверх вязкостная сила, которая препятствует поднятию воды. При установлении баланса сил конус воды становится устойчивым и, тем самым, уравнивает систему (рисунок 16).

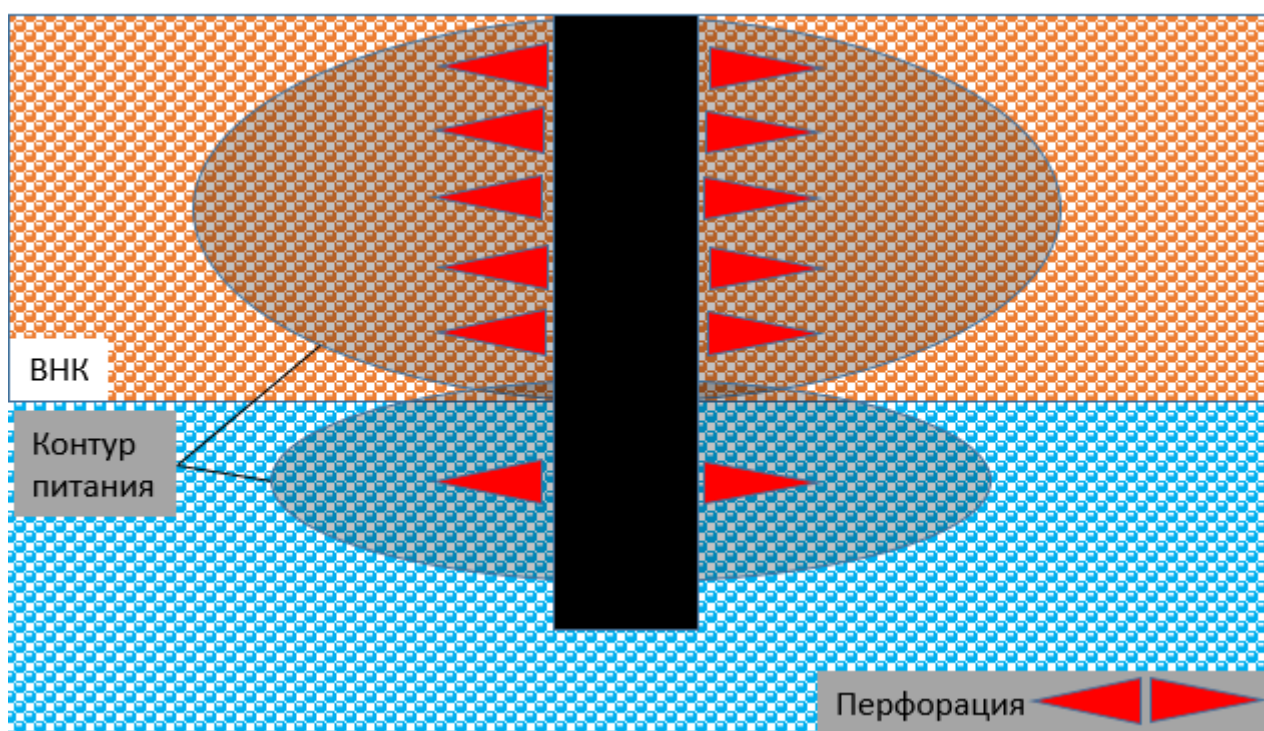


Рисунок 16 – Изображение одновременной эксплуатации нефтяной и водяной части пласта на разрезе

Исследования Телкова А.П. и Грачева С.И. показывают, что наиболее эффективное вытеснение учитывая показатель максимальной накопленной добычи нефти был при соотношении вскрытия 100% нефтенасыщенной части и

8% водонасыщенной, при этом частичное вскрытие нефтенасыщенных толщин (ННТ) не вызывает эффекта, а при увеличении процента вскрытия водонасыщенных толщин (ВНТ) появляется обратная картина, с увеличением темпа обводненности. На основе данной технологии также применяют одновременно-раздельную эксплуатацию (ОРЭ) двух интервалов скважины, что увеличивает вероятность безводного режима работы (рисунок 17). При таком способе анализ показывает, что больший эффект достигается при вскрытии ННТ 20% и ВНТ 8%.

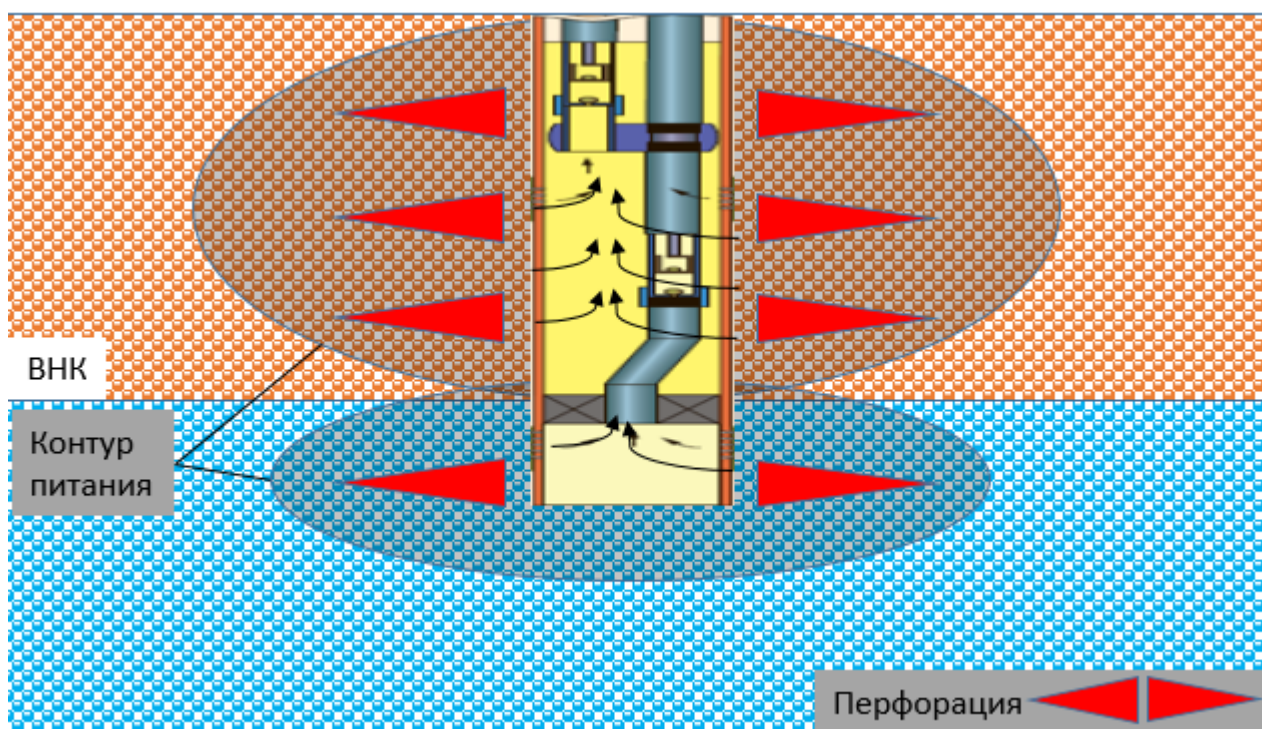


Рисунок 17 – Изображение одновременно-раздельной эксплуатации для снижения влияния конуса воды

В применении к горизонтальным скважинам скважин, что является приоритетным направлением, так как большая часть месторождений России сейчас разбурируется горизонтальными скважинами и боковыми стволами, предлагается бурение двуствольных многозабойных скважин (МЗС). Один из стволов буриться в нефтенасыщенную часть пласта, другой непосредственно под ВНТ. Либо один из стволов наклонно-направленный и проперфорирован в области водонасыщенной части пласта (рисунок 18).

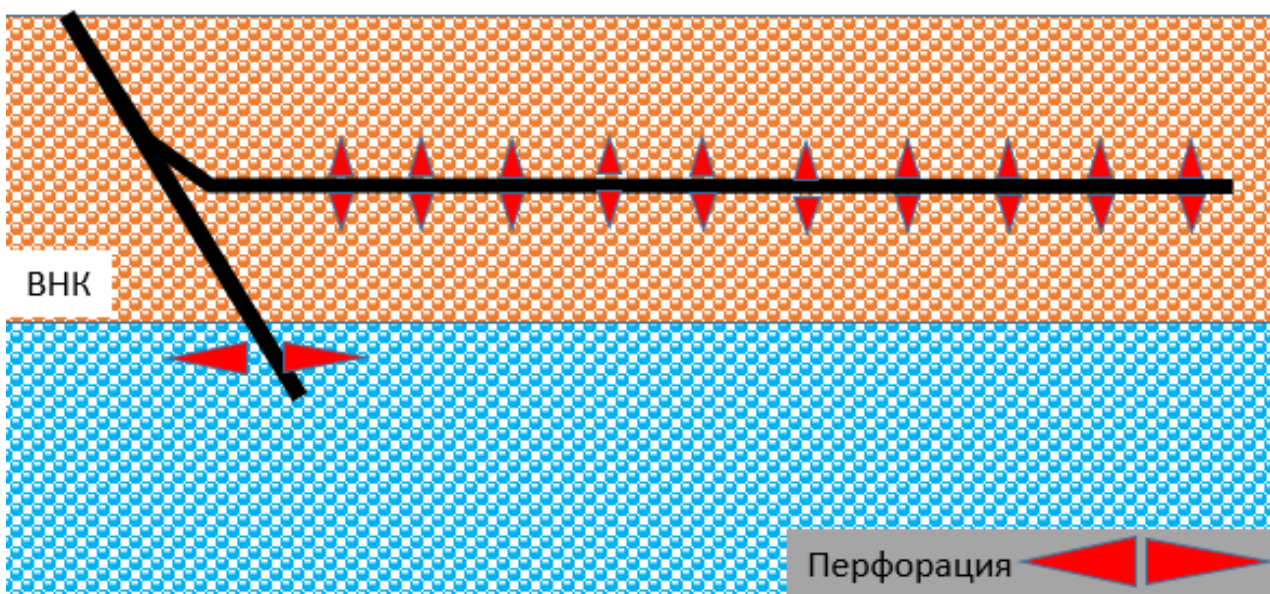
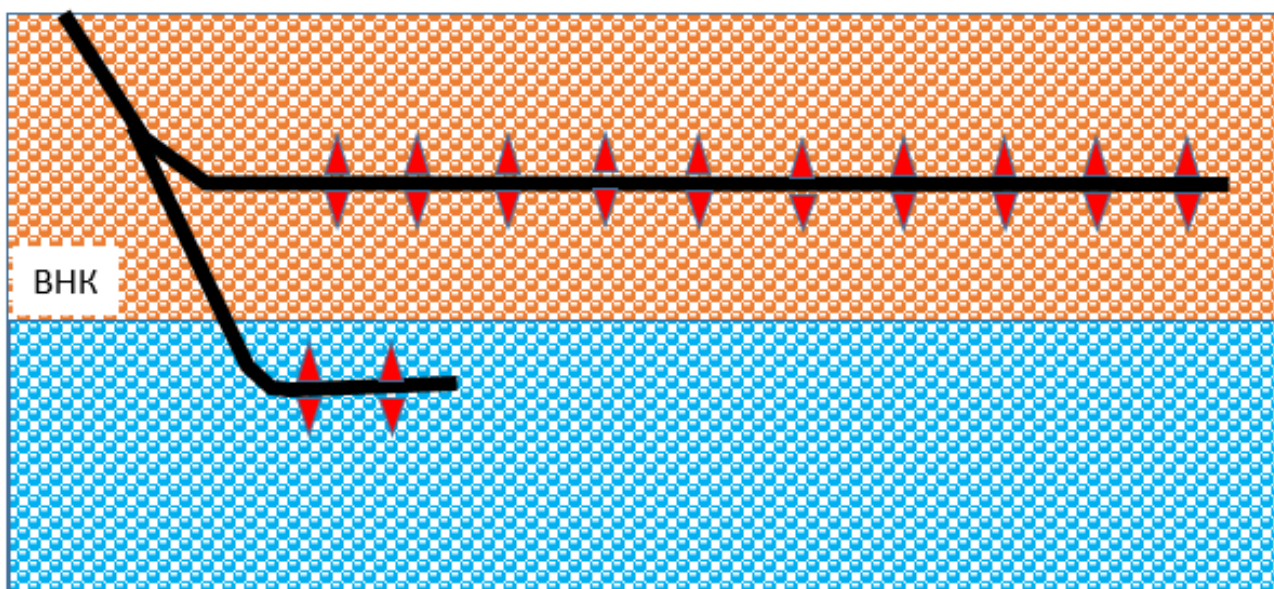


Рисунок 18 – Изображение стволов с перфорацией для снижения влияния конуса воды

Подтягивание конуса происходит в участке горизонта, наиболее приближенном к ВНК, либо, зачастую, особенно проявляется в пяточной части ствола, при прочих равных. Эксплуатацию предлагается проводить сдвоенными гибкими подъемными насосно-компрессорными трубами (ГНКТ) и двумя электроцентробежными насосами (ЭЦН) расположенные один под другим, что схоже с ОРЭ. Верхний интервал откачивается по трубам 89мм, а нижний (водонасыщенный) интервал откачивается через колонну диаметром 38мм,

спущенную до манифольда. Опытным путем определено, что горизонтальный ствол, нацеленный на добычу нефти, должен вскрывать 10% мощности ННТ, а второй ствол 8% мощности ВНТ, для создания равновесной системы и снижения влияния конуса воды.

Преимущества данной технологии в возможности увеличения накопленной добычи по нефти, продление безводного режима работы скважины.

Недостатки технологии в большой вероятности несоответствия процентов вскрытия толщин. Дополнительно любые неточности при перфорации дают негативный результат. При использовании ОРЭ высокие дополнительные капитальные затраты, которые приведут к вероятной неосуемости скважины, поэтому данная технология сугубо индивидуальная и требует тщательного анализа возможной накопленной добычи, для рекомендации к внедрению. Дополнительный недостаток сложность конструкции и реализации при раздельной эксплуатации в одной скважине.

3) Применение модернизированной технологии многоствольного заканчивания TAML 1 при бурении МЗС для снижения рисков подтягивания воды.

Модернизированная технология TAML 1, с обсадкой обоих стволов хвостовиками, применительно к снижению рисков подтягивания конуса воды, позволяет при бурении многозабойных скважин в контактных залежах предотвратить провал на 1-2м при выполнении срезки, так как при использовании данной технологии нет необходимости заготовки трамплина. Срезка осуществляется на одной вертикали с боковым стволом, с полого клина-отклонителя, который располагается в голове хвостовика бокового ствола (рисунок 19). Дополнительно технология позволяет предотвратить коллапс (осыпание) открытой части бокового ствола, так как при применении TAML 1 нет необходимости в соблюдении расстояния от головы хвостовика бокового ствола до места срезки, для исключения влияния железа на приборы телеметрии в процессе бурения основного ствола.

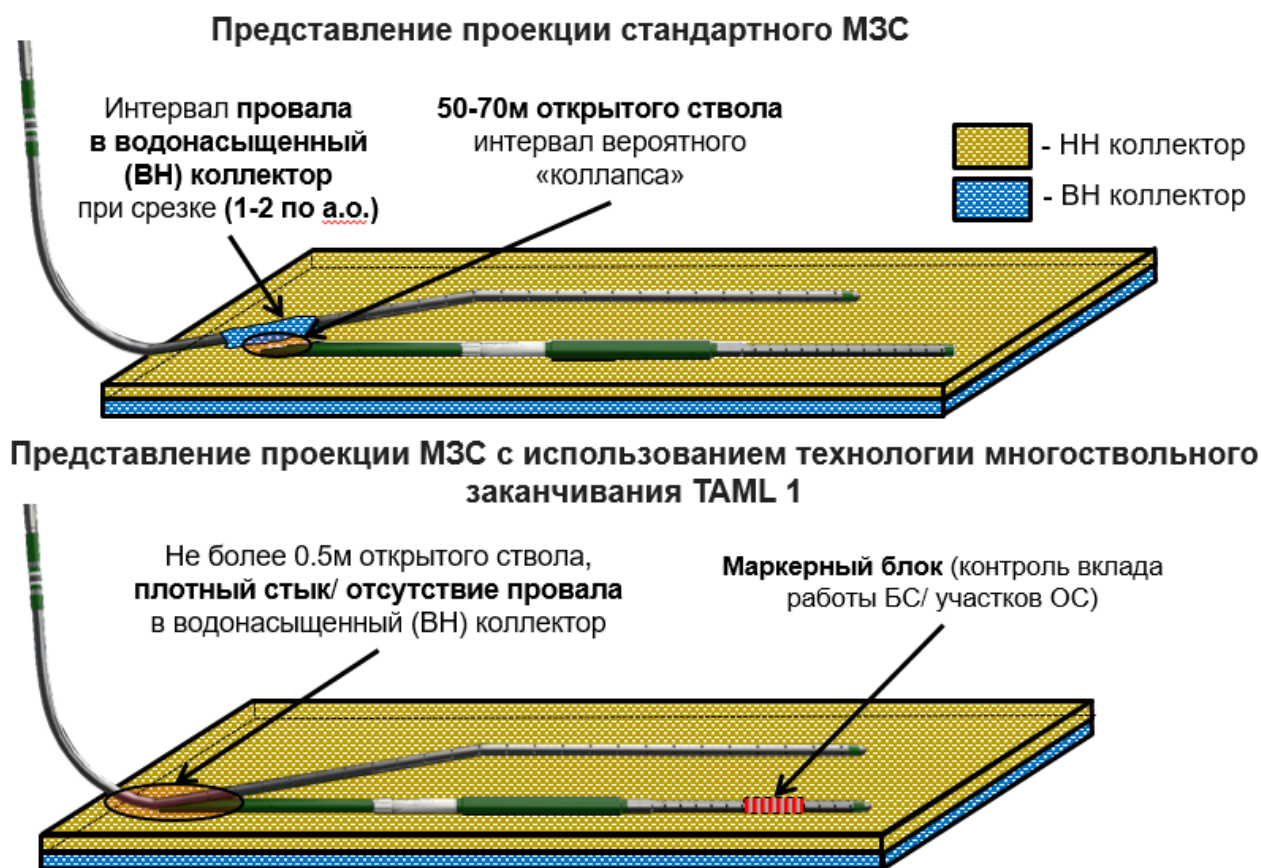


Рисунок 19 – Сравнение проекций стандартной конструкции заканчивания и с применением TAML 1 при бурении многозабойной скважины

Преимущества данной технологии в достаточно низкой стоимости и большом эффекте при бурении МЗС.

Недостатками являются отсутствие применимости при бурении горизонтальной скважины, направленность только на многозабойные скважины.

4) Регулировка режимов эксплуатации скважины.

В процессе эксплуатации зачастую приходится сталкиваться с некачественным подбором депрессии, ввиду изменчивости геологической обстановки, некачественной подготовки системы ППД, структурной изменчивости, необходимого поддержания уровня добычи нефти, высоки темпов отбора и прочее. В связи с этим возникает несоответствие в некоторых скважинах (зонах) режимов эксплуатации залежи, которые влекут за собой быстрое подтягивание конуса воды. При качественном аналитическом подходе к определенной зоне, на основе уже имеющегося опыта режима работы скважин в рассматриваемой области, подбирается забойное давление, которое необходимо

создать для безопасной длительной безводной эксплуатации залежи (либо одной скважины).

На месторождении X существует таблица распределения забойных давлений в зависимости от пласта и зоны, для максимизации накопленной добычи, продление срока работы скважины.

Таблица 2 – Распределение забойных давлений и депрессий по зонам и объектам месторождения X

Объект	Рпл	Целевая депрессия, атм				Целевое Рзаб, атм			
		ЧНЗ	ВНЗ	ГНЗ	ГНВЗ	ЧНЗ	ВНЗ	ГНЗ	ГНВЗ
вЯк-16	156		15	15	15		141	141	141
Як-3	170	100	80	70	70	70	90	100	100
Як-5	171	100	80	50	50	71	91	121	121

По таблице 2 видно, что в пластах с вязкой нефтью (вЯк-16) депрессия имеет совсем низкие значения, потому что риск подтягивания конуса воды слишком велик, мало того скорость поднятия «гребня» высока, ввиду высокой проницаемости пласта по вертикали ($K_{пр\text{верт}}$ от 100мД) и горизонтали ($K_{пр\text{гор}}$ от 1000мД).

В зоне ВНЗ, ГНЗ и ГНВЗ по объекту вЯк-16 скважины запускаются с ограничением депрессии, ввиду высоких рисков прорыва нецелевого флюида, а также сильным выносом песка в призабойную зону пласта, ввиду высокой песчаности (0,4-0,6д.ед.).

В зоне ВНЗ пласта Як-3 и Як-5 все сильно зависит от расположения горизонта относительно уровня ВНК и целевая депрессия ограничивается до 80 атм. В газонефтяной и газонефтеводяной зоне целевая депрессия ограничивается еще больше, ввиду того, что в таких зонах низкая мощность нефтенасыщенных толщин значительно меньше и большая часть коллектора уходит под газ.

Дополнительная оценка депрессий происходит при согласовании запусковых параметров с департаментом и проектным институтом, для снижения рисков подтягивания конуса.

Преимущества метода в отсутствии экономических вложений, простоте аналитического подбора.

Недостатки в узкой направленности подобранных депрессий, так как в процессе эксплуатации меняется энергетическое состояние пласта и подбор показателей необходимо постоянно пересматривать, проводить мониторинг работы скважины. В некоторых случаях, данный метод может быть уже не эффективен, ввиду поднятия конуса на достаточно высокий уровень и снижение депрессии не приведет к положительному результату по снижению или предотвращению конусообразования, а только приведет к прекращению добычи и дальнейший запуск может полностью ограничить приток нефти.

5) Закачка оторочки пресной воды.

Данная технология похожа на технологию ограничения водопритокков (ОВП), но является экономичнее, ввиду низкой стоимости пресной воды, относительно специально используемых в каждом конкретном случае агентов (щелочей, поверхностно-активных веществ (ПАВ), полимеров, различных гелей). При рассматриваемом воздействии на пласт пресной воды различаются механизмы в высоко и низкопроницаемых пластах и все за счет снижения проницаемости. В высокопроницаемых пластах снижение проницаемости происходит за счет переупаковки зерен мелкодисперсных частиц. В низкопроницаемых коллекторах снижение проницаемости связано с высокой глинизацией, ввиду набухания глин. В одном из опытов за границей, в терригенных коллекторах, при закачке пресной воды, снижаются силы Ван-дер-Ваальса, и мелкодисперсные частицы отрывались от стенок пор и забивали фильтрационные каналы, ввиду чего проходимость в зоне дренирования снижалась до минимума, и добыча становилась нерентабельной. Моделирование такого метода проводилось М.А. Хузиным в программе Eclipse 100, на основе полимерного заводнения, взяв за фундамент два процесса: первый – поднятие конуса, второй – циркуляция жидкости вокруг ствола скважины, что зависит от техногенного характера системы трещин и качеством тампонирувания.

Задавались следующие условия: над ВНК 1-2м производилась закачка 200м^3 пресной воды плотностью 1.007кг/м^3 в течении одной недели через технологические перфорационные отверстия, специально подобранные

расчетным путем. Для того, чтобы закрепить оторочку было закачано 5 м³ полимера. Далее, для предотвращения ЗКЦ производили цементирование отверстий, через которые закачивали пресную воду. После этого, скважину запускают, и добыча идет из дыр перфорации, располагающихся в кровельной части нефтенасыщенного пласта (рисунок 20).

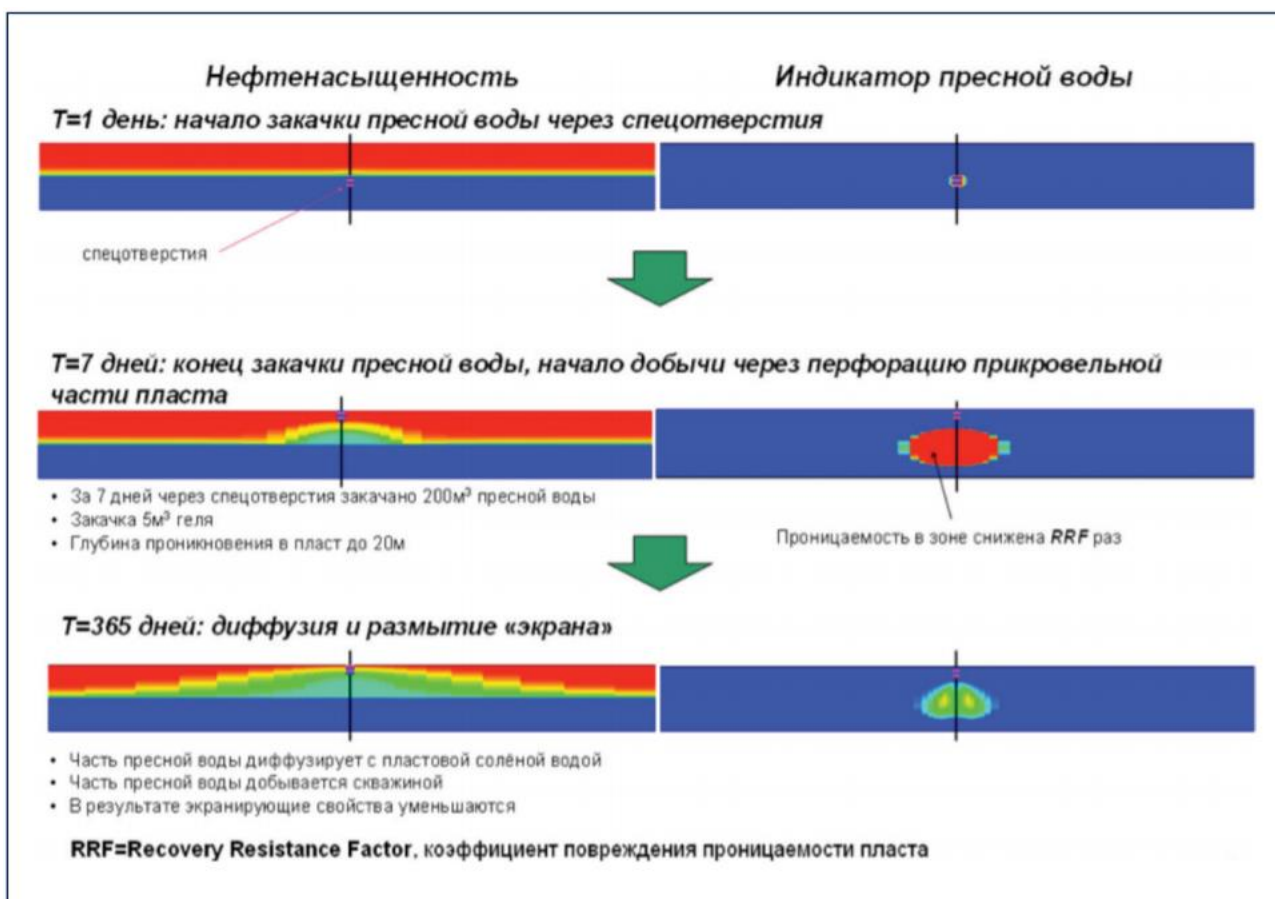


Рисунок 20 – Моделирование процесса закачки пресной воды

Получили следующий результат:

- В расчете высоты дыр перфорации для закачки пресной воды необходимо контролировать глубину, так как при закачке ниже определенного значения, снижаются экранирующие свойства закачиваемого агента, а при закачке выше целевого значения, будет происходить запираение нефтяного прослоя (рисунок 21).

