

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
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

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

УДК 622.276:622.243.24

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Классен Вячеслав Вячеславович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ВРИО ректора ТПУ	Яковлев Андрей Александрович	д.ф.-м.н.		

Консультант

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
Доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сечин Александр Иванович	д.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		

Результаты освоения образовательной программы

Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК(У)-1. Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий	И.УК(У)-1.1. Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними
		И. УК(У)-1.2. Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению
		И.УК(У)-1.3. Разрабатывает стратегию решения проблемной ситуации на основе системного и других современных междисциплинарных подходов; обосновывает выбор темы исследований на основе анализа явлений и процессов в конкретной области научного знания
		И.УК(У)-1.4. Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	И.УК(У)-2.1. Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления
		И.УК(У)-2.2. Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения
		И.УК(У)-2.3. Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способность организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели	И. УК(У)-3.1. Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует
		И.УК(У)-3.2. Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды
		И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды
Коммуникация	УК(У)-4. Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	И.УК(У)-4.1. Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег
		И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)
		И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные
		И.УК(У)-4.4. Планирует и организывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме; аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию,

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и иностранном языках
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	И.УК(У)-5.1. Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровье сбережение)	УК(У)-6. Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	И.УК(У)-6.1. Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов
		И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами
		И.УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда

Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области	И.ОПК(У)-1.1. Демонстрирует навыки физического и программного моделирования отдельных фрагментов процесса выбора оптимального варианта для конкретных условий И.ОПК(У)-1.2. Использует фундаментальные знания профессиональной деятельности для решения конкретных задач нефтегазового производства И.ОПК(У)-1.3. Анализирует причины снижения качества технологических процессов и предлагает эффективные способы повышения качества производства работ при выполнении различных технологических операций
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства	И.ОПК(У)-2.1. Использует знание алгоритма организации выполнения работ в процессе проектирования объектов нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-2.2. Формулирует цели выполнения работ и предлагает пути их достижения И.ОПК(У)-2.3. Выбирает соответствующие программные продукты или их части для решения конкретных профессиональных задач
	ОПК(У)-3. Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии	И.ОПК(У)-3.1. Анализирует информацию и составляет обзоры, отчеты И.ОПК(У)-3.2. Владеет навыками аналитического обзора при подготовке рефератов, публикаций и не менее 50 источников при подготовке магистерской диссертации
Работа с информацией	ОПК(У)-4. Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности	И.ОПК(У)-4.1. Определяет основные направления развития инновационных технологий в нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской,

		практической технической деятельности, используя имеющееся оборудование, приборы и материалы
Исследование	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	И.ОПК(У)-5.1. Определяет на профессиональном уровне особенности работы различных типов оборудования и выявление недостатков в его работе И.ОПК(У)-5.3. Интерпретирует результаты лабораторных и технологических исследований применительно к конкретным условиям
Интеграция науки и образования	ОПК(У)-6. Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания основ педагогики и психологии И.ОПК(У)-6.2. Демонстрирует умение общаться с аудиторией, заинтересовать слушателей

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Тип задач профессиональной деятельности: педагогический				
1 «Образование и наука» (в сфере научных исследований)	1. Разработка методических материалов, для обеспечения подготовки и аттестации специалистов	01.004 Профессиональный стандарт «Педагог профессионального обучения, профессионального образования и дополнительного профессионального образования», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 8 сентября 2015 г. № 608н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2015 г., регистрационный № 38993) ОТФ G Научно-методическое и учебно-методическое обеспечение реализации программ профессионального обучения	ПК(У) -1. Способен разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области добычи углеводородного сырья	И.ПК(У) -1. Участвует в разработке методических документов по вопросам проведения геолого-промысловых работ, проектирования, отчетности, подготовки и аттестации в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах в процессах добычи углеводородного сырья
Тип задач профессиональной деятельности: технологический				

19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	<p>1. Организация и руководство работ по добыче углеводородного сырья.</p> <p>2. Обеспечение оперативного и инженерного руководства технологическим процессом добычи нефти, газа и газового конденсата.</p> <p>3. Контроль и сопровождение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования по добыче углеводородного сырья.</p> <p>4. Организация и контроль за проведением геолого-промысловых работ</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ D «Организация работ по добыче углеводородного сырья»</p> <p>ОТФ E «Руководство работами по добыче углеводородного сырья»</p>	<p>ПК(У) -2. Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами добычи углеводородного сырья</p>	<p>И.ПК(У) -2.1. Руководит организационно-техническим сопровождением работ по восстановлению работоспособности нефтегазового промышленного оборудования при эксплуатации объектов добычи нефти и газа</p>
		<p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н);</p> <p>ОТФ B «Организация геолого-промысловых работ»</p>	<p>ПК(У) -3. Способен оценивать эффективность инновационных технологических решений в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья</p>	<p>И.ПК(У) -3.1. Оценивает повышение эффективности добычи углеводородного сырья и проведения геолого-промысловых работ в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений</p>
		<p>ПК(У)-4. Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли</p>	<p>И.ПК(У) -4.1. Обеспечивает эффективную эксплуатацию технологического оборудования, конструкций, объектов, агрегатов, механизмов в процессе добычи углеводородного сырья в соответствии с требованиями нормативной документации</p>	

			ПК(У)-5. Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности	И.ПК(У) - 5.1. Руководит персоналом подразделений по добыче углеводородного сырья и геолого-промысловых работ в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
Тип задач профессиональной деятельности: научно-исследовательский				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Составление текущих и перспективных планов по проведению геолого-промысловых работ 2. Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ (НИР) 3. Разработка плановой, проектной и методической документации для геолого-промысловых работ	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);	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	И.ПК(У) -6.1. Разрабатывает текущее и перспективные планы по эффективному проведению геолого-промысловых работ и добыче углеводородного сырья на основе методик и требований проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов
		ОТФ Е «Руководство работами по добыче углеводородного сырья» 19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н); ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ» ОТФ С «Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ»		

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ94	Классену Вячеславу Вячеславовичу

Тема работы:

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

Утверждена приказом директора (дата, номер)	106-9/об от 16.04.2021
---	------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	07.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Технологическая схема разработки месторождения Х (Красноярский край), тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Геологические процессы влияния подошвенной воды на рост обводненности скважинной продукции Образование промытых зон при сформированной системе закачки Проявление прорыва воды с вышележащих водоносных горизонтов Анализ геологические условия образования водоносной части коллектора на примере месторождения Х Анализ существующих технологий борьбы с предотвращением опережающего обводнения Моделированный подход к борьбе с подтягиванием конуса воды

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.э.н., Романюк Вера Борисовна
«Социальная ответственность»	Профессор, д.т.н., Сечин Александр Иванович
Английская часть	Доцент, к.ф.н., Болсуновская Людмила Михайловна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Анализ динамики обводнения продукции скважин в процессе разработки нефтегазовых месторождений.	
Методы предотвращения притока воды при эксплуатации нефтегазовых залежей в геологической обстановке месторождения X.	
Аналитическое обоснование максимизации эффективности технологических решений при опережающем обводнении.	
Социальная ответственность: производственная безопасность при выполнении обработки призабойной зоны пласта водоизоляционными композициями	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: экономическая эффективность применения технологии многоствольного заканчивания TAML 1	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.03.2021
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ВРИО ректора ТПУ	Яковлев Андрей Александрович	д.ф.-м.н.		15.03.2021

Консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			15.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Классен Вячеслав Вячеславович		15.03.2021

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 115 страниц, 48 рисунков, 15 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.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	15
1. АНАЛИЗ ДИНАМИКИ ОБВОДНЕНИЯ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	17
1.1 Геологические процессы влияния подошвенной воды на рост обводненности скважинной продукции	18
1.1.1 Анализ процесса образования конуса подошвенной воды в пластовых условиях	19
1.1.2 Анализ процесса опережающего прорыва воды по высокопроницаемым каналам	28
1.2 Образование промытых зон при сформированной системе закачки.....	31
1.3 Проявление прорыва воды с вышележащих водоносных горизонтов.....	35
1.4 Анализ геологические условия образования водоносной части коллектора на примере месторождения X	37
2. МЕТОДЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ПРИТОКА ВОДЫ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ В ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ОБСТАНОВКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ X	41
2.1 Анализ существующих технологий борьбы с предотвращением опережающего обводнения	41
2.1.1 Технологии и методы предотвращения подтягивания конуса воды	41
2.1.2 Технологии и методы предотвращения прорыва воды по пропласткам	53
2.1.3 Технологии и методы предотвращения прорыва воды с нагнетательной скважины.....	61
2.1.4 Технологии и методы предотвращения прорыва воды при негерметичности эксплуатационной колонны либо заколонной циркуляции	63
2.2 Моделированный подход к борьбе с подтягиванием конуса воды.....	69
3. АНАЛИТИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ МАКСИМИЗАЦИИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПРИ ОПЕРЕЖАЮЩЕМ ОБВОДНЕНИИ	82
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	88
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	99
5.1 Производственная безопасность при проведении обработки призабойной зоны водоизоляционными композициями	100
5.1.1 Анализ вредных производственных факторов	100
5.1.2 Анализ опасных производственных факторов	101
5.1.3 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего)	103
5.2 Экологическая безопасность	104
5.3 Требования безопасности в чрезвычайных ситуациях	107
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	108
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	113

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	114
Приложение А.....	116
Приложение Б	134

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 множественного 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).

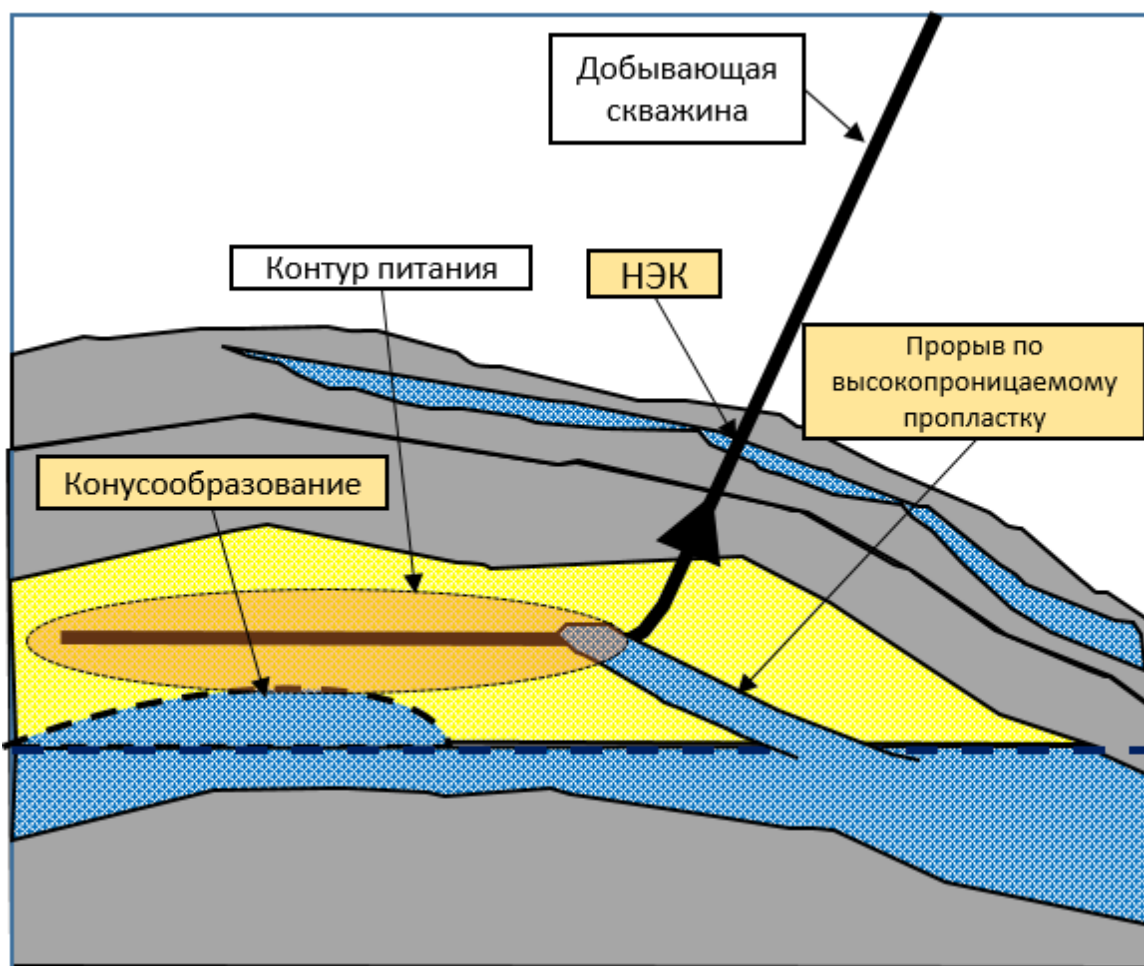


Рисунок 1 – Проявление «конуса», прорыва воды по пропластку и с вышележащего водоносного горизонта

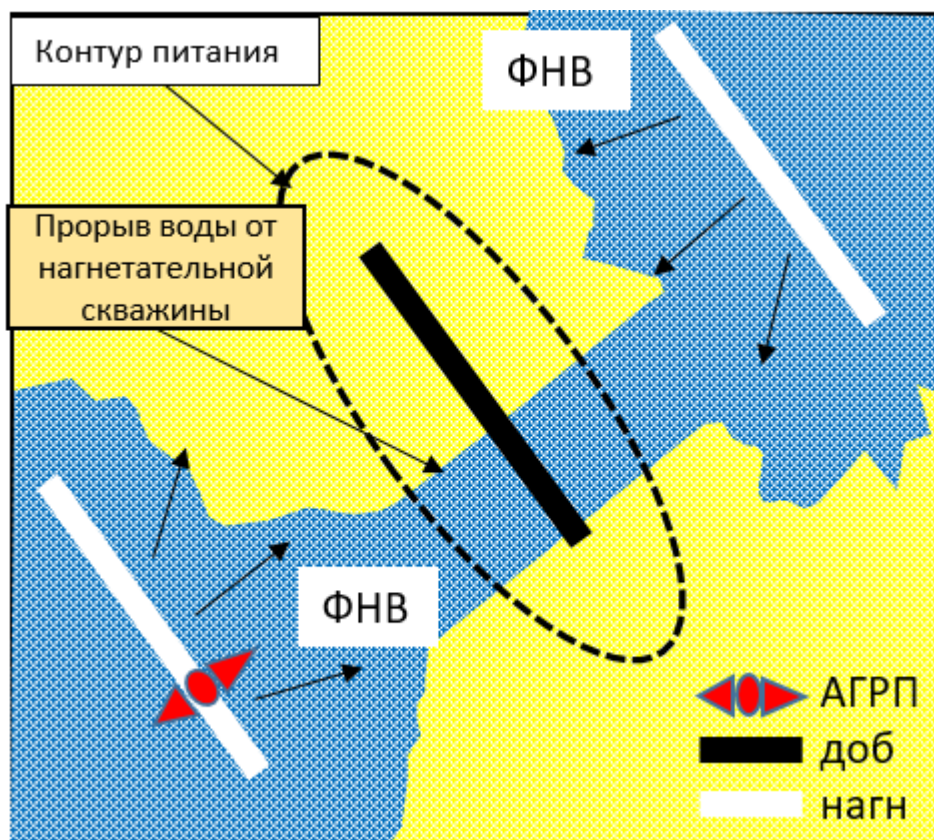


Рисунок 2 – Прорыв воды от нагнетательной скважины

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.

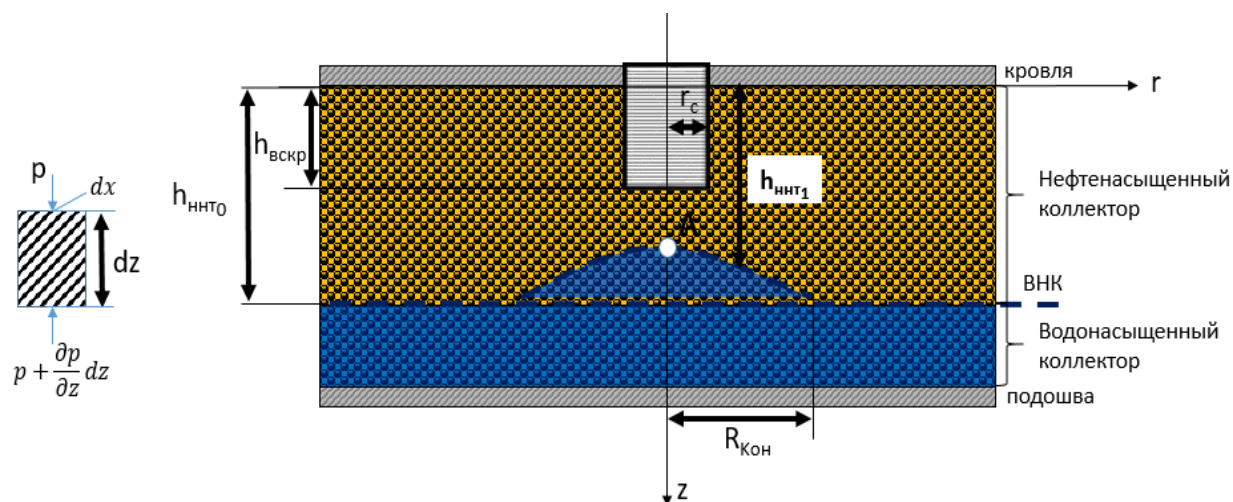


Рисунок 3 – Разрез вдоль несовершенной по степени вскрытия скважины при стационарном конусе воды

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:

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

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

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:

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

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, $\left|\frac{\partial\Phi}{\partial z}\right|$ 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 $\beta = \arctg \frac{kg\Delta p}{\eta}$. 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].

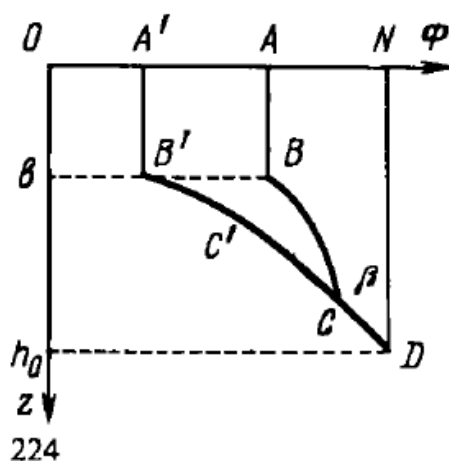


Рисунок 4 – Кривые распределения потенциала вдоль стенки скважины и поверхности водяного конуса

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;

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

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

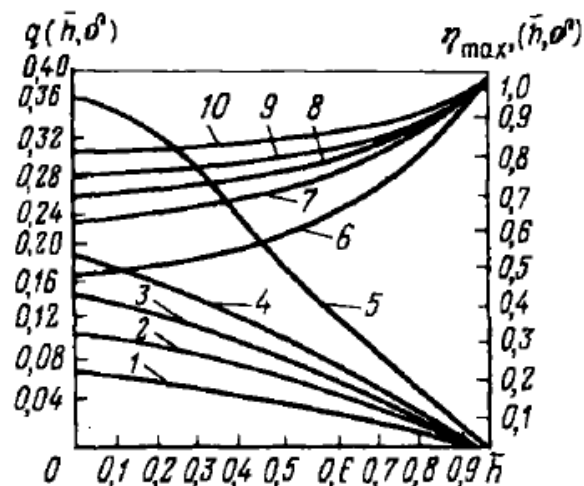


Рисунок 5 – График для расчета предельных безразмерных дебитов и предельной высоты подъема конуса (кривые 1-5 для $q(h)$; 6-10 для η_{max} ; δ : 1.6-1000; 2. 7-100; 3.8-10; 4.9-4; 5.10-1.)

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.