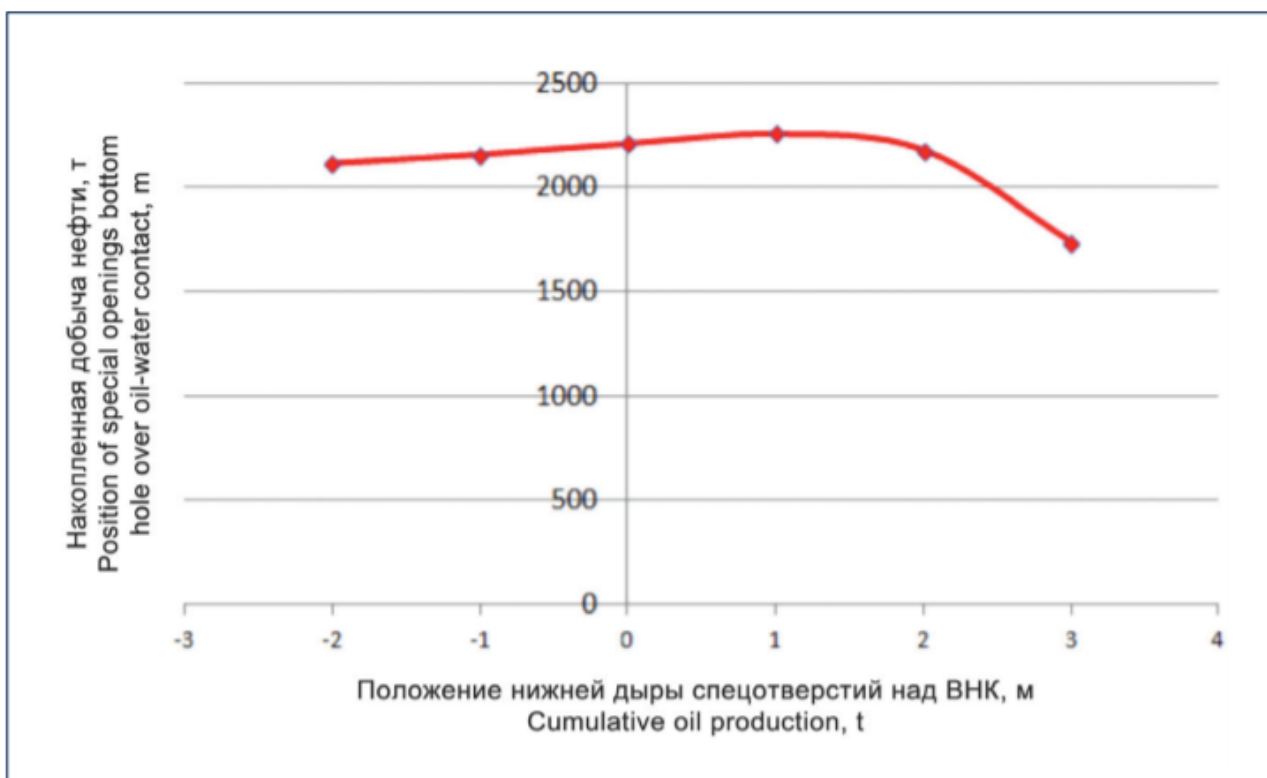


Рисунок 21 – График оптимального расположения дыр перфорации для закачки пресной воды

- Двухгодичная закачка пресной воды позволяет повысить накопленную добычу нефти на 14-30%, за счет снижения водопроницаемости, при контакте пластовой и пресной воды (рисунок 22).

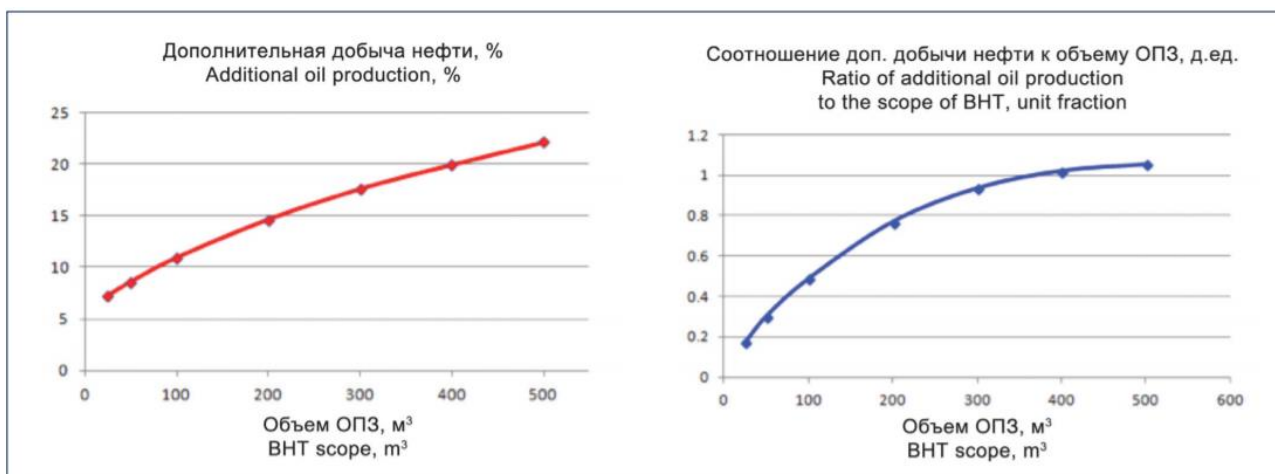


Рисунок 22 – Графики дополнительной добычи нефти за счет реализации закачки пресной воды

- Объем закачки зависит от области дренирования, и также требует тщательного расчета, так как большие объемы могут не привести к желаемому

результату, а маленькие объемы могут негативно сказаться на экранировании и препятствие подтягиванию конуса воды не будет.

Графики результата моделирования приведены на рисунке 23.

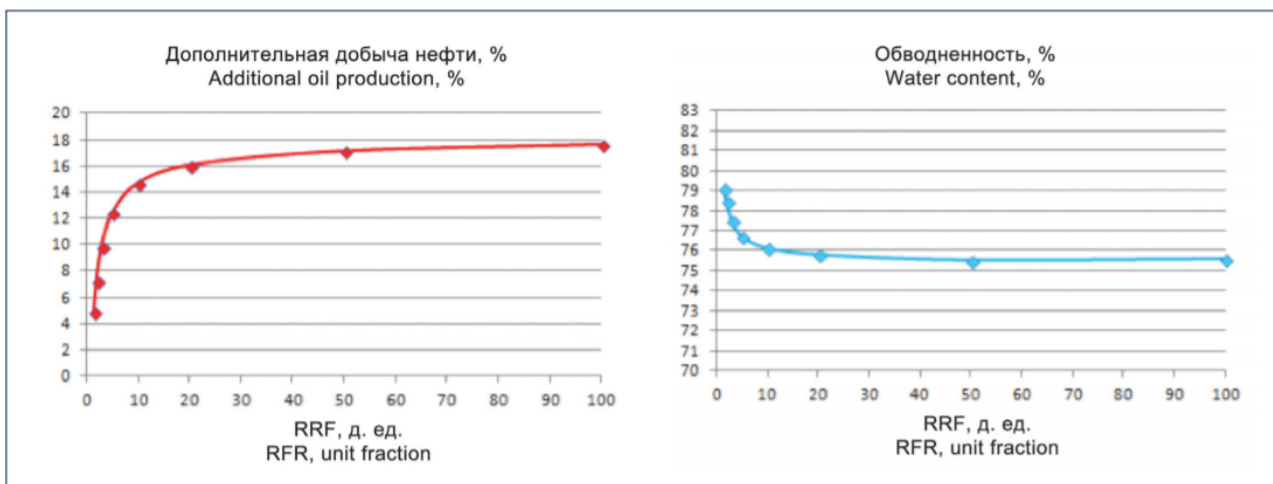


Рисунок 23 – Результаты моделирования закачки пресной воды

Моделирование показывает, что эффект достаточно хороший, но необходимо понимать, что рассмотрение любых методов происходит в каждом конкретном случае, и моделирование не дает 100% гарантий на эффективность применения результата. Поэтому данный метод рекомендован в первую очередь как опытно-промышленные испытания (ОПИ).

Преимущества данной технологии в экономичности метода и технологической простоте.

Недостатки в возможной неточности расчетов, ввиду сложной геологической обстановки.

В реальных случаях достаточно сложно определить реальную природу прорыва воды. Появляется необходимость рассмотрения технологий предотвращения и борьбы с опережающим прорывом воды по высокопроницаемым пропласткам.

2.1.2 Технологии и методы предотвращения прорыва воды по пропласткам

Прорыв воды по высокопроницаемым участкам очень сильно затрудняет дальнейшую эксплуатацию, так как регулирование такого процесса очень проблематично и несет большие трудозатраты, в некоторых случаях ликвидация

данной ситуации не возможна. В процессе прорыва может сформироваться система трещин, которая расходится в непредсказуемом направлении, и затрудняет дальнейший путь нефти, запирая ее. Чем раньше определится участок прорыва, тем менее опасна ситуация для дальнейшей эксплуатации, при прочих равных условиях (равноудаленное расположение горизонтального ствола от ГНК и так далее). Сейчас имеется широкий спектр технологий ОВП, но в основном они делятся на две группы:

А) Осадко и гелеобразующие составы (действие за счет ограничения водопритоков механизмом закупорки высокопроницаемых каналов).

Б) Гидрофобизирующие композиции (действие за счет увеличения относительной фазовой проницаемости (ОФП) по нефти).

1) Ограничение водопритоков.

Ограничение водопритоков основано на запираении пространства высокопроницаемых каналов, связывающих водонасыщенную и нефтенасыщенную части коллектора. Происходит блокирование трещин, каналов, по которым может происходить движение воды. Так как коллекторские свойства могут сильно различаться даже в пределах одного объекта, необходимо рассматривать каждый конкретный случай, определенную скважину либо группу скважин в части выбора агента закачки, уровня закачки и тому подобное.

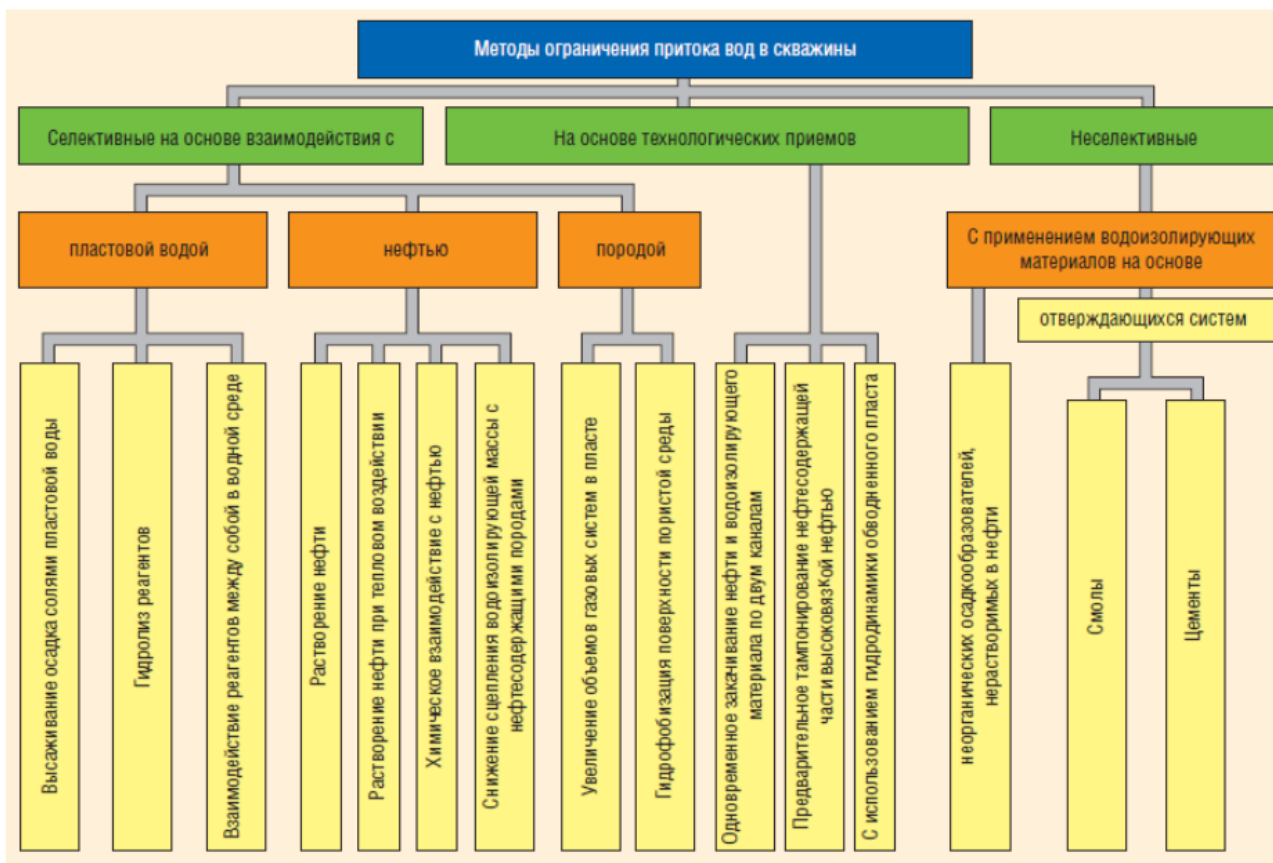


Рисунок 24 – Блок-схема разновидностей методов ограничения водопритока

На сегодняшний день существует огромное количество различных составов и методов ограничения водопритока. Наиболее распространенные представлены на рисунке 24. Также существует и другой. Одним из наиболее распространенных закачиваемых агентов является гель и водорастворимые полимеры, которые могут как выровнять фронт вытеснения нефти (ФВН), так и предотвратить подтягивание воды по пропластку [8].

Суть метода заключается во взаимодействии молекул полимера с агентом по физико-химическим реакциям, который селективирует гелевый осадок и превращает систему в более устойчивую форму, не давая воде прорываться сквозь нефтяные оторочки.

Применение подобных методов на карбонатных и терригенных коллекторах имеет кардинальное различие, в плане подбираемых составов, так как от этого зависит его стабильность, а значит и эффективность.

Для ограничения отборов воды и повышения нефтеотдачи пластов, с учетом специфики неоднородных карбонатных и терригенных коллекторов

разработана технология проведения обработок скважин с применением полимеров, Гивпана и прочих аналогичных реагентов, которые позволяют использовать технологию круглогодично. Реагенты выпускаются в жидком виде и представляет собой маловязкий водорастворимый полимер акрилового ряда. Такие агенты называют гелеобразующими, так как они имеют высокую степень дисперсности с водной или неводной дисперсионной средой, формируют в пласте гелевые экраны и изолируют высокопроницаемые пропластки. Их действие может быть направлено, как и на предотвращение подтягивания конуса воды, так и на закупорку высокопроницаемых каналов. Наиболее распространённые гелевые реагенты представлены на рисунке 25.

Тип материала	Промышленное наименование
Полимеры акриловых кислот и их производных: сополимеры акриловой кислоты и их производных, сополимеры метакриловой кислоты, полиакрилонитрилы	Полиакриламид гелеобразный или сухой, «Метас», МАК-ДЭА, «Гипан», флокулянт «Комета»
Производные целлюлозы: сложные эфиры целлюлозы, простые эфиры целлюлозы	Оксиэтилцеллюлоза, метилцеллюлоза
Предельные полимеры, полиолефины	Полиизобутилен
Вязкие нефти и другие нефтепродукты	Нафталин, парафин, НЧК (нейтрализованный черный контакт), высокоокисленный битум X-1
Нефтерастворимые смолы и латексы	СКС-30, СКС-50, СКД-1, резиновая крошка
Неорганические материалы	Жидкое стекло

Рисунок 25 – Список распространенных составов гелеобразующих систем

Большинство таких композиций основаны на полиакриламиде (ПАА) которые совместно с сшивающим агентом формируют практически непроницаемые для воды перекрытия. Стабильность такой системы зависит от укрупнения частиц и образования пленки, чем-то схожей с фильтрационной

коркой, которая стопорит движение воды и плавно вытесняет нефть (рисунок 27).

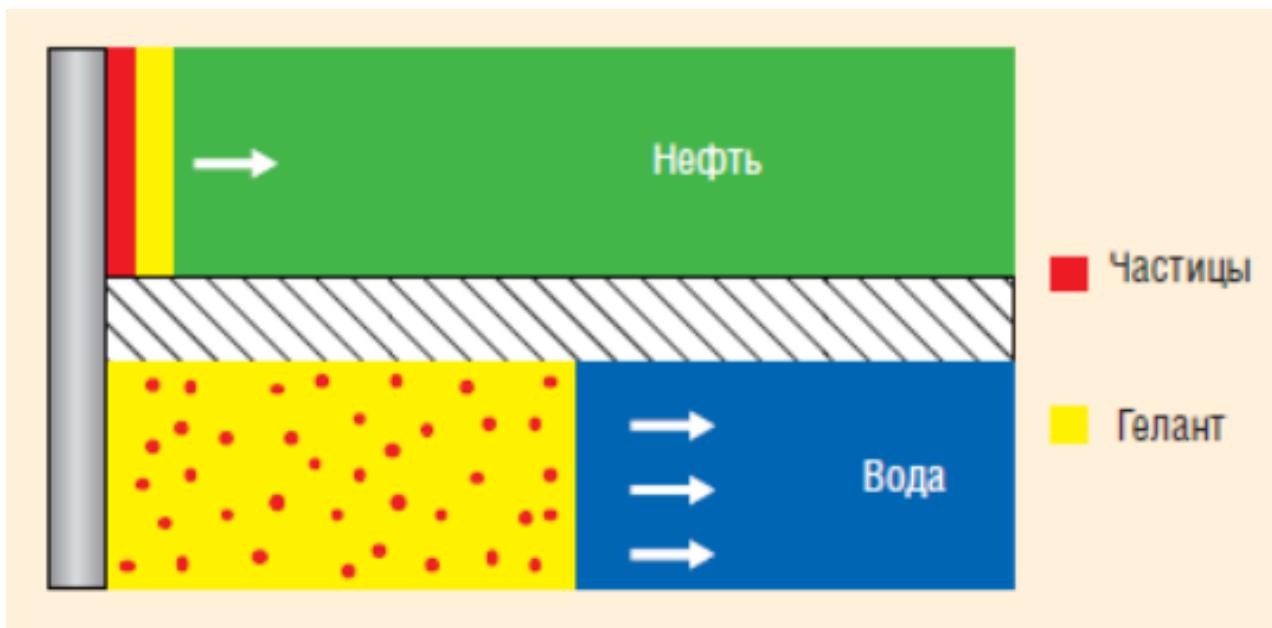


Рисунок 26 – Принцип действия полимерных систем

Существуют составы, называемыми отверждающими, то есть при попадании в пласт они формируют водоизолирующий концентрат, который не растворяется в воде и растворяется в нефти. Наиболее распространенные составы представлены на рисунке 27.

Тип материала	Промышленное наименование
Полиуретаны	Клей КИП-Д
Синтетические смолы	ТСД-9
Кремнийорганические соединения	Метилхлорсилан, Фенилхлорсилан, Этилакрилхлорсилоксаны, АКОР-БН
Безводные тампонажные растворы на углеводородной основе	Нефтецемент, дизельцемент, БТРУО Микро

Рисунок 27 – Список распространенных составов отверждающих систем

Сущность физико-химических реакций осадко- и гелеобразования при применении полимера заключается в образовании объемного гелеобразного осадка, устойчивого к размыву при температурах до 120°C. В качестве источников ионов кальция в технологии могут применяться растворы хлористого кальция или кальциевой селитры с плотностью 1,050 - 1,400 г / см³, широко используемые для глушения скважин, а также алюмохлорид [9,10].

Преимуществом осадкогелеобразующих систем, в том числе реагента полимер водный всепогодный (ПВВ) является применение с целью воздействия на пласт и призабойные зоны пластов в нагнетательных скважинах с целью повышения нефтеотдачи, выравнивания профилей вытеснения нефти, а также уменьшение объемов бесполезно добываемой воды.

Кроме того, прорывы воды по наиболее проницаемым пропласткам являются одной из основных причин отбора больших объемов попутно добываемой воды, не производящей полезной работы по вытеснению нефти.

Ограничением является сезонность некоторых реагентов, так как температура сильно влияет на процесс протекания реакции, а также на результат реакции, так как она может просто не пройти, или состав может прореагировать в стволе скважины.

Недостатком является большая экономическая затратность методов и вероятность неуспешности реализации технологии ввиду не срабатывания гелей.

2) *Гидрофобизирующие композиции (модификаторы относительной проницаемости).*

Гидрофобизирующие составы предназначены для увеличения фазовой проницаемости по нефти и применяются для предупреждения водопритока в горных породах. В случае обработки гидрофобизирующими составами изменяются фазовые проницаемости пласта - происходит повышение гидравлического сопротивления воде в порах пласта, по которым фильтруется жидкость, при сохранении фазовой проницаемости пласта по нефти.

Составы основаны на катионах ПАА, в жидком агрегатном состоянии, водорастворимые и на комплексе ПАВ. Гидрофильная многокомпонентная полимерная система ForeWPC (рисунок 28). Катионный ПАА адсорбируется на поверхности отрицательно заряженной породы в водоносных пропластках. Образует физический гель удерживающий воду. ПАВ гидрофобизирует поверхность породы, снижая смачиваемость водой и увеличивая смачиваемость нефтью (рисунок 29).

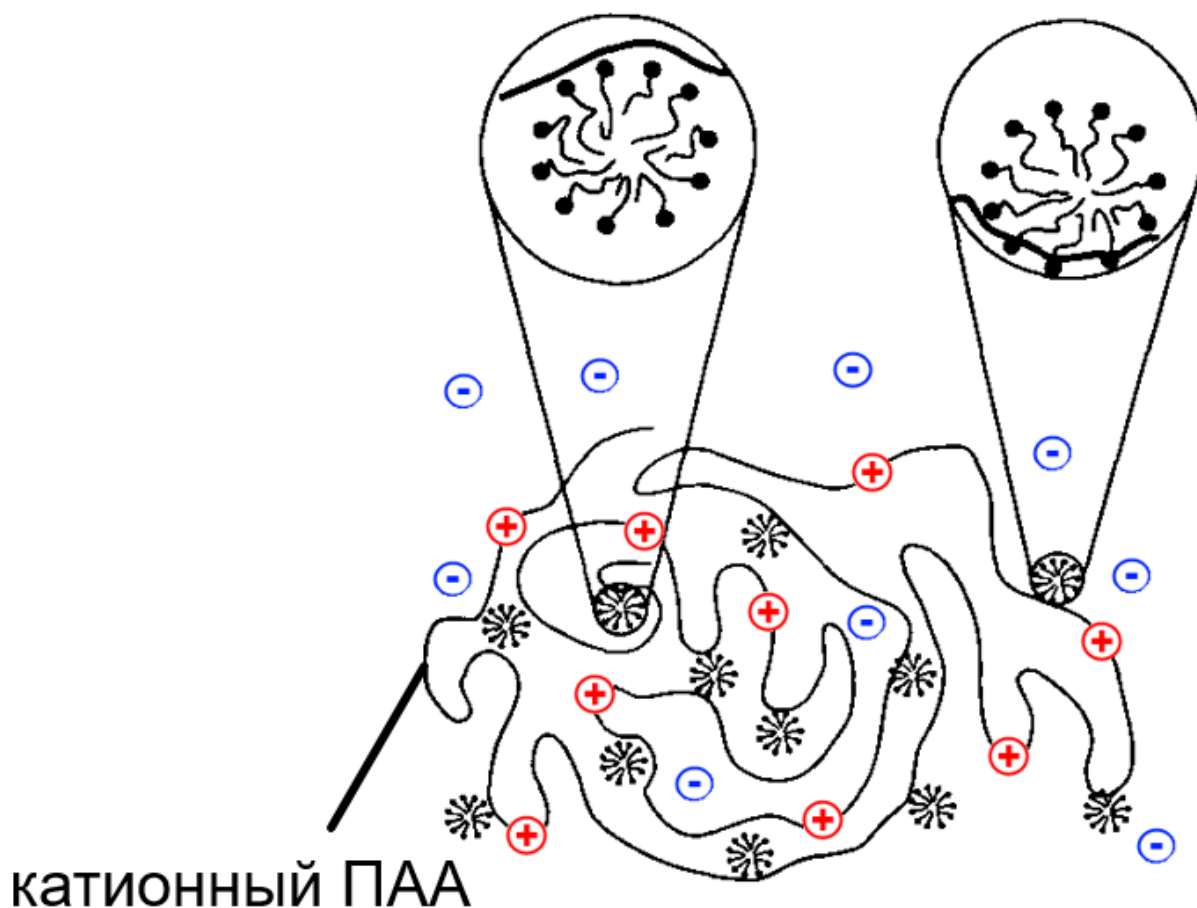


Рисунок 28 – Система модификатора относительной проницаемости

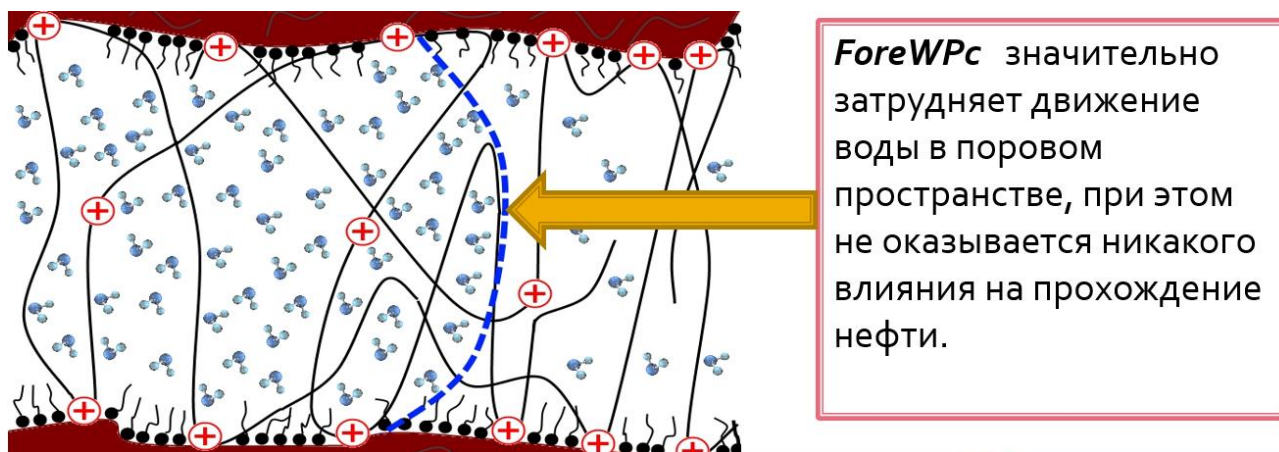


Рисунок 29 – Изображение процесса действия системы ForeWPC

Рабочая концентрация такого состава 20-30л/м³. Закачка производится на 12-24 часов, как проводят кислотные ванны, для образования прочных связей.

Преимущества данной технологии в высоких адгезионных свойствах, стабильность состава, устойчивость к воздействию агрессивных сред, подавляет миграцию глин.

Недостатки этой технологии – это высокая стоимость гелей, а также вероятность неэффективности применения ввиду различной природы неточности качества подготовленного состава.

3) Ремонтно-изоляционные работы (РИР) по отсечению обводнившихся участков горизонтального ствола.

Одной из наиболее распространенных работ на сегодняшний день являются спуск двухпакерной компоновки для отсечения обводнившегося участка горизонтального ствола, или перекрытия бокового ствола, в случае если есть определенность, что именно этот боковой ствол несет вклад обводненности во всю скважину.

Отсечение возможно произвести в случае если:

А) Нет дефектов по колонне хвостовика для целесообразного размещения пакеров.

Б) Нет интервалов резкого поднятия (интенсивность набора зенитного угла на подъем не должна превышать 2 градуса на 30м) горизонтального ствола, для нормальной работы КРС (без затяжек, посадок, прихватов).

Пример спуска двухпакерной компоновки представлен на рисунке 30. Компоновка располагается в горизонте, пакера 1 и 2 замыкают поток промытого участка не давая пройти воде через фильтровую часть, так как фильтры становятся перекрыты глухими трубами. А поток с других фильтровых участков хвостовика попадает в полую часть колонны хвостовика и далее проходит внутри двухпакерной компоновки.

Преимуществом данного метода является возможность ликвидации уже имеющегося промыва в скважине достаточно больших интервалов, при сохранении добычи с нефтяных участков.

Недостатком является высокие трудозатраты работы бригады КРС.