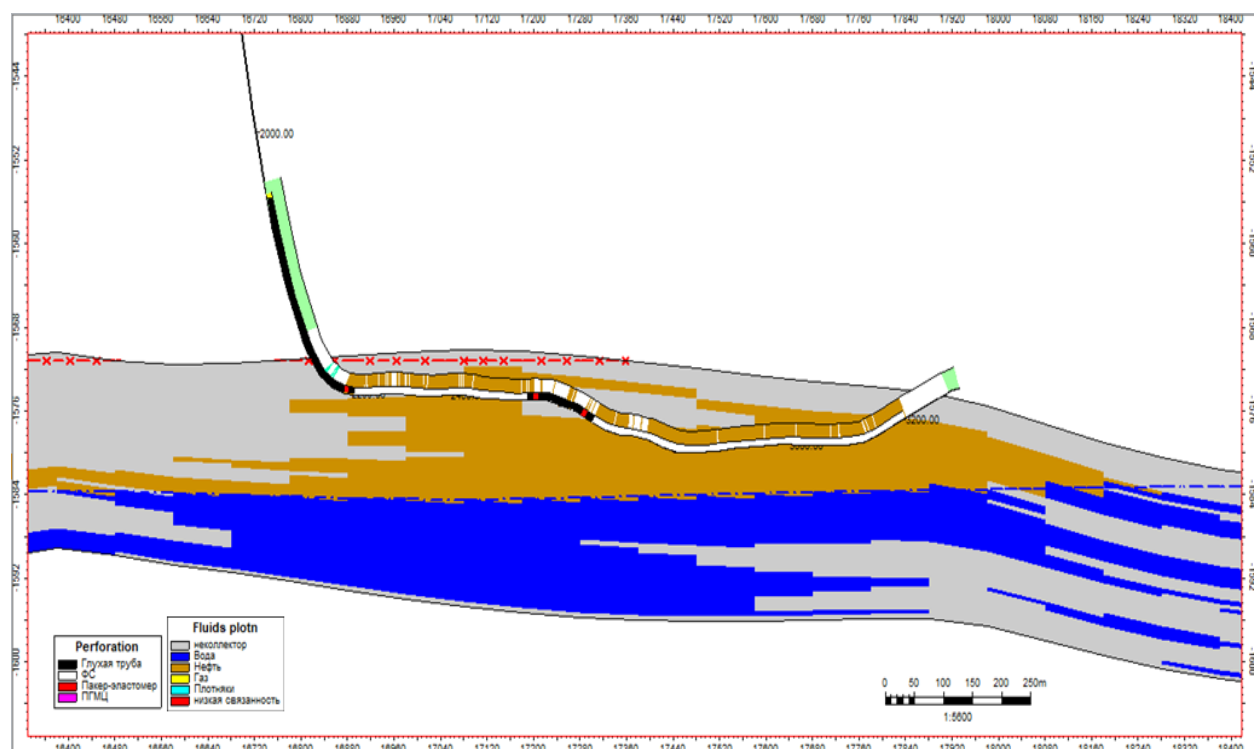


Рисунок 6 – Разрез вдоль скважины 1 без проявления «конуса воды» куб по насыщению

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.

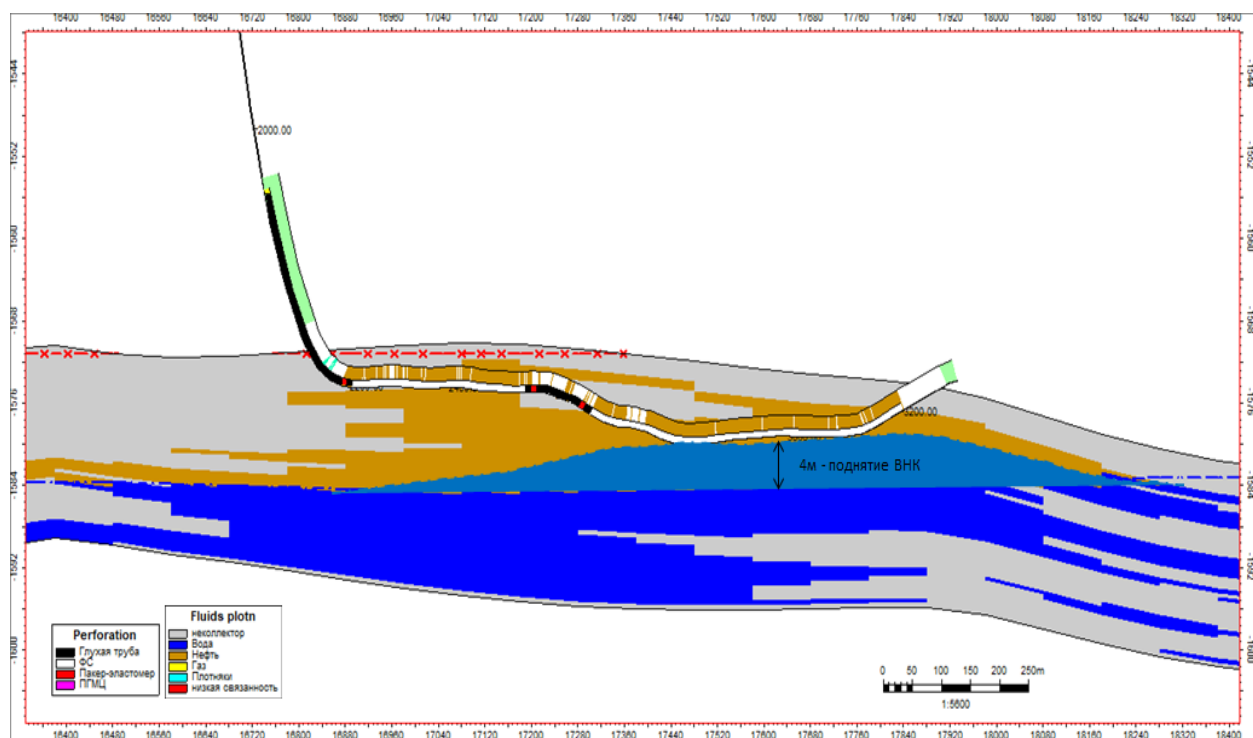


Рисунок 7 – Разрез вдоль скважины 1 с проявлением конусообразования куб по насыщению

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.

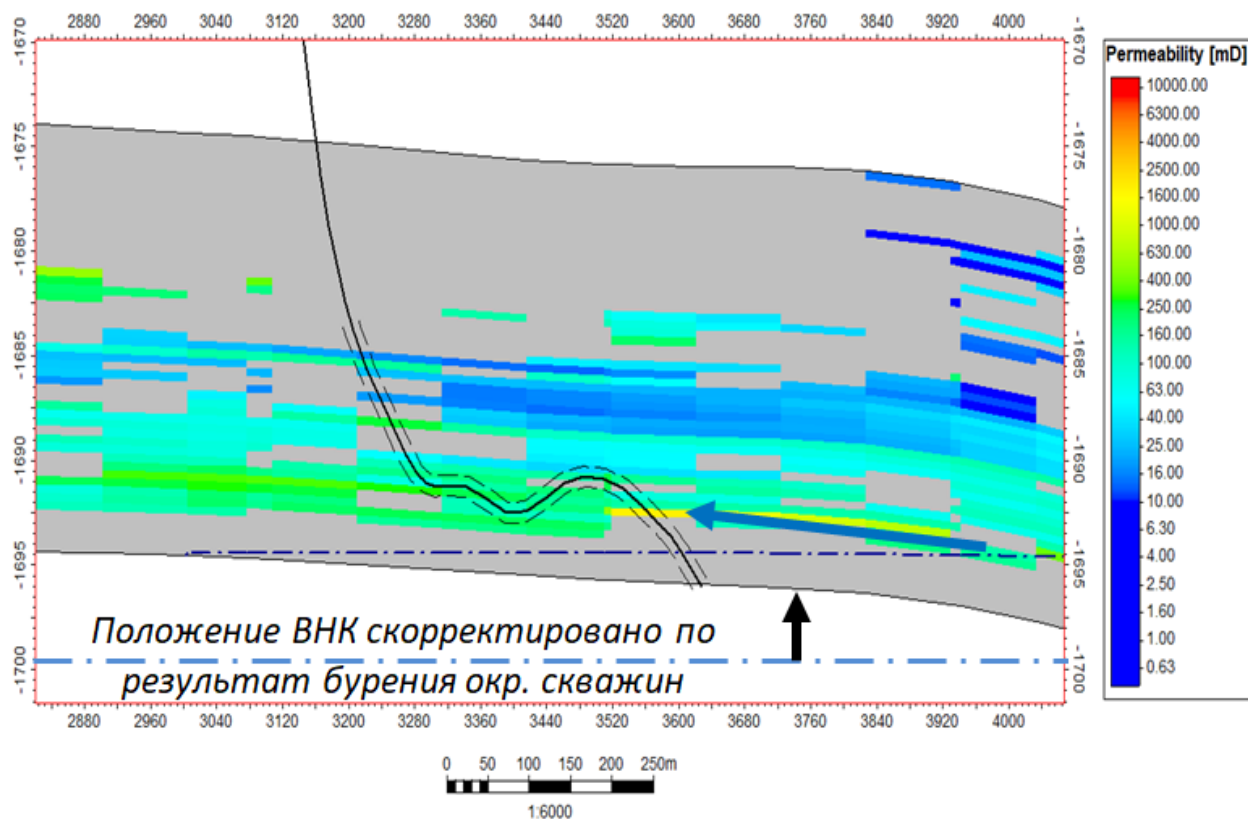


Рисунок 8 – Разрез вдоль скважины 2 с проявлением прорыва воды по высокопроницаемому участку куб по проницаемости

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.

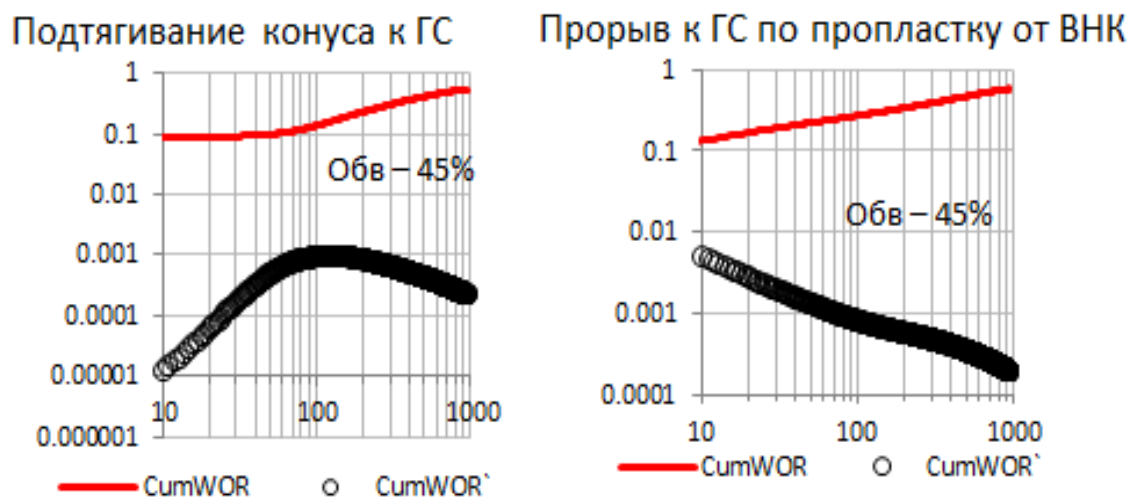


Рисунок 9 – Пример результатов моделирования при подтягивании конуса воды и при прорыве по пропластку к горизонтальной скважине

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 удален, так как содержит коммерческую тайну.

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 удален, так как содержит коммерческую тайну.

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 удален, так как содержит коммерческую тайну.

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).

Стр.33 – 40 удалены, так как содержат коммерческую тайну.

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).

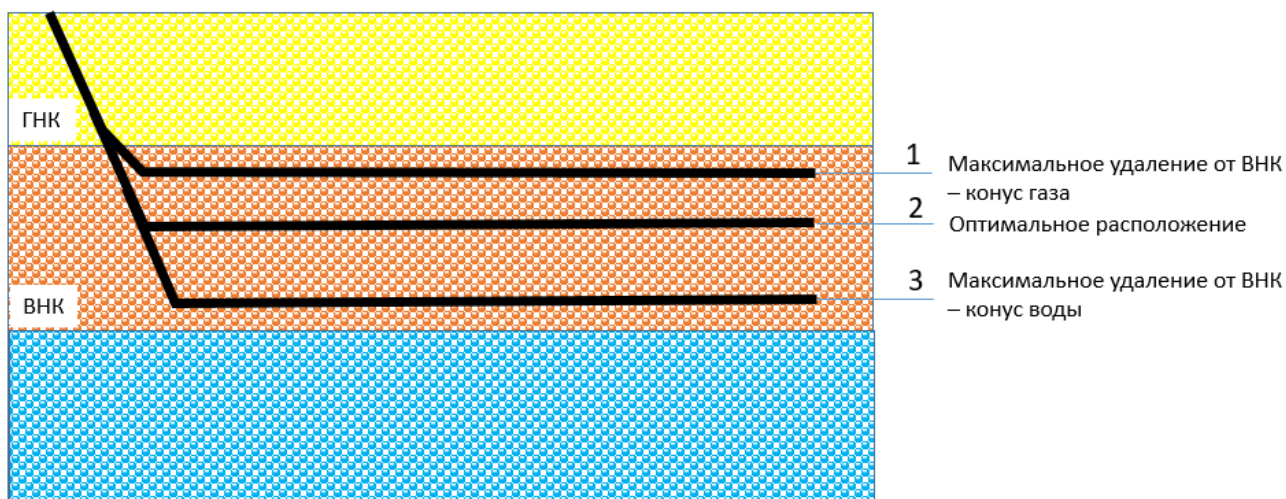


Рисунок 15 – Расположение стволов в газонефтеводяной зоне на разрезе

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 ($\mu > 200 \text{сПз}$), 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).

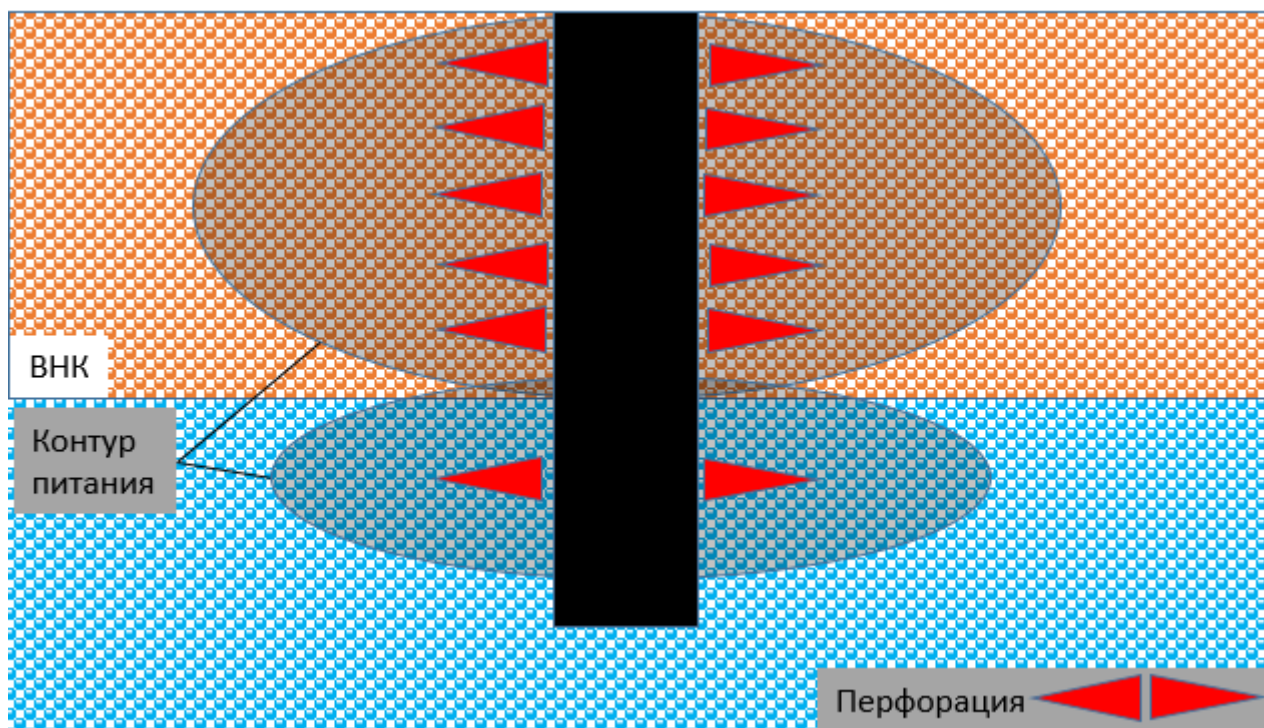


Рисунок 16 – Изображение одновременной эксплуатации нефтяной и водяной части пласта на разрезе

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%.

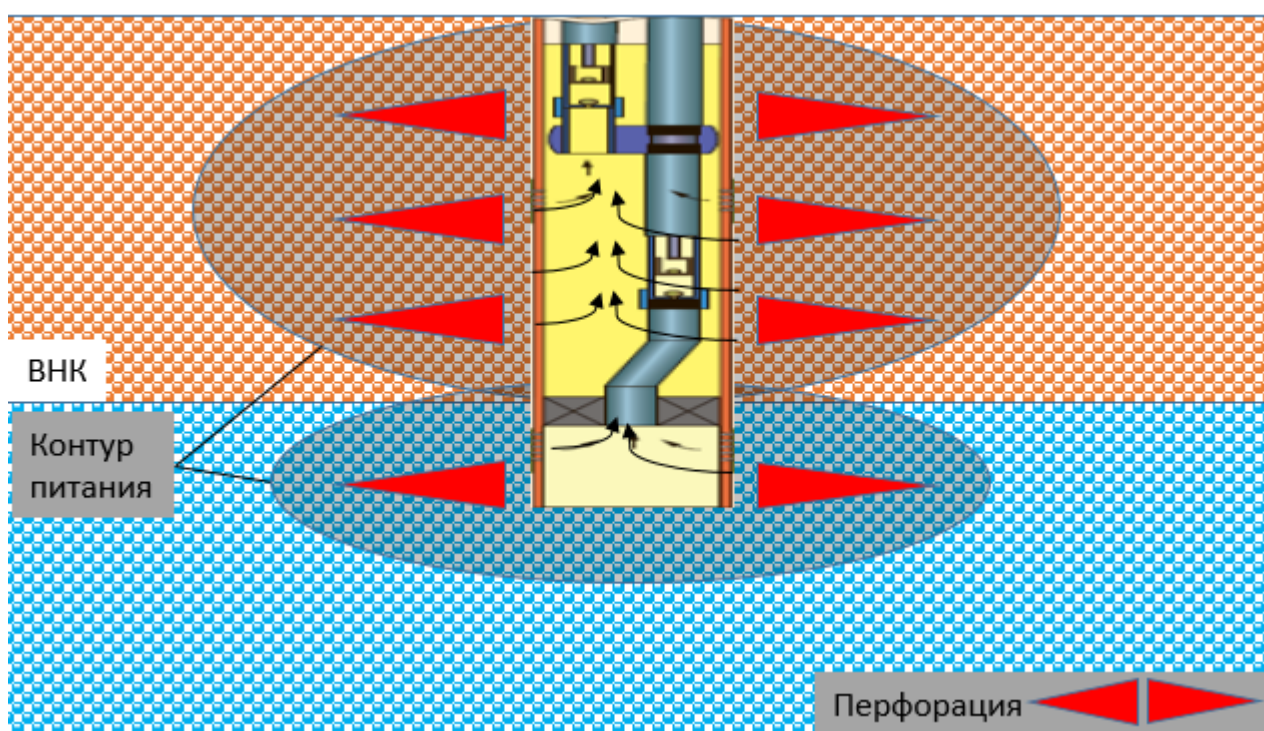


Рисунок 17 – Изображение одновременно-раздельной эксплуатации для снижения влияния конуса воды

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 ВНК. Либо один из стволов наклонно-направленный и проперфорирован в области водонасыщенной части пласта (рисунок 18).