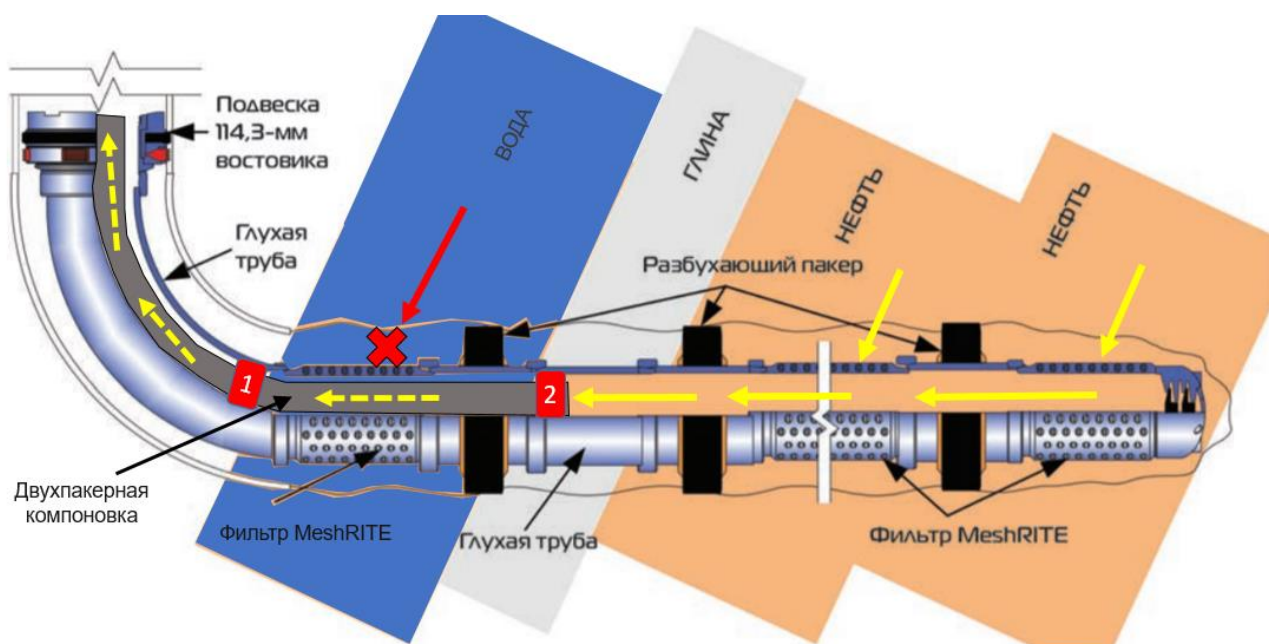


Рисунок 30 – Изображение работы двухпакерной компоновки в горизонтальном стволе

2.1.3 Технологии и методы предотвращения прорыва воды с нагнетательной скважины

При прорыве воды с нагнетательной скважины, возникающим в результате образования трещины АГРП, языкообразования применяются также технологии двухпакерной компоновки, при промыве определенного участка, а также методы ограничения водопритоков, закачкой геля и прочих агентов, приведенных в подглаве 2.1.2. Дополнительно, необходимо понимание, что прорывы воды связаны либо с непредсказуемой геологической обстановкой, либо с несоблюдением режимов эксплуатации нагнетательных скважин.

Поэтому одним из качественных способов предотвращения прорывов от нагнетательных скважин это планомерный избирательный и постоянный контроль за эксплуатационным режимом нагнетательных скважин, преждевременная корректировка закачиваемых объемов, распределение необходимых компенсационных процентов на все нагнетательные скважины, для предотвращения АГРП.

Обобщив вышесказанное можно выделить следующие способы:

- 1) РИР с использованием двухпакерной компоновки;
- 2) контроль эксплуатации;

3) использование композиций, закачиваемых в пласт для ограничения водопритока.

Обводнение многих добывающих скважин зачастую связано с прорывом воды из нагнетательных в добывающие по высокопроницаемым каналам, либо трещинам. С целью улучшения условий вытеснения и вовлечения в разработку слабодренлируемых зон с высокими остаточными запасами нефти, рекомендуется использовать технологию воздействия на пласт полимерно-гелевыми системами с использованием реагента Темпоскрин.

Положительный эффект от применения Темпоскрин достигается за счёт особых свойств приготавливаемой на основе полимерно-гелевой системы, состоящей из мелких (1-4мм) упруго-пластичных частиц, равномерно распределяющихся в объёме воды. Темпоскрин избирательно взаимодействует с разными пластами коллекторами. При закачке в пласт частицы Темпоскрин устремляются в зоны минимального гидродинамического сопротивления, заполняя наиболее крупные поры, каверны и трещины. При этом благодаря своей пластичности частицы Темпоскрин легко преодолевают отдельные сужения в поровых каналах пласта. Менее проницаемые интервалы продуктивного разреза, как правило, не подвергаются воздействию Темпоскрин. Таким образом это препятствует фильтрации воды в водонасыщенной части продуктивного пласта и приводит к перераспределению фильтрационных потоков, к охвату новых, ранее не задействованных нефтеносных участков пласта, к выравниванию профиля приёмистости нагнетательных скважин.

Очередным этапом на пути повышения нефтеотдачи пласта является закачка оторочки 0.05% водного раствора полиакриламида, улучшающей нефтewытесняющие свойства закачиваемой воды. Это способствует значительному повышению вязкости воды. Оторочка затем продвигается по пласту под воздействием обычной воды [11]. Повышенная вязкость этой оторочки и специфическое строение полимерного раствора способствует увеличению коэффициентов вытеснения и охвата пластов воздействием, и снижению расхода воды, необходимой для заводнения залежи.

Вытеснение нефти раствором полиакриламида приводит к увеличению нефтеотдачи на 5-10%.

Преимущества и недостатки аналогичны с композициями ограничения водопритоков.

2.1.4 Технологии и методы предотвращения прорыва воды при негерметичности эксплуатационной колонны либо заколонной циркуляции

При НЭК и контролируемых течениях ЗКЦ на практике чаще всего применяют двухпакерную компоновку, либо различного рода твердеющие присадки и тампонажные составы, действующие как пластырь.

1) РИР с использованием двухпакерной компоновки.

Данный способ был подробно описан ранее в подглаве 2.1.2. Поэтому в данном пункте необходимо обратить внимание на использование данной компоновки в эксплуатационной колонне. Определение негерметичности проводится с помощью ПГИ (рисунок 31).

Применение компоновки позволяет:

- исключить дорогостоящие РИР с применением тампонажных материалов;
- сократить время РИР;
- надежно изолировать негерметичный интервал ЭК;
- сохранить коллекторские свойства изолируемого пласта;
- извлечь компоновку и переустановить ее в другом интервале;
- увеличить МРП скважины; ускорить ввод скважины в эксплуатацию.

Компоновка включает в себя:

- нижний пакер механический скважинный (ЗПМС);
- верхний пакер гидравлический 5ПМС и гидравлической установочной компоновки (ГУК).

Установка нижнего осуществляется путем осевых перемещений, верхнего – с помощью ГУК. Извлечение компоновки осуществляется с помощью стандартных ловителей.

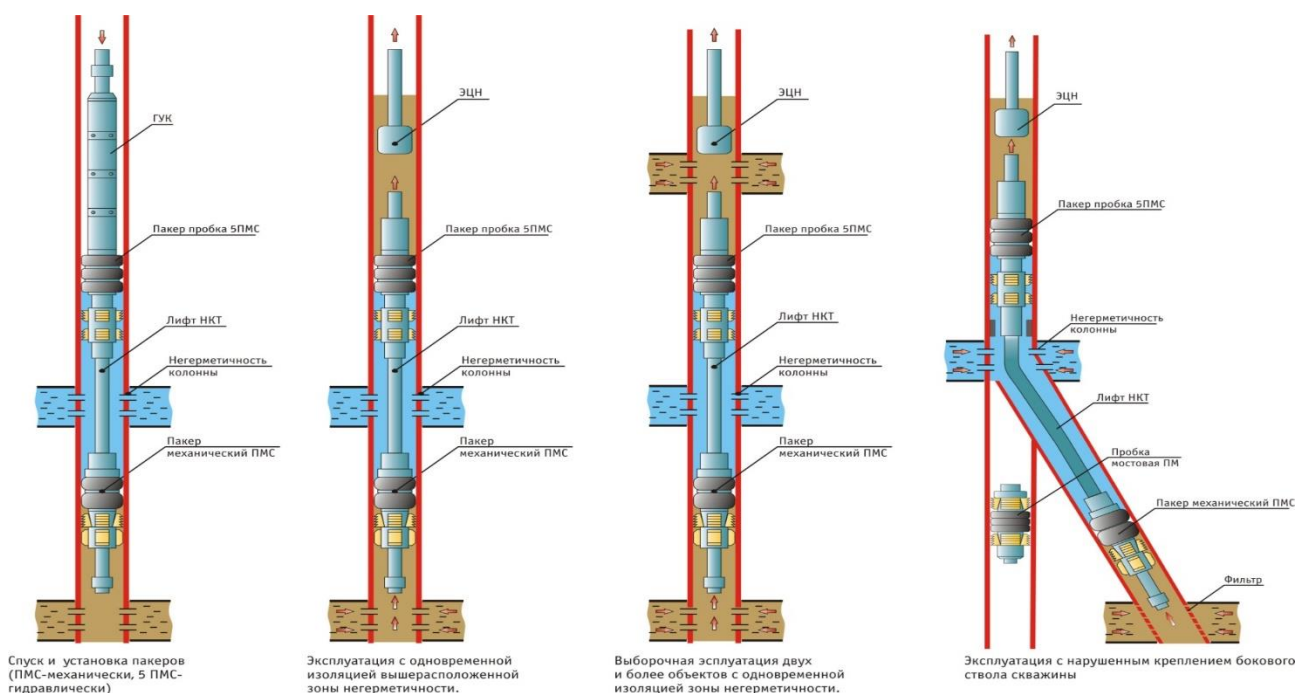


Рисунок 31 – Виды применения двухпакерной компоновки при негерметичности эксплуатационной колонны

Преимущества данной технологии в меньшей экономической нагрузкой, в сравнении с тампонажными составами.

Недостатками является сложность конструкции и выполнения данного мероприятия.

2) *Ликвидация НЭК и ЗКЦ использованием тампонажных составов и пластырей.*

Опыт проведения РИР показывает, что наиболее перспективные методы изоляции водопритока основаны на комбинации двух или нескольких тампонажных материалов. Технология применения водопоглощающих тампонажных составов (ВТС) предполагает установку гидроэкрана в интервале негерметичности обсадной колонны для снижения фильтрационных характеристик интервала или ликвидации зоны интенсивного поглощения с последующим закреплением, твердеющим тампонажным составом – цементом. Закачка изолирующего состава может производиться как через существующий интервал негерметичности, так и через специальное технологическое отверстие.

РИР с применением технологии на базе ВТС могут выполняться в добывающих и нагнетательных скважинах. В качестве технологических

жидкостей обычно используются составы на основе водонабухающих полимеров на углеводородной основе. Изолирующие свойства ВТС сопряжены с их способностью поглощать воду или водные растворы и удерживать их в своей структуре даже при определенных градиентах давлений. При этом происходит увеличение объема частиц полимера, за счет чего последние удерживаются в объеме пор и блокируют их. Соответственно при попадании ВТС в водонасыщенную часть пласта происходит замещение углеводородной основы водой и интенсивное набухание полимерных частиц.

Выбор носителя водонабухающего полимера углеводородной основы обусловлен ее физической и химической инертностью по отношению к водонабухающему полимеру с высокой коагулирующей способностью. Также в качестве носителя могут применяться маловязкая, средневязкая дегазированная безводная нефть, дизельное топливо, керосин или многоатомные спирты. Оптимальным вариантом жидкости-носителя для полимера служит дизельное топливо, где частицы полимера равномерно распределены в объеме жидкости, но самым распространенным остается нефть. Степень набухания сшитых полимеров в воде в первую очередь определяется минерализацией растворителя: при увеличении минерализации водопоглощающая способность снижается.

В технологии на базе ВТС могут применяться фенолрезорциноформальдегидные, гипаноформальдегидные, ацетоноформальдегидные, карбамидоформальдегидные, полиуретановые и гидрофобные смолы.

Технология извлекаемого металлического пластыря разработана компанией «Навигатор» и в настоящее время широко применяется на скважинах «Роснефти». Пластырь предназначен для отключения пластов и герметизации обсадной колонны в добывающих и нагнетательных скважинах и представляет собой стальной патрубок с приваренными на концах суженными наконечниками, на которые надеты резиновые уплотнители (рисунок 32). После спуска пластыря в заданный интервал лифтовых труб закачивается жидкость под давлением 18–25 МПа, за счет чего гидропривод тянет шток. Последний перемещает конус и

протягивает его сначала через нижний, затем верхний наконечник. При этом верхний наконечник через центратор упирается в гидравлический привод, благодаря чему данный механизм может срабатывать независимо от обсадной колонны. Центратор обеспечивает соосность наконечника и гидропривода. После прохождения конусов через наконечники посадочный инструмент освобождается и его извлекают из скважины. При необходимости пластырь может быть сорван с места и извлечен из скважины специальным инструментом.

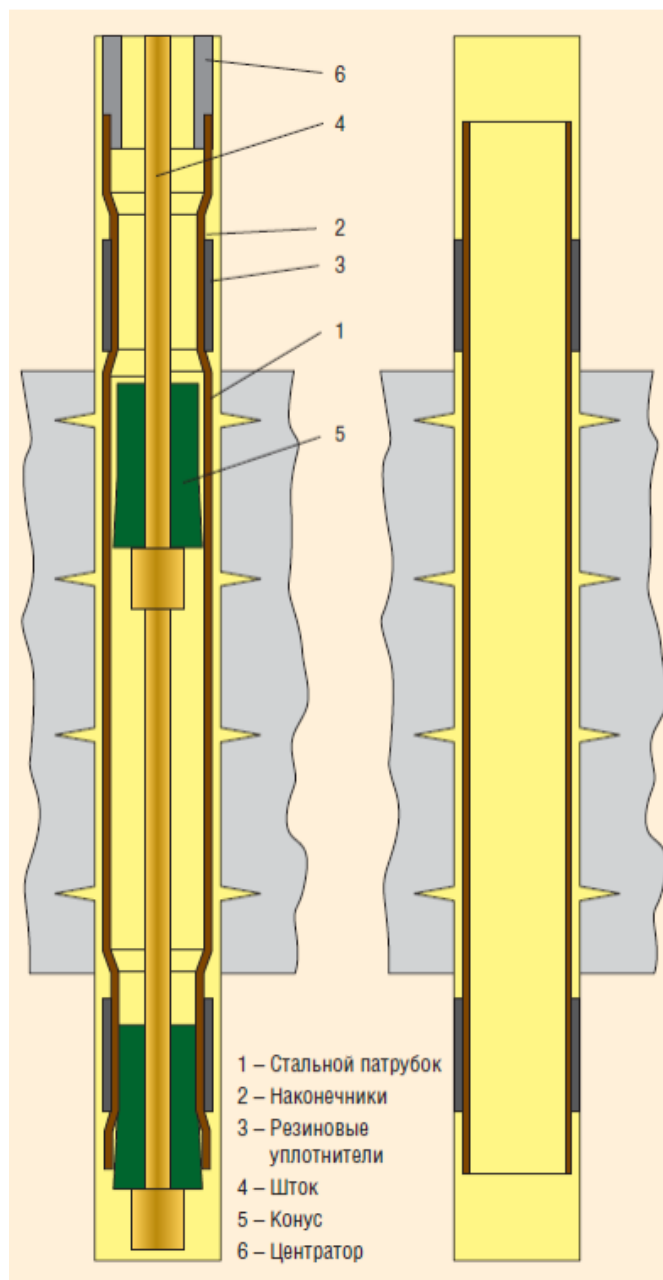


Рисунок 32 – Схема разреза скважины с изображением извлекаемого металлического пластыря

Выбор герметизирующих устройств подбирается по следующей схеме, представленной на рисунке 33.

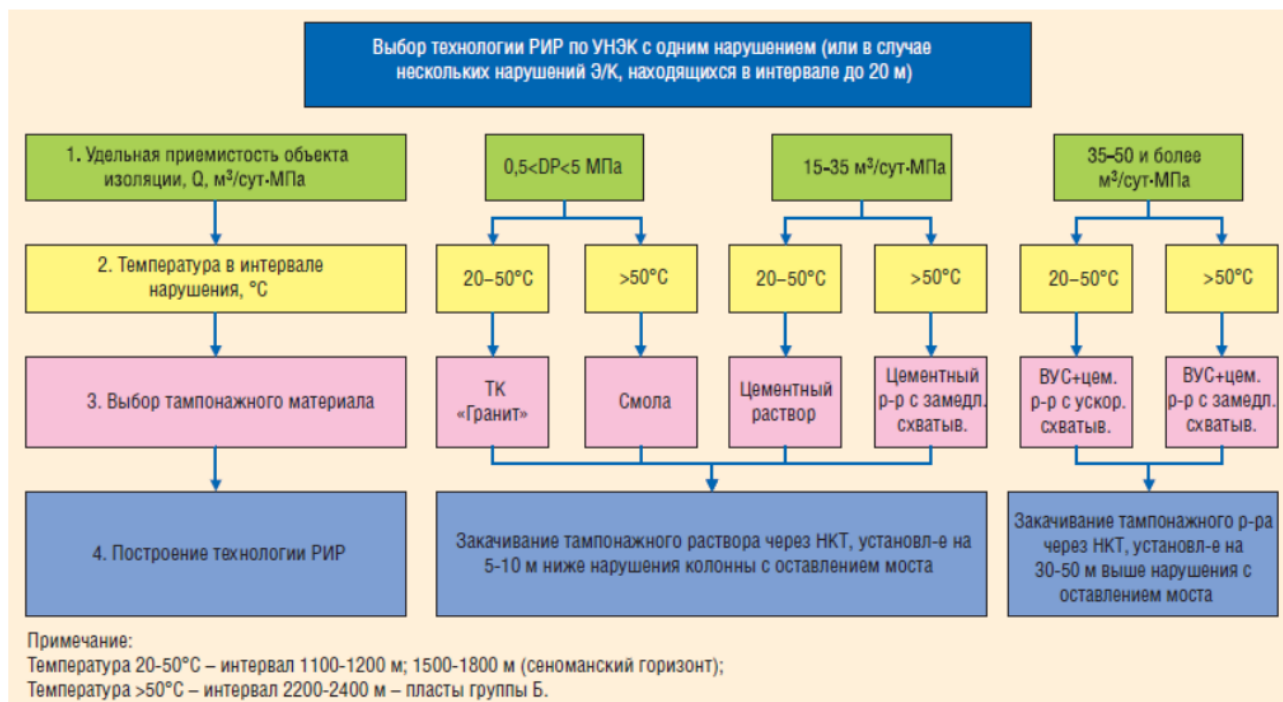


Рисунок 33 – Схема принятия решения при выборе герметизирующей композиции для ликвидации негерметичности колонны

Аналогичная схема существует и для подбора оптимального состава для ЗКЦ (рисунок 34).

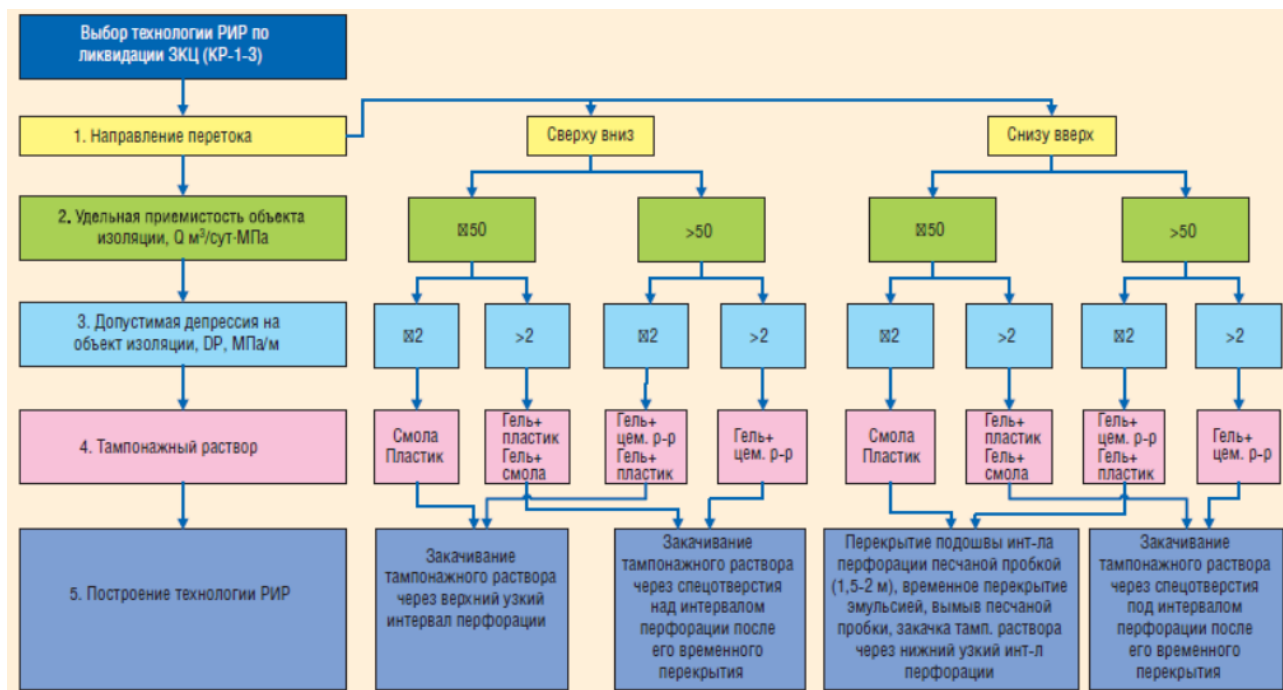


Рисунок 34 – Схема принятия решения при выборе герметизирующей композиции для ликвидации заколонных перетоков

Такие составы имеют преимущества в высокой эффективности первые годы эксплуатации.

Недостаток данной технологии в высокой стоимости, а также в конструктивной сложности выполнения мероприятия.

2.2 Моделированный подход к борьбе с подтягиванием конуса воды

На сегодняшний день широко распространены программные обеспечения для решения множества задач, связанных с текущими и долгосрочными процессами. Так как подтягивание конуса воды является огромной проблемой, ей уделяется также много внимания.

В данной работе предлагается анализ влияния параметров пласта и пластовой жидкости (таблица 1) на процесс подтягивания конуса воды. Были выделены три основных параметра для контроля конусообразования:

- 1) критический дебит нефти ($q_{\text{крит}}$);
- 2) время прорыва воды ($t_{\text{пор}}$);
- 3) оптимальное расстояние горизонтального участка от ВНК по вертикали ($h_{\text{опт}}$).

Критический дебит нефти – это максимально допустимый дебит по нефти, позволяющий избежать поднятия конуса воды. Оценку данного параметра можно определить по формуле Джоши. Изначально, необходимо рассмотреть формулу притока к горизонтальному стволу, которую сформулировал Джоши:

$$Q = \frac{2\pi hk\Delta p}{\mu \left[\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right) + \frac{h}{L} \ln \left(\frac{h}{2rc\pi} \right) \right]}, \text{ где} \quad (22)$$

μ – вязкость пластовой жидкости, мПа*с;

L – длина горизонтального участка, м;

a – большая полуось эллипса дренирования, м;

h – эффективная нефтенасыщенная толщина, м;

r_c – радиус скважины, м;

Δp – депрессия, мПа;

k – коэффициент проницаемости, м²;

Q – дебит жидкости в горизонтальной скважине, м³/сут.

На основе формулы 22 Джоши получил следующее выражение для критического безводного дебита:

$$q_{\text{крит}} = A_1 \frac{(\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}})k_h[h^2 - (h - D_b)^2]}{\mu_0 \beta_0 \ln \left(\frac{r_c}{R_k} \right)}, \text{ где} \quad (23)$$

A_1 – постоянный безразмерный коэффициент, для определенных условий равный 24,6;

$\rho_{\text{в}}$ – плотность пластовой воды, г/см³;

$\rho_{\text{н}}$ – плотность пластовой нефти, г/см³;

k_h – горизонтальная проницаемость, мД;

β_0 – объемный фактор нефти, д.ед.;

D_b – расстояние от ВНК, м;

R_k – эффективный радиус контура питания горизонтальной скважины, м, который определяется по следующей формуле:

$$R_k = \frac{\left[\frac{r_{eh}L}{2a} \right] h}{\left[1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2a} \right)^2} \right] \left[\frac{h}{2r_c} \right]^L}, \text{ где} \quad (24)$$

q – суммарный дебит (по сумме дебитов скважин работающих на выработку определенной зоны), м³/сут;

r_{eh} – внешний радиус горизонтальной скважины, м, который рассчитывается таким образом:

$$r_{eh} = \sqrt{\frac{A}{\pi}}, \text{ где} \quad (25)$$

A – площадь дренирования горизонтальной скважины, м².

Большая полуось скважины считается по следующему выражению:

$$a = \frac{\frac{L}{2}}{\sqrt{\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2r_{eh}}{L} \right)^4}}}. \quad (26)$$

Также одним из наиболее важных параметров для контроля и прорыва воды является время прорыва воды при подтягивании ВНК:

$$t_{\text{проп}} = \frac{2278 \cdot h \cdot m \cdot \mu_0 \cdot t_{\text{без}}}{(\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}) \cdot k_{\text{v}}}, \text{ где} \quad (27)$$

$t_{\text{без}}$ – безразмерное время,

k_{v} – вертикальная проницаемость, мД.

Безразмерное время находится по следующей формуле:

$$t_{\text{без}} = 1 - (3q_D - 1) \ln \left[\frac{3q_D}{3q_D - 1} \right], \text{ где} \quad (28)$$

q_D – безразмерный дебит, который находится по следующей формуле:

$$q_D = \frac{20333,66 \cdot \mu_0 \cdot q \cdot \beta_0}{[L \cdot h \cdot (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}) \cdot \sqrt{k_{\text{v}} \cdot k_{\text{h}}}]}. \quad (29)$$

Последним этапом является подсчет оптимального расстояния горизонтального ствола от ВНК, которое рассчитывается по формуле 30.

$$D_b^{\text{opt}} = h (c_0 + c_1 \ln q_D + c_2 \ln q_D^2 + c_3 \ln q_D^3), \text{ где} \quad (30)$$

D_b^{opt} – оптимальное расстояние от ВНК, м,

c_0, c_1, c_2, c_3 – безразмерные коэффициенты, которые оцениваются при расчете параметра приведения ψ , по выражению:

$$\psi = \frac{\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}}{\rho_{\text{н}} - \rho_{\text{г}}}, \text{ где} \quad (31)$$

$\rho_{\text{г}}$ – плотность газа, г/см³.

По результатам полученного параметра приведения можно оценить безразмерные коэффициенты по таблице 3.

Таблица 3 – Значение безразмерных коэффициентов по параметру приведения

Ψ	C0	C1	C2	C3
0.2	0.507	-0.0126	0.01055	-0.002483
0.4	0.504	-0.0159	0.01015	-0.000096
0.6	0.503	-0.0095	0.00624	-0.000424
0.8	0.502	-0.0048	0.00292	-0.000148
1	0.5	-0.0001	0.00004	0.000009
1.2	0.497	0.0042	-0.0026	0.000384
1.4	1.4	0.0116	-0.00557	-0.000405
1.6	1.6	0.0178	-0.00811	-0.000921
1.8	1.8	-0.0102	-0.0102	-0.001242
2	2	0.0277	-0.01189	-0.001467

В случае зоны ВНЗ логично, что оптимальное расстояние от ВНК будет самое высокое расположение горизонтального ствола. Но при наличии газа (зона

ГНВЗ) ввиду риска по газу необходимо рассматривать оптимальное расстояние для предотвращения прорыва обоих нецелевых флюидов.

Для оценки влияния параметров пласта и пластового флюида на конусообразование необходимо рассмотреть следующие зависимости критического безводного дебита и времени прорыва воды от:

- 1) горизонтальной проницаемости;
- 2) вертикальной проницаемости;
- 3) радиуса дренирования;
- 4) мощности ННТ;
- 5) длины горизонтального участка;
- 6) вязкости нефти;
- 7) пористости;
- 8) суммарного отбора.

Рассмотрим более подробно каждый параметр.

Так как горизонтальная проницаемость имеет большое влияние, при фильтрации флюида в ПЗП к горизонтальному стволу, данный параметр оценивают в первую очередь, после, конечно же, расположения горизонтального участка от ВНК.

С увеличением горизонтальной проницаемости возрастают показатели: критический безводный дебит, время прорыва воды в скважину и оптимальное расстояние от ВНК, учитывая, что суммарный отбор в данной области и проницаемость по вертикали и прочие изначальные параметры одинаковые (рисунок 35, 36). Это связано в основном с большей латеральной подвижностью, относительно вертикальной, и тогда с увеличением проницаемости по горизонту улучшается приток и капиллярные силы снижают свое воздействие.

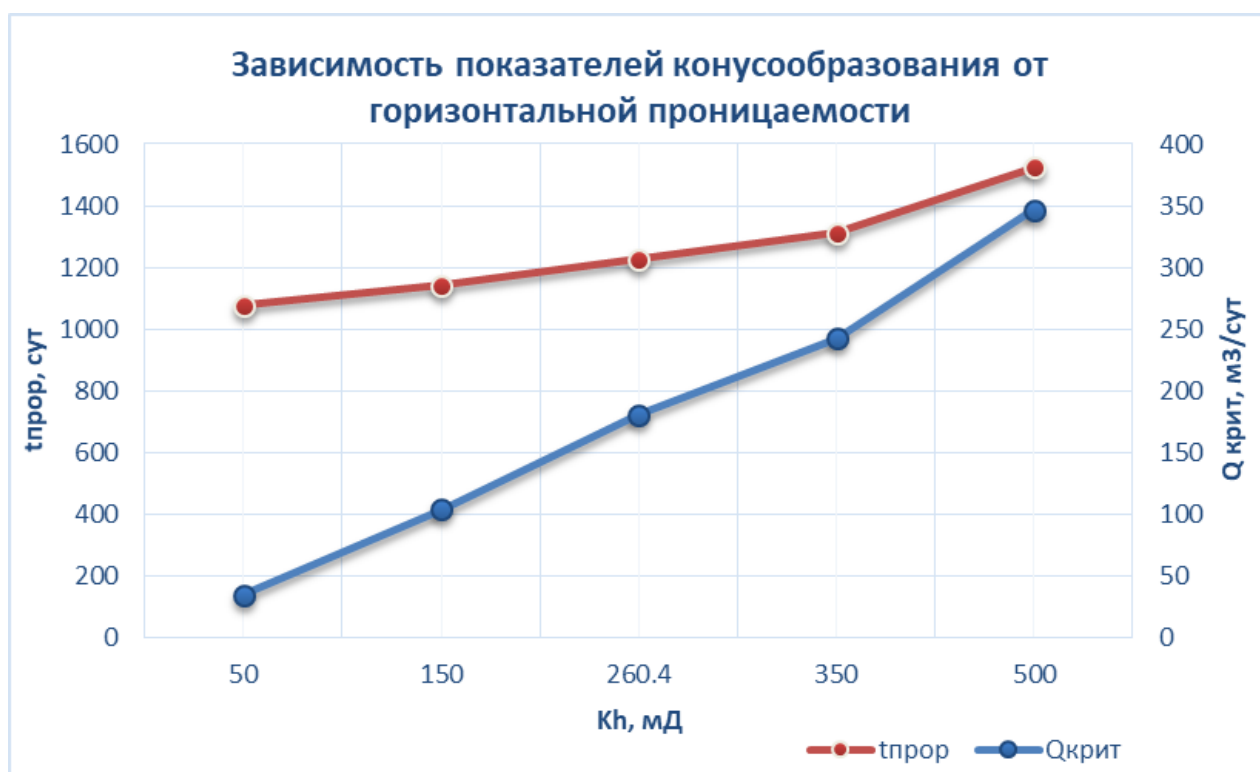


Рисунок 35 – График зависимости критического дебита и времени прорыва воды от горизонтальной проницаемости

Оптимальное расстояние от ВНК, если рассматривать зону ГНВЗ, то необходимо учитывать, что с какого-то определенного значения проницаемости, будут одинаковые оптимальные значения расстояния и зачастую это середина, либо располагаемая глубина немного ближе к газу относительно середины.

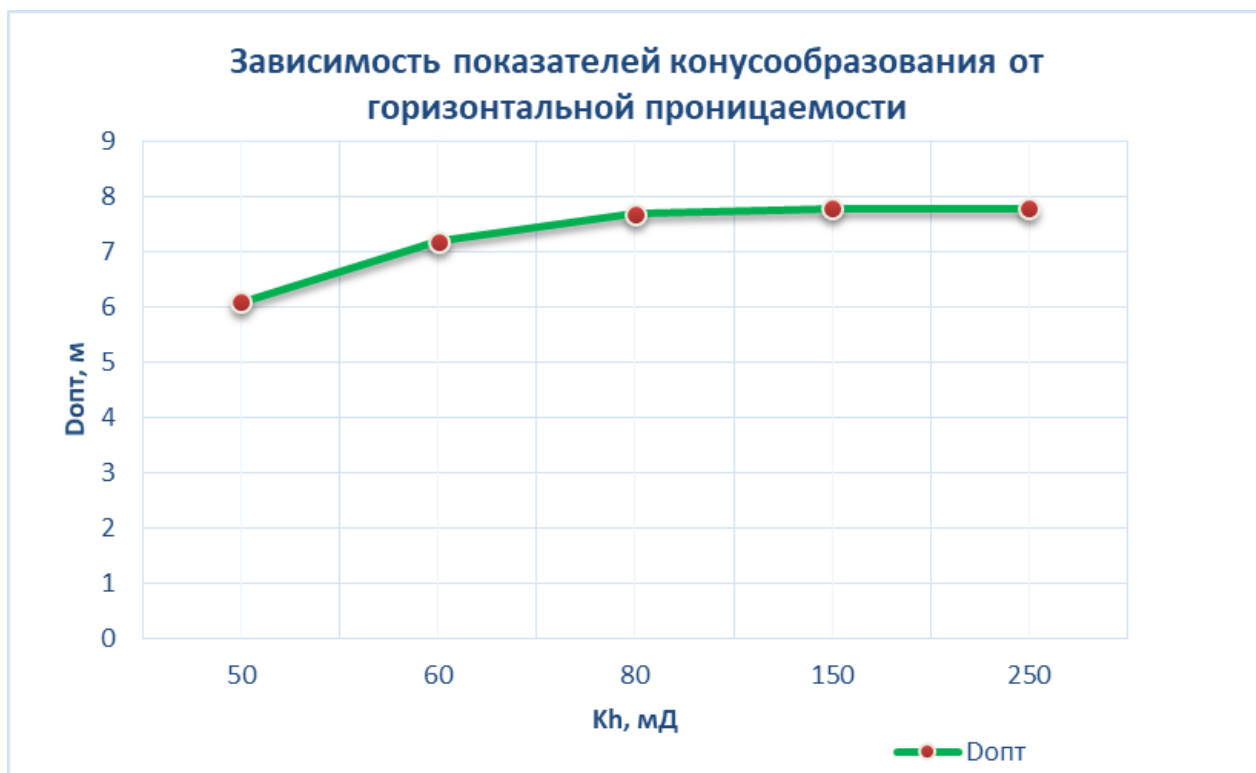


Рисунок 36 – График зависимости оптимальной высоты расположения горизонтального участка до водонефтяного контакта от горизонтальной проницаемости

Следующий не мало важный параметр, это вертикальная проницаемость. С увеличением вертикальной проницаемости критический безводный дебит остается неизменным, по причине не вовлеченности в расчет, при постоянных параметрах расстоянии от ВНК и горизонтальной проницаемости. А время прорыва воды уменьшается, с увеличением вертикальной проницаемости, что связано со снижением фильтрационного сопротивления при движении воды вверх (рисунок 37).

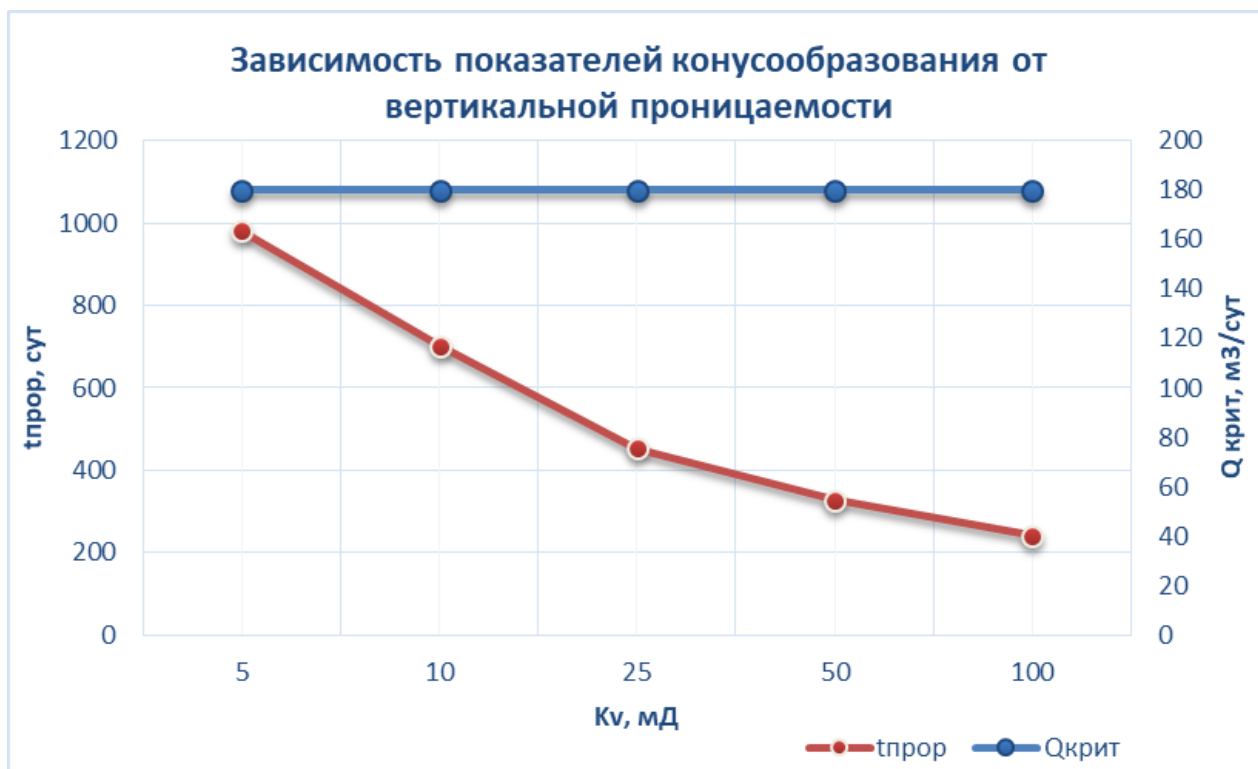


Рисунок 37 – График зависимости критического дебита и времени прорыва воды от вертикальной проницаемости

Еще один фактор это влияние радиуса области дренирования. С увеличением области зоны дренирования критический безводный дебит уменьшается, что связано с увеличением охвата зон, приближенных или совмещенных с водонасыщенной частью пласта (рисунок 38).

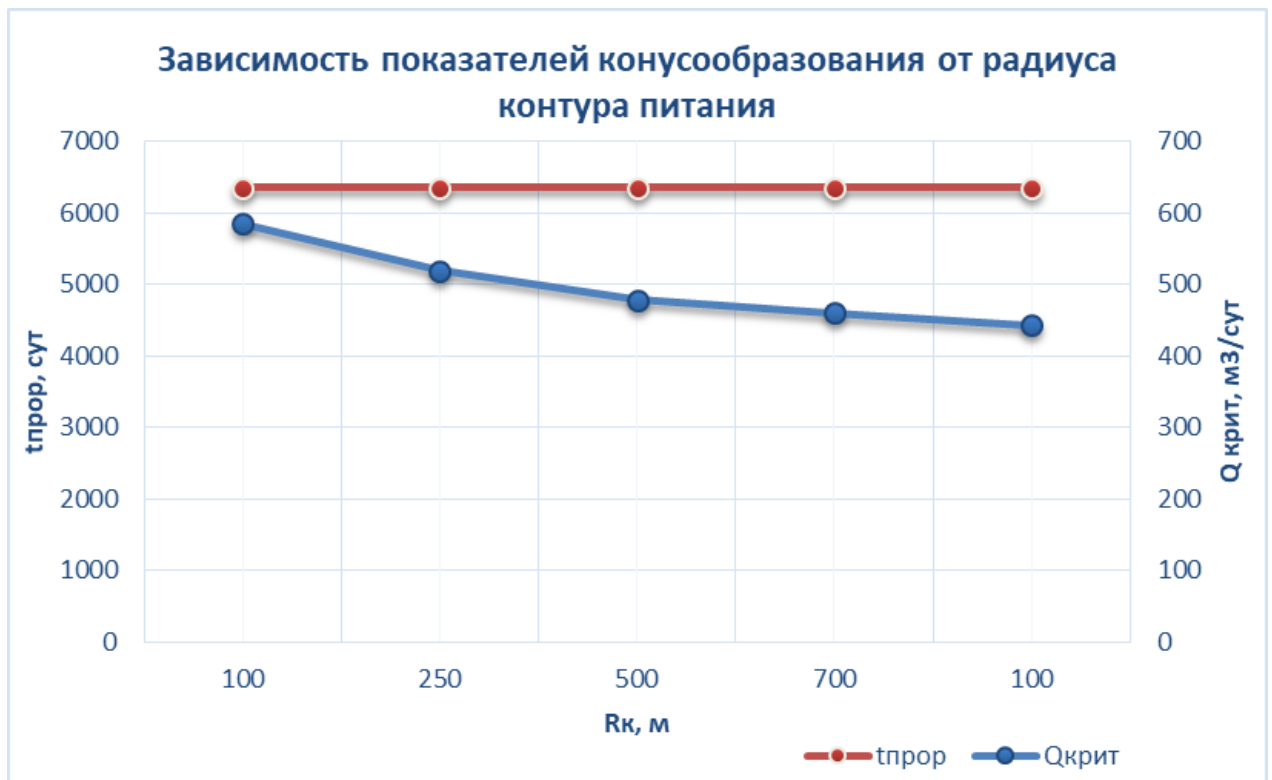


Рисунок 38 – График зависимости критического дебита и времени прорыва воды от радиуса зоны дренирования

Следующий важный фактор это мощность ННТ. С увеличением мощности нефтенасыщенных толщин, при прочих равных (проницаемости, мощность водонасыщенных толщин и др.) увеличивается соотношение нефтенасыщенных к водонасыщенным областям. Отсюда увеличивается критический безводный дебит нефти и время прорыва воды в скважину.

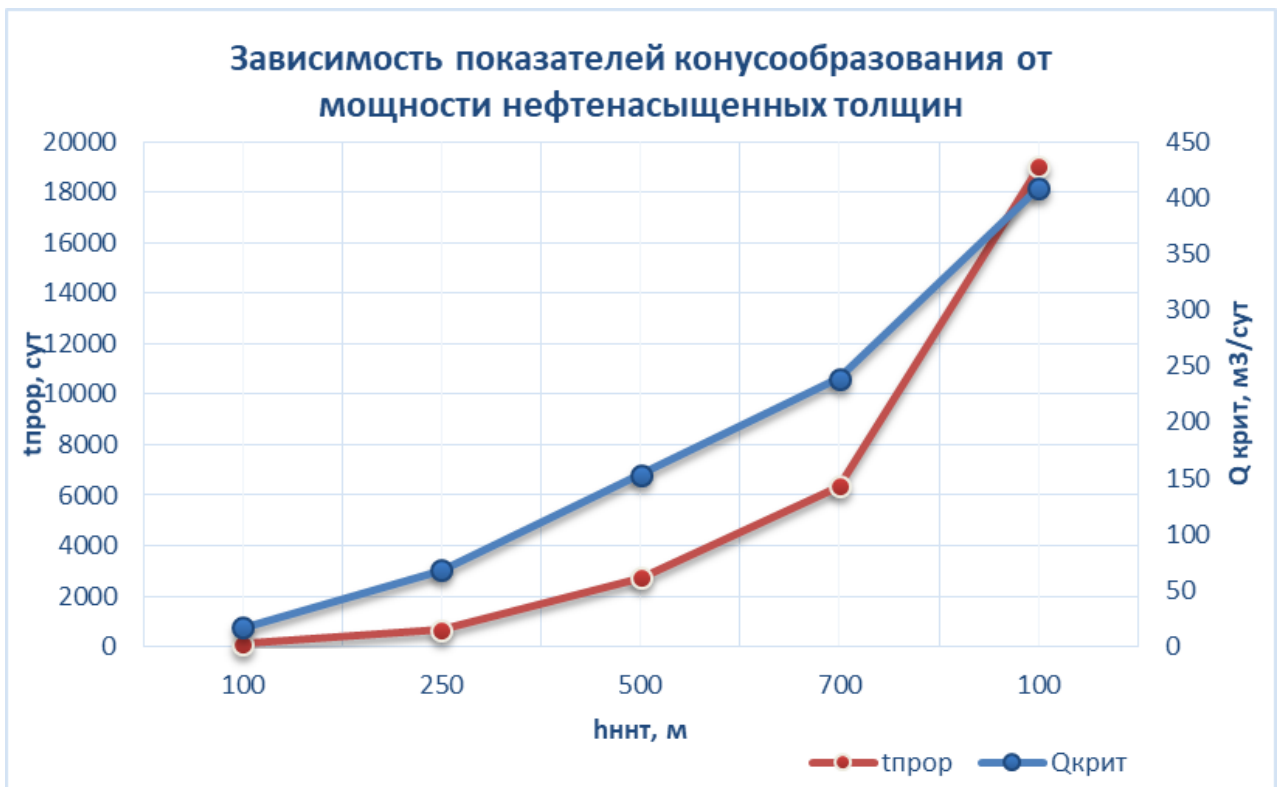


Рисунок 39 – График зависимости критического дебита и времени прорыва воды от мощности нефтенасыщенных толщин

С увеличением длины горизонтального участка критический безводный дебит и время прорыва воды увеличивается, так как расширяется область дренирования по латерали.

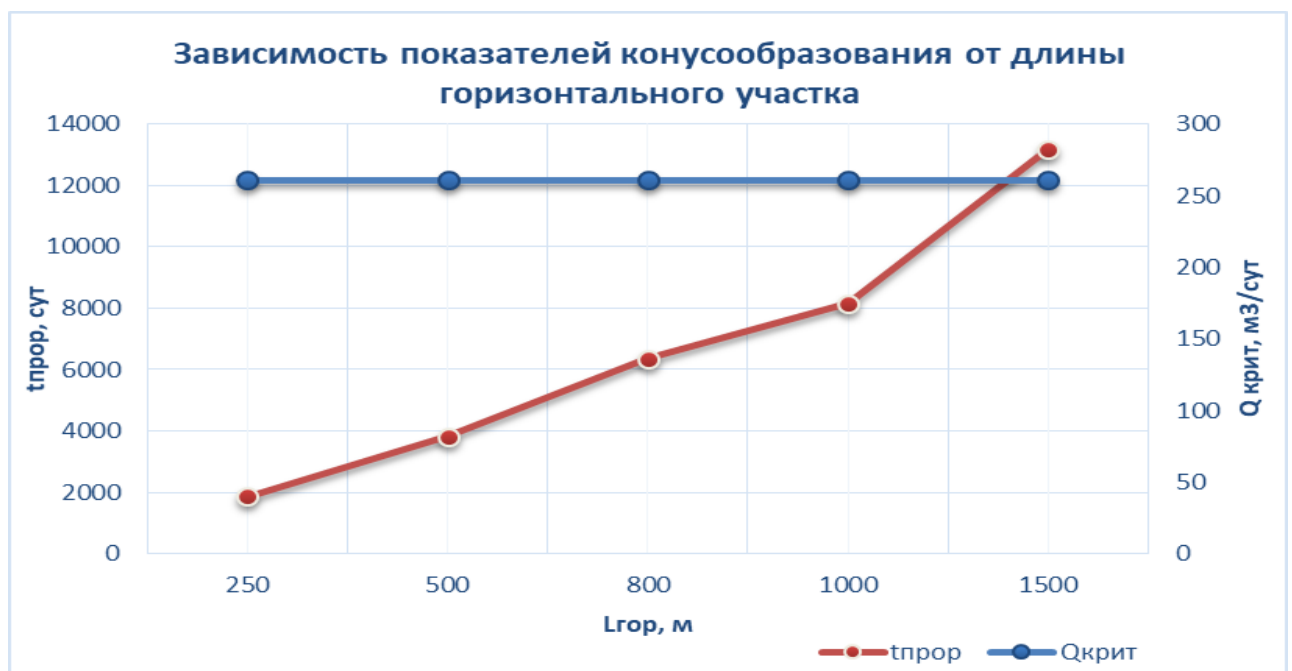


Рисунок 40 – График зависимости критического дебита и времени прорыва воды от длины горизонтального участка

Также параметром влияния конусообразования является вязкость нефти (как уже было сказано в п.2.1.). Увеличение вязкости нефти приводит к уменьшению критического безводного дебита и времени прорыва воды ввиду увеличения разницы подвижности воды относительно нефти.

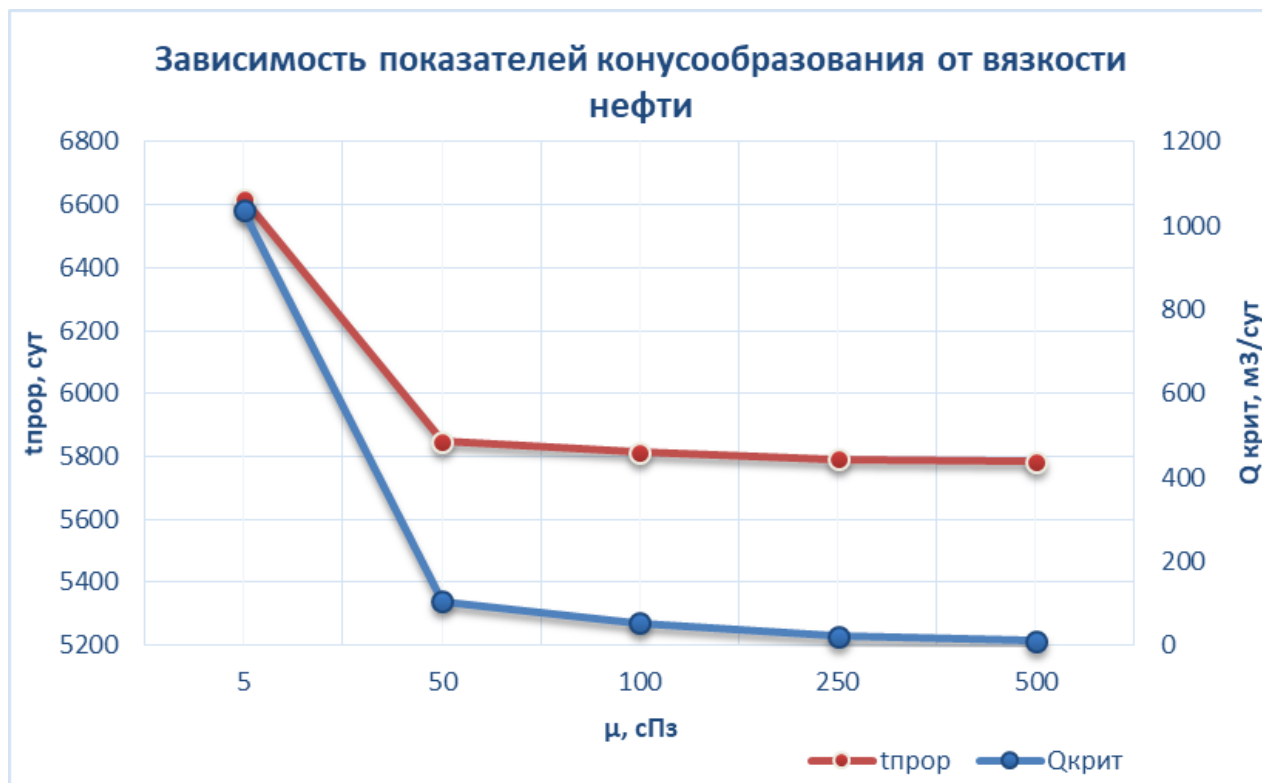


Рисунок 41 – График зависимости критического дебита и времени прорыва воды от вязкости нефти

С увеличением пористости (точнее динамической пористости) время прорыва воды к скважине увеличивается. Это связано с аналитическим подходом, и если оценивать динамическую пористость, которая располагается в нефтенасыщенной зоне увеличивается, а в водонасыщенной не изменяется, то закономерность будет именно такая, как представлено на рисунке 42.

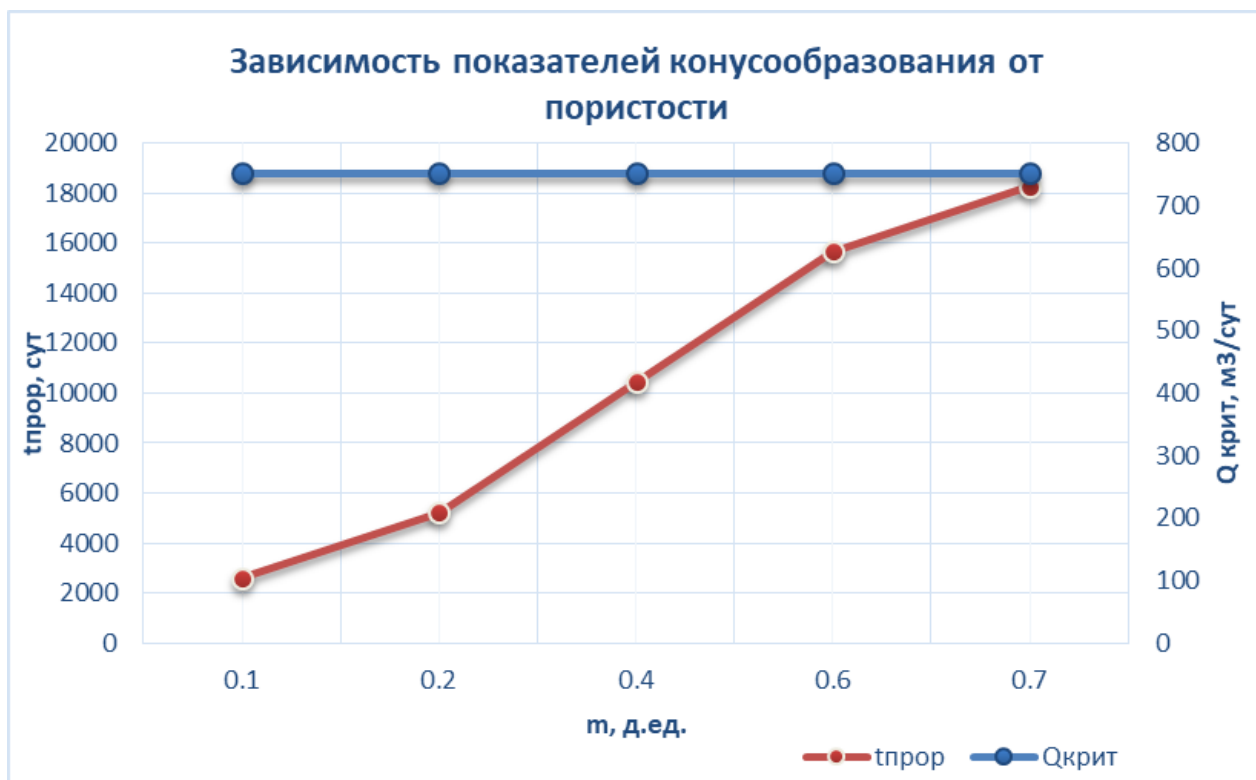


Рисунок 42 – График зависимости критического дебита и времени прорыва воды от пористости

С увеличением суммарного отбора жидкости по залежи в взаимовлияющей области дренирования время прорыва воды снижается, в связи с тем, что депрессия воздействует на больший объем, пластовое давление проседает и подтягивание конуса ускоряется.