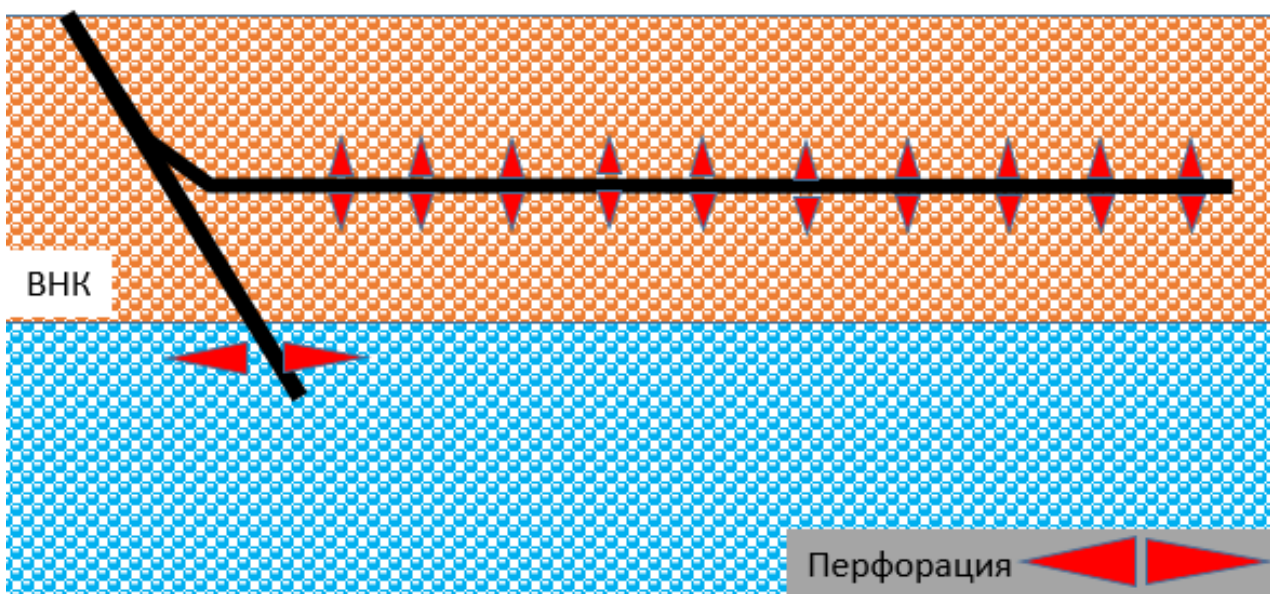
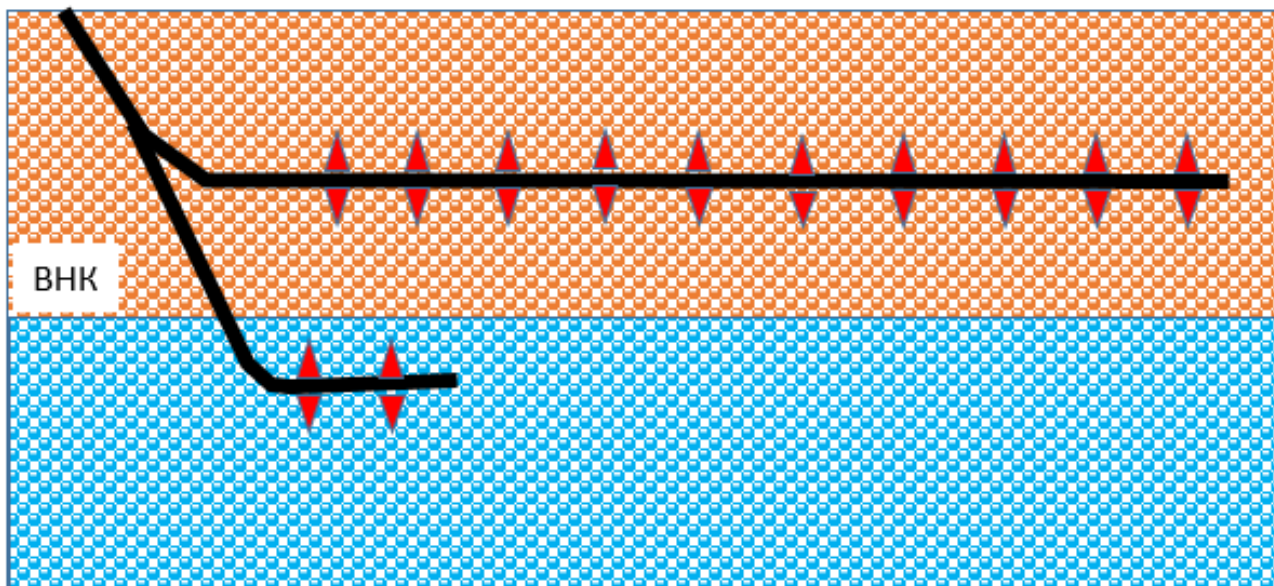


Рисунок 18 – Изображение стволов с перфорацией для снижения влияния конуса воды

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 отдельной 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.

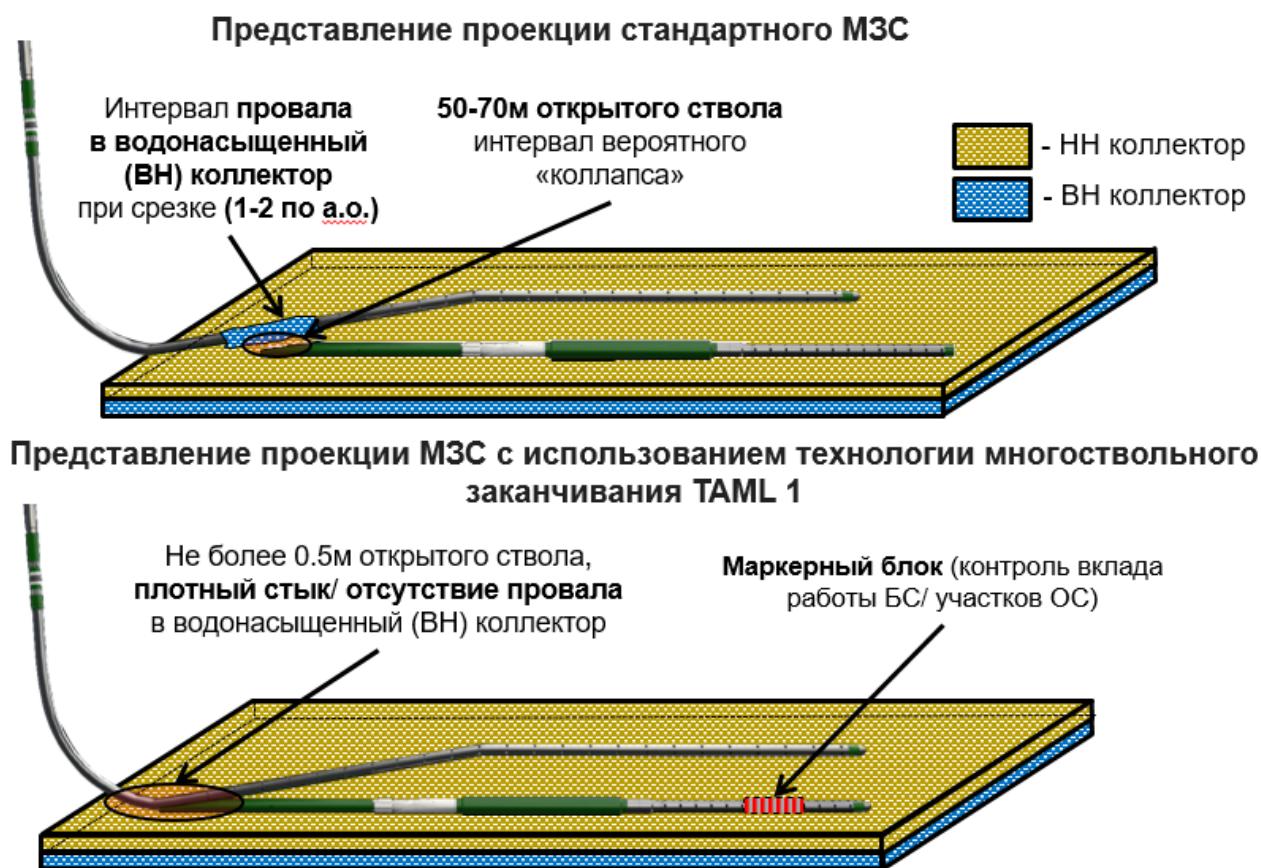


Рисунок 19 – Сравнение проекций стандартной конструкции заканчивания и с применением TAML 1 при бурении многозабойной скважины

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.

1) 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).

Стр.48 удалена, так как содержит коммерческую тайну.

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.

2) Закачка оторочки пресной воды.

Данная технология похожа на технологию ограничения водопритоков (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 200м³ пресной воды плотностью 1.007кг/м³ 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).

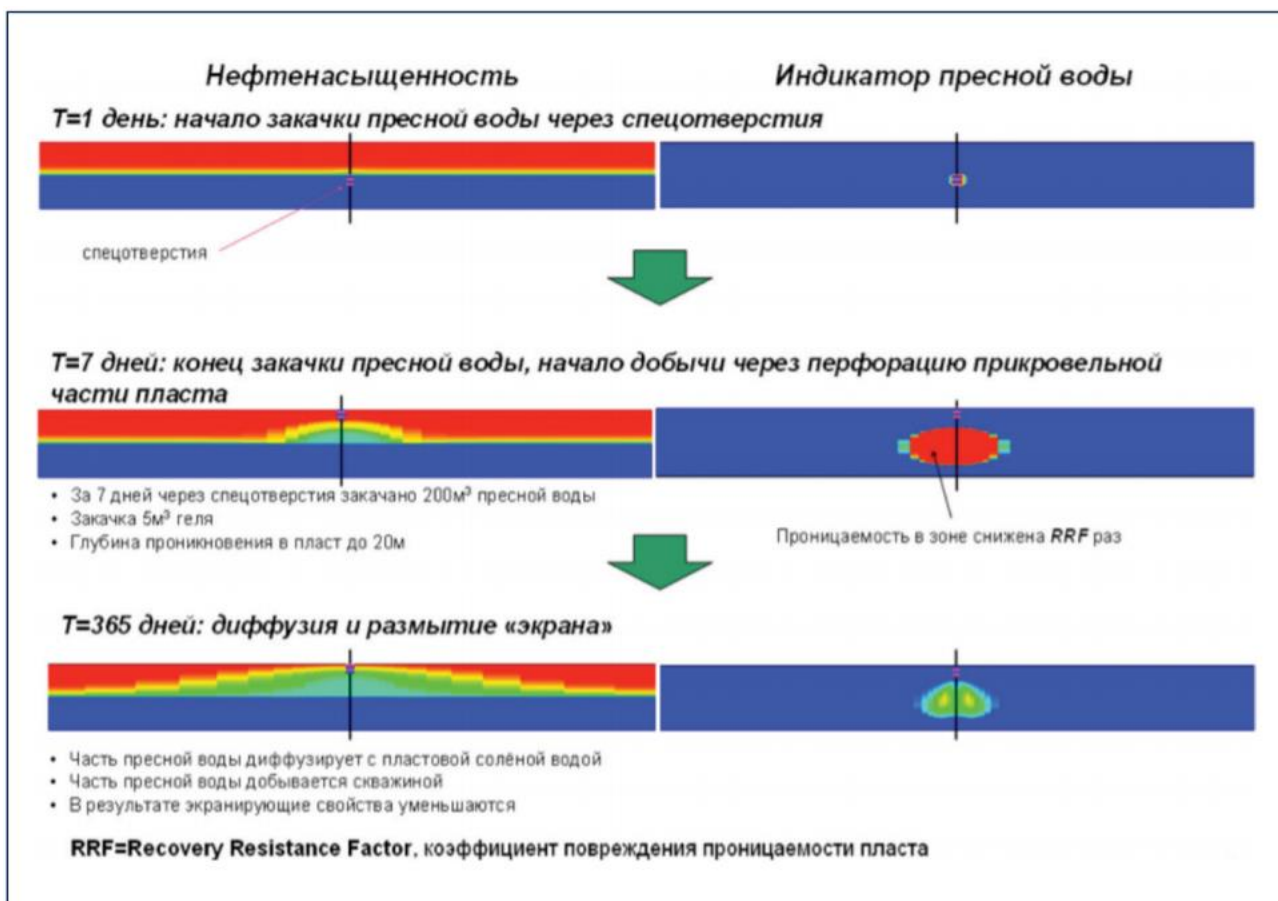


Рисунок 20 – Моделирование процесса закачки пресной воды

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 запираание нефтяного прослоя (рисунок 21).

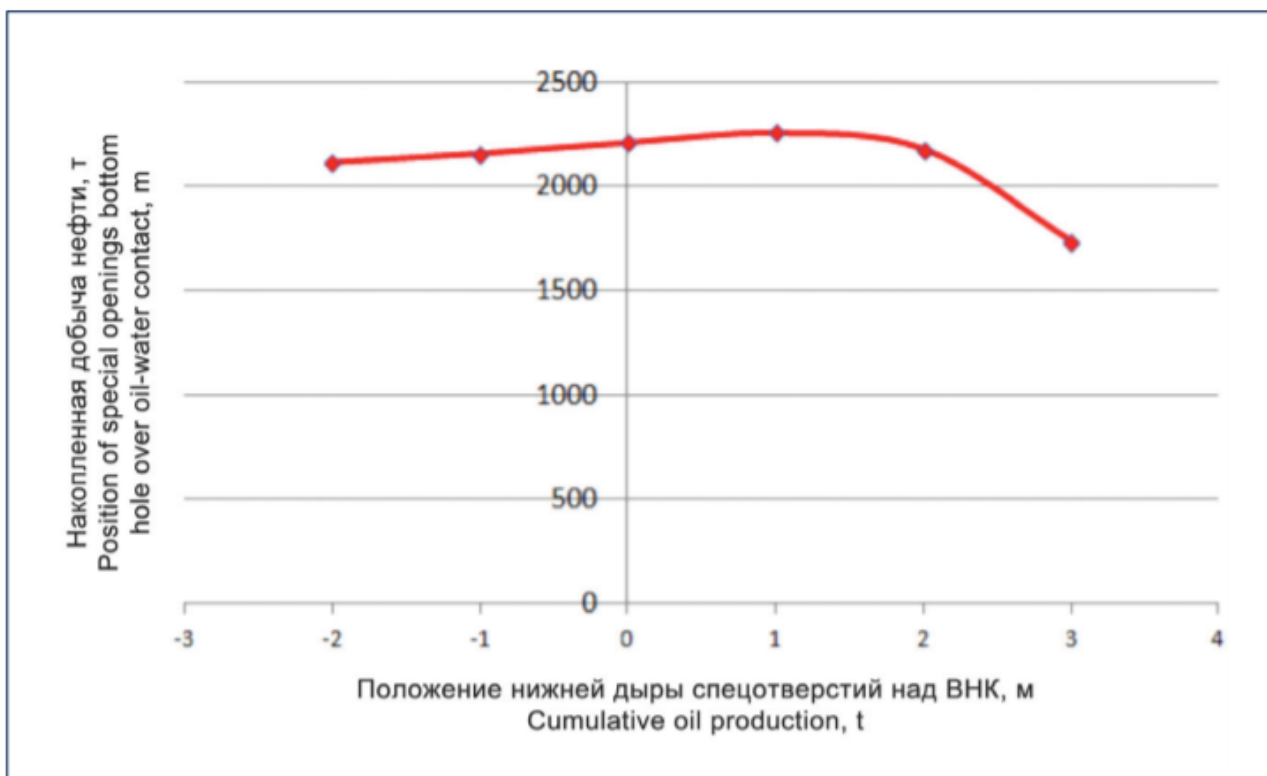


Рисунок 21 – График оптимального расположения дыр перфорации для закачки пресной воды

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

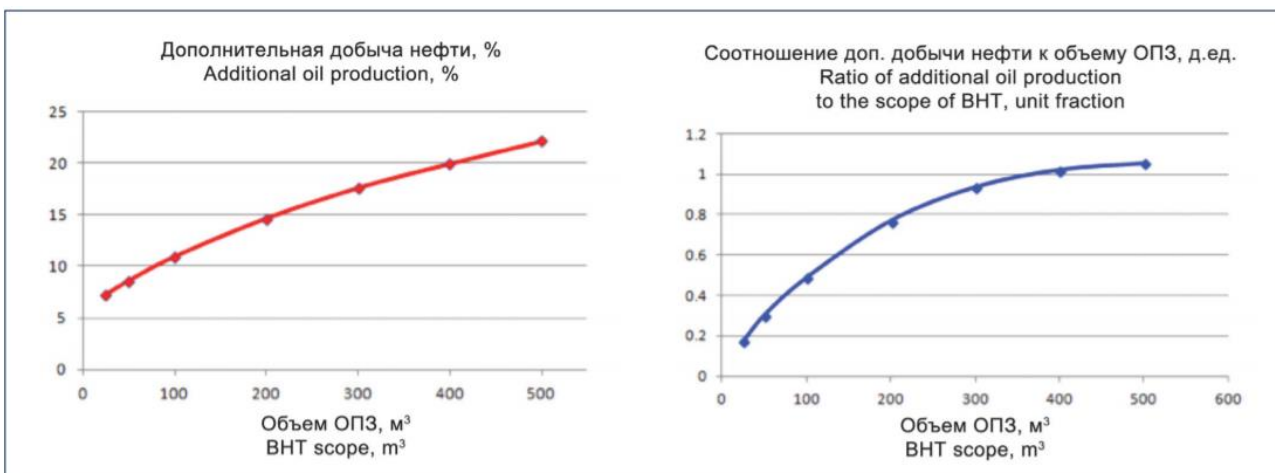


Рисунок 22 – Графики дополнительной добычи нефти за счет реализации закачки пресной воды

- 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.

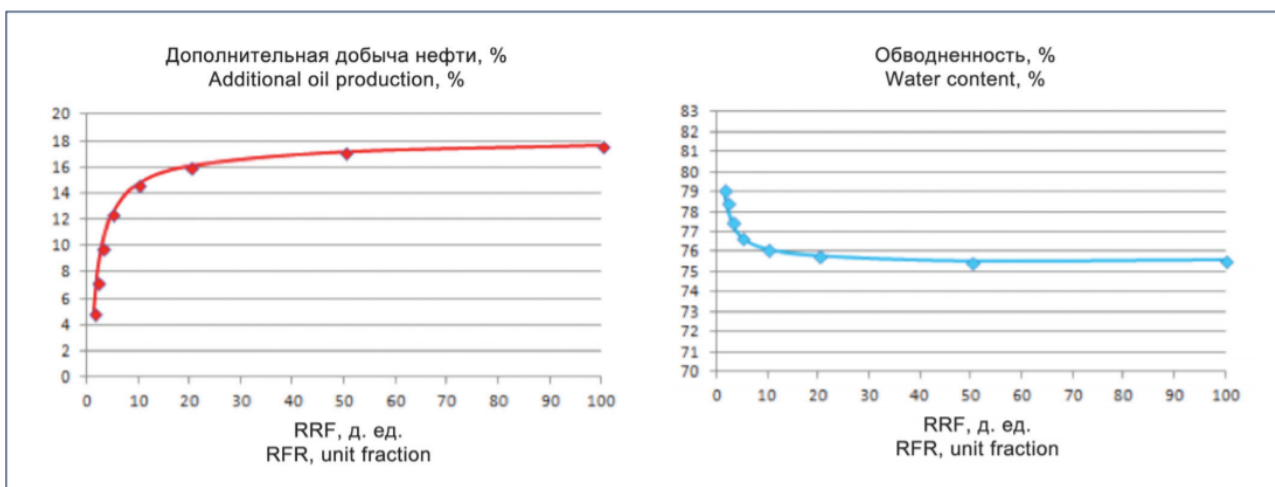


Рисунок 23 – Результаты моделирования закачки пресной воды

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.