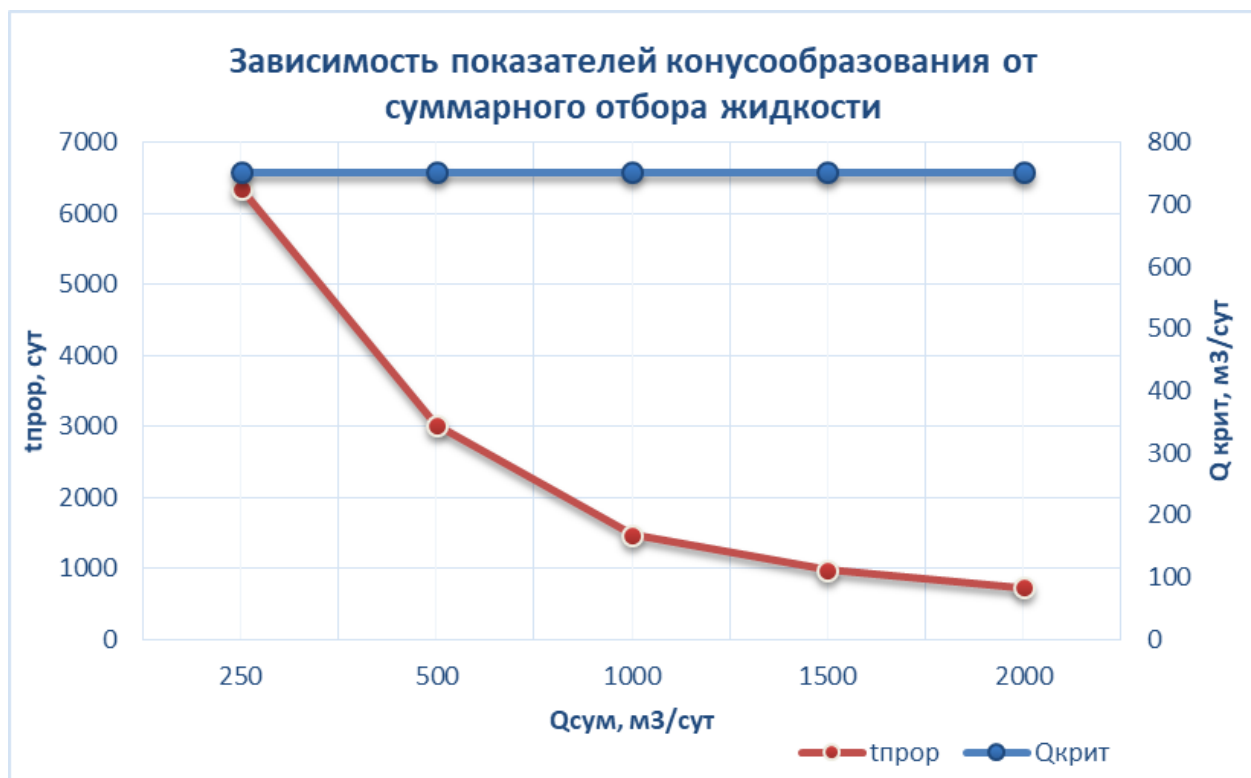


Рисунок 43 – График зависимости критического дебита и времени прорыва воды от суммарного отбора жидкости

По приведенным выше зависимостям, можно судить о том, что влияние параметров пласта и свойств пластовой жидкости на подтягивание конуса воды огромное.

Сам программный комплекс не сложный по своей структуре и создан в программе Excel с помощью языка программирования VBA Basic. Рабочий лист выглядит следующим образом (рисунок 44). Подтягивание параметров с рейтинга бурения начинается с написание в столбце «Кандидат» номер скважины, далее забивается фактическое расстояние, либо план длины горизонтального участка, далее вносится расстояние от ВНК и суммарный отбор жидкости. Расчет производится, нажав на рабочую кнопку «РАСЧЕТ».

ОЦЕНКА РИСКА КОНУСОБРАЗОВАНИЯ			ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ	
ИСХОДНЫЕ ПАРАМЕТРЫ	ЕД.ИЗМ.	ЗНАЧЕНИЕ	КАНДИДАТ	
Длина горизонтального участка скважины	м	800	3062	
Радиус скважины	м	0.076		
Нефтенасыщенная мощность пласта	м	15	<div style="border: 2px solid black; padding: 10px; display: inline-block; background-color: yellow;">РАСЧЕТ</div>	
Вязкость нефти	сПз	6.9		
Объемный фактор нефти	м3/м3	1.127		
Плотность нефти	г/см3	0.891		
Плотность воды	г/см3	1.015		
Горизонтальная проницаемость	мД	103.0		
Вертикальная проницаемость	мД	10.3		
Внешний радиус горизонтальной скважины	м	437		
Пористость	д.ед.	0.24		
Критическая водонасыщенность	д.ед.	0.33		
Остаточная нефтенасыщенность	д.ед.	0.29		
Расстояние горизонта от ВНК	м	2		
Безразмерное время		0.07		
Безразмерный дебит		2.59		
Общий дебит жидкости (суммарный отбор)	м3/сут	500		
Параметр приведения		0.139		
РЕЗУЛЬТАТЫ	ЕД.ИЗМ.	ЗНАЧЕНИЕ		
Критический безводный дебит	м3/сут	261		<div style="border: 1px solid black; padding: 2px; display: inline-block; background-color: #d3d3d3;">параметры вносятся вручную</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px; display: inline-block; background-color: #f0f0f0;">результатирующие</div>
Время прорыва конуса воды	сут	3021		
Оптимальное размещение ГС от ВНК (при наличии ГШ)	м	7.8		

Рисунок 44 – Рабочий лист «Расчет конуса воды»

На текущий момент программа подгружает данные с рейтинга бурения, на запланированные скважины.

Для расчета параметров в уже работающих скважинах, по результату отработки какого-то срока, необходимо, чтобы программа подгружала данные с технологического режима (текущие параметры работающей скважины). А для планируемых целей необходим корректный подсчет всех параметров в рейтинге бурения.

Чтобы сформировать полноценные и более точные результаты, с точки зрения эффективности для нефтегазодобывающей компании необходимый тщательный и полноценный анализ данных, вводимых в рейтинг или технологический режим уже пробуренных скважин.

3. АНАЛИТИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ МАКСИМИЗАЦИИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПРИ ОПЕРЕЖАЮЩЕМ ОБВОДНЕНИИ

Для полноценного анализа необходимо провести технологическое обоснование имеющейся проблемы подтягивания конуса воды при эксплуатации нефтяных скважин на примере геологических условий построений месторождения X, для возможности использовать текущий опыт и решения на других месторождениях Западной и Восточной Сибири.

Результатом обоснованности принимаемых решений сформирована блок-схема принятия решения, которая позволяет на основе имеющихся проблем с прорывом/ подтягиванием воды использовать максимально эффективное решение (рисунок 1 Приложение Б).

Оценка риска высокой обводненности и прорыва воды начинается с формирования гидродинамической модели на факте пробуренных транзитов, разведочных скважин, результатов анализа керна и текущего режима эксплуатации объекта.

Следующим и немаловажным этапом в оценивании риска воды является подсчет и оценка обводненности в форме рейтинга на основе параметров пласта, пластового флюида, технических и технологических показателей на плановые цели разбуривания.

После того, как рейтинг полностью подготовлен, проводится подсчет с помощью программного обеспечения (критический безводный дебит, время прорыва воды в скважину, а также оптимальное расстояние от ВНК, при бурении в ГНВЗ (при бурении в ВНЗ наиболее эффективное расстояние от ВНК в кровле целевого интервала). Сформированный расчетный метод позволит избежать конусообразования, не приводя к возможным рискам.

В процессе бурения есть два варианта дальнейшего развития, на основе проведенного оценивания:

1) Бурение на оптимальном расстоянии от ВНК, то есть бурение с минимальными рисками прорыва воды и подтягивания конуса, при соблюдении всех технологических регламентов, и качественного цементирования.

2) Бурение с уже имеющимися рисками (наиболее частый случай) прорыва воды и конусообразования. В таком случае, обязательно должны выполняться оперативные решения, позволяющие минимизировать риск. Активный геостиринг (горизонтальное сопровождение бурения скважин) позволит избежать несвоевременных и ненужных провалов в процессе бурения, тем самым снизив риск сближения с ВНК. Постоянное использование каротажа в процессе бурения (MWD, LWD) позволяет оценивать зоны по насыщению и геологическую обстановку на забое. Применение технологии Flair, произведенной в Schlumberger, позволит определить ВНК в моменте, когда стандартный каротаж в процессе бурения не даст ясной картины. Эта технология используется вместо газоанализатора и может легко определить компонентный состав, что помогает в более четкой отбивке контактов. Использование технологии TAML 1 позволит сохранить расстояние от ВНК, избежать провалов в маломощных коллекторах, а также предотвратить коллапс бокового ствола. Обязательным условием является корректировка, постоянный мониторинг процесса управления эксплуатационным режимом, для оперативного вмешательства, изменения текущих показателей, чтобы предотвратить или снизить риск подтягивания воды.

При выполнении всех условий есть большая вероятность, что скважина будет работать в долговременном безводном режиме или с низкой обводненностью. Но, ввиду ряда геологических (изменчивость и неоднородность пласта коллектора, монолитные пласты без разделения неколлектором водяной и нефтяной зон, наличие высокопроницаемых участков / каналов) причин и технологических (несоблюдение необходимого режима эксплуатации, некачественное цементирование эксплуатационной колонны / цементируемой подвески хвостовика / технической колонны) причин, рост обводненности может произойти.

Отсюда выделяются три основные причины, опираясь на природу роста обводненности:

- 1) подошвенная вода;
- 2) закаченная вода;
- 3) вода с вышележащих горизонтов.

Для определения или подтверждения одной из причин, в производстве зачастую используют следующие методы:

- 1) маркерные блоки в компоновке заканчивания хвостовика для контроля притока с помощью маркеров по результату лабораторного анализа проб;
- 2) предварительный расчет запускных параметров по факту бурения, оценивание на аналитике с учетом модели, для прогноза обводненности;
- 3) спуск погружного расходомера;
- 4) бурение транзитов в рассматриваемую область, проведение специальных исследований в пилотном и других стволах, для определения фактического положения контакта (в случае, если зона насыщения не изучена);
- 5) проведение ПГИ на скважинном тракторе с профилем притока, для определения интервала обводненности;
- 6) использование ЭМДС для оценки эксплуатационной колонны на дефект;
- 7) применение МПТ;
- 8) спуск прибора с высокочувствительной термометрией, для оценки притока воды с вышележащих стволов при помощи температурного перепада.

На основе результатов исследований, учитывая расчетный прогноз и работу скважин окружения определяется последствие, которое вызывает рост обводненности.

В процессе подбора технологии, необходимо проводить экономический и технологический анализ применимости, что включает в себя: подбор ряда скважин кандидатов, технологическая возможность выполнения планируемых мероприятий, техническая возможность (наличие материалов, труб), возможность проведения закупочных процедур, экономическая рентабельность от реализации мероприятия.

При успешности технологического и экономического анализа выбираются технологии в зависимости от последствий:

- 1) Преждевременный прорыв по латерали:
 - a) применение двухпакерной компоновки для отсечения участка фильтровой части;
 - b) гидрофобизирующие композиции для повышения фазовой проницаемости по нефти;
 - c) применение экранов (гелей, смол, полимеров) для закупорки высокопроницаемых каналов.
- 2) Конусообразование:
 - a) применение двухпакерной компоновки, если это представляется возможным (при расположении участков горизонтального ствола скважины на разных абсолютных отметках);
 - b) применение дополнительного ствола (дополнительной перфорации) под уровень ВНК для создания обратного конуса;
 - c) применение одновременно-раздельной эксплуатации, с учетом что ствол под ВНК будет работать как водозабор.
- 3) Прорыв воды от нагнетательных скважин:
 - a) переоценка ГДМ в части рассмотрения дополнительных путей движения воды, некорректного распределения закачки;
 - b) постоянный контроль за процессом эксплуатации в области режимов работы каждой отдельно взятой скважины, а также в совокупности с группой скважин, работающих в одной области.

с) Применение потокоотклоняющих технологий, при развитии высокопроницаемых каналов по пласту от нагнетательной к добывающей скважине.

4) Негерметичность эксплуатационной колонны, заколонная циркуляция:

а) применение двухпакерной компоновки для отсечения участка негерметичности;

б) использование пластырей и тампонажных составов, для герметизации места прорыва через НКТ, через специальные отверстия и пр.

При подборе технологий стоит уделить тщательное внимание оценке прорыва воды с помощью программного комплекса, при подсчете критического безводного дебита, времени прорыва воды, так как данные основаны на влиянии параметров пласта и пластового флюида, которые играют первоочередную роль в процессе и природе роста обводненности.

Представленная блок схема несет рекомендательный характер, для качественной и количественной оценки рисков прорыва воды и может применяться в любых нефтегазодобывающих обществах, а созданная программа поможет снизить риски со скважин последующего бурения, на основе параметров пласта и пластовой жидкости, а также текущего режима эксплуатации объекта.

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ
И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Обучающемуся:

Группа	ФИО
О-2БМ11	Матвеев Алексей Юрьевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление ОПОП	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

ВЛИЯНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА НА ПРОЦЕСС КОНУСООБРАЗОВАНИЯ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	
Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Расчёт экономической эффективности от внедрения технологии многоствольного заканчивания TAML 1 на месторождении «Х»
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Приказ Минприроды России №639 от 20.09.2019 «Об утверждении Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» (ред. 6.10.2020)
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс РФ часть 1 ФЗ №146 от 31.07.1998 (ред от 19.12.2023 № 611-ФЗ) Налоговый кодекс РФ часть 2 ФЗ №117 от 5.08.2000 (ред от 25.12.2023 № 643-ФЗ)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Проведено обоснование внедрения технологии многоствольного заканчивания TAML 1 с точки зрения экономической эффективности
<i>2. Планирование процесса управления НИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчет доходов и затрат на внедрение технологии многоствольного заканчивания TAML 1 на месторождении «Х»
<i>3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Оценка экономической эффективности внедрения технологии многоствольного заканчивания TAML 1 на месторождении «Х»
Перечень графического материала:	
Таблицы:	
1. Накопленная годовая добыча нефти при сравнении одноствольной скважины и многоствольной с применением TAML 1.	
2. Экономические макропараметры для расчета выручки от добычи нефти.	
3. Норматив операционных затрат при эксплуатации нефтяных скважин.	
4. Результаты расчетов эксплуатационных затрат двух вариантов.	
5. Ставка налога на добычу нефти.	
6. Показатели налогообложения при добыче нефти.	
7. Производственные и экономические показатели при стандартном заканчивании скважины	
8. Показатели экономической эффективности при стандартном заканчивании скважин.	

9. Производственные и экономические показатели при многоствольного заканчивании скважины с использованием технологии TAML1.
 10. Показатели экономической эффективности при бурении многозабойной скважины с системой TAML 1.
 Рисунки:
 Экономический эффект от внедрения технологии многоствольного заканчивания TAML 1.

Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком	15.01.2024
--	------------

Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф И. В.	д.э.н., доцент		15.01.2024

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2БМ11	Матвеев Алексей Юрьевич		15.01.2024

4.ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В данной работе рассмотрим одну из модифицированных технологий многоствольного заканчивания для снижения вероятности подтягивания конуса воды под названием TAML 1. Технология TAML 1 активно применяется на месторождении X в модифицированном виде, с учетом обсадки обоих стволов, что несет за собой большие затраты, относительно стандартного TAML 1, но стоимость строительства скважин, относительно стандартных многозабойных двуствольных скважин дополнительные капитальные затраты будут незначительные.

Экономическая эффективность от внедрения данной технологии будет оценена на основе прогнозных показателей дополнительной добычи при вводе новых скважин, капитальных затратах на строительство скважины и операционные затраты на эксплуатацию испытываемой нефтедобывающей скважины.

Для сравнения экономических показателей, при составлении паспорта проекта по повышению производственной эффективности (ППЭ) необходимо рассматривать внедряемую технологию с текущими, действующими решениями. Технологию многоствольного заканчивания многозабойной скважины TAML 1 рассматривается в сравнении со стандартными одноствольными горизонтальными скважинами. Экономический эффект рассчитывается за пятилетний период.

В таблице 4 приведена накопленная добыча нефти за каждый рассматриваемый год эксплуатации скважин одноствольной и многоствольной с применением технологии TAML 1 начиная от года внедрения 2021. Для определения выручки от добычи нефти необходимо сделать расчет по формуле 32 на основе макропараметров, приведенных в документации компании, при умножении добычи нефти на стоимость реализации нефти. Прогнозная

накопленная добыча нефти рассчитывается на основе темпов падения добычи, по принципу, на котором основан подсчет добычи в бизнес-плане.

Таблица 4 – Накопленная годовая добыча нефти при сравнении одноствольной скважины и многоствольной с применением ТАМЛ 1

Технология	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Накопленная добыча нефти при использовании многоствольного заканчивания ТАМЛ 1 в двуствольной скважине	тыс.тн.	41.94	28.42	21.96	17.38	14.07	11.68
Накопленная добыча нефти за год при стандартном заканчивании в горизонтальной скважине	тыс.тн.	20.97	14.21	10.98	8.69	7.04	5.84

$$B = C * Q_{\text{год}} \quad (32)$$

где

B – выручка от добычи нефти, тыс.руб.;

C – цена стоимости нефти, руб./тонна;

$Q_{\text{год}}$ – годовая добыча нефти, тыс. тонн.

Цена на нефть марки «Юралс», курс доллара среднегодовой в рассматриваемый период приняты согласно основным показателям базового варианта Прогноза социально – экономического развития Российской Федерации, ежегодно публикуемом Министерством экономического развития.

Переведённая стоимость нефти из долларов в рубли и расчет выручки от добычи нефти представлены ниже. Цена реализации нефти рассчитывается по формуле 33 как произведение цены реализации нефти в рассматриваемой компании за вычетом экспортной пошлины и транспортных расходов (C_n , руб./тн.), на среднюю годовую стоимость одного доллара в рублях ($C_{\$}$, руб./1\$). Данные взяты из макропараметров компании (таблица 5).

Цена реализации нефти зависит от качества товарной нефти, если нефть не подходит по своим кондициям под международные стандартизированные марки

Brant или Urals, то рассматривается средняя стоимость разных нефтей (при эксплуатации различных объектов с различными характеристиками пластового флюида), которые пойдут на экспорт. Стоимость одного доллара рассчитывается прогнозно, на основе текущего поведения рынка. Данные по стоимости нефти также приведены в таблице макропараметров.

$$Ц = Ц_{н} * C_{\$} \quad (33)$$

Таблица 5 – Экономические макропараметры для расчета выручки от добычи нефти

Параметр	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Цена на нефть, \$/барр	83,5	85,0	80,2	76,2	76,2	76,2
Цена нефти, \$/тонна	607,88	618,8	583,86	554,74	554,74	554,74
Стоимость 1\$, руб.	85,2	90,1	91,1	92,3	92,3	92,3

Следующим этапом рассмотрим статьи капитальных (CAPEX) и оперативных (ОРЕХ) расходов.

Капитальные затраты связаны со строительством скважины, куда входит:

- материально технический ресурс;
- работа бурового подряда;
- сервисные услуги;
- подготовительные работы;
- освоение.

Капитальные расходы предполагают единовременные финансовые вложения на строительство многозабойной скважины с применением технологии многоствольного заканчивания TAML 1 несколько большие, чем на строительство горизонтальной скважины и считаются как сумма всех сопутствующих расходов при строительстве. В случае с капитальными затратами на скважину с применением технологии TAML 1 сумма капитальных расходов составляет 155237000руб., что на 46252000руб. больше стоимости строительства горизонтальной скважины со стандартным заканчиванием.

Операционные расходы рассчитываются по нормативам компании и предполагают постоянные (в определенный период) вложения, которые могут изменяться с течением времени. Для этого рассмотрим следующие нормативы, приведенные в таблице 6. Для подсчета операционных затрат необходимо умножить показатель норматива на количество накопленной добычи нефти за год по формуле 34. Результаты расчетов представлены в следующей таблице 7.

$$Z_{\text{Э}} = (N_{\text{ДнП}} + N_{\text{П}}) * Q_{\text{нак}} + N_{\text{О}} * n \quad (34)$$

где $Z_{\text{Э}}$ – эксплуатационные затраты, тыс.руб.,

$N_{\text{ДнП}}$ – норматив затрат на добычу и перекачку нефти, руб./тн.,

$N_{\text{П}}$ – норматив затрат на подготовку нефти, руб./тн.,

$N_{\text{О}}$ – норматив затрат на обслуживание скважин, руб./год на 1 скважину;

n – количество взятых в расчет скважин, шт.

Таблица 6 – Норматив операционных затрат при эксплуатации нефтяных скважин

Нормативы операционных затрат для геолого-технических мероприятий	Норматив
Затраты на добычу и перекачку жидкости, руб./тн	15,7
в т.ч. электроэнергия	15,6
Затраты на подготовку нефти, руб./тн	41,8
в т.ч. электроэнергия	27,1
Обслуживание нефтяных скважин, тыс. руб./год на скв	5 509,8
в т.ч. Фонд заработной платы и сервис	1 505,7

Таблица 7 – Результаты расчетов эксплуатационных затрат двух вариантов

Статьи затрат	Единица измерения	Технология	Всего	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Эксплуатационные затраты	млн.руб.	МЗС с TAML 1	40,8	7,9	7,1	6,7	6,6	6,3	6,2
		ГС	37	6,7	6,3	6,1	6	5,9	5,8
Затраты на добычу и перекачку жидкости	млн.руб.	МЗС с TAML 1	2,1	0,7	0,5	0,3	0,3	0,2	0,2
		ГС	1	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,09
Затраты на подготовку	млн.руб.	МЗС с TAML 1	5,6	1,7	1,2	0,9	0,7	0,6	0,5

нефти		ГС	2,8	0,9	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Обслужива- ние нефтя- ных скважин	млн.руб.	МЗС с ТАМЛ 1	33	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
		ГС	33	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5

Расчет налога на добычу полезных ископаемых

Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) рассчитывался по формуле:

$$\text{НДПИ} = K_{\text{ц}} * 919 - D_{\text{м}} \quad (35)$$

919 – ставка за 1 тонну добытой нефти обессоленной, обезвоженной и стабилизированной, руб./т

$K_{\text{ц}}$ – Коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть ($K_{\text{ц}}$) определяется в порядке установленным пунктом 3 статьи 342 НК РФ и рассчитывается как:

$$K_{\text{ц}} = (\text{Ц} - 15) * \frac{P}{261} \quad (36)$$

Где Ц – средний за налоговый период уровень цен нефти сорта «Юралс» в долларах США за баррель;

15 – необлагаемый налоговый минимум – минимальная цена нефти сорта «Юралс» в дол. США за баррель;

P – среднее значение за налоговый период курса доллара к российскому рублю.

$D_{\text{м}}$ – показатель, характеризующий особенности добычи нефти, исчисляется согласно ст.342.5 НК РФ:

$$D_{\text{м}} = K_{\text{НДПИ}} * K_{\text{ц}} * (K_{\text{з}} * K_{\text{д}} * K_{\text{дв}} * K_{\text{кан}}) - K_{\text{к}} - K_{\text{абдт}} - K_{\text{ман}} \quad (37)$$

$K_{\text{НДПИ}}$ – принимается равным 559

$K_{\text{з}}$ – коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка недр; согласно пункту 3 статьи 342.5 НК РФ принимаем равным 1.

$K_{\text{д}}$ – коэффициент, характеризующий степень сложности добычи нефти;

$K_{\text{дв}}$ – коэффициент, характеризующий степень выработанности конкретной залежи углеводородного сырья;

Согласно п.1 ст.342.2 НК РФ и, исходя из геолого-промысловых характеристик разрабатываемого участка недр, значение коэффициент $K_d = 1$ и $K_{дв}=1$.

$K_{кан}$ – коэффициент, характеризующий регион добычи нефти, исходя из условий п.4342.5 НК РФ, принимается равным 1;

K_k – устанавливается равным 428 с 1 января 2019 г., так как нет оснований для приравнивания к 0 вследствие несоответствия ряду условий согласно п. 3 ст. 342 НК РФ;

$K_{абдт}$ – коэффициент, характеризующий работу демпферного механизма;

$K_{ман}$ – коэффициент, учитывающий изменение вывозной таможенной пошлины.

Исходя из расчетов НДСИ принимается равным

Результаты расчета НДСИ представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Ставка налога на добычу нефти

Год	НДСИ, руб/тонну	Кц	Дм
2023	15761,88	22,36	4787,80
2024	18446,91	24,16	3760,50
2025	17520,99	22,76	3393,19
2026	16786,45	21,64	3103,25
2027	16097,65	21,64	3792,05
2028	16583,28	21,64	3267,12

Таблица 9 – Показатели налогообложения при добыче нефти

Показатель	Технология	2023	2024	2025	2026	2027	2028
НДСИ, млн.руб.	МЗС с TAML 1	662	516,5	385,5	285,4	225,4	199
	ГС	331	258,2	192,7	151	112,7	99,5

Ключевым этапом в расчете является оценка экономической эффективности, при котором определяются индекс доходности капитальных вложений, срок окупаемости, чистый дисконтированный доход.

Чистый дисконтированный доход (ЧДД, NPV) – это стоимость, полученная путем дисконтирования отдельно на каждый момент, временной период разности всех оттоков и притоков, доходов и расходов, накапливающихся за весь период функционирования объекта инвестирования при фиксированной, заранее определенной процентной ставке. NPV рассчитывается по следующей формуле:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{(\Pi_t + A_t) - K_t}{(1 + r)^{t-tp}} \quad (38)$$

Где NPV – дисконтированный поток денежной наличности;

Π_t – прибыль от реализации в t-м году

A_t – амортизационный отчисления в t-м году

K_t – капитальные вложения в разработку месторождения в t-м году

t, tp – соответственно текущий и расчетный год

r – ставка (норма) дисконта, принимаем равной 20%

Если $NPV > 0$, то проект является прибыльным; если $NPV < 0$, то проект является убыточным; если $NPV = 0$, то проект является ни прибыльным, ни убыточным.

В таблице 10 представлены результирующие экономические показатели при стандартной технологии заканчивания в горизонтальной скважине.

Таблица 10 – Производственные и экономические показатели при стандартном заканчивании скважины

Показатель	Ед.изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Добыча нефти	тыс. т	21	14	11	9	7	6
Выручка от добычи нефти	млн руб.	1087,6	780,5	585	460,8	358,4	307,2
Стоимость ввода новой скважины (ГС)	млн руб.	108,985					
НДПИ	млн. руб.	19,2	13	10	7	6,5	5,3
Эксплуатационные затраты , в том числе:	млн. руб.	6,7	6,3	6,1	6	5,9	5,8
Затраты на добычу и перекачку жидкости	млн. руб.	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,09
Затраты на подготовку нефти	млн. руб.	0,8	0,6	0,5	0,3	0,3	0,2

Обслуживание нефтяных скважин	млн. руб.	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
-------------------------------	-----------	-----	-----	-----	-----	-----	-----

В таблице 11 представлен расчет показателей экономической эффективности при стандартном заканчивании горизонтальной скважины.

Таблица – 11 Показатели экономической эффективности при стандартном заканчивании скважин

			2023	2024	2025	2026	2027	2028
Денежный поток	млн руб.		365,6	320,5	241,1	163,6	133,5	128,6
Накопленный денежный поток	млн руб.		2103,3	5308,3	7719,6	9355,5	10690,4	11976,6
Чистый дисконтированный доход (ЧДД) ($i = 20\%$) NPV	млн руб.	687,1	1494	3719,7	5115,1	5904	6440,2	6871,1
Внутренняя норма доходности (ВНД, ВНР, ВСД) IRR	%	219,60						
Срок окупаемости (простой) PP	год	1,5						
Срок окупаемости (дисконтированный) DPP	год	1,6						
Индекс доходности капитальных вложений PI	Ед.	5,43						

В таблице 12 представлены результирующие экономические показатели при использовании технологии многоствольного заканчивания ТАМЛ 1 в многозабойной скважине.

Таблица 12 – Производственные и экономические показатели при многоствольного заканчивании скважины с использованием технологии ТАМЛ1

Показатель	Ед.изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Выручка от добычи нефти	млн.руб.	2175,2	1561,1	1170,2	870,4	716,8	614,4
Добыча нефти	тыс.тн.	42	28	22	17	14	12
Стоимость ввода новой скважины (ГС)	млн.руб.	152,7					
Стоимость системы Tam1 1	млн.руб.	2,5					
НДПИ	млн.руб.	38,5	26,1	20,2	15,9	12,9	10,7

Показатель	Ед.изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Эксплуатационные затраты	млн.руб.	7,9	7,1	6,8	6,5	6,3	6,2
Затраты на добычу и перекачку жидкости	млн.руб.	0,6	0,5	0,3	0,3	0,2	0,2
Затраты на подготовку нефти	млн.руб.	1,7	1,2	0,9	0,7	0,6	0,5
Обслуживание нефтяных скважин	млн.руб.	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5

Таблица 13 – Показатели экономической эффективности при бурении многозабойной скважины с системой TAML 1

		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	
Денежный поток	млн. руб.	-155,2	743,3	654	467,8	342,1	282,9	274,2	
Накопленный денежный поток	млн. руб.	-155,2	588	1242	1710	2052	2334	2609,2	
Чистый дисконтированный доход (ЧДД) ($i = 20\%$) NPV	млн. руб.	1559,6	-155,2	464,1	918,4	1189	1354	1467	1559,6
Внутренняя норма доходности (ВНД, ВНР, ВСД) IRR	%	464,35%							
Срок окупаемости (простой) PP	год	1,3							
Срок окупаемости (дисконтированный) DPP	год	1,3							
Индекс доходности капитальных вложений PI	Ед.	11,05							

Для наглядности сравнения результаты расчетов представлены в виде гистограмм, где, первый вариант – это текущий метод, то есть использование горизонтальной скважины со стандартным заканчиванием, а второй вариант прогнозируемый – использование системы многоствольного заканчивания TAML 1 в многоствольных скважинах.

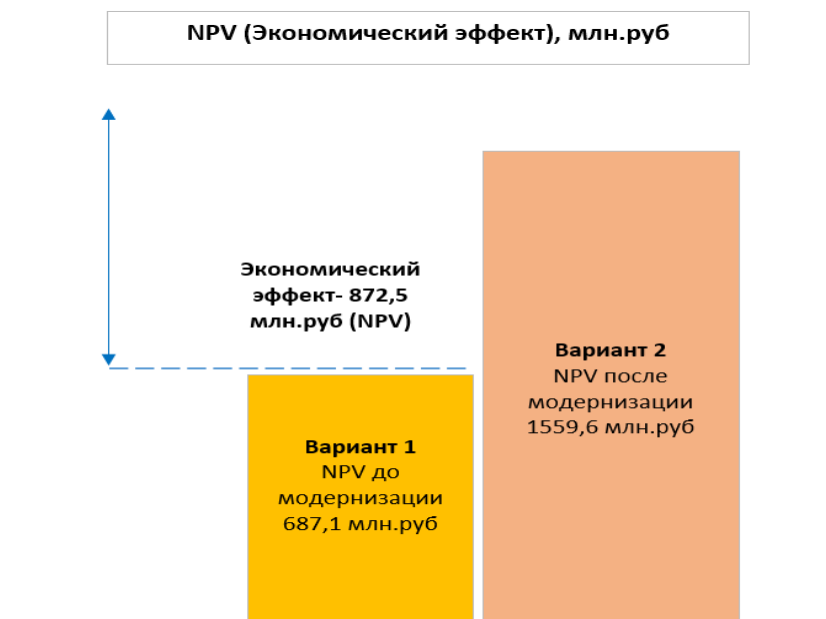


Рисунок 45 – Экономический эффект от внедрения технологии многоствольного заканчивания TAML1

Вывод

Согласно проведенным расчетам, экономический эффект от внедрения технологии многоствольного заканчивания бурения горизонтальных скважин TAML 1 превышает экономический эффект от стандартного заканчивания бурения горизонтальных скважин на сумму 872,5 млн руб., согласно рассчитанному NPV. Таким образом, предлагается к реализации проект TAML1, ЧДД которого составляет 1559,6 млн руб., срок окупаемости 1,3 года.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа О - 2БМ11		ФИО Матвеев Алексей Юрьевич	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

Влияние параметров пласта на процесс конусообразования в горизонтальных скважинах при разработке нефтегазовых месторождений	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p>Объект исследования: горизонтальная нефтедобывающая скважина Область применения: нефтегазовая отрасль Рабочая зона: полевые условия Климатическая зона*) IV (полярная зона). Количество и наименование оборудования рабочей зоны горизонтальная скважина, 1 ед. Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне проведение технологических операций на устье скважин *)для работы в полевых условиях</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Трудовой кодекс - Ст. 297. Ст. 298. Ст. 299. Продолжительность вахты. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. От 05.04.2021) // Собрание законодательства РФ. – Глава 47, ст. 302. Гарантии и компенсации лицам, работающим вахтовым методом. ИПБОТ 137-2008: «Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по химической обработке скважин». ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. «Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования»</p>
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора 	<p>Вредные факторы: - повышенный уровень вибрации; - микроклимат на рабочем месте; Опасные факторы: - повышенная загазованность воздуха рабочей среды; - электрический ток; -движущиеся машины и механизмы производственного оборудования. Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: использование средств индивидуальной защиты органов дыхания и органов слуха, перчатки, одежда специальная для защиты рабочих от</p>

	<p>воздействия нефти и нефтепродуктов, заземление электроустановок, изоляция, ограждения, устройства автоматического контроля и сигнализации.</p> <p>Расчет: заземление.</p>
<p>3. Экологическая безопасность <u>при эксплуатации</u></p>	<p>Воздействие на селитебную зону: загрязнение почв нефтью, нефтепродуктами, различными химическими веществами и сточными водами.</p> <p>Воздействие на литосферу: загрязнение почв нефтью, нефтепродуктами, различными химическими веществами и сточными водами.</p> <p>Воздействие на гидросферу: разлив и утечки нефти и нефтепродуктов, а также агентов, применяемых при бурении, глушении и освоении скважин; изменение характеристик фильтрационного внутриоболочного и поверхностного стока</p> <p>Воздействие на атмосферу: выделение продуктов сгорания попутно добываемого газа, выделение углеводородов от технического оборудования, выделение продуктов сгорания топлива.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях <u>при эксплуатации</u></p>	<p>Возможные ЧС: Поломка оборудования, негерметичность технологических трубопроводов, удар молнии, возгорание оборудования в рабочей зоне.</p> <p>Наиболее вероятная ЧС: Разрушение (разгерметизация) оборудования, выброс (истечение) нефти.</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Антоневич Ольга Алексеевна	к.б.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2БМ11	Матвеев Алексей Юрьевич		

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Технологический процесс закачки в скважины водоизоляционных составов осуществляется с использованием агрегатов и оборудования при воздействии высокими давлениями (от 10 до 30 МПа) различными токсичными веществами и требует строгого соблюдения техники безопасности в соответствии с правилами и нормами КРС и обработки призабойной зоны скважины (ОПЗ) скважин: Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» утверждённые приказом Федеральной службы по экологическому, техническому и автономному надзору. При выполнении работ также руководствуются: планом работ, технологической картой, технологическим регламентом на проведение обработки призабойной зоны водоизоляционными составами. В плане указаны порядок подготовительных работ, схема размещения оборудования, технология проведения процесса, меры безопасности, ответственный руководитель работ.

Работы проводятся на открытых кустовых площадках месторождений ООО «РН-Ванкор», которые расположены в северо-восточной части Западно-Сибирской равнины. В административном отношении месторождения находятся в Красноярском крае РФ.

Климатическая зона IV, характеристики представлена в таблице 14, согласно ГОСТ 12.4.303-2016 (Красноярский край, Туруханский район).

Таблица 14 - Характеристика для IV климатической зоны

Класс защиты	Температура воздуха зимних месяцев С	Скорость ветра в зимние месяцы м/с
3	-41	1.3

Работы по ОПЗ водоизоляционными составами ведутся круглогодично. Климат района: резко континентальный; снежный покров устанавливается в первой половине октября и держится до середины апреля, а в лесных массивах до начала июня.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Обслуживание горизонтальных добывающих скважин производит оператор по добыче нефти и газа (ДНГ). Его рабочее место состоит из скважин, кустовой площадки, блоков автоматики.

К работам по эксплуатации нефтяных месторождений допускаются лица не моложе 18 лет, имеющие соответствующее профессионально-техническое образование, прошедшие медицинское освидетельствование и производственное обучение, а также инструктажи и проверку (аттестацию) знаний правил охраны труда и промышленной безопасности. Не допускаются к работе вахтовым методом беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации. Ст. 298

Вахтовый метод работ регулируется Трудовым Кодексом РФ ст. 297. Вахтовый метод – особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

Согласно ст. 299 [16] вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем.

Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, предоставляются надбавки и коэффициенты к заработной плате, а также социальные пакеты (пенсионный фонд, медицинская страховка, оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря и др.). Ст. 302

Рабочее место для выполнения работ стоя организуют при физической работе средней тяжести и тяжелой, а также при технологически обусловленной

величине рабочей зоны, превышающей ее параметры при работе сидя. Конструкция, взаимное расположение элементов рабочего места (органы управления, средства отображения информации и т.д.) должны соответствовать антропометрическим, физиологическим и психологическим требованиям, а также характеру работы. Рабочее место должно быть организовано в соответствии с требованиями стандартов, технических условий и (или) методических указаний по безопасности труда согласно ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ «Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования».

5.2 Производственная безопасность

Эксплуатация нефтяных месторождений с повышенным газовым фактором несет в себе ряд опасностей для жизни и здоровья рабочего персонала, местного населения и третьих лиц, так и для окружающей среды, а также возможность возникновения чрезвычайных ситуаций. В таблице 15 представлен перечень опасных и вредных производственных факторов, характерных для проектируемой среды, в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ.

Таблица 15 – Опасные и вредные производственные факторы при выполнении работ по поддержанию режима работы скважин и ГЗУ на месторождении с повышенным ГФ

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Отклонение показателей климата на открытом воздухе	<p>ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.</p> <p>ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.</p> <p>РД 08-200-98 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности</p>

Превышение уровня вибрации	ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. Стандартиформ, 1990.
Недостаточная освещенность далее вы об этом не пишете	СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение .
Повышенная загазованность рабочей зоны	ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ГОРНЫЙ И ПРОМЫШЛЕННЫЙ НАДЗОР РОССИИ. Инструкция по безопасному введению работ при разведке и разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений с высоким содержанием сероводорода.
Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током.	ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.	ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
Ударные волны воздушной среды.	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

Микроклимат на рабочем месте. Одна из главных особенностей условий труда операторов по добыче нефти – это работа, в основном, на открытом воздухе (на кустах скважин), а также работа, связанная с перемещениями на территории объекта и между объектами (кустами), частыми подъемами на специальные площадки, находящиеся на высоте.

Согласно ГОСТ 12.1.005-88 низкая температура и большие скорости движения воздуха при длительном воздействии приводят к расстройству кровообращения, способствуют заболеванию ревматизмом, гриппом и болезнями дыхательных путей. При высокой температуре снижаются внимание и скорость реакции работающего, что может послужить причиной несчастного случая и аварии. При работе в летнее время при высокой температуре возможны перегревания организма, солнечные и тепловые удары. На месторождении «Х»

применяют хлопчатобумажную спецодежду, имеющую удобный крой для работы в экстремальных условиях (например, при пожаре). 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, согласно, постановления Минтруда России от 31 декабря 1997г. №70. Таблица 16.

Таблица 16 - Виды СИЗ и сроки носки согласно IV климатического пояса

Наименование теплой одежды и обуви	Климатический пояс
	IV
Куртка на утепляющей прокладке	1,5
Брюки на утепляющей прокладке	1,5
Куртка лавсано-вискозная на утепляющей прокладке	–
Брюки лавсано-вискозные на утепляющей прокладке	–
Валенки	2

Если работа постоянно выполняется в высокогорных районах с высотами от 1000 до 2000 метров, теплая спецодежда и обувь выдается со сроком носки, установленным для III климатического пояса. Для высот от 2000 метров и выше срок носки устанавливается как для IV климатического пояса.

Работникам, занятым зимой на наружных работах в IV климатическом поясе, дополнительно необходимо выдать электрообогревающие комплекты к специальной одежде типа «Пингвин» со стационарным источником питания со сроком носки 2 года.

Если работникам положена куртка на утепляющей прокладке, брюки на утепляющей прокладке, то в районах, не отнесенных к климатическим поясам, им зимой взамен выдаются куртка лавсано-вискозная на утепляющей прокладке, брюки лавсано-вискозные на утепляющей прокладке сроком носки 3 года.

Коллективная защита может быть обеспечена путём рационального размещения технологического оборудования, рационализации режимов труда и

отдыха, применения теплоизоляции оборудования, автоматизации и дистанционного управления технологическими процессами.

При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются согласно СанПиН 1.2.3685-21 (таблица 17).

Таблица 17 – 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

Превышенный уровень вибрации. Воздействие вибрации на организм человека на нефтепромысле происходит при осуществлении работ на спецтехнике, при спуске и подъеме труб и регулировании расхода воды, закачиваемой в пласт. Из – за действия вибрации на организм человека, могут быть нарушены его физиологические функции, что может проявиться в виде головных болей, плохого сна, снижения работоспособности, нарушения сердечной деятельности. В таблице 18 приведены нормы уровней вибрации по ГОСТ 12.1.012-90.

Таблица 18 – Гигиенические нормы уровней вибрации

Вид вибрации	Допустимый уровень колебательных скоростей, дБ										
	Общая	-	108	99	93	92	92	92	-	-	-
Локальная	-	-	-	115	109	109	109	109	109	109	109

К методам защиты от вибрации относятся: усовершенствование техники и оборудования, виброизоляция машин и поиск наилучших материалов, поглощающих вибрационное воздействие. Для индивидуальной защиты работника от воздействия вибрации предусмотрены антивибрационные рукавицы и сапоги с толстой резиновой подошвой [27].

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды. Куст скважин характеризуется наличием пожаро - взрывоопасных веществ и ядовитых газов: природный газ (ГОСТ 12.1.007 малоопасная продукция по степени воздействия

на организм: 4 класс опасности). В процессе производственных операций оператор может подвергаться воздействию этих газов, а также паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов.

К работам на производственных объектах, где возможна загазованность воздуха выше ПДК (содержание нефтяного газа в воздухе рабочей зоны - 300мг/м^3), допускаются лица не моложе 18 лет, не имеющие медицинских противопоказаний для работы в изолирующих противогазах или дыхательных аппаратах и прошедшие соответствующее обучение, инструктаж и проверку знаний по безопасному ведению работ.

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять газозащитные средства (изолирующие респираторы, шланговые и фильтрующие противогазы). До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов. Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора перед входом на кустовую площадку и проведением газоопасных работ.

Предельно допустимые концентрации веществ согласно ГОСТ 12.1.007-76: азота диоксид – 2мг/м^3 , бензол – 10мг/м^3 , углерода оксид – 20мг/м^3 .

Электрический ток. Эксплуатация скважин с УЭЦН характеризуется с наличием высокого напряжения в силовом кабеле. Причем станция управления и скважина оборудования ЭЦН обычно не находятся в непосредственной близости друг от друга и часть кабеля проходит по поверхности, что увеличивает зону поражения электротоком, а, следовательно, и вероятность несчастного случая.

К монтажу (демонтажу) погружного агрегата УЭЦН и его обслуживанию допускается электротехнический персонал, знающий схемы, применяемые станций управления, трансформаторов, подстанций погружных насосов (КТПН), конструкции по их эксплуатации, прошедший производственное обучение и стажировку на рабочем месте, а также проверку знаний с присвоением квалификационной группы по электробезопасности.

Для предотвращения негативного воздействия электрического тока на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты (ГОСТ Р 12.1.019-2009).

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки.

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.
Механические травмы могут возникать при монтаже, демонтаже устройства контроля притока, при спускоподъемных операциях. При неправильной эксплуатации или использования неисправного оборудования, инструментов, механизмов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81, ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Ограждения на объектах месторождения «Х» имеют такие размеры и установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

Профилактические меры: систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств; проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

При проведении работ на скважине необходимо соблюдать технику безопасности. Основная опасность заключается в том, что, зацепившись телом

или одеждой за свободный конец движущегося механизма можно получить травму вплоть до смертельного исхода. Основными мерами предосторожности являются: соблюдение всех требований правил техники безопасности при работе с инструментами; соблюдение формы одежды (все пуговицы на одежде застегнуты, полы одежды не болтаются); периодическая проверка технического состояния используемых инструментов, повышенное внимание на рабочем месте.

5.3 Экологическая безопасность

Основными типами антропогенных воздействий на природу при эксплуатации месторождений с газовым фактором являются:

- загрязнение атмосферы загрязняющими веществами при сгорании попутного газа в факелах;
- нефтяные загрязнения окружающей среды вследствие газонефтеводопроявлений, несоблюдения природоохранных требований.

Загрязнение атмосферы. Одним из основных источников выбросов загрязняющих веществ являются факельное хозяйство, предназначенное для сжигания газа при работе оборудования. Также влияние на загрязнение атмосферы оказывают выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания автомобилей промысла, и различных технологических установок, буровые установки, газопроявление и выбросы попутного нефтяного газа, прорывы выкидных линий и прочие аварии, причинами которых обычно являются некачественное строительство; механические повреждения; коррозия трубопроводов; изменение проектных решений в процессе строительства.

Для предотвращения неконтролируемых выбросов в атмосферу проводят полную герметизацию оборудования для сбора и транспортировки нефти и газа, осуществляют контроль швов сварных соединений трубопроводов, проводят защиту оборудования от коррозии, утилизируют попутный газ. Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества при помощи

фильтров и рассеиванием в высоких трубах. ПДК некоторых вредных веществ в воздухе рабочей зоны представлены в таблице 19.

Таблица 19 – ПДК вредных веществ в рабочей зоне

Наименование загрязняющих веществ	Формула	ПДК в воздухе, мг/м ³	Класс опасности
Метан	СН ₄	7000	4
Углеводороды, алифатические предельные	С ₂ -10Н ₆ -24	900/300	4

Загрязнение гидросферы. Порядка 20% всех углеводородных выбросов на нефтегазовых промыслах приходится на гидросферу. Помимо углеводородов в различные водные источники так же попадают соединения серы, азота, кислорода, которые также негативно влияют на водные ресурсы. Для предотвращения выбросов нефти и нефтепродуктов в водоёмы необходимо проведение целого ряда различных мероприятий. В первую очередь запрещается сброс сточных вод в водные объекты. Необходимо вынесение объектов из экологически уязвимых зон. Система сбора и транспорта продукции скважин на месторождении «Х» надёжно герметизирована. Отсыпка кустовых площадок осуществляется с учетом поверхностной системы стока. Сбор разлившихся нефтепродуктов необходимо проводить в аварийную емкость с последующей перекачкой на УПН. Необходимо осуществлять биологическую очистку хозяйственно-бытовых стоков, при ремонтах скважин сбор нефтяной эмульсии осуществлять в коллектор.

Загрязнение литосферы. В период эксплуатации нефтяного месторождения может осуществляться негативное влияние на литосферу, источником которого могут являться отходы при производстве и при окончании срока эксплуатации оборудования. Во избежание этого все отходы необходимо подвергать селективному сбору, временному хранению на специально отведенных площадках и передаче на утилизацию специализированным организациям. Места временного хранения и накопления отходов на

рассматриваемом месторождении соответствуют требованиям техники безопасности и санитарно-гигиеническим нормам.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В случае нарушения технологического процесса добычи нефти и газа возникает опасность неконтролируемых выбросов продуктов из технологических систем и, как следствие, появляется реальная угроза возникновения чрезвычайной ситуации на объекте. Наиболее опасным источником ЧС является емкостное оборудование и добывающие скважины.

К одним из основных источников ЧС относятся:

- аварии в результате ГНВП на кустовой площадке добывающих скважин;
- аварии в результате разгерметизации (порыв/прокол) нефтесборных трубопроводов, выкидных линий и магистрального нефтепровода.

По опасности возникновения газонефтеводопроявлений у нефтяной скважины различают категории первой, второй и третьей степени, в которых указаны следующие значения газового фактора:

- первая категория опасности – нефтяные скважины, характеризующиеся значением газового фактора свыше $200 \text{ м}^3/\text{м}^3$;
- вторая категория опасности – нефтяные скважины, характеризующиеся значением газового фактора менее $200 \text{ м}^3/\text{м}^3$;
- третья категория опасности – нефтяные скважины, характеризующиеся значением газового фактора менее $100 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Для исключения разгерметизации оборудования, предупреждения аварийных выбросов и разливов опасных веществ, обеспечения максимальных условий безопасности производства и обслуживающего персонала, снижения вредности производства в проекте предусмотрены следующие технические решения:

- технологическое оборудование оснащено необходимыми предохранительными клапанами для защиты оборудования от превышения давления;

- технологические процессы ведутся в закрытых аппаратах, исключающих возможность образования взрывоопасной смеси;
- полная герметизация технологического процесса подачи и перекачки нефтепродуктов;
- емкостная аппаратура с нефтепродуктами оснащена дыхательными и предохранительными клапанами, арматурой с ручным и дистанционным приводом и сигнализаторами предельного верхнего уровня.

При разрушении оборудования, происходит выброс нефти и газа в атмосферу (ГНВП), что влечет за собой:

- выброс нефти
- формирование и распространение зоны взрывоопасной загазованности
- загрязнение атмосферы
- массовое отключение электрической энергии (влечет за собой остановку добывающего фонда нефтяных скважин), для того что бы избежать взрыва, либо возгорания.

При эксплуатации технологического оборудования, трубопроводов и запорной арматуры предусматривается постоянный контроль и ревизия согласно составленным графикам.

Пожароопасный фактор. Опасными факторами пожара, воздействующими на людей и материальные ценности, помимо открытого пламени, повышенной температуры, являются также токсические продукты горения и термического разложения и их вторичные проявления: осколки, движущиеся части разрушившихся аппаратов, электрический ток, взрыв. Пожарная профилактика на производстве достигается правильным проектирование, эксплуатации и обеспечением средствами пожаротушения.

В зависимости от количества и пожароопасных свойств веществ и материалов, находящихся (обращающихся) в зданиях, помещениях и на наружных установках, с учетом особенностей технологических процессов

производственные и складские помещения по взрывопожарной и пожарной опасности делятся на категории А, Б, В1-В4, Г и Д, здания - на категории А, Б, В, Г и Д, а наружные установки - на категории АН, БН, ВН, ГН и ДН.

Вся территория возле скважины и помещений на кустовых площадках месторождения «Х» содержится в чистоте и порядке.

Не допускается:

- замазученность территории, загромождение: дорог, проезд к скважине, средствам пожаротушения, водоёмам;
- применение для подогрева оборудования, трубопроводов и для освещения факелов, спичек, паяльных ламп, керосиновых фонарей, а также других источников открытого огня;
- производить самовольно переоборудование электросетей, устраивать временную электропроводку, устанавливать кустарные предохранители и пользоваться электронагревательными приборами;
- использовать средства пожаротушения не по назначению;
- производство огневых работ на скважине без наряда-допуска.

Курение разрешается только в специально отведённом месте.

Освещение на скважине разрешается только электрическое, применительно к особо сырым помещениям взрывозащищённого исполнения.

Средства первичного пожаротушения предназначены для ликвидации начинающих очагов загорания собственными силами.

Кустовые площадки месторождения «Х» укомплектованы следующими средствами пожаротушения:

1. углекислотными огнетушителями, порошковыми огнетушителями.
2. песком в ящиках ёмкостью 0,5; 1,0; 3,0 м³;
3. войлок (кошма) 2 × 1,5 м;
4. вёдрами, лопатами, ломami, баграми.

Пожарные щиты укомплектованы пожарным инвентарём в следующем количестве: лопаты - 2 шт., ящик с песком – $\geq 1\text{ м}^2$, войлок (кошма) 2 × 1,5 м.

Пожарный инвентарь и ящик с песком окрашивают в красный цвет. Пожарный щит в красный или белый с красной окантовкой по периметру, шириной 10 см. На пожарных щитах имеется перечень пожарного инвентаря с указанием его количества и указан ответственный за противопожарное состояние объекта. Огнетушители (порошковые, воздушно-пенные, газовые и жидкостные) находятся в исправном состоянии и подвешиваются не выше 1,5 м до верхней ручки, на видном месте со свободным доступом к ним и в отдалении от отопительных приборов.

Удар молнии. Удары молний являются одним из возможных факторов, приводящих к чрезвычайным ситуациям на кустовой площадке. Молниезащита применяется с целью защиты сооружений, сохранности и стойкости от возможных возгораний, защиты от гибели и травмирования людей.

По типу молниезащита может быть: одностержневой; двухстержневой одинаковой или разной высоты; многократной стержневой; одиночной тросовой; многократной тросовой. По степени надёжности защиты различают два типа зон: А – степень надёжности защиты $\geq 99,5\%$; Б – степень надёжности защиты 95-99,5%.

Стержневой молниеприемник представляет собой металлический штырь, возвышающийся над объектом защиты. Молниеприемная сетка представляет собой металлическую сетку, в ячейках которой установлены небольшие молниеприемники. Тросовый молниеприемник – это трос, натянутый между двух вертикальных опор. Основным видом пассивной молниезащиты, применяемый на кустовых площадках это – стержневой молниеприемник с сечением 50-100 мм². Такой тип молниеприемника используется на месторождении «Х».

Расчет молниезащиты

На рассматриваемом предприятии месторождения «Х» производственные здания имеют II категорию молниезащиты. В таблице 20 представлены исходные данные кустовой площадки месторождения «Х», применяемые для расчета молниезащиты.

Таблица 20 – Исходные данные для расчета

Исходные данные	Величина
Ширина кустовой площадки (S), м.	30
Длина кустовой площадки (L), м.	80
Высота автоматизированной групповой замерной установки (h_x), м.	2,5

Рассчитаем горизонтальное сечение зоны защиты на высоте защищаемого объекта (АГЗУ) – круг радиуса r_x :

$$r_x = \frac{S}{2} = \frac{30}{2} = 15 \text{ м.} \quad (39)$$

Высота стержневого молниеотвода определяется по формуле:

$$h = \frac{r_x + 1,63h_x}{1,5} = \frac{15 + 4,075}{1,5} = 12,72 \text{ м.} \quad (40)$$

Зона защиты молниеотвода:

$$r_0 = 1,5 * h = 19,08 \text{ м.} \quad (41)$$

Таким образом, на рассматриваемой кустовой площадке месторождения «Х» радиус зоны защиты на земле от стержневого молниеотвода составляет 19,08м. Для расчета высоты вершины конуса (защиты) стержневого молниеотвода применяем формулу (13):

$$h_0 = 0,92h = 11,7 \text{ м.} \quad (42)$$

Таким образом, для защиты от ударов молнии автоматической групповой замерной установки, станций управлений, находящихся на территории кустовой площадки (L = 80м.) необходимо установить 3 одиночных стержневых молниеотвода.

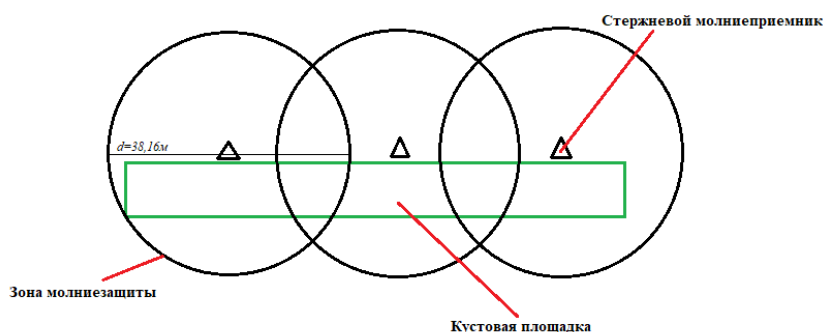


Рисунок 46 – Схема расстановки молниеотводов на кустовой площадке месторождения «Х»

5.5 Выводы по разделу

Значение всех производственных факторов на изучаемом рабочем месте соответствует нормам, которые также были продемонстрированы в данном разделе. Категория помещений на кустовой площадке по электробезопасности согласно ПУЭ соответствует третьему классу – «особые помещения повышенной опасности». Согласно правилам по охране труда при эксплуатации электроустановок персонал должен обладать I группой допуска по электробезопасности. Присвоение группы I по электробезопасности производится путем проведения инструктажа, который должен завершаться проверкой знаний в форме устного опроса и (при необходимости) проверкой приобретенных навыков безопасных способов работы или оказания первой помощи при поражении электрическим током. Категория тяжести труда на кустовой площадке объекта добычи нефти и газа по СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания" относится к категории 3.1 (работы, производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся физическим напряжением. Кустовая площадка относится к классу опасности производственных объектов 3. Рассмотренный объект, оказывающий незначительное негативное воздействие на окружающую среду, относится к объектам III категории.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной магистерской диссертации был проведен анализ влияния параметров пласта и пластового флюида на конусообразование воды. Произведена оценка эффективности и подбор решений по предотвращению прорыва воды в нефтедобывающий фонд. Выявлены преимущества и недостатки каждой технологии, для оптимального подбора в непосредственной ситуации.