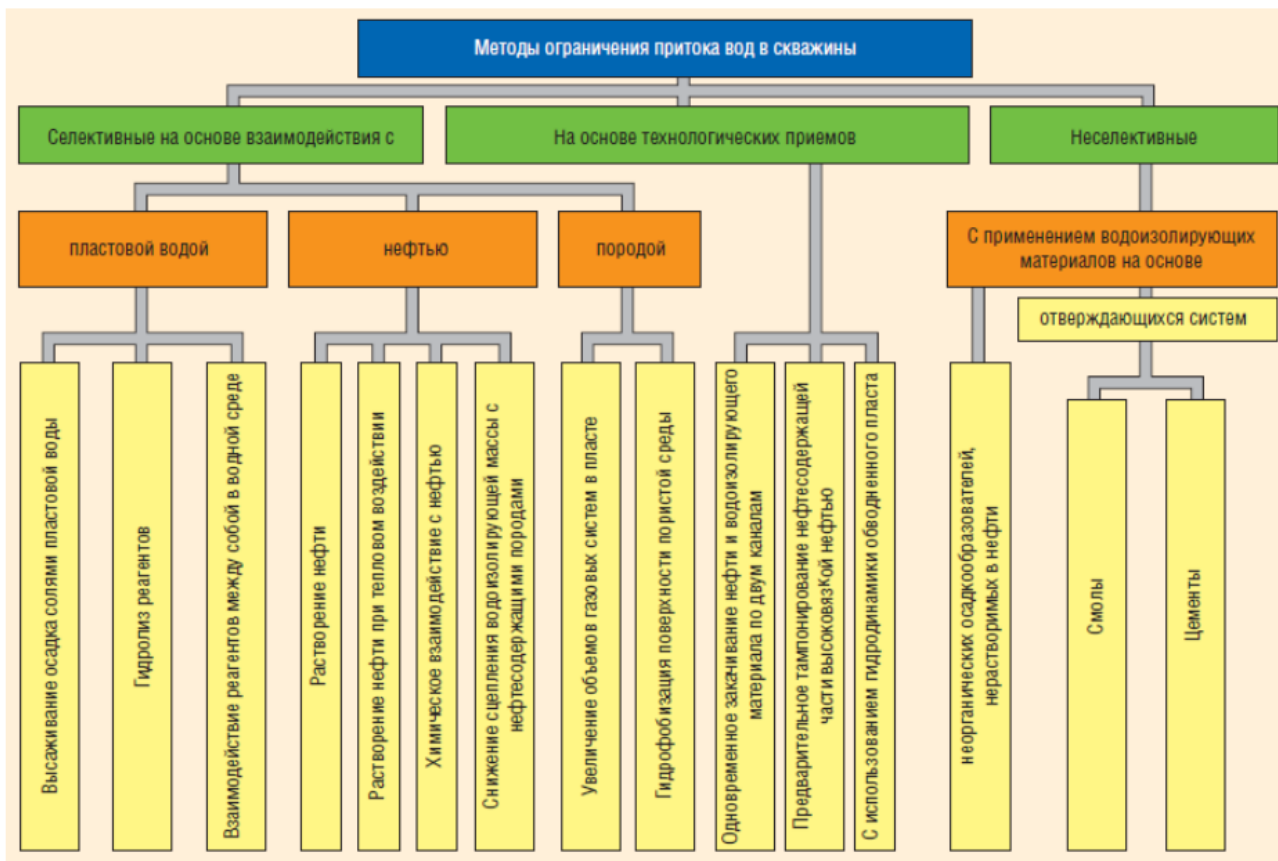


Рисунок 24 – Блок-схема разновидностей методов ограничения водопритока

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 Х-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 планомерно вытесняет нефть (рисунок 27).

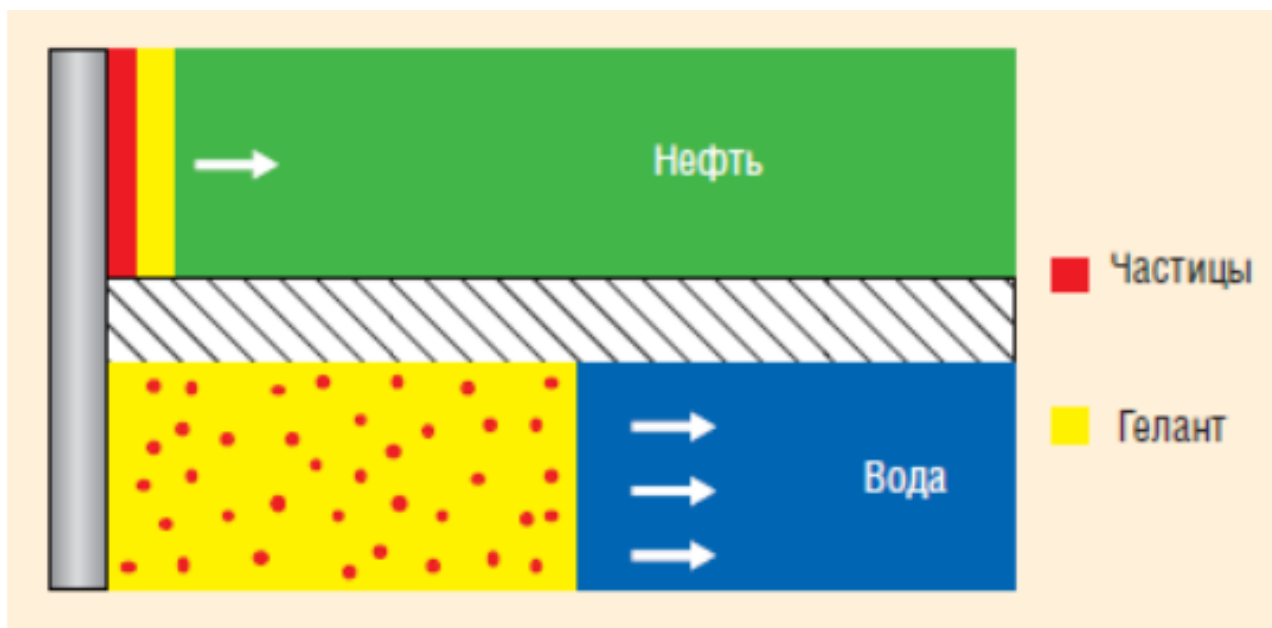


Рисунок 26 – Принцип действия полимерных систем

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 всесезонный (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).

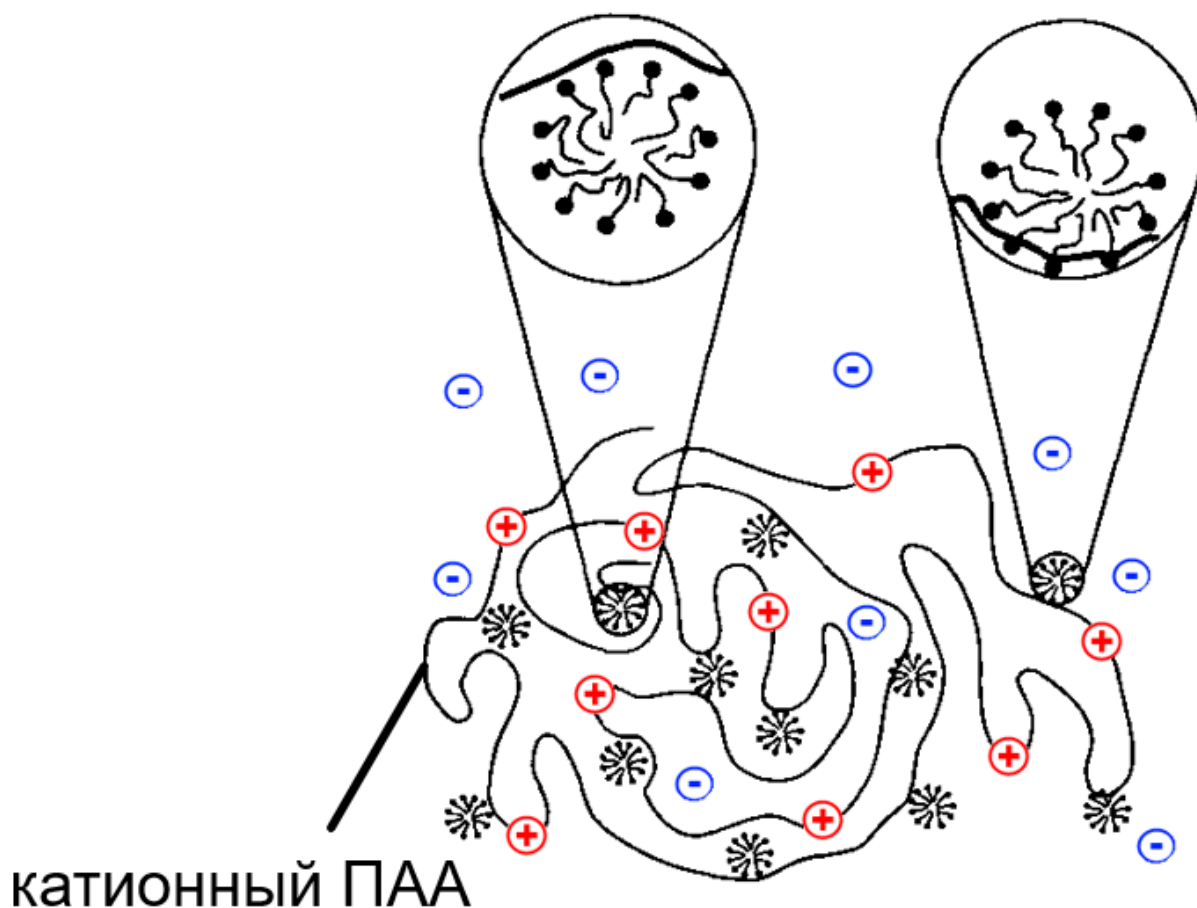


Рисунок 28 – Система модификатора относительной проницаемости

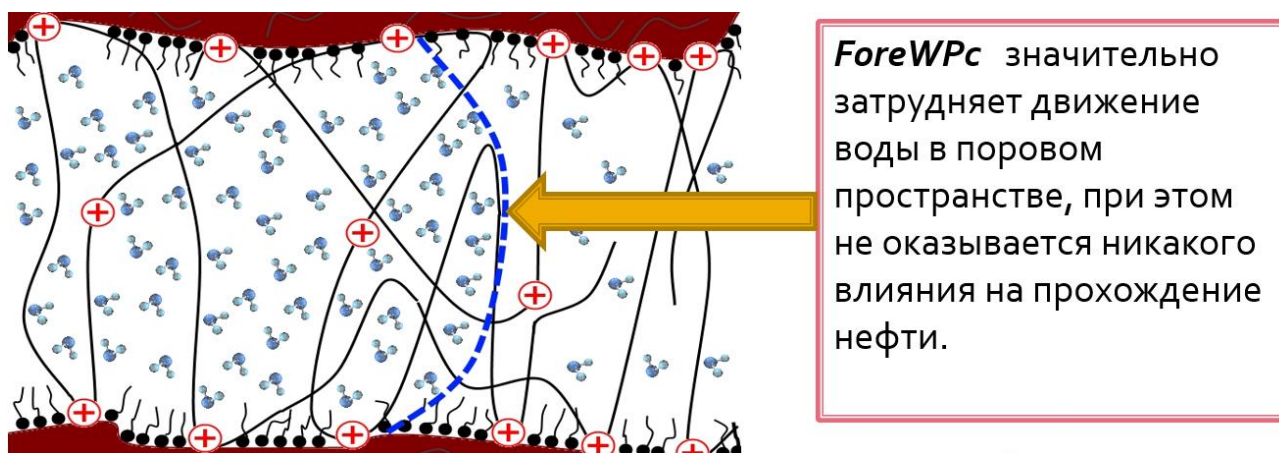


Рисунок 29 – Изображение процесса действия системы ForeWPC

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.

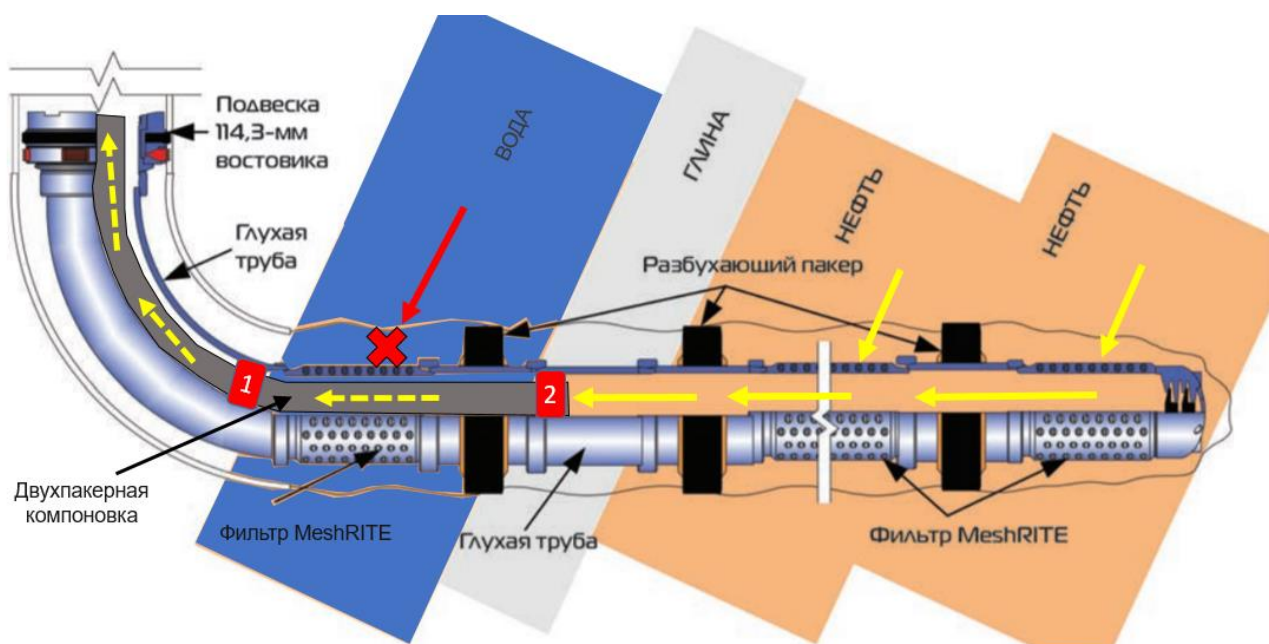


Рисунок 30 – Изображение работы двухпакерной компоновки в горизонтальном стволе

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.

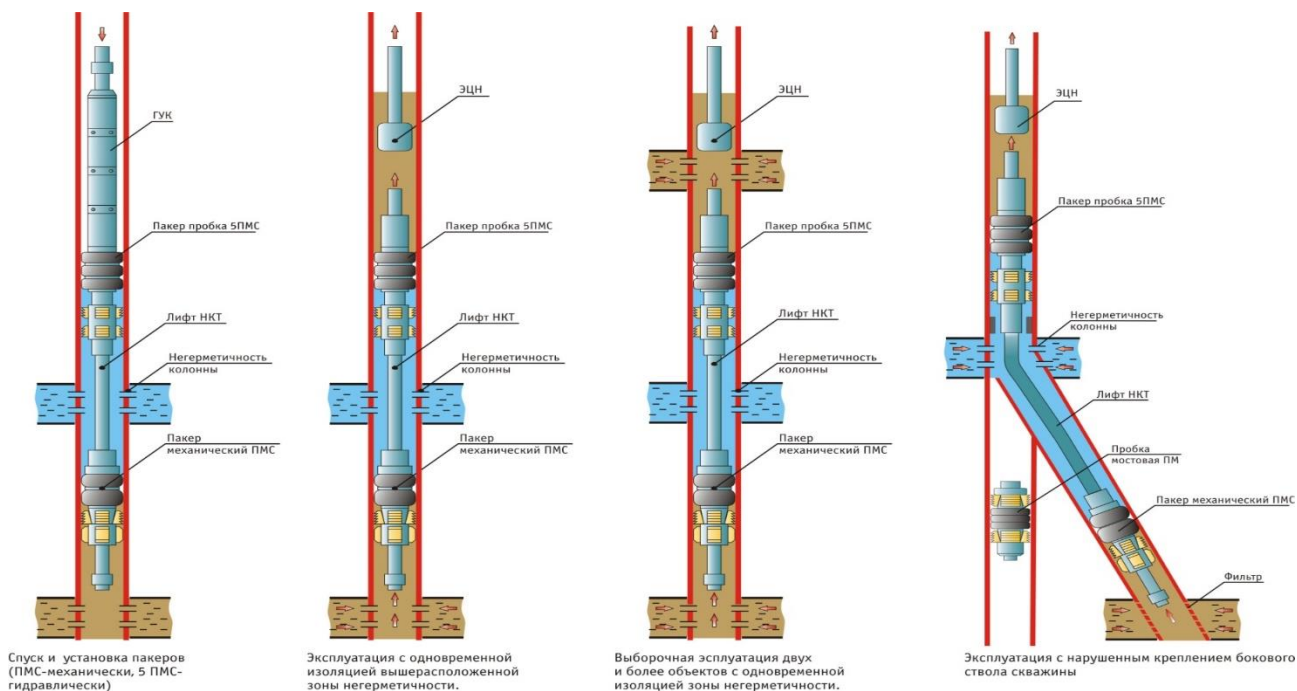


Рисунок 31 – Виды применения двухпакерной компоновки при негерметичности эксплуатационной колонны

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.