Была сформирована блок-схема, которая несет рекомендательный характер для определения причины, последствия и решения текущей проблемы нецелевого подтягивания воды в скважину.

В ходе анализа методов борьбы с конусообразованием был предложен программный расчет, позволяющий на основе данных пласта и пластовой жидкости, взятых из формы рейтинга бурения, рассчитать предельно возможный безводный дебит, время прорыва воды в скважину, а также оптимальное расстояние над водонефтяным контактом. На основе группы скважин была проведена оценка влияния параметров пласта на процесс конусообразования.

В экономической части был выполнен расчет эффективности технологии многоствольного заканчивания TAML 1 по стандартам компании. Технология предотвращает сближение с водонасыщенной частью и дает возможность увеличить безводное время работы скважины в маломощных контактных пластах. Экономический эффект в сравнении с горизонтальными скважинами и стандартным заканчиванием составляет 872,5 млн.руб.

Для достижения максимальной эффективности при борьбе с конусообразованием и иными причинами подтягивания воды, необходимо рассматривать весь спектр имеющихся методов, использовать комплексный опережающий подход к подбору решения, исходя из предпосылок и причин изначальной проблемы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Маскет М. Течение однородной жидкости в пористой среде. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 628 с.
2. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика. – М.: Гостоптехиздат, 1983. – 528 с.
3. Телков А.П., Грачев С.И. Особенности разработки нефтегазовых месторождений. Ч. 2. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2001. – 482 с.
4. Телков А.Л., Стеглянин Ю.И. Образование конусов воды при добыче нефти и газа. – М.: Недра, 1965. – 101 с.
5. Главнов Н. Г., Квеско Б. Б. Анализ развития техногенных трещин на нагнетательных скважинах Крапивинского месторождения // Известия Томского политехнического университета. – 2011. – Т. 319, № 1. – С.162–166
6. Shirman E.I., Wojtanowicz A.K. More Oil with Less Water Using Downhole Water Sink Technology // PE Annual Technical Conference and Exhibition, 27–30 September 1998. – New Orleans, Louisiana, 1998. – P. 215–225.
7. Ханнанов Р.Г., Подавалов В.Б. Технология «обратного конуса» как инструмент для повышения эффективности разработки водонефтяных зон» //Георесурсы: науч.-техн. журн. 2006. № 3(20).С. 24-26.
8. Петров Н.А. Механизмы формирования и технологии ограничения водопритоков. – М.: Химия, 2005. – 171 с.
9. Дубинский Г.С. Технология ограничения водопритока в скважину в условиях различных месторождений // В сб. Методы увеличения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов. Проблемы и решения. – 2003. – Вып. 4. – С. 136–137.
10. Блажевич В.А., Умрихина Е.Н. Новые методы ограничения притока воды в нефтяные скважины. – М.: Недра, 1974. – 166 с.
11. Хузин М.А., Голубков Д.Е. Контроль конусообразования: закачка оторочки пресной воды // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2015. № 12. С. 118–123.
12. Барышникова Н.А. Экономика предприятия: учебное пособие для СПО и прикладного бакалавриата / Н. А. Барышникова, Т. А. Матеуш, М. Г.

Миронов; Российский экономический университет им. Г. В. Плеханова (РЭУ). – Москва: Юрайт, 2015. – 191 с.

13. Иванов И.Н. Экономика промышленного предприятия: учебник / И. Н. Иванов. – М.: Инфра–М, 2014. – 394 с.: ил.. – Высшее образование.

14. Организация, планирование и управление нефтегазодобывающими предприятиями: учебник для вузов / Е. С. Сыромятников [и др.]. - Москва: Недра, 1987.

15. Сайт Федеральной налоговой службы РФ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.nalog.ru> (содержит сведения о собираемых налогах и налогоплательщиках).

16. ГОСТ 12.0.003–2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

17. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

18. ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

19. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

20. ИПБОТ 137-2008: «Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по химической обработке скважин».

21. Панин В.Ф., Сечин А.И., Федосова В.Д. Экология для инженера // под ред. проф. В.Ф. Панина. – М.: Изд. Дом «Ноосфера», 2014. – 284 с.

22. 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»

Приложение А
(справочное)

**WATER CONING PREDICTION IN HORIZONTAL WELLS DURING
FIELD DEVELOPMENT**

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2БМ11	Матвеев Алексей Юрьевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Журавлев Владимир Викторович	к.т.н.		

Консультант

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

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШОН

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Надеина Луиза Васильевна	к.филол.н.		

Introduction

Today, when developing fields in West and East Siberia, various operational problems directly related to geological conditions, reservoir parameters and reservoir fluid, and, in the future, affect the development of the reservoir often arise.

The most common problem is cone formation in horizontal and inclined wells. The task of preventing and solving these problems is to find or select solutions, initially to determine the nature of the increase in watering of products, and then to eliminate the consequences. The reasons for watering (coning, breakthrough in a highly permeable interlayer, behind-the-casing flows, leakage of the production casing, breakthrough of water from the injection stock, viscous tongue formation) directly affect the nature of water inflow and adaptive selection of technologies. Pulling of the cone has low controllability in the later stages of the field development, and this is effectively prevented when adjusting and controlling operating modes, using screens and multilateral completion technologies.

With a systematic assessment of the cause of water pulling and the selection of solution methods in this work, a block diagram was formed, which is of a recommendation nature. In addition, to assess the effect of reservoir and reservoir fluid parameters on the coning process, a solution was proposed for calculating the critical waterless flow rate, the time for pulling up the water cone and the optimal location of the horizontal section of the well from the oil-water contact. This decision is related to the extraction of data from the drilling rating, and it is relevant for all oil and gas companies.

In order to achieve the maximum effect on the prevention of the causes and consequences of coning, which will allow achieving the design indicators of development and maximizing the economic efficiency of the oil and gas producing company, it is necessary to assess the reasons for pulling water, determine the most suitable and effective technologies for specific cases and select a solution methodology to fully cover all possible results.

Technologies and methods for preventing water coning

1) Optimal location of the horizontal section (perforations). One of the most common reasons for the appearance of coning in a horizontal (vertical) well is the close location of the filter section (perforations) to the OWC (oil-water contact). Often, the solution to this problem by drilling a well (perforation) at the maximum distance from the water-saturated part of the waterfloor formation, to prevent water coning, is impossible or impractical due to the low thickness of oil-saturated thicknesses, the predominance (presence) of an additional risk from above - an influential gas cap (GC) in the oil pumping zone (Figure 1), or weak reservoir properties of the upper oil-saturated part of the formation, the involvement in the development of which is unprofitable (calculated / determined empirically).

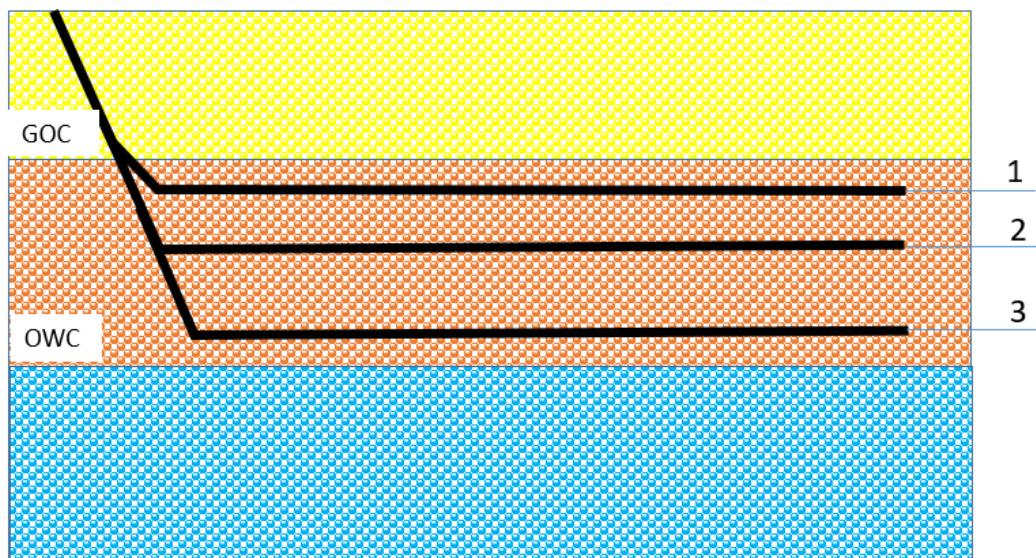


Fig. 1 Arrangement of shafts in the gas-oil-water zone in the section

With an already known or assumed geological setting, or when identifying risks already in the process of drilling a horizontal section, on the basis of launched and worked out wells, an analysis of the impact of risks on operation and production is carried out. Based on the data obtained, the optimal distance of the horizon (or perforations) from the OWC (oil-water contact) and OGC (oil-gas contact) in the OGC (oil-gas contact) zone is calculated, which allows minimizing the risks of pulling up the water and gas cone, thereby prolonging the well operation. The standard methodology for assessing the impact of risks of pulling non-target fluid through

already worked wells is based on the difference in the impact of one of the risks. For example, the more the risk of a cone of water exceeds the risk of gas, the further the horizontal wells are located from the OWC (oil-water contact). In highly permeable formations (K_{pr} over 100mD), the wiring is usually laid in a ratio of 2:3 the distance from the OGC (oil-gas contact) to the OWC (oil-water contact), since water is a more dangerous factor. When drilling in the WOZ (water and oil zone), it is logical that the location of the horizontal section or perforations vertically should be maximally in the top of the oil-saturated part to minimize the only risk - the water cone. In the case of drilling in highly viscous formations ($\mu > 200$ cP), there is often a greater risk of pulling up the water cone, therefore, the ratio of the distance of the horizontal section (perforation holes) from the OGC (oil-gas contact) to its distance from the OWC (oil-water contact) is calculated as 2:4 / 2/5, depending on the thickness GC (gas cap).

The advantages of this method are low energy consumption and lack of financial support. There are no drawbacks to this method, but there are limitations described in the paragraph above.

2) Simultaneous development of oil-saturated and water-saturated parts of the formation.

This method is formed in deviated wells with additional perforation of the water-saturated part of the water reservoir to create the effect of a reverse cone during operation. The water cone, when creating a depression on the water-saturated part of the formation, causes a change in the potential field, an upwardly directed viscous force is formed, which prevents the rise of water. When the balance of forces is established, the cone of water becomes stable and, thereby, balances the system (Figure 2).

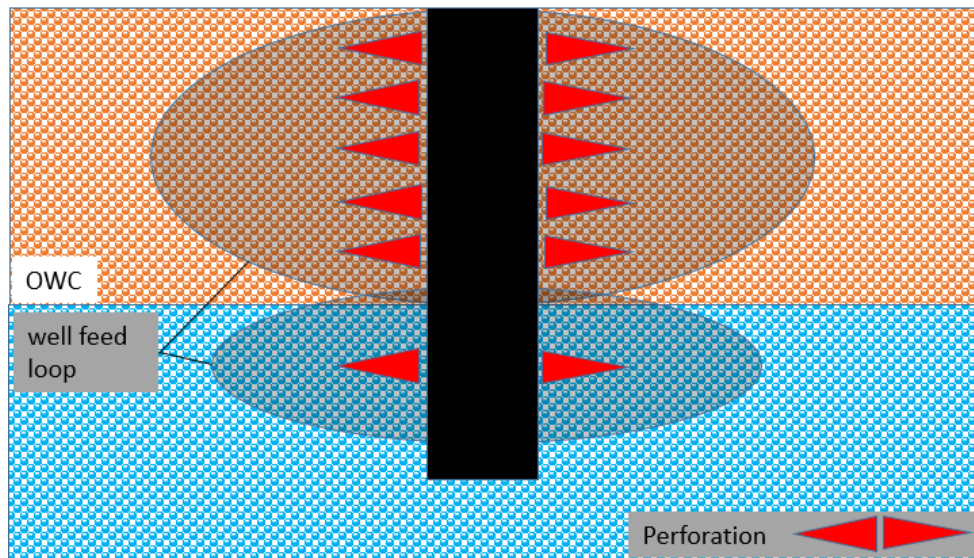


Fig. 2 Image of the simultaneous operation of the oil and water parts of the reservoir in the section

Telkov A.P. and Grachev S.I. studies show that the most effective displacement given the indicator of the maximum cumulative oil production was when the ratio of penetration of 100% of the oil-saturated part and 8% of the water-saturated part, while the partial penetration of the oil-saturated strata (OSS) does not cause an effect, and when you increase the percentage of the picture, with an increase in the rate of water cut (WC). On the basis of this technology, simultaneous separate operation (SSO) of two intervals of the well is also used, which increases the likelihood of a waterless mode of operation (Figure 3). With this method, the analysis shows that a greater effect is achieved when opening 20% OST (oil-saturated thickness) and 8% WST (water-saturated thickness).

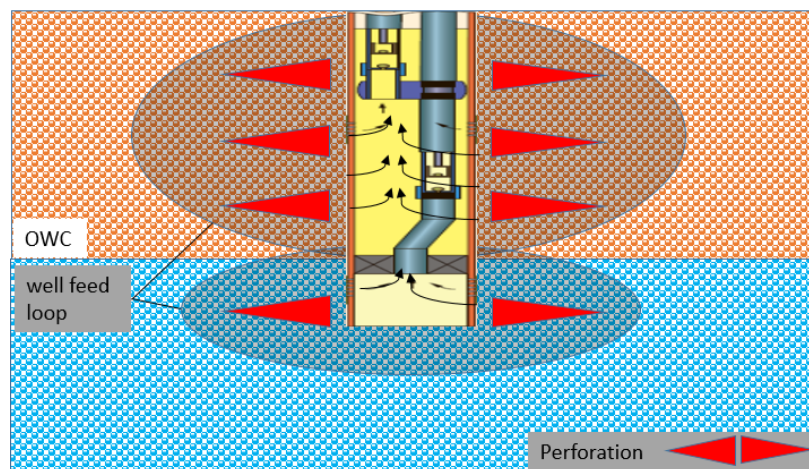


Fig. 3 Image of simultaneous-separate operation to reduce the influence of the water cone

As applied to horizontal wells, which is a priority, since most of the fields in Russia are now being drilled with horizontal wells and sidetracks, it is proposed to drill double-bore multilateral wells (MLW). One of the boreholes is drilled into the oil-saturated part of the formation, the other is directly under the OWC. Or one of the boreholes is deviated and perforated in the area of the water-saturated part of the formation (Figure 4).

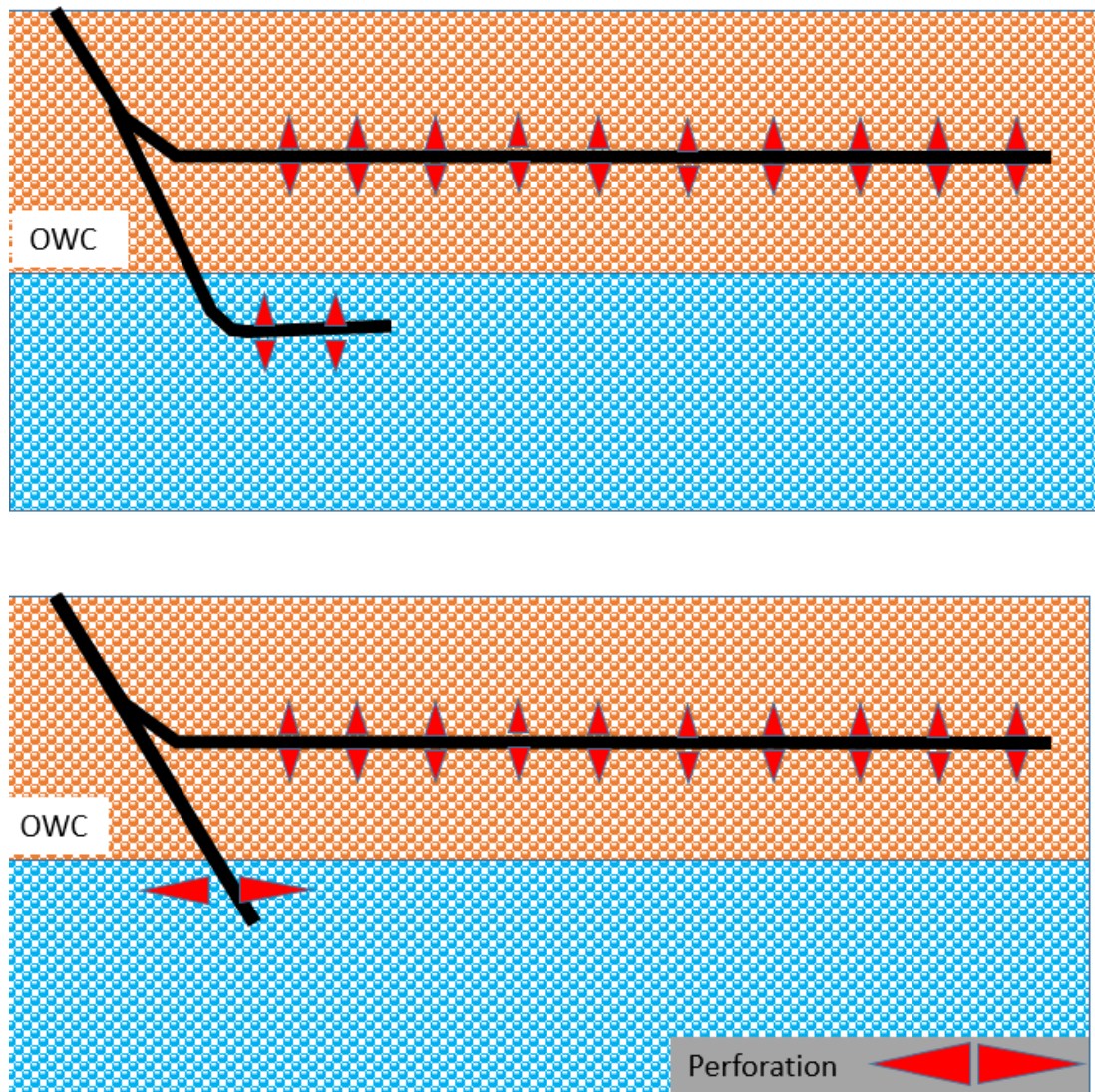


Fig. 4 Image of wells with perforation to reduce the influence of the water cone

Pulling of the cone occurs in the section of the horizon closest to the OWC, or, often, especially manifests itself in the heel of the trunk, all other things being equal. It is proposed to operate with double flexible lifting tubing (DFLT) and two electric

centrifugal pumps (ESP) located one below the other, which is similar to the OSS. The upper section is pumped out through 89 mm pipes, and the lower (water-saturated) section is pumped out through the 38 mm diameter column running down to the manifold. It has been experimentally determined that the horizontal wellbore aimed at oil production must penetrate 10% of the OST capacity, and the second wellbore 8% of the WST (water-saturated thickness) capacity, in order to create an equilibrium system and reduce the effect of the water cone.

The advantages of this technology are the possibility of the cumulative oil production increase, prolonging the waterless operation of the well.

The disadvantages of the technology are that there is a high probability of inconsistency in the percentage of opening of the thicknesses. Additionally, any inaccuracies in perforation give a negative result. When using SSO, there are high additional capital cost, which will lead to the probable non-recoverability of the well, therefore this technology is purely individual and it requires a thorough analysis of the possible cumulative production in order to recommend implementation. An additional disadvantage is the complexity of the design and implementation in case of separate operation in one well.

3) Application of the modernized TAML 1 multilateral completion technology while drilling multilateral wells (MLW) to reduce the risks of water pulling.

The modernized TAML 1 technology, with liners casing both boreholes, in relation to reducing the risks of pulling up the water cone, makes it possible to prevent a 1-2m dip when drilling in contact deposits when drilling multilateral wells, since when using this technology there is no need to prepare a springboard. Sidetracking is carried out on the same vertical line with the sidetrack, from a hollow whipstock located in the head of the sidetrack liner (Figure 5). Additionally, the technology allows prevent collapse (shattering) of the open part of the sidetrack, since when using TAML 1, there is no need to maintain the distance from the head of the sidetrack liner to the cutoff point, in order to exclude the influence of iron on telemetry devices during drilling of the main borehole.

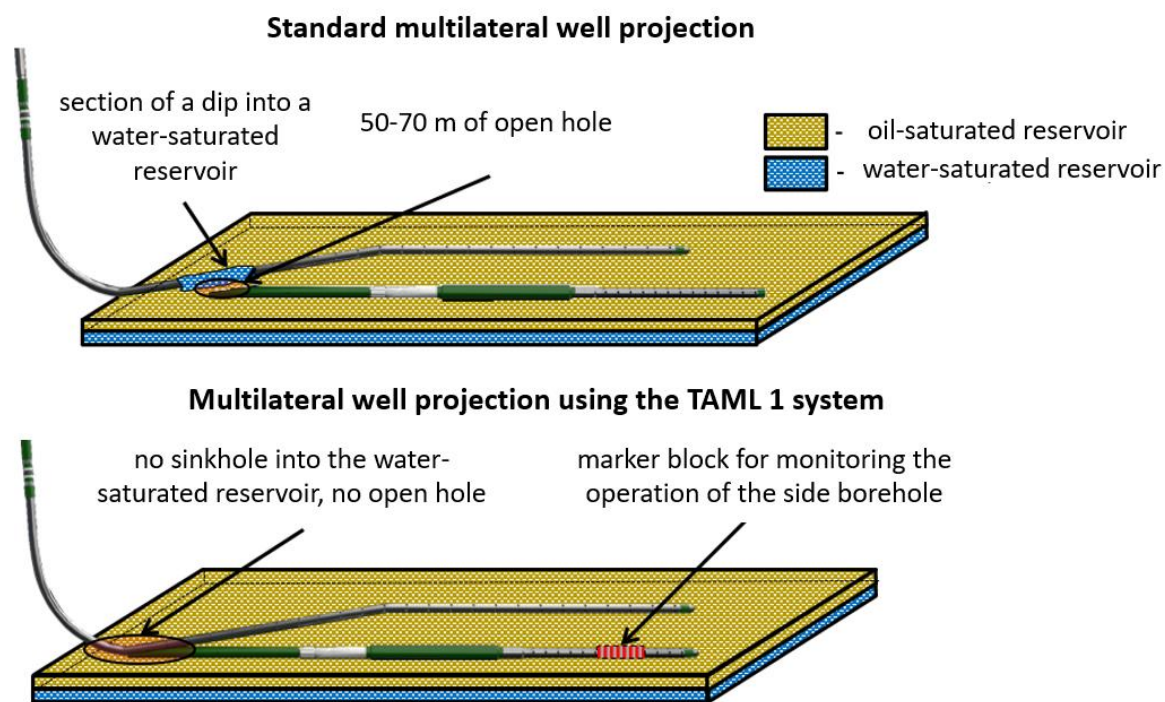


Fig. 5 Comparison of projections of a standard completion design and using TAML 1 when drilling a multilateral well

The advantages of this technology are quite low cost and great effect when drilling multilateral wells (MLW).

The disadvantages are the lack of applicability when drilling a horizontal well, focusing only on multilateral wells.

5) Injection of fresh water rim.

This technology is similar to the technology of limiting water inflows MRP (maintaining reservoir pressure), but it is more economical due to the low cost of fresh water relative to agents specially used in each specific case (alkalis, surfactants, polymers, various gels). Under the considered impact on the reservoir of fresh water, mechanisms differ in high and low-permeability reservoirs and all due to a decrease in permeability. In highly permeable formations, a decrease in permeability occurs due to repackaging of grains of finely dispersed particles. In low-permeability reservoirs, the decrease in permeability is associated with high clay formation due to clay swelling. In one of the experiments abroad, in terrigenous reservoirs, when fresh water is injected, van der Waals forces decrease, and fine particles detached from the pore walls and blocked filtration channels, due to which the permeability in the drainage zone

decreased to a minimum, and production became unprofitable ... This method was modeled by M.A. Khuzin in the Eclipse 100 program, based on polymer flooding, taking two processes as the foundation: the first is the raising of the cone, the second is the circulation of fluid around the wellbore, which depends on the technogenic nature of the fracture system and the quality of plugging.

The following conditions were set: above the VNK 1-2m, 200m³ of fresh water with a density of 1,007 kg / m³ was injected for one week through technological perforations specially selected by calculation. In order to secure the rim, 5 m³ of polymer was injected. Further, to prevent behind the column circulation, the holes were cemented through which fresh water was pumped. After that, the well is started up, and the production proceeds from the perforation holes located in the top part of the oil-saturated formation (Figure 6).

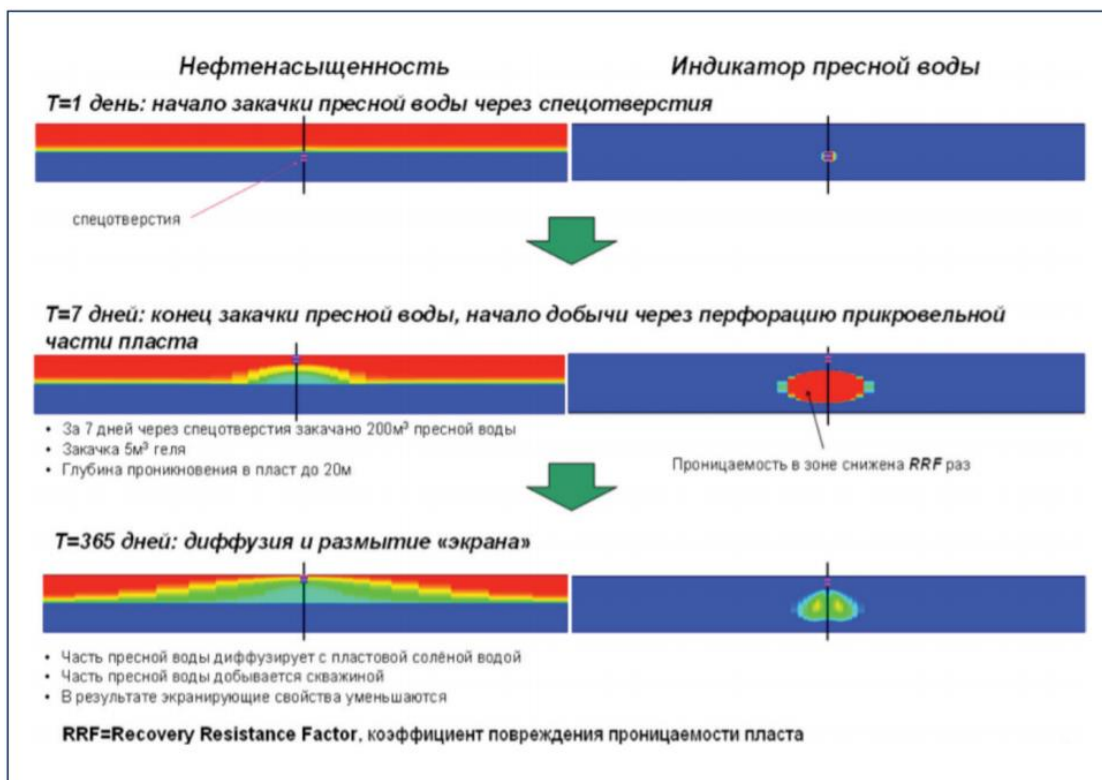


Fig. 6 Simulation of the fresh water injection process

The following result was obtained:

- When calculating the height of perforation holes for fresh water injection, it is necessary to control the depth, since when injecting below a certain value, the shielding

properties of the injected agent decrease, and when injecting above the target value, the oil layer will be blocked (Figure 7).

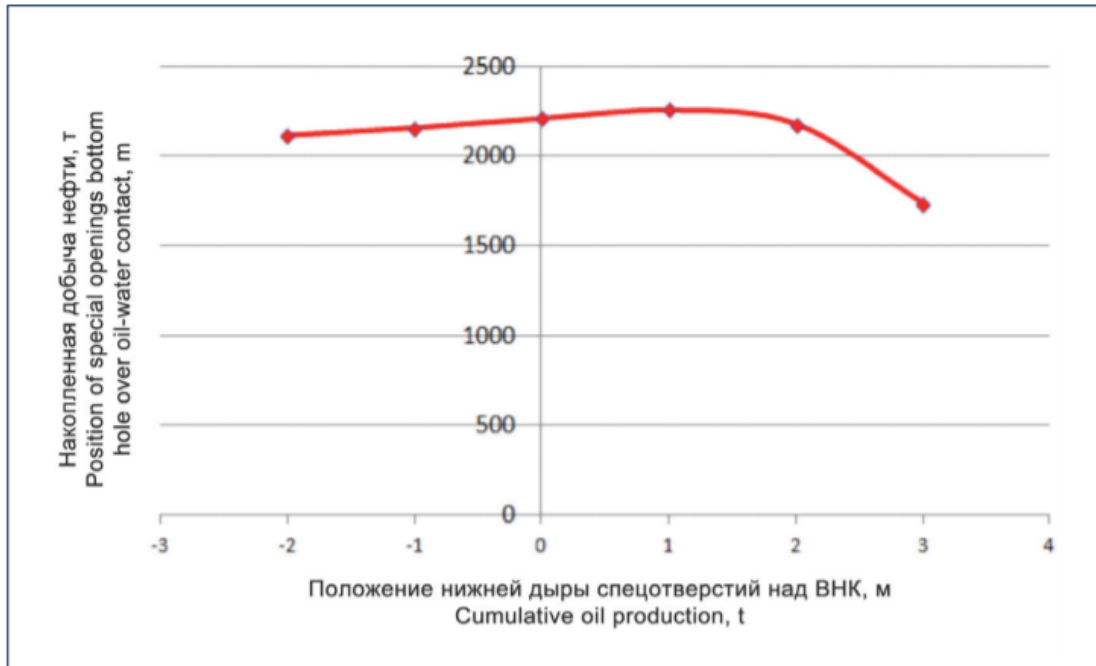


Fig. 7 Graph of the optimal location of perforation holes for fresh water injection

- Two-year fresh water injection allows to increase the cumulative oil production by 14-30%, due to a decrease in water permeability, at the contact of reservoir and fresh water (Figure 8).

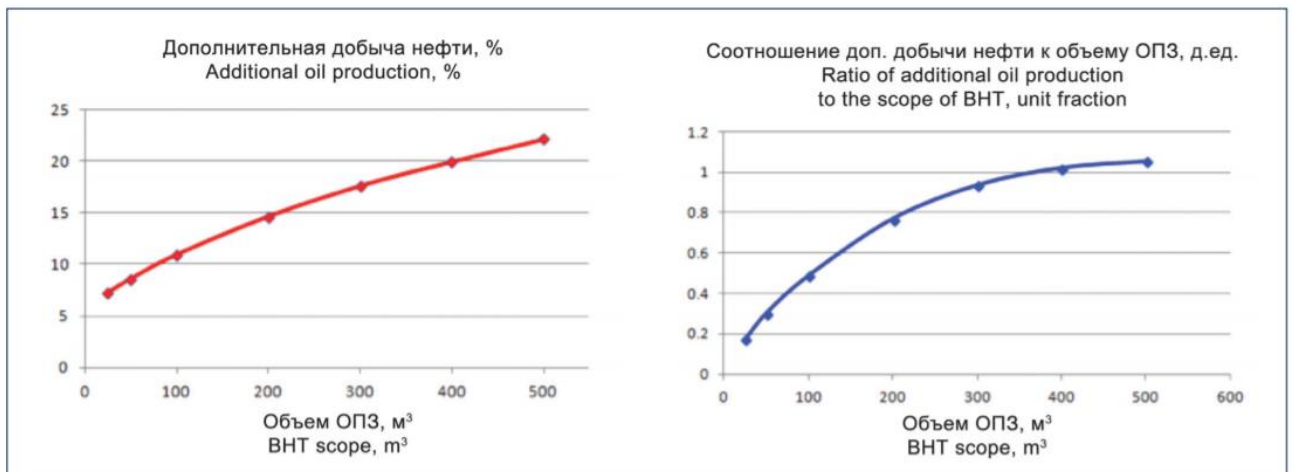


Fig. 8 Graphs of additional oil production due to the implementation of fresh water injection

- The injection volume depends on the drainage area, and also requires careful calculation, since large volumes may not lead to the desired result, and small volumes

may negatively affect the shielding and there will be no obstacle to pulling the water cone.

The simulation result graphs are shown in Figure 9.

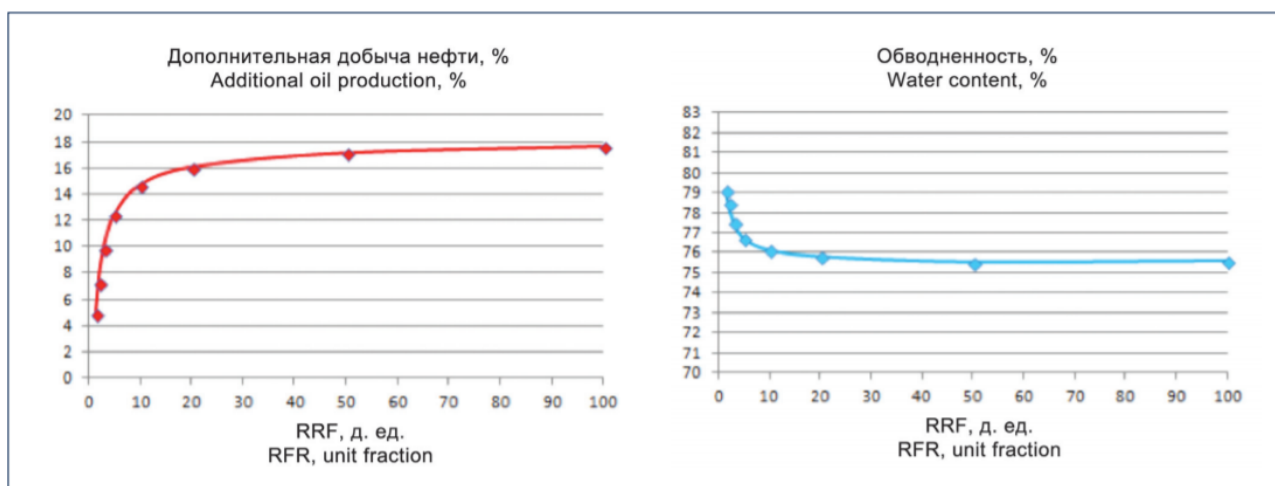


Fig. 9 Results of modeling fresh water injection

Modeling shows that the effect is quite good, but it is necessary to understand that consideration of any methods occurs in each specific case, and modeling does not give 100% guarantees on the effectiveness of the application of the result. Therefore, this method is recommended, first of all, as pilot testing.

The advantages of this technology are the cost-effectiveness of the method and technological simplicity, and disadvantages are in the possible inaccuracy of calculations, due to the complex geological environment.

In real cases, it is rather difficult to determine the real nature of the water breakthrough. There is a need to consider technologies for preventing and combating advanced water breakthrough in highly permeable interlayers.

Technologies and methods for preventing water breakthrough

The breakthrough of water through highly permeable sections greatly complicates further operation, since the regulation of such a process is very problematic and involves large labor cost in some cases the elimination of this situation is not possible. During the breakthrough, a system of fractures can form, which diverges in an unpredictable direction, and impedes the further path of oil, locking it in. The earlier the breakthrough section is determined, the less dangerous the situation is for further exploitation, all other things being equal (equidistant location of the

horizontal wellbore from the OGC, and so on). There is a wide range of technologies now available, but basically they fall into two groups:

A) Sediment and gelling compounds (action by limiting water inflows by the mechanism of blocking highly permeable channels).

B) Hydrophobizing compositions (action by increasing the relative phase permeability (RPP) for oil).

1) Restriction of water inflows.

Restriction of water inflows is based on blocking the space of highly permeable channels connecting the water-saturated and oil-saturated parts of the reservoir. There is a blockage of cracks and channels through which water can move. Since reservoir properties can vary greatly even within the same object, it is necessary to consider each specific case, a specific well or a group of wells in terms of choosing an injection agent, injection level, and the like.

Today, there are a huge number of different compositions and methods for limiting water influx. The most commonly used are selective methods of exposure to oil, rock and water. For example, there is oil dissolution, hydrophobization of a porous medium, and so on. Technological methods are also used, for example, the simultaneous injection of oil and water-insulating material. There is also another one. One of the most common injection agents is a gel and water-soluble polymers, which can both level the oil displacement front and prevent water from pulling along the interlayer.

The essence of the method lies in the interaction of polymer molecules with an agent for physicochemical reactions, which selects the gel precipitate and transforms the system into a more stable form, preventing water from breaking through the oil rims.

The use of such methods on carbonate and terrigenous reservoirs has a cardinal difference in terms of the selected compositions, since its stability, and therefore efficiency depends on this.

To limit water withdrawals and increase oil recovery, taking into account the specifics of heterogeneous carbonate and terrigenous reservoirs, a technology has been

developed for conducting well treatments using polymers, Givpan, and other similar reagents, which allow the technology to be used year-round. The reagents are produced in liquid form and represent a low-viscosity water-soluble polymer of the acrylic series. Such agents are called gelling agents, since they have a high degree of dispersion with an aqueous or non-aqueous dispersion medium, form gel screens in the formation and isolate highly permeable interlayers. Their action can be directed, both at preventing the pulling up of the water cone, and at blocking highly permeable channels. The most commonly used polymers of acrylic acids, polyacrylonitriles, cellulose derivatives, saturated polymers, viscous oils and other petroleum products, resins and inorganic materials. Industrial names of the compounds are as follows: "GIPAN", "METAS", "MAK-DEA", polyisobutylene, naphthalene, paraffin, liquid glass, bitumen X-1.

Most of these formulations are based on polyacrylamide (PAA) which together with a crosslinking agent form a substantially water-impermeable floor. The stability of such a system depends on the coarsening of particles and the formation of a film, somewhat similar to a filter cake, which stops the movement of water and systematically displaces oil (Figure 10).

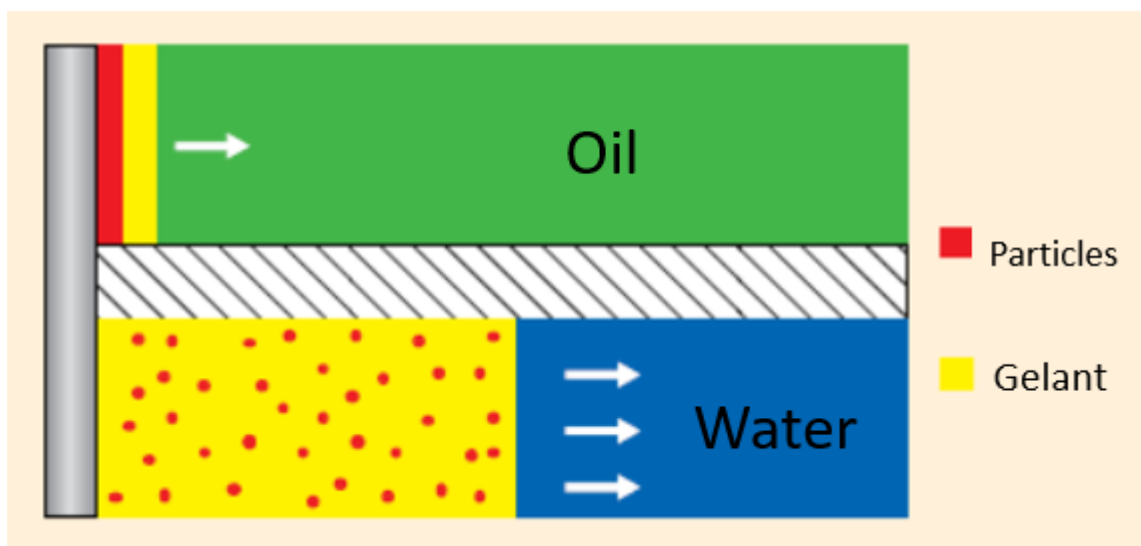


Fig. 10 – Principle of operation of polymer systems

There are compounds called hardeners, that is, when they enter the formation, they form a water-insulating concentrate that does not dissolve in water and dissolves in oil. Materials are often used: polyurethane, synthetic resins, organosilicon compounds,

anhydrous oil-based cement slurries. Their industrial names: "Glue KIP-D", "TSD-9", "AKOR-BN", ethylacrylchlorosiloxane, methylchlorosilane.

The essence of the physicochemical reactions of precipitation and gelation when using a polymer is the formation of a bulk gel-like precipitate that is resistant to erosion at temperatures up to 120 ° C. Solutions of calcium chloride or calcium nitrate with a density of 1,050 – 1,400 g / cm³, widely used for killing wells, as well as aluminum chloride can be used as sources of calcium ions in the technology.

The advantage of sediment-gelling systems, including the reagent water all-season polymer, is its use to stimulate the formation and bottomhole formation zones in injection wells in order to increase oil recovery, align oil displacement profiles, and reduce the volume of uselessly produced water.

In addition, water breakthrough through the most permeable layers is one of the main reasons for the withdrawal of large volumes of produced water, which does not perform useful work to displace oil.

Seasonality of some reagents is a limitation, since temperature strongly affects the process with the course of the reaction, as well as on the result of the reaction, since it may simply not pass, or the composition may react in the wellbore.

The disadvantage is the high economic cost of the methods and the likelihood of failure to implement the technology due to the failure of the gels.

2) Water repelling compositions (modifiers of relative permeability).

Hydrophobic compositions are designed to increase the phase permeability of oil and are used to prevent water inflow in rocks. In the case of treatment with hydrophobic compositions, the phase permabilities of the formation change - there is an increase in the hydraulic resistance to water in the pores of the formation, through which the liquid is filtered, while maintaining the phase permeability of the formation for oil.

The compositions are based on PAA cations, in a liquid state of aggregation, water-soluble and on a surfactant complex. ForeWPc hydrophilic multicomponent polymer system (Figure 11). Cationic PAA is adsorbed on the surface of negatively charged rock in aquifers. It forms a physical gel that retains water. The surfactant

hydrophobizes the rock surface, reducing water wettability and increasing oil wettability (Figure 12).

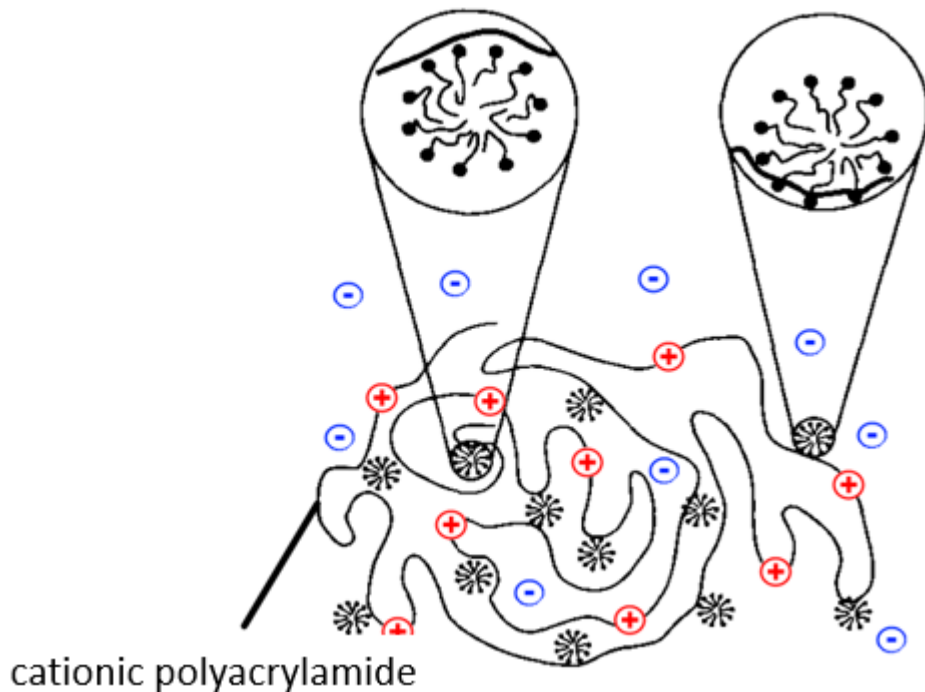


Fig. 11 Relative permeability modifier system

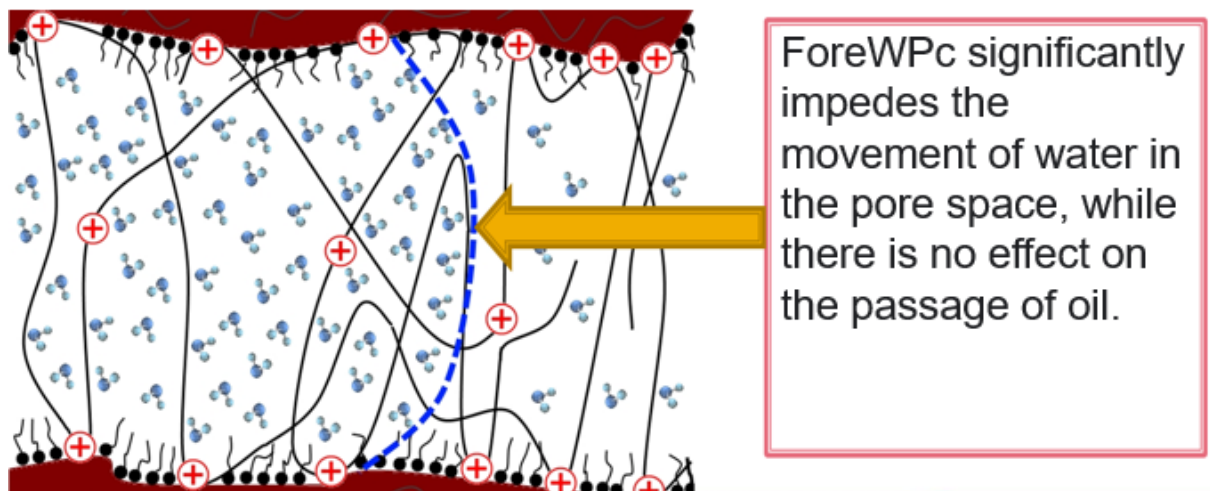


Fig. 12 Image of the ForeWpC system operation process

The working concentration of such a composition is 20-30l / m³. The injection is carried out for 12-24 hours, like acid baths, to form strong bonds.

The advantages of this technology are in high adhesion properties, stability of the composition, resistance to aggressive media, suppresses the migration of clays.

The disadvantages of this technology are the high cost of gels, as well as the likelihood of ineffective use due to the different nature of the inaccuracy of the quality of the prepared composition.

3) Repair and isolation works to cut off the flooded sections of the horizontal well.

One of the most common jobs today is running a two-packer assembly to cut off a flooded section of a horizontal wellbore, or blocking a sidetrack, if it is certain that this particular sidetrack contributes to the water cut in the entire well.

Cutting off is possible if:

A) There are no defects along the liner string for reasonable placement of packers.

B) There are no intervals of a sharp rise (the intensity of the rise of the zenith angle for the rise should not exceed 2 degrees per 30 m) of the horizontal well, for normal workover work (without puffs, landings, stuck-ons).

An example of running a two-packer assembly is shown in Figure 13. The assembly is located in the horizon, packers 1 and 2 close the flow of the washed area, preventing water from passing through the filter section, since the filters become blocked by blind pipes. And the flow from other filter sections of the liner enters the hollow part of the liner string and then passes inside the two-packer assembly.

The advantage of this method is the ability to eliminate the already existing flushing in the well of sufficiently large intervals, while maintaining production from the oil areas.

The disadvantage is the high labor costs of the workover team.

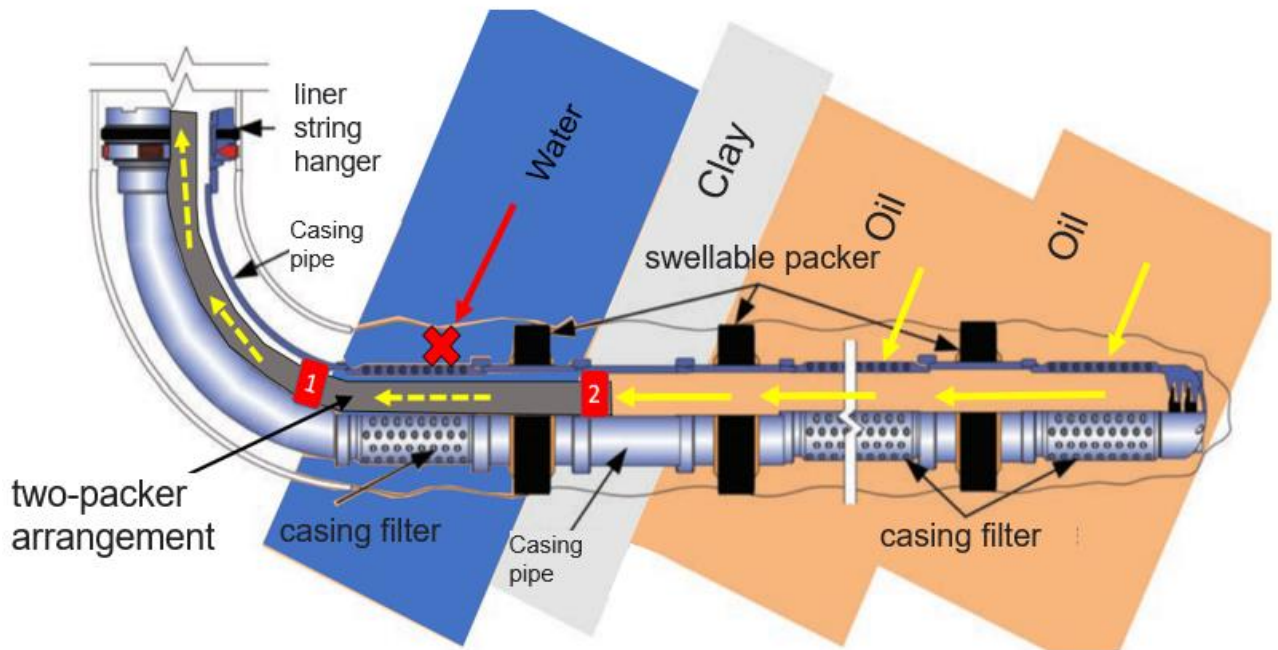


Fig. 13 Image of a two-packer assembly in a horizontal wellbore

Conclusion

In the presented master's thesis, an analysis of the influence of reservoir parameters and reservoir fluid on water coning was carried out. Evaluation of the efficiency and selection of solutions to prevent water breakthrough into the oil production fund was carried out. The advantages and disadvantages of each technology are revealed for optimal selection in the immediate situation.

In the course of analyzing the methods of combating coning formation, a software calculation was proposed that allows, based on the formation and formation fluid data taken from the drilling rating form, to calculate the maximum possible waterless flow rate, the time of water breakthrough into the well, as well as the optimal distance above the oil-water contact. On the basis of a group of wells, an assessment was made of the influence of reservoir parameters on the coning process.

To achieve maximum efficiency in the fight against coning and other causes of water pulling, it is necessary to consider the entire range of available methods, use an integrated proactive approach to selecting a solution, based on the prerequisites and causes of the original problem.

REFERENCES

1. K.E.Brown. The Technology of Artificial Lift Methods. Tulsa: Penn Well Publishing Company, 1984.
2. M.Muskat. The Flow of Homogeneous Fluids Through Porous Media. M.: RXD, 2004
3. Tarek Ahmed. Reservoir Engineering Handbook. Houston: Gulf Publishing Company, 2000.

Приложение Б

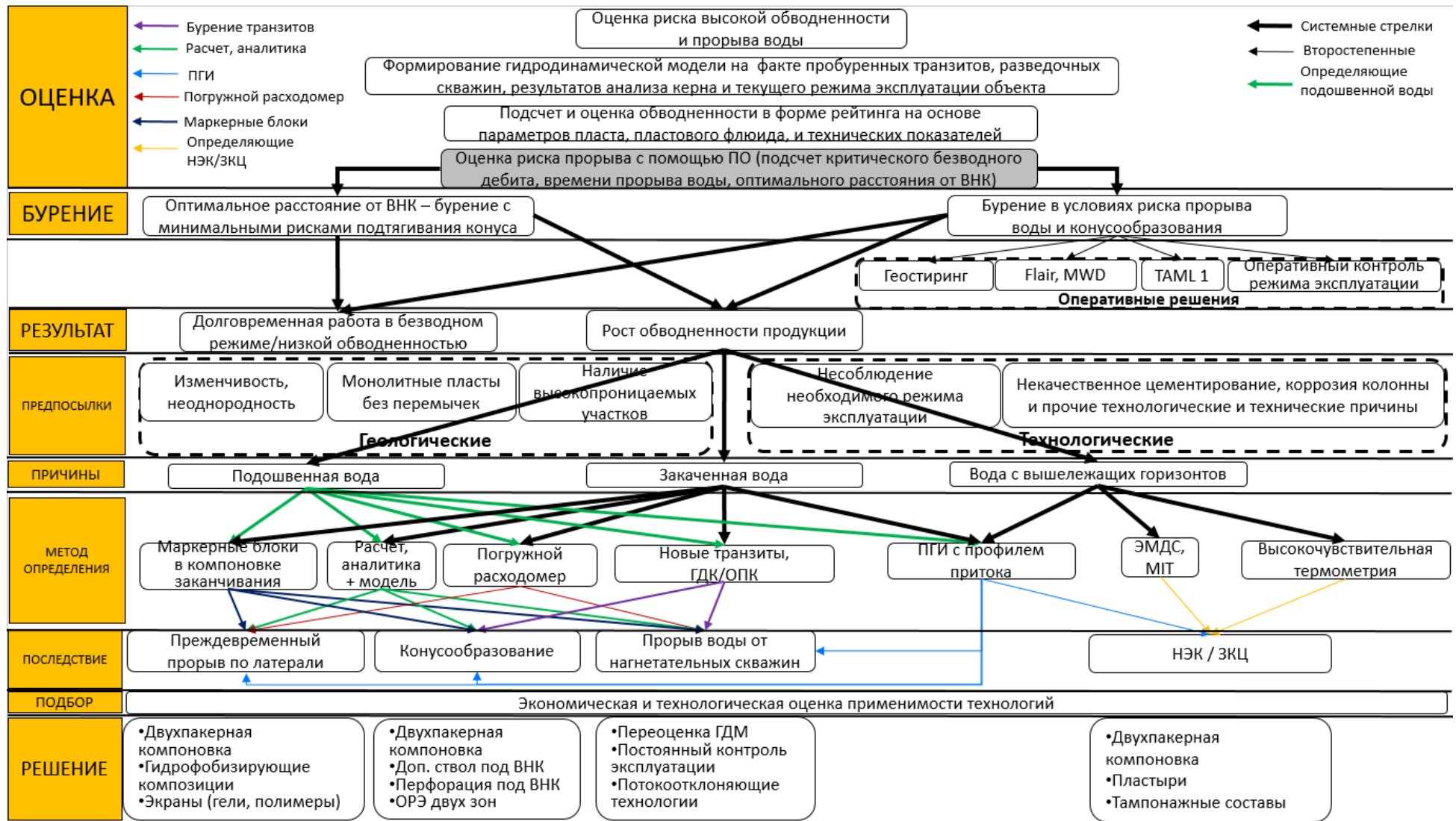


Рисунок 1 – Блок-схема подбора технологий при росте обводненности