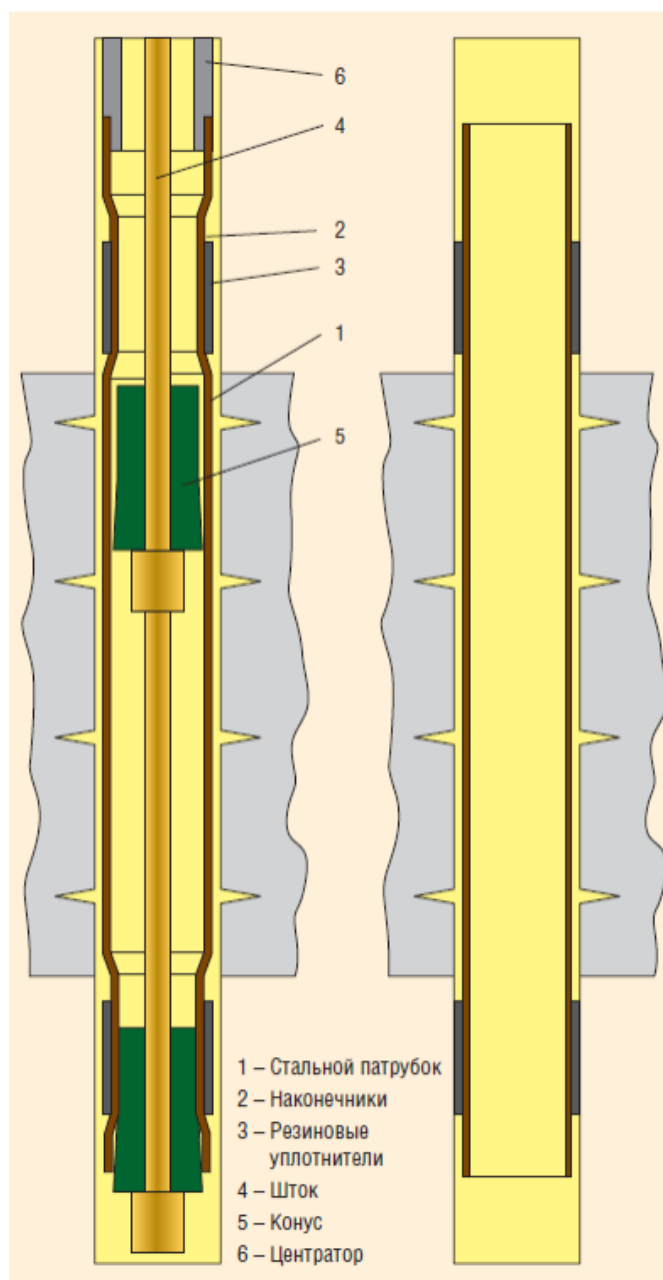


Рисунок 32 – Схема разреза скважины с изображением извлекаемого металлического пластыря

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

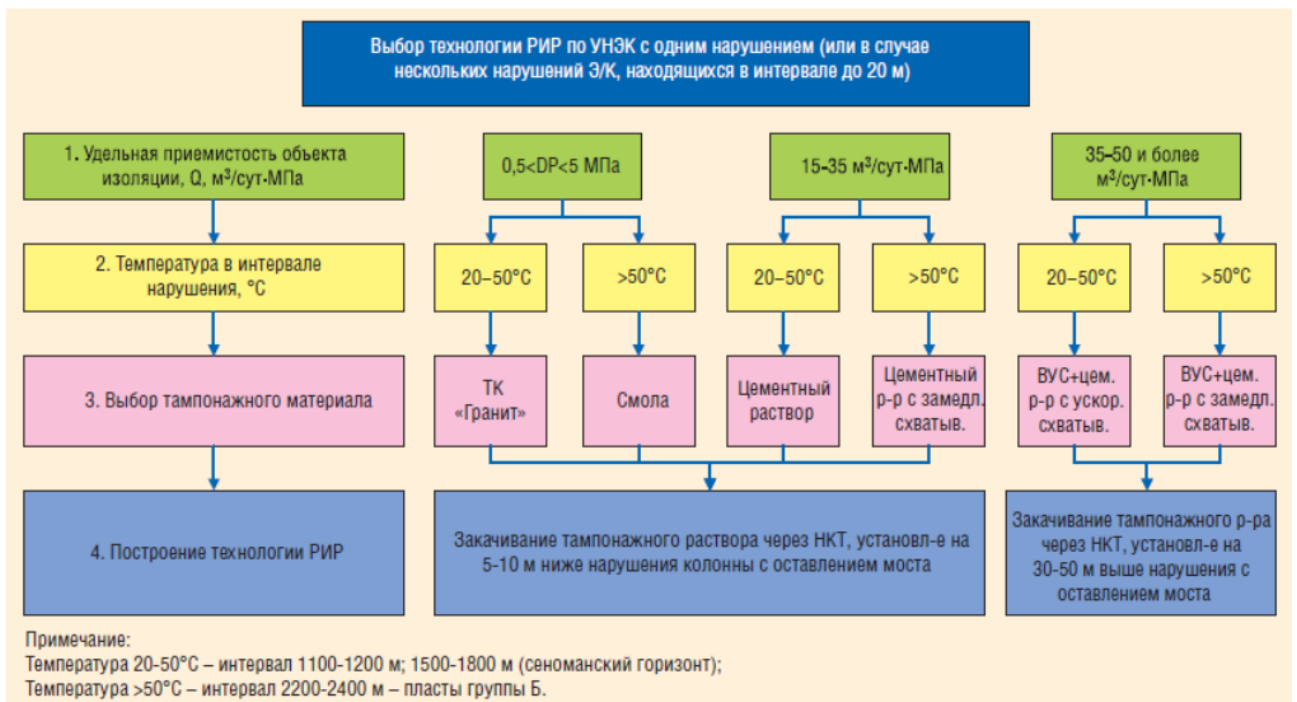


Рисунок 33 – Схема принятия решения при выборе герметизирующей композиции для ликвидации негерметичности колонны

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

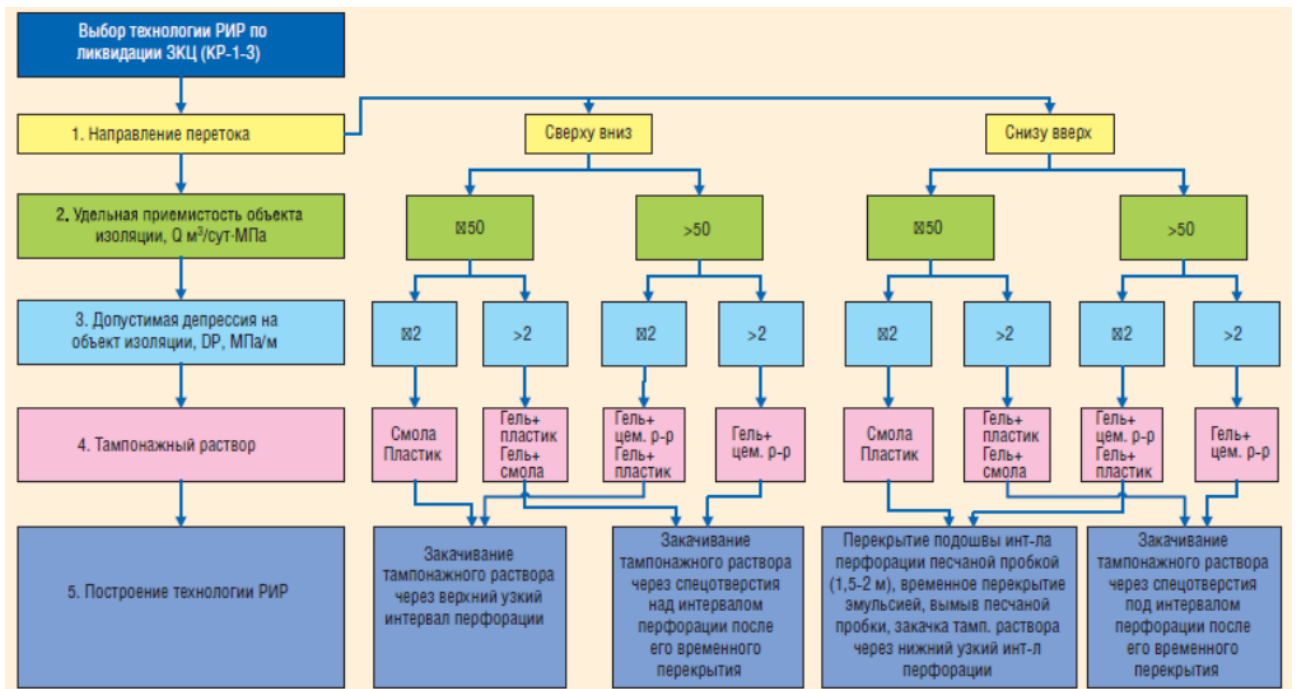


Рисунок 34 – Схема принятия решения при выборе герметизирующей композиции для ликвидации заколонных перетоков

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:

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

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

ρ_v – плотность пластовой воды, г/см³;

ρ_n – 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:

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

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:

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

$t_{\text{без}}$ – 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.

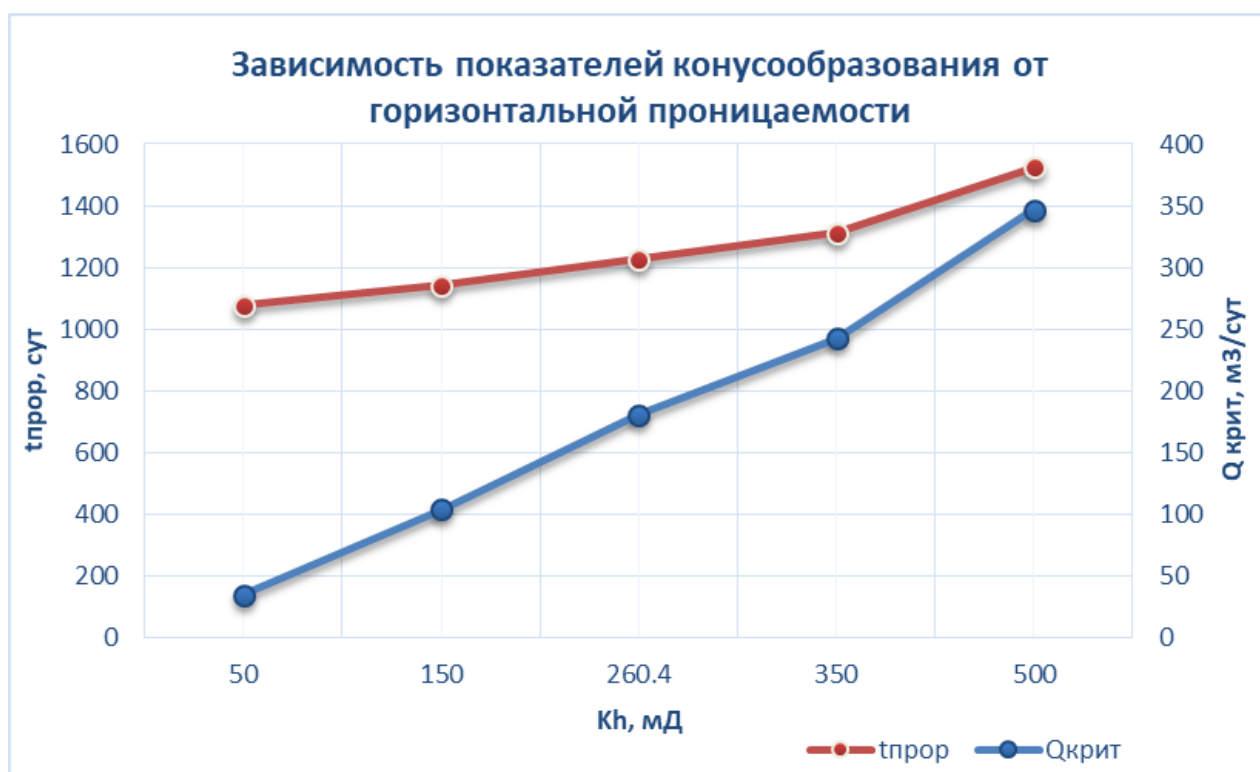


Рисунок 35 – График зависимости критического дебита и времени прорыва воды от горизонтальной проницаемости

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.

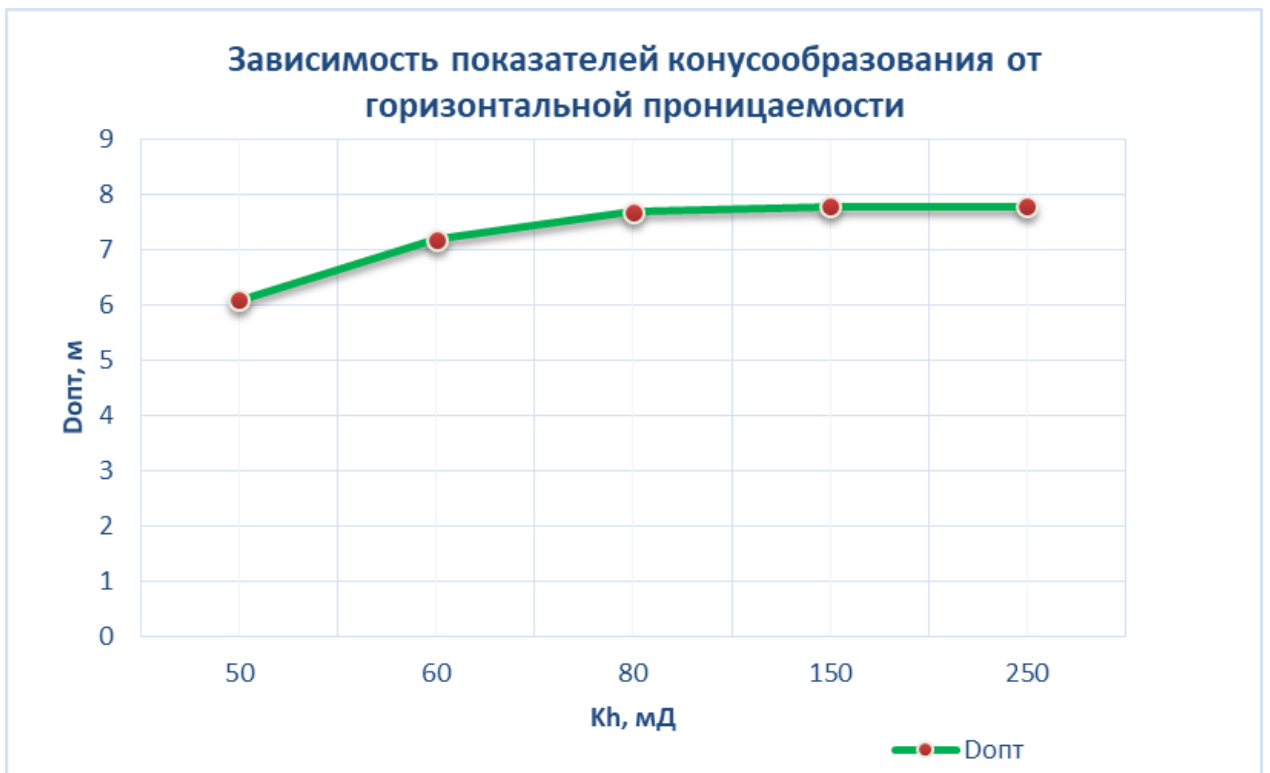


Рисунок 36 – График зависимости оптимальной высоты расположения горизонтального участка до водонефтяного контакта от горизонтальной проницаемости

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).

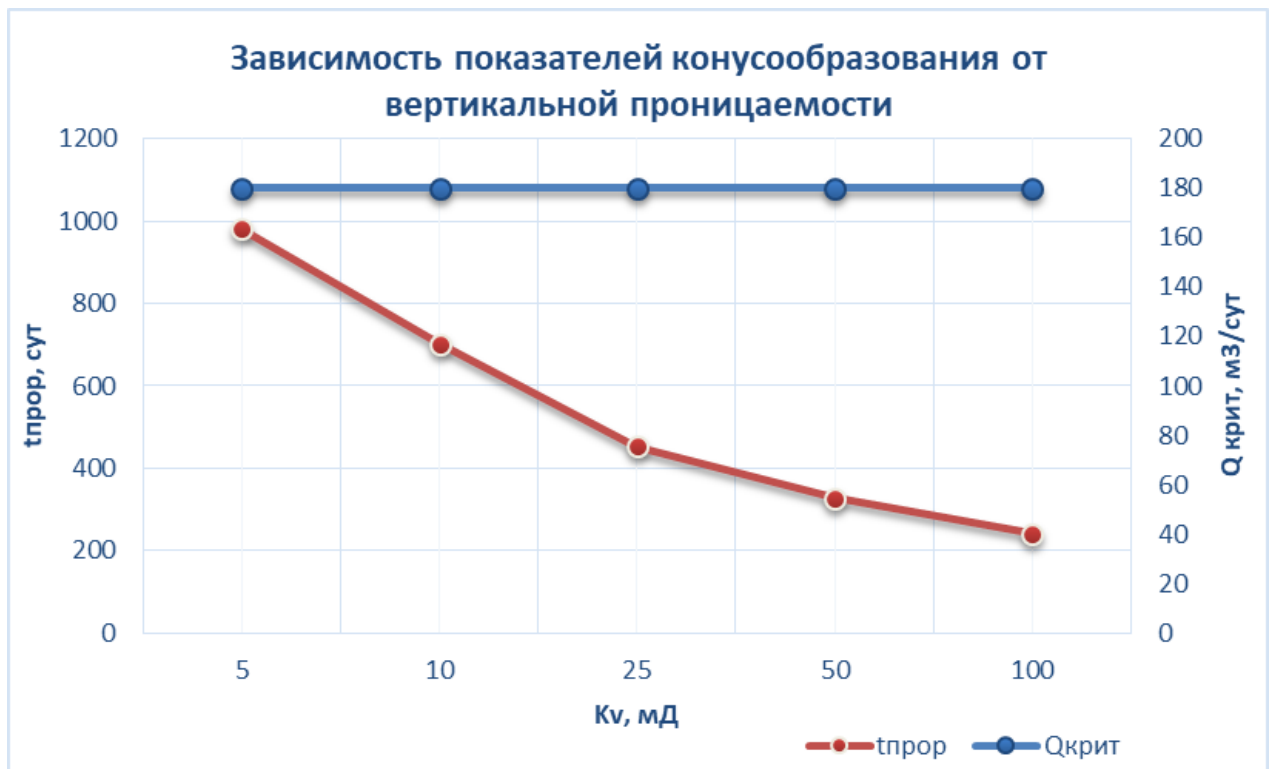


Рисунок 37 – График зависимости критического дебита и времени прорыва воды от вертикальной проницаемости

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).

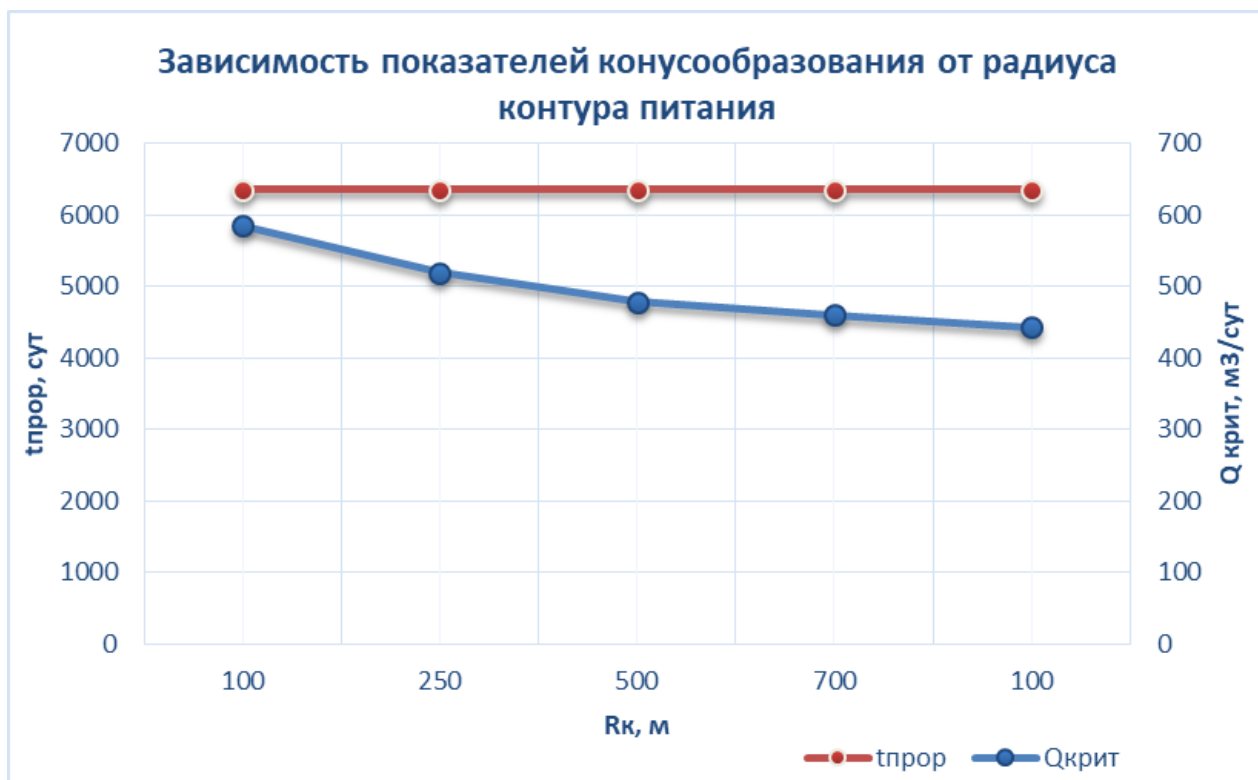


Рисунок 38 – График зависимости критического дебита и времени прорыва воды от радиуса зоны дренирования

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.

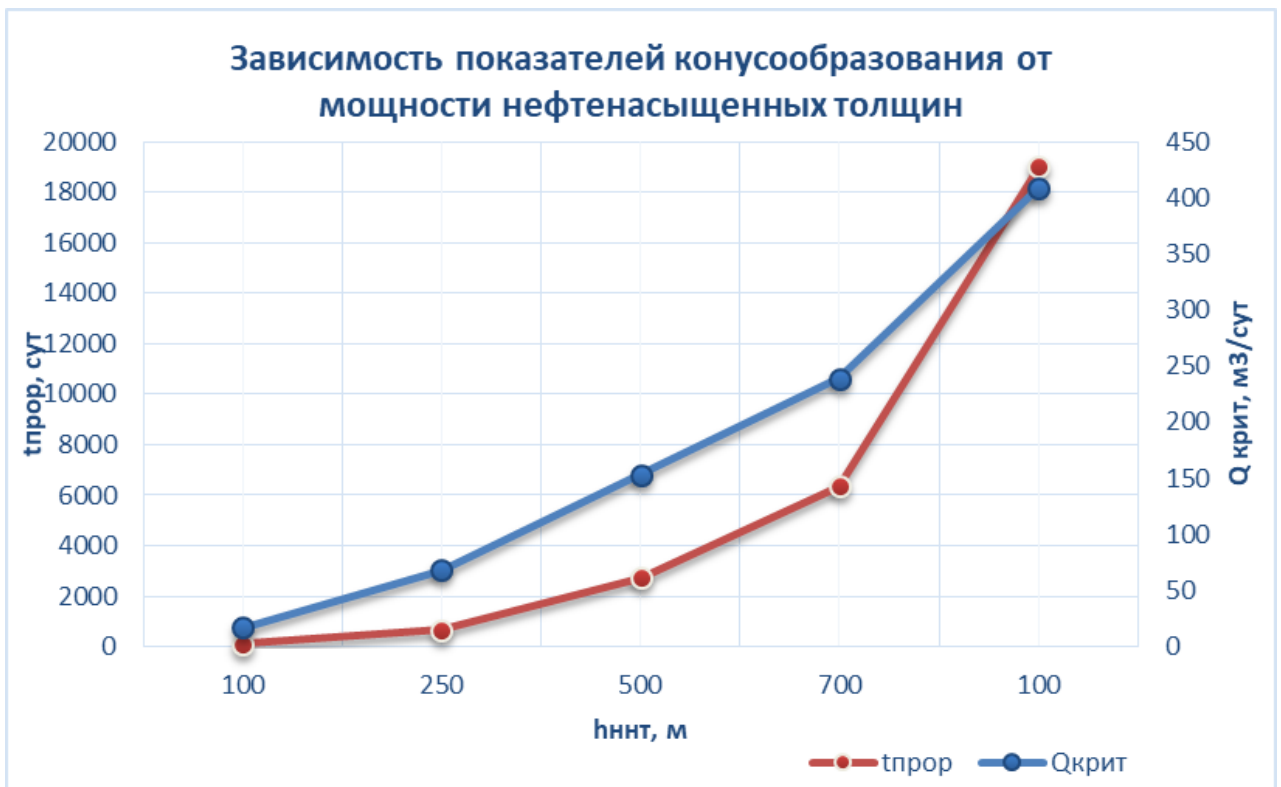


Рисунок 39 – График зависимости критического дебита и времени прорыва воды от мощности нефтенасыщенных толщин

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

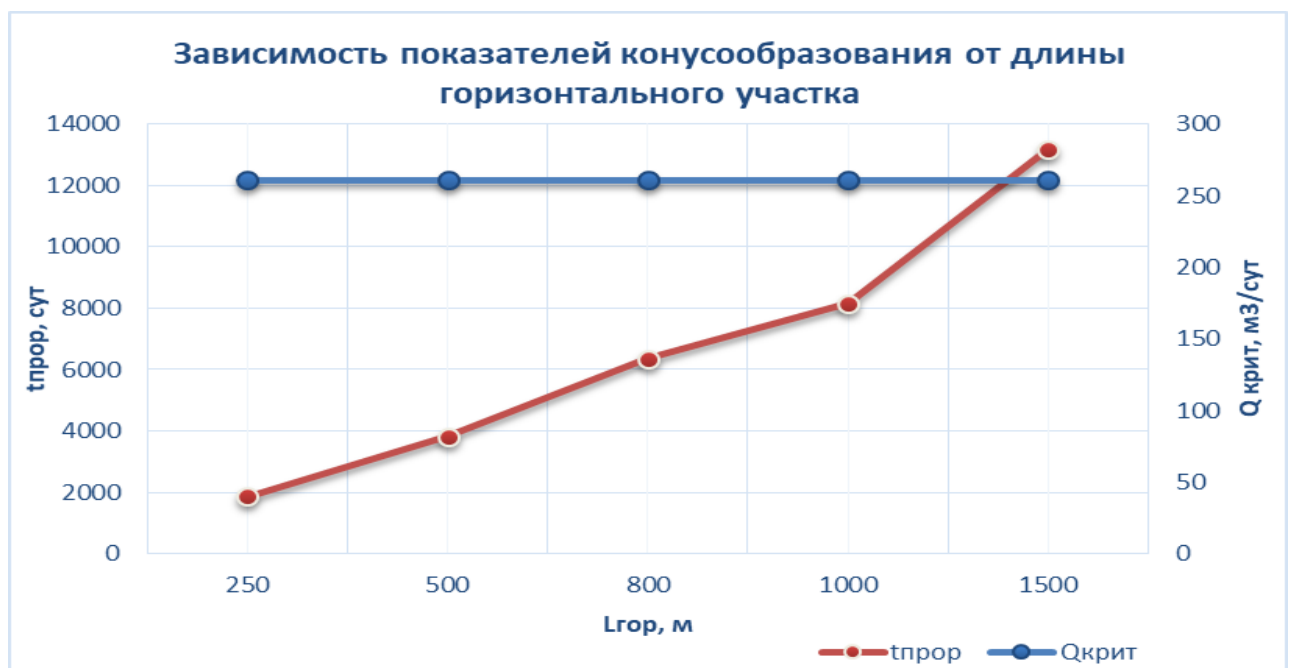


Рисунок 40 – График зависимости критического дебита и времени прорыва воды от длины горизонтального участка

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.

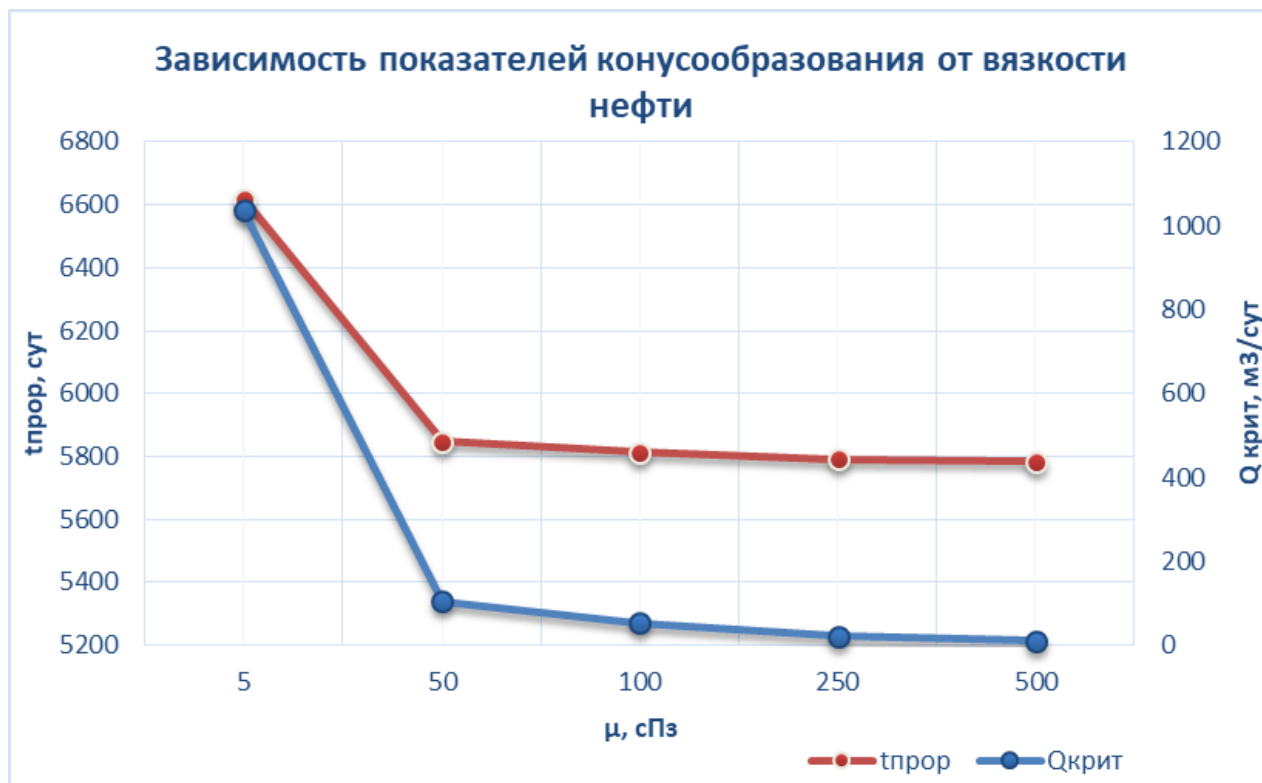


Рисунок 41 – График зависимости критического дебита и времени прорыва воды от вязкости нефти

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.

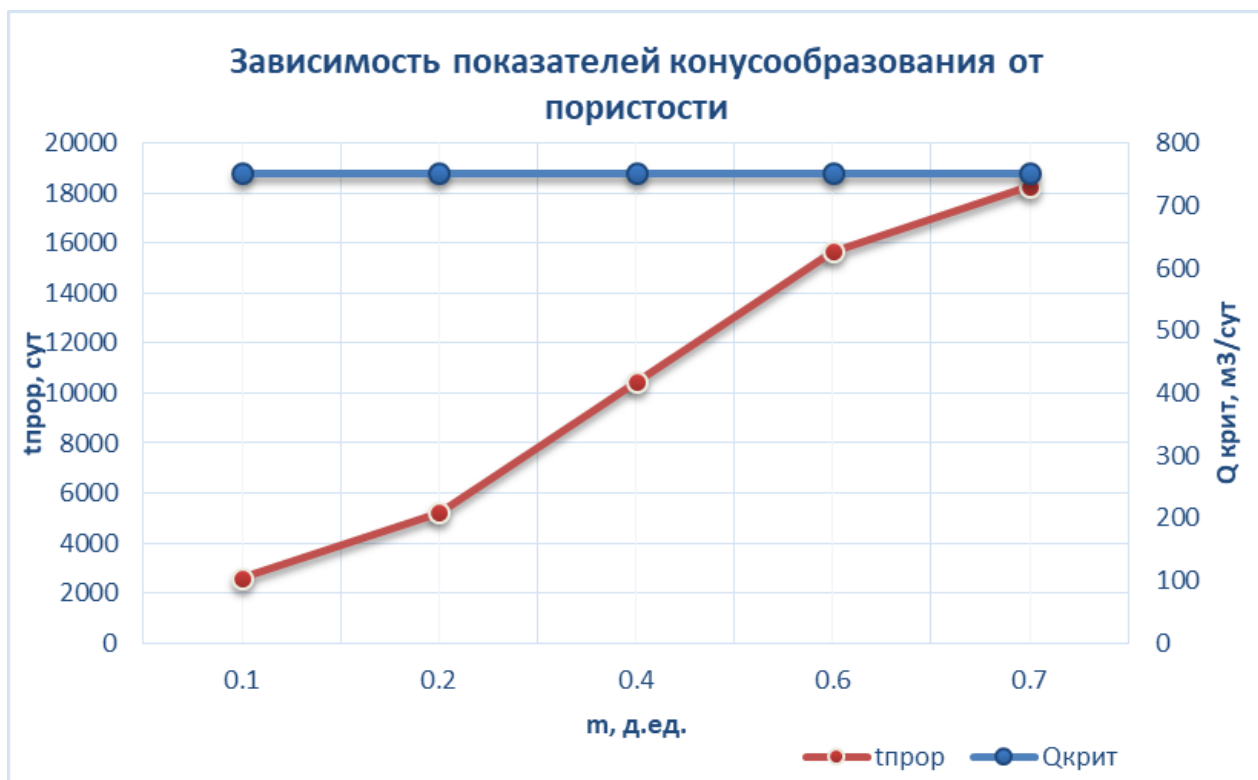


Рисунок 42 – График зависимости критического дебита и времени прорыва воды от пористости

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.

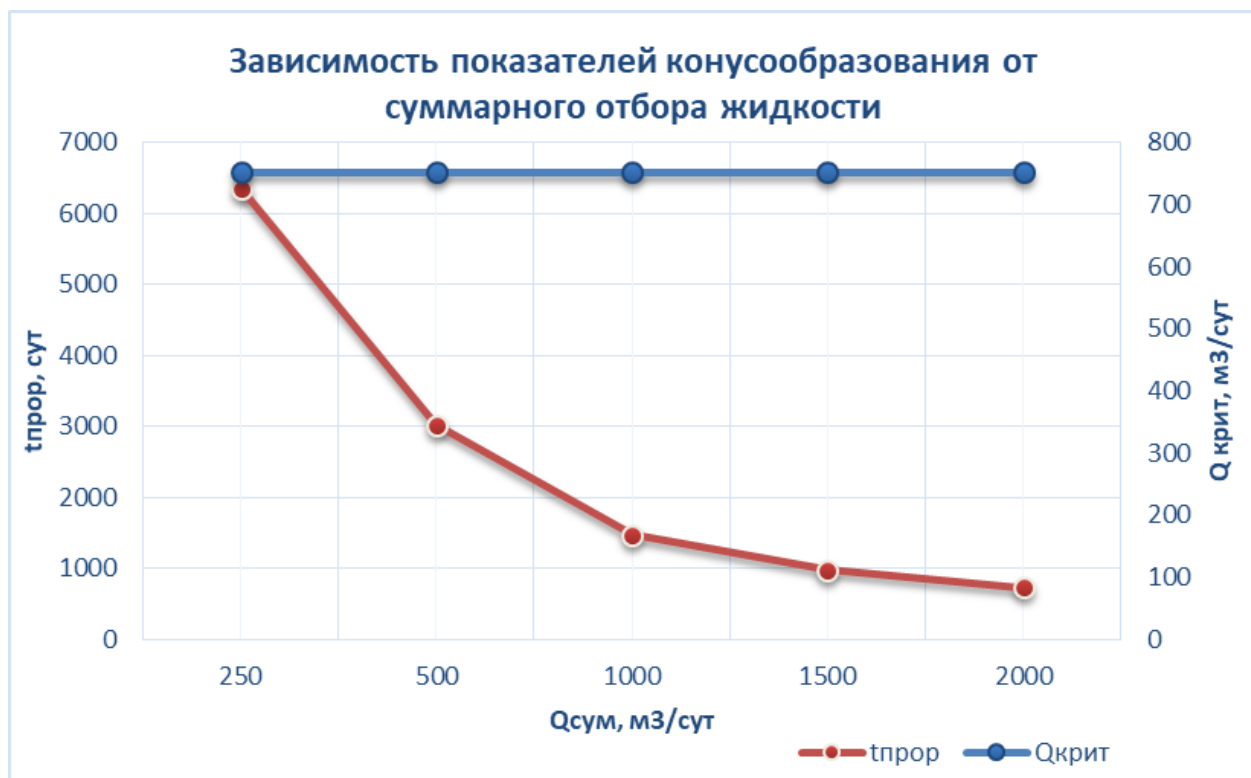


Рисунок 43 – График зависимости критического дебита и времени прорыва воды от суммарного отбора жидкости

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			КАНДИДАТ	
Длина горизонтального участка скважины	м	800	3062	
Радиус скважины	м	0.076		
Нефтенасыщенная мощность пласта	м	15	РАСЧЕТ	
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				<div style="border: 1px solid black; padding: 2px; width: fit-content;">параметры вносятся вручную</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px; width: fit-content; margin-top: 5px;">результатирующие</div>
Критический безводный дебит	м3/сут	261		
Время прорыва конуса воды	сут	3021		
Оптимальное размещение ГС от ВНК (при наличии ГЩ)	м	7.8		

Рисунок 45 – 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 ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ94	Классену Вячеславу Вячеславовичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчёт экономической эффективности от внедрения технологии многостворного заканчивания TAML 1 на месторождении «X»
Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, нормативы операционных затрат на геолого-технические мероприятия по месторождению «X»
Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Базовая ставка НДС на нефть – 919 руб./т. Ежегодная ставка дисконтирования 20%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

Обоснование внедрения данной технологии с экономической точки зрения	Проведено обоснование внедрения технологии многостворного заканчивания TAML 1 с точки зрения экономической эффективности
Расчет экономической эффективности	Выполнены расчеты экономической эффективности внедрения технологии многостворного заканчивания TAML 1

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	07.03.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	к.э.н.		27.03.2021г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Классен Вячеслав Вячеславович		27.03.2021г

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 испытуемой 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 одностволевой скважины и многостволевой с применением TAML 1

Технология	Единица измерения	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Накопленная добыча нефти при использовании многостволевого заканчивания TAML 1 в двустволевой 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

$$B = Q_{\text{нак}} * C, \quad (32)$$

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

$Q_{\text{нак}}$ – накопленная за рассматриваемый период (1 год) добыча нефти, тыс. тн.

C – цена реализации нефти, руб./тн.

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.

$$Ц = Ц_n * C_\$ \quad (33)$$

Таблица 5 – Экономические макропараметры для расчета выручки от добычи нефти

Параметр	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Цена нефти, \$/тн.	274.3	289.8	298.7	322.4	320.4	318.7
Стоимость 1\$, руб.	71.94	73.8	74.7	75.5	75.9	76.3
Цена нефти, руб./тн.	19 732	21 385	22 311	24 340	24 319	24 319

Следующим этапом рассмотрим статьи капитальных (CAPEX) и оперативных (OPEX) 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.

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

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

$N_{\text{ДП}}$ – 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	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Эксплуатационные затраты	тыс.руб.	МЗС с TAML 1	40854	7923	7145	6774	6510	6320	6182
		ГС	36957	6716	6328	6142	6010	5915	5846
Затраты на добычу и перекачку жидкости	тыс.руб.	МЗС с TAML 1	2132	660	447	346	274	222	184
		ГС	1066	330	224	173	137	111	92
Затраты на подготовку нефти	тыс.руб.	МЗС с TAML 1	5662	1753	1188	918	727	588	488
		ГС	2831	876	594	459	363	294	244
Обслуживание нефтяных скважин	тыс.руб.	МЗС с TAML 1	33060	5510	5510	5510	5510	5510	5510
		ГС	33060	5510	5510	5510	5510	5510	5510

Следующую статью расходов стоит рассмотреть налогообложение. При стандартном расчете рассматривается налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и налог на добавочную стоимость (НДС). НДС в компании принимается равным 20% и при расчете выручка умножается на НДС. НДПИ рассчитывается отдельно, для каждого определенного случая, с учетом качества нефти, пластов. Для рассматриваемой компании, с 1 января 2017 года за 1 тонну добытой нефти обессоленной, обезвоженной и стабилизированной базовая ставка НДПИ составляет 919 руб. за тонну (статья 342 НК РФ). В таблице 8 представлен рассчитанный НДПИ в рассматриваемой компании в зависимости от годовой добычи, а также НДС при текущей выручке.

Таблица 8 – Показатели налогообложения при добыче нефти

Показатель	Технология	2021	2022	2023	2024	2025	2026
НДС, тыс.руб.	МЗС с TAML 1	38 539	26 114	20 183	15 976	12 930	10 732
	ГС	19270	13057	10092	7988	6465	5366
НДПИ, тыс.руб.	МЗС с TAML 1	165 496	121 535	97 999	84 625	68 434	56 799
	ГС	82748	60768	48999	42313	34217	28400

Значение потока наличности получается путём разницы между выручкой от добычи нефти и затратами.

Дисконтирование денежных потоков – это приведение стоимости будущих (ожидаемых) денежных платежей к текущему моменту времени. Дисконтирование денежных потоков основывается на важном экономическом законе убывающей стоимости денег. Другими словами, со временем деньги теряют свою стоимость по сравнению с текущей, поэтому необходимо за точку отсчета взять текущий момент оценки и все будущие денежные поступления (прибыли/убытки) привести к настоящему времени. Для этих целей используют коэффициент дисконтирования. Принятая ставка дисконтирования в компании – 20%.

Коэффициент дисконтирования рассчитан по следующей формуле:

$$K_d = (1 + r/100)^{i+0,5}, \quad (35)$$

где K_d – коэффициент дисконтирования, д.ед.

r – ставка дисконтирования, %;

i – рассматриваемый период времени.

Поток наличности (чистый денежный поток) – это весь объем полученных и выплаченных финансов, который вычисляется по следующей формуле:

$$\text{ЧДП} = \sum F_+ - \sum F_-, \quad (36)$$

где, ЧДП – чистый денежный поток, тыс.руб.,

$\sum F_+$ - положительный денежный поток, тыс.руб.,

$\sum F_-$ - отрицательный денежный поток, тыс.руб.

Положительный денежный поток в рассматриваемом случае состоит только из выручки от добычи нефти за пятилетний период. Отрицательный денежный поток состоит из капитальных, операционных затрат, а также налогообложения за тот же исследуемый 5-ти летний период.

Дисконтированный денежный поток – это стоимость будущих платежей, приведенное к текущему времени и рассчитывается по формуле:

$$NPV = \frac{\text{ЧДП}}{K_d}, \quad (37)$$

где NPV – дисконтированный денежный поток, тыс.руб.

В таблице 9 представлены результирующие экономические показатели при стандартной технологии заканчивания в горизонтальной скважине.

Стр.94-96 удалены, так как содержат коммерческую тайну.

Многозабойные скважины со стандартным заканчиванием также приносят больший экономический эффект, по сравнению с одноствольными горизонтальными скважинами. Но технология многоствольного заканчивания TAML 1 позволяет решить дополнительные задачи по снижению проявления конуса, и предотвратить обвал боковых стволов, что, в свою очередь, в дальнейшем даст больший экономический, относительно стандартной технологии заканчивания стволов при бурении многозабойной скважины.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ94	Классену Вячеславу Вячеславовичу

ШКОЛА	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Тема дипломной работы: «Влияние параметров пласта на процесс конусообразования в горизонтальных скважинах при разработке нефтегазовых месторождений»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> • вредных проявлений факторов производственной среды • (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) • опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) • негативного воздействия на окружающую природную • среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) • чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>Рабочая зона – открытая кустовая площадка. Климат – резко континентальный. Технологический процесс обработки призабойной зоны (ОПЗ) водоизоляционными составами проводится круглогодично в соответствии с планом работ и другой документацией. ОПЗ связаны со следующими проявлениями:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредные вещества (кислоты и различные продукты реакции), а также метеоусловия; – агрегаты и процессы, происходящие в них с опасными веществами под большими давлениями, возможно возникновение пожара и взрыва. <p>Негативное воздействие оказывается на атмосферу, гидросферу и литосферу, по причине утечек веществ, распыление и разлив нефтепродуктов и кислот.</p> <p>Чрезвычайные ситуации в основном техногенного характера, они связаны с поломкой оборудования, его негерметичностью, пожаро– и взрывоопасностью.</p>
<p>2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.</p> <p>ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.</p> <p>ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.</p> <p>ИПБОТ 137-2008: «Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по химической обработке скважин».</p>
<p>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</p>	

<p>1. Производственная безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды 	<p>Анализ воздействия вредных факторов при обработке скважин водоизоляционными составами: - повышенный уровень шума.</p> <p>Анализ воздействия опасных факторов при обработке скважин водоизоляционными составами: - токсические вещества в рабочей зоне; - повышенные значения напряжения.</p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p>	<p>Охрана окружающей среды, в зависимости от направления воздействия загрязняющих веществ (нефтепродуктов, различных химикатов и других):</p> <ul style="list-style-type: none"> - атмосфера (распыление веществ); - гидросфера (утечки веществ); - литосфера (разлив веществ).
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>На кустовых площадках ЧС возникают в связи:</p> <ul style="list-style-type: none"> - с поломкой оборудования; - с негерметичностью трубопровода, запорных устройств и др.; - с пожарами.
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p>	<p>Организация безопасности на кустовой площадке при проведении кислотных обработок скважин.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.03.21 г.
--	-------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ТПУ	Сечин Александр Иванович	д.т.н.		15.03.21 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Классен Вячеслав Вячеславович		15.03.21 г.

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 от 12.03.2013 №101 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.

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.

Все химические реагенты, которые используются при проведении данного вида геолого-технического мероприятия (ГТМ), входят в «Перечень химических продуктов, разрешённых к применению в технологических процессах нефтедобычи». Кустовая площадка на месторождении относится к опасным производственным объектам (ОПО), что требует тщательного контроля безопасности со стороны рабочих и проверяющего персонала.

5.1 Производственная безопасность при проведении обработки призабойной зоны водоизоляционными композициями

В связи с [1] один и тот же по своей природе неблагоприятный производственный фактор при различных характеристиках воздействия может оказаться либо вредным, либо опасным, а потому логическая граница между ними условна. Поэтому возможно их разделить следующим образом, как приведено в таблице 11.

Таблица 11 – Опасные и вредные факторы при обработке призабойной зоны водоизоляционными составами

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разрабо тка	Изготов ление	Эксплу тация	
1. Повышенный уровень шума		+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
2. Токсические вещества в рабочей зоне	+	+	+	ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
3. Повышенное значение напряжения	+	+	+	ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

5.1.1 Анализ вредных производственных факторов

В соответствии с [16] вредные факторы при проведении ОПЗ по закачке водоизоляционных составов являются физические – повышенный уровень шума на рабочем месте.

Шум агрегатов (насосных и кислотных) негативно воздействует на органы слуха. Внезапные шумы высокой интенсивности, даже кратковременные (взрывы, удары и т.п.), могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки). Шум не должен превышать определённых значений напряженности (таблица 12).

Таблица 12 – Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести и напряженности в дБА [17]

Категория напряженности трудового процесса	Категория тяжести трудового процесса				
	легкая физическая нагрузка	средняя физическая нагрузка	тяжелый труд 1 степени	тяжелый труд 2 степени	тяжелый труд 3 степени
Напряженность легкой степени	80	80	75	75	75
Напряженность средней степени	70	70	65	65	65
Напряженный труд 1 степени	60	60	-	-	-
Напряженный труд 2 степени	50	50	-	-	-

Снижение шума в источнике осуществляется за счет улучшения конструкции машины или изменения технологического процесса. Необходимо использовать СИЗ, чтобы обезопасить рабочего от негативного влияния шума. Они включают в себя противозумные вкладыши (беруши), наушники, шлемы и каски, специальные костюмы.

5.1.2 Анализ опасных производственных факторов

В соответствии с [16], опасным фактором при ОПЗ водоизоляционными составами являются токсические вещества в рабочей зоне и повышенное значение напряжения.

1) Токсические вещества.

На месте при проведении работ закачивают агрессивные химические реагенты (метилхлорсилан, фенилхлорсилан и др.), которые являются источниками опасного воздействия на организм человека. Метилхлорсилан очень легко воспламеняется. При пожаре выделяет раздражающие или токсичные пары (или газы). Смеси паров с воздухом взрывоопасны. При вдыхании вызывает ощущения жжения, кашель, боли в горле, затрудненное дыхание, сбивчивое дыхание. Симптомы могут проявляться позже. Вещество и его пары разъедают глаза, кожу и дыхательные пути. Едкое вещество при приеме внутрь. Вдыхание пара может вызвать отек легких. Воздействие

вещества может привести к смертельному исходу. Необходимо медицинское обследование.

Чем выше концентрация токсичных веществ в воздухе рабочего помещения, тем сильнее их воздействие на организм человека.

В воздухе рабочей зоны содержание вредных веществ не должно превышать установленных предельно-допустимых концентраций (ПДК) (таблица 13).

Таблица 13 – Допустимые концентрации в воздухе рабочей зоны некоторых веществ [18]

Показатели	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Углеводороды предельные C ₂ – C ₁₀	900	4
Метан	7000	4
Полиизобутилен	100	4
Метилхлорсилан	1-5	2
Полиакриламид	10	4
Нафталин	20	4
Фенилхлорсилан	1-5	2
Хлористый кальций	2	3

В соответствии с [18] по степени воздействия на организм человека вещества подразделяются на 4 класса опасности в соответствии с таблицей 14.

Таблица 14 – Классы опасности по степени воздействия на организм человека

Класс опасности	Характер	ПДК, мг/м ³	Пример
1	Чрезвычайно опасные	<0,1	Свинец, ртуть
2	Высокоопасные	0,1–1	Хлор, серная кислота
3	Умеренно опасные	1,1–10	Метиловый спирт
4	Малоопасные	>10	Аммиак, ацетон

Персонал, работающий с метилхлорсиланом, должен быть обеспечен защитными очками, спецодеждой и перчатками из суконной или другой кислотоупорной ткани, резиновыми сапогами и фартуками.

2) Повышенное значение напряжения.

При нахождении на кустовой площадке оператор (рабочий) может быть поражён током, при взаимодействии со станцией управления, кабелем, и другими элементами, проводящими ток. При замыкании электрической цепи

через организм человека ток оказывает термическое (ожоги), электролитическое (нарушение химического состава тканей и кожи), биологическое (судорожное сокращение мышц, в том числе сердца) и механическое воздействие (разрыв тканей, вывихи, переломы) [18]. При контроле работы скважины оператор по добыче нефти и газа работает со станцией управления, на выходе из которой проходит ток по кабелю значением от 32А до 100А для поддержания работы погружного электродвигателя. В случае снятия защиты с рабочей кабельной линии, работник, взаимодействуя токопроводимыми элементами или частями тела с кабелем получит мгновенный паралич сердца (таблица 15).

Таблица 15 – Воздействие различных сил тока на организм человека

Сила тока, мА	Воздействие
20–25	Паралич рук, затруднение дыхания
50–80	Паралич дыхания
90–100	Фибрилляция сердца
>300	Паралич сердца

Защитное заземление или зануление станции управления, а также трансформатора обеспечивает защиту рабочих на кустовой площадке от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции [18].

5.1.3 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего)

Безопасность проведения закачки водоизоляционных технологий зависит от соблюдения «Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по химической обработке скважин» [5].

- 1) Требования безопасности перед проведением работ.

Получив задание, оператор: проверяет исправность насосных агрегатов, запорной арматуры, трубопроводов, КИП и А; проверяет наличие пожарного инвентаря и его исправность; постоянно держит рабочее место устья скважины в чистоте и порядке, не загромождать посторонними предметами;

устанавливает насосный агрегат от скважины на расстоянии не менее 10 м, кабиной от устья с наветренной стороны; проверяет на герметичность путем опрессовки на полуторакратное рабочее давление все нагнетательные линии водой, проверить наличие обратного клапана; при обнаружении неисправного технологического оборудования сообщает технологу (мастеру) и принять меры для их устранения [19].

2) Требования безопасности во время работы.

При закачке химреагентов в скважину: необходимо обеспечивать правильную технологию, следить за показаниями манометра; разлитый химический реагент своевременно убирать в специально отведенное место; не должно быть утечки химреагентов через соединения оборудования и трубопроводов; не ремонтировать коммуникации, трубопровод [19].

При попадании ингибиторов на незащищенные участки тела: промыть их проточной водой. Во время проведения работы: становиться с наветренной стороны во избежание попадания паров химреагентов при вдыхании. На кустовой площадке применять открытый огонь для отогрева замерзших трубопроводов и оборудования запрещается. Закачку химреагентов производить при достаточной освещенности (не менее 25 лк) рабочих мест.

3) Требования безопасности по окончании работ.

По окончании работ коммуникации и оборудование промыть водой и промывочную воду закачать в дренажную систему. Освободившуюся тару из-под химреагентов складывать в специально отведенном месте, согласно установленному правилам порядка. Собрать и уложить инструмент.

О выполненной работе доложить непосредственному руководителю работы. Сдать смену сменщику с росписью в вахтовом журнале. Снять СИЗ и уложить их в места хранения. Вымыть руки с мылом или принять душ (не допускается мыть руки жидкостями, предназначенными для выполнения технологических процессов) [19].

5.2 Экологическая безопасность

В ходе проведения ОПЗ водоизолирующими составами происходит воздействие на атмосферу, гидросферу, литосферу. Все выбрасываемые и сбрасываемые вещества предложены в качестве нормативов предельно-допустимых выбросов (ПДВ) и сбросов (ПДС). По ориентировочным оценкам, большая часть углеводородного загрязнения приходится на атмосферу – 75 %, 20 % фиксируется в поверхностных и подземных водах и 5 % накапливается в почвах.

Недра подлежат обязательной охране от истощения запасов полезных ископаемых и загрязнения. Необходимо также предупреждать вредное воздействие недр на окружающую природную среду при их освоении [20].

Защита атмосферы

Распыление и розлив нефти и нефтепродуктов, а также вторичные реакции и работа двигателей агрегатов сопровождается выделениями углекислого газа и метана в атмосферу. Потери при испарении легких фракций нефти во время хранения в резервуарах и производстве сливных и промывочных операций.

Основными мероприятиями по охране атмосферы являются: исключение случаев выбросов газа и разливов нефти путем своевременного осуществления сброса нефти и газа в аварийные емкости; оперативный сбор разлитой нефти; постоянный строгий контроль за выбросами в атмосферу транспортными средствами; постоянное внедрение технологий и оборудования, ведущих к снижению норм ПДВ; проведение мероприятий по рекультивации земель в случае их загрязнения нефтепродуктами, химическими реагентами согласно утвержденным методам.

Защита гидросферы

В ходе работ по проведению ОПЗ водоизоляционными составами могут происходить различные воздействия на гидросферу. Например:

– загрязнение поверхностных и подземных вод промывочной жидкостью, засоление поверхностных водоемов, при самопроизвольной утечке кислот (щелочей) или других веществ (нефтепродуктов);

– утечка нефтепродуктов и химических реагентов из резервуаров и дозирующих установок.

Мероприятия по защите гидросферы: герметизация всего оборудования и трубопровода; полную утилизацию промышленной сточной воды путем ее закачки в продуктивные или поглощающие пласт; при необходимости, обработку закачиваемой в продуктивные пласты воды антисептиками, с целью предотвращения ее заражения сульфатовосстанавливающими бактериями, приводящими к образованию сероводорода в нефти и в воде; создание сети контрольных пунктов для наблюдения за составами поверхностных и подземных вод.

Защита литосферы

При проведении КО происходят нарушения и загрязнения почвенного и растительного покрова утечками (проливами) кислот, щелочей, технических жидкостей и нефтепродуктов, а также плохое качество промывки скважины после работ по ОПЗ.

Чтобы избежать дополнительное загрязнение ПЗП из-за некачественно проведенных операций, необходимо вести полный контроль за всеми процессами в течении всего времени проведения работ.

Операции по ОПЗ можно производить по замкнутой схеме с использованием герметизирующих сальниковых устройств; земляных амбаров, изолированных полиэтиленовой оболочкой; быстросъемных трубных соединений, которые предотвращают попадание технологических жидкостей; циркуляционных систем и других веществ на почву. В случае её загрязнения нефтепродуктами, химическими реагентами необходимо провести мероприятия по рекультивации земель.

В процессе ОПЗ необходимо использовать пресную и техническую воду в качестве транспортирующей жидкости и жидкости глушения при разбурировании цементных мостов и выполнении работ по интенсификации притока и промывке скважин.

В ходе разработки технологии скважинной утилизации отходов процесса добычи нефти выделен ряд реагентов, отходы которых возможно утилизировать несколькими способами. Следует иметь в виду, что недопустимая совместная утилизация отходов химических реагентов, при смешивании которых образуются осадки, гели, газы. Это может привести к резкому ухудшению состояния почвы.

5.3 Требования безопасности в чрезвычайных ситуациях

При проведении работ по кислотной обработке скважин, в большинстве случаев, возможные возникающие чрезвычайные ситуации техногенного характера. В частности, возможны следующие ситуации: поломка оборудования, негерметичность трубопровода, возникновение пожара.

При поломке оборудования, угрожающей безопасности работников специализированной бригады по химической обработке скважин, немедленно прекратить работу, доложить руководителю работ и действовать согласно полученным указаниям.

При разрывах трубопроводов нагнетания немедленно одеть СИЗ, выключить подачу химических реагентов и принять меры по недопущению разлива на территории ремонтируемой скважины.

В случае возникновения пожара необходимо: прекратить все технологические операции; сообщить о пожаре; отключить электроэнергию; принять меры к удалению людей из опасной зоны; умело и быстро выполнить обязанности, изложенные в плане ликвидации аварий; изолировать очаг пожара от окружающего воздуха; горящие объемы заполнить негорючими газами или паром; принять меры по искусственному снижению температуры горящего вещества.

При ожогах кислотой необходимо оказать первую помощь согласно рецептуре в зависимости от вида химического реагента. В большинстве случаев горение ликвидируется одновременным применением нескольких методов.

При несчастном случае необходимо немедленно освободить пострадавшего от воздействия травмирующего фактора, оказать ему первую доврачебную помощь.

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

При закачке химреагентов, пара, горячей воды на нагнетательной линии устья скважины должен быть установлен обратный клапан. Нагнетательная система после сборки до начала закачки должна быть опрессована на полуторакратное ожидаемое рабочее давление.

На период тепловой и комплексной обработки вокруг скважины и применяемого оборудования должна быть установлена опасная зона радиусом не менее 50 м. При проведении работ по обработке призабойной зоны водоизоляционными составами необходимо строго следовать правилам, инструкциям и схеме расстановки оборудования.

Технологические режимы ведения работ и конструктивное исполнение агрегатов и установок исключают возможность образования взрывопожароопасных смесей внутри аппаратов и трубопроводов. На всех объектах (скважинах, трубопроводах, замерных установках) образование взрывоопасных смесей не допускается, в планах проведения работ необходимо предусматривать систематический контроль газовоздушной среды в процессе работы.

Остатки химических реагентов доставляют и собирают в специально отведённое место, оборудованное для уничтожения или утилизации.

После завершения закачки кислотных растворов все оборудование и трубопроводы необходимо промыть пресной водой. Сброс жидкости после промывки должен производиться в сборную емкость.

Рабочие места операторов снабжены медицинскими аптечками, запасом чистой пресной воды, нейтрализующими компонентами: мелом, известью, хлорамином, 3 % раствором соды; средствами пожаротушения (огнетушители, песок, кошма).

Выкидная линия от предохранительного устройства насоса жестко закреплена и выведена в сбросную емкость для сбора жидкости или на прием насоса. Вибрация и гидравлические удары в нагнетательных коммуникациях не должны превышать установленные нормы. Работы должны выполняться с применением необходимых средств индивидуальной защиты и в соответствии с требованиями инструкции по применению данного реагента.

На месте проведения работ по закачке агрессивных химреагентов (серной, соляной, плавиковой кислоты и т.д.) аварийный запас спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты, запас чистой пресной воды и нейтрализующие компоненты для раствора (мел, известь, хлорамин).

При гидравлических испытаниях нагнетательных систем обслуживающий персонал удален за пределы опасной зоны.

В данной главе разобраны требования промышленной безопасности при проведении кислотной обработки призабойной зоны пласта, был проведен анализ основных опасных и вредных факторов, основных причин ухудшения экологии при работах в скважине и рассмотрены мероприятия, способствующие снижению влияния ОПЗ на окружающую среду.

Приведены меры по ликвидации влияния опасных и вредных факторов и по предотвращению чрезвычайных случаев, а также представлена «Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по химической обработке скважин», на основании которой проводятся кислотные обработки скважин.

Расчет молниезащиты

Мероприятия выполнены в соответствии с ПУЭ 7-е изд., СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» (далее СО) и РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений» (далее РД).

В случае работ на кустовой площадке необходимо размещение молниеотводов для защиты комплексной трансформаторной подстанции (КТП) класса 10/0,4 кВ (длина: 3,06 м; ширина: 2,1 м; высота: 4,5 м) от воздействия

молнии. Грунт: суглинок. Удельное сопротивление грунта: 100 Ом·м.
Предпочтительный вариант молниезащиты: глубинное модульное заземление.

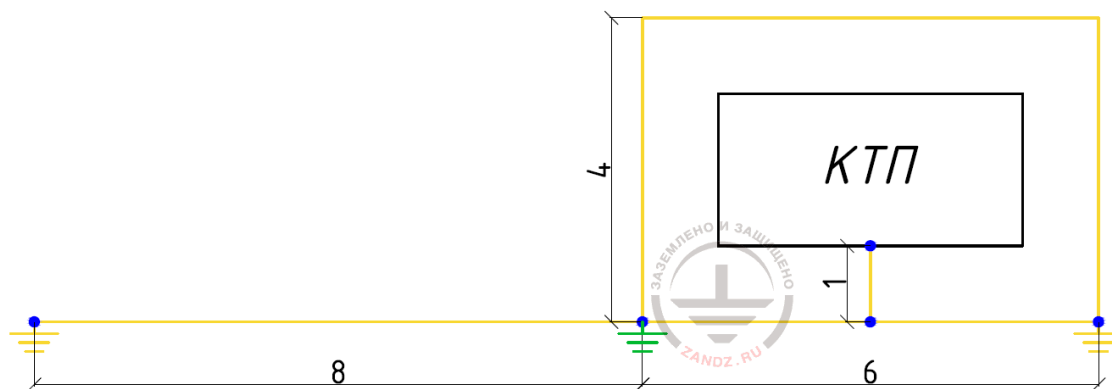
В соответствии с ПУЭ п.1.7.96, 1.7.97 и 1.7.104 для электроустановок напряжением выше 1 кВ в сетях с изолированной нейтралью (35-10 кВ) сопротивление ЗУ не должно превышать 4 Ом. В соответствии с ПУЭ п. 1.7.101 сопротивление заземляющего устройства, к которому присоединены нейтрали генератора или трансформатора или выводы источника однофазного тока, в любое время года должно быть не более 4 Ом при линейном напряжении 380 В источника трехфазного тока.

Комплекс мероприятий по обеспечению необходимых требований к заземляющему устройству представлен следующими решениями:

установка двух вертикальных электродов длиной 10,5 м и одного вертикального электрода длиной 9 м, объединенных горизонтальным электродом из коррозионностойкой полосы стальной омедненной сечением 30х4 мм. Глубина заложения полосы 0,5 м;

до стены здания прокладывается горизонтальный заземлитель длиной 3 метра (полоса омеднённая сечением 30х4 мм).

Расположение элементов заземляющего устройства показано на рисунке 48.



Условные обозначения:





-  - вертикальный электрод длиной 10,5 м;
-  - вертикальный электрод длиной 9 м;
-  - горизонтальный электрод;
-  - зажим для подключения проводника (ZZ-005-064).

Рисунок 48 – Заземляющие устройства для защиты трансформаторной подстанции

Расчёт сопротивления заземляющего устройства:

1) Сопротивление горизонтального электрода:

$$R_{\text{гор}} = \frac{\rho}{2\pi L_{\text{гор}}} * \ln\left(\frac{2L_{\text{гор}}^2}{bh}\right) = \frac{100}{2*3,14*29} * \ln\left(\frac{2*29^2}{0,03*0,5}\right) = 6,38 \text{ Ом}, \quad (38)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта, Ом·м;

b – ширина полосы горизонтального электрода, м;

h – глубина заложения горизонтальной сетки, м;

$L_{\text{гор}}$ – длина горизонтального электрода, м.

2) Сопротивление вертикального электрода:

$$R_{\text{верт}} = \frac{\rho}{2\pi L} * \left[\ln\left(\frac{2L}{d}\right) + 0,5 * \ln\left(\frac{4T+L}{4T-L}\right) \right], \quad (39)$$

$$R_{\text{верт1}} = \frac{100}{2\pi * 10,5} \left(\ln\frac{2 * 10,5}{0,014} + 0,5 * \ln\frac{4 * 5,75 + 10,5}{4 * 5,75 - 10,5} \right) = 11,83 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{верт2}} = \frac{100}{2\pi * 9} \left(\ln\frac{2 * 9}{0,014} + 0,5 * \ln\frac{4 * 3,5 + 9}{4 * 3,5 - 9} \right) = 13,51 \text{ Ом};$$

где $\rho_{\text{эkv}}$ – эквивалентное удельное сопротивление грунта, Ом·м;

L – длина вертикального электрода, м;

d – диаметр вертикального электрода, м;

T – заглубление - расстояние от поверхности земли до заземлителя, м,

которое рассчитывается по формуле:

$$T = \frac{L}{2} + t, \quad (40)$$

где t – заглубление верха электрода, м.

$$R_{\text{верт1}} = \frac{100}{2 \cdot 3,14 \cdot 10,5} * [\ln\left(\frac{2 \cdot 10,5}{0,014}\right) + 0,5 * \ln\left(\frac{4 \cdot 5,75 + 10,5}{4 \cdot 5,75 - 10,5}\right)] = 11,830 \text{ м.} \quad (41)$$

$$R_{\text{верт2}} = \frac{100}{2 \cdot 3,14 \cdot 9} * [\ln\left(\frac{2 \cdot 9}{0,014}\right) + 0,5 * \ln\left(\frac{4 \cdot 3,5 + 9}{4 \cdot 3,5 - 9}\right)] = 13,510 \text{ м.} \quad (42)$$

3) Полное сопротивление заземляющего устройства:

$$R_{\text{зу}} = \frac{1}{k_{\text{исп гр}} * \left(\frac{n_{\text{гор}}}{R_{\text{гор}}} + \frac{n_{\text{верт1}}}{R_{\text{верт1}}} + \frac{n_{\text{верт2}}}{R_{\text{верт2}}}\right)} = \frac{1}{0,635 * \left(\frac{1}{6,38} + \frac{2}{11,83} + \frac{1}{13,51}\right)} = 3,94 \text{ Ом} \quad (43)$$

где n – количество комплектов, шт;

$k_{\text{исп}}$ – коэффициент использования д.ед.

Расчётное сопротивление заземляющего устройства составляет 3,94 Ом, что ниже 4 Ом, и, следовательно, рассчитанное расположение элементов молниезащиты достаточно, для нормальной работы кустовой трансформаторной подстанции на кустовой площадке нефтегазодобывающего промысла.

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 714,8 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», 2013. – 288 с.

Приложение А
(справочное)

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

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Классен Вячеслав Вячеславович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Врио ректора ТПУ	Яковлев Андрей Александрович	д.ф.-м.н.		

Консультант

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

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Болсуновская Людмила Михайловна	к.ф.н.		

Introduction

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

The most common problem is coning in horizontal and deviated wells. The task of prevention and solution is to find / select solutions, initially to determine the nature of the increase in water cut, 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 field development, and 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 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. 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).

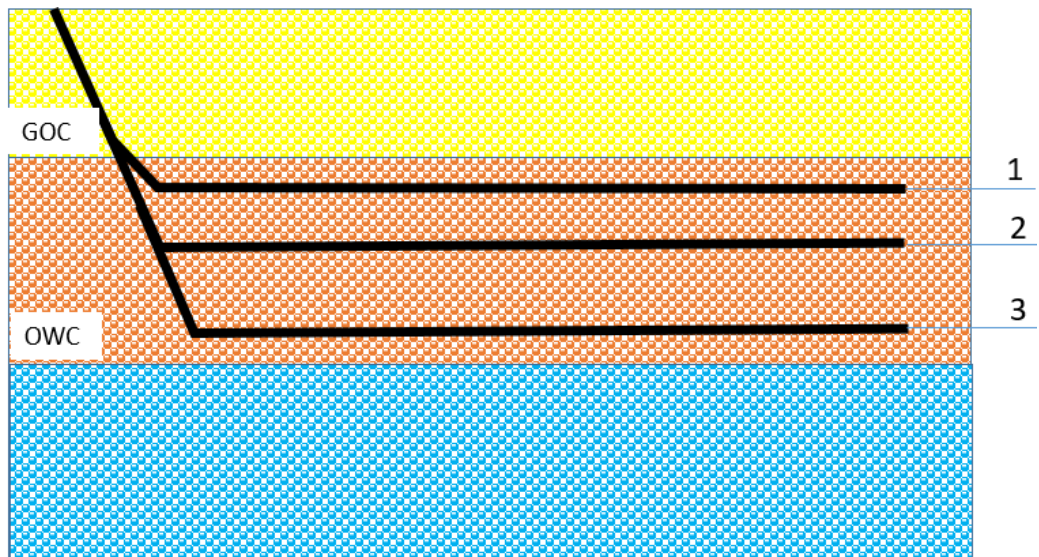


Figure 1 – Arrangement of shafts in the gas-oil-water zone in the section

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 and GOC in the GOC 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. In highly

permeable formations (K_{pr} over 100mD), the wiring is usually laid in a ratio of 2: 3 the distance from the GOC to the OWC, since water is a more dangerous factor. When drilling in the BOZ 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 GOC to its distance from the OWC is calculated as 2: 4 / 2/5, depending on the thickness GSh.

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 this 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).

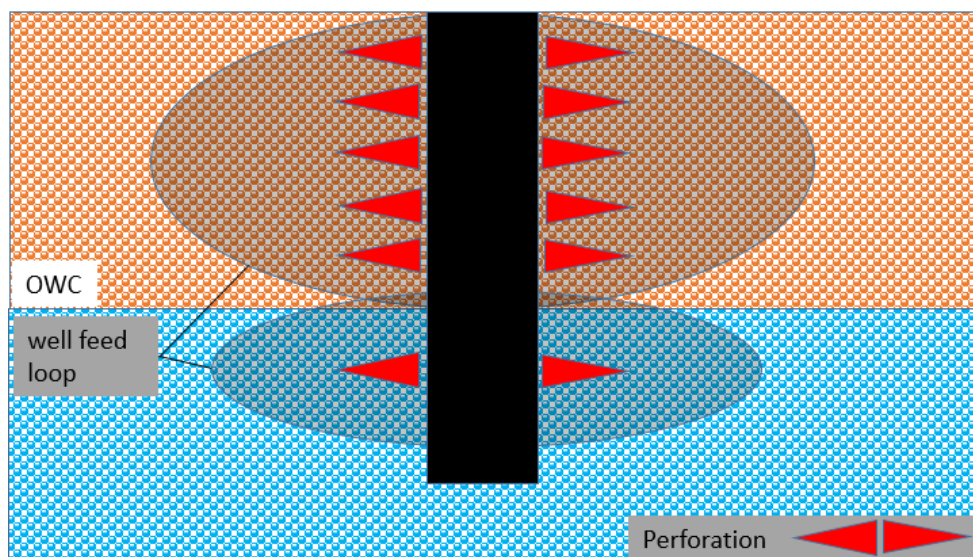


Figure 2 – Image of the simultaneous operation of the oil and water parts of the reservoir in the section

Research Telkov A.P. and Gracheva S.A.N.D. 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 with an increase in 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% OSS and 8% WSS.

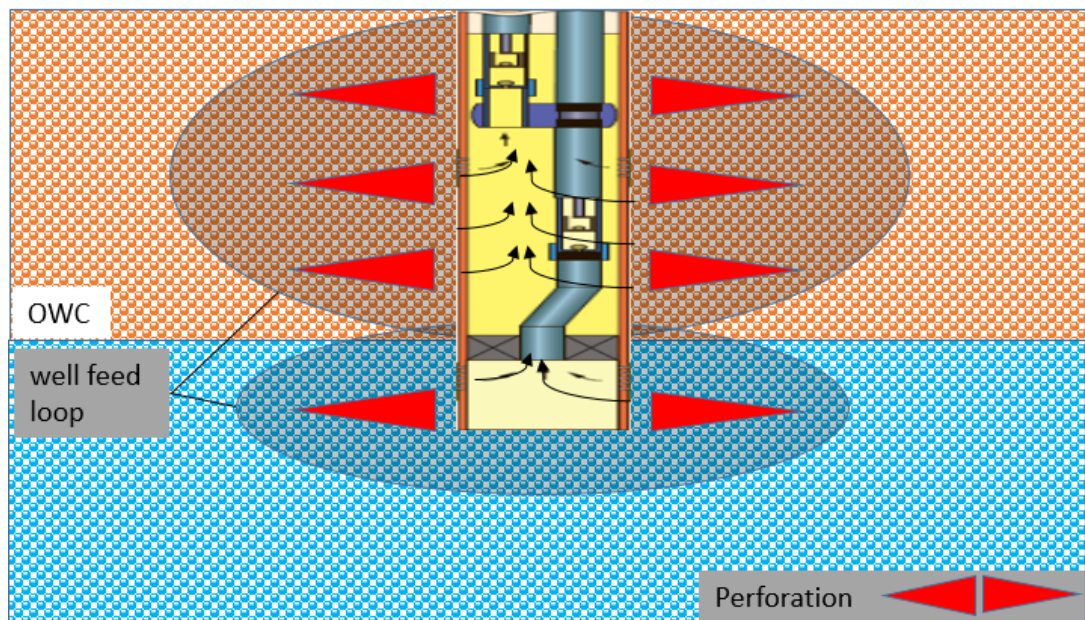


Figure 3 – Image of simultaneous-separate operation to reduce the influence of the water cone

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 (MLT). 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).

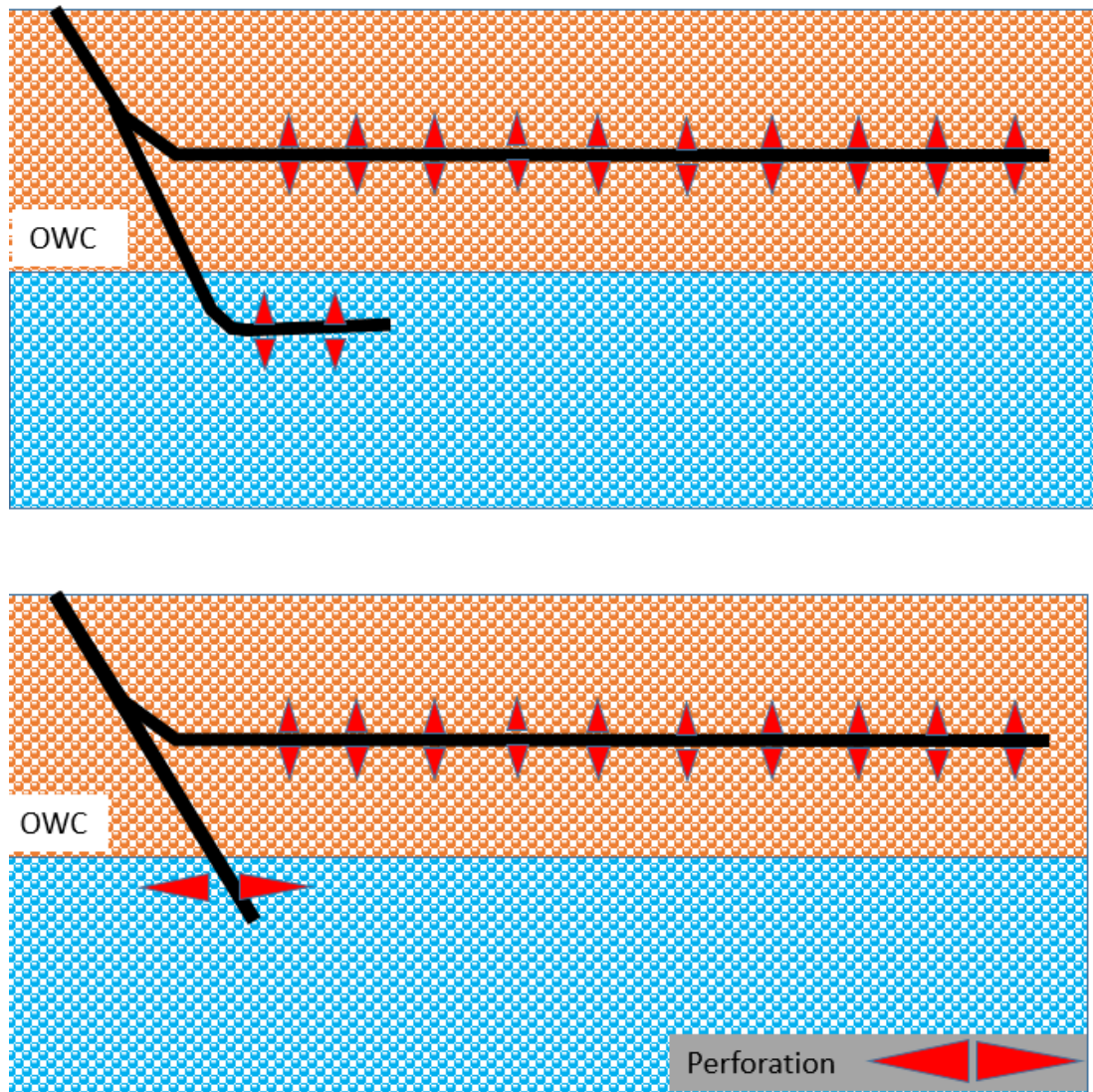


Figure 4 – Image of wells with perforation to reduce the influence of the water cone

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 89mm pipes, and the lower (water-saturated) section is pumped out through a 38mm diameter column running down to the manifold. It has been experimentally determined that a horizontal wellbore aimed at oil production must penetrate 10% of the OSS capacity, and the second wellbore 8% of the WSS 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 increasing the cumulative oil production, 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 costs, which will lead to the probable non-recoverability of the well, therefore this technology is purely individual and 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 MLT 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 to 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.

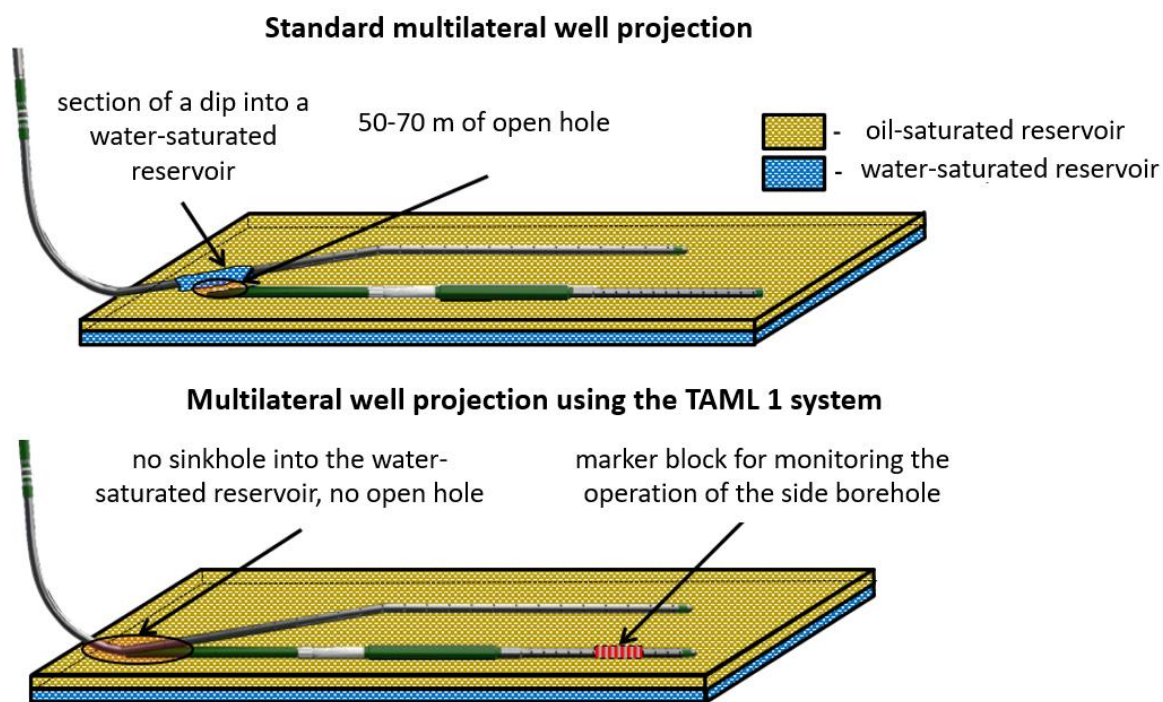


Figure 5 – Comparison of projections of a standard completion design and using TAML 1 when drilling a multilateral well

The advantages of this technology are quite low cost and great effect when drilling MLT.

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 (ORP), 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 1.007kg / 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 SCZ, 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).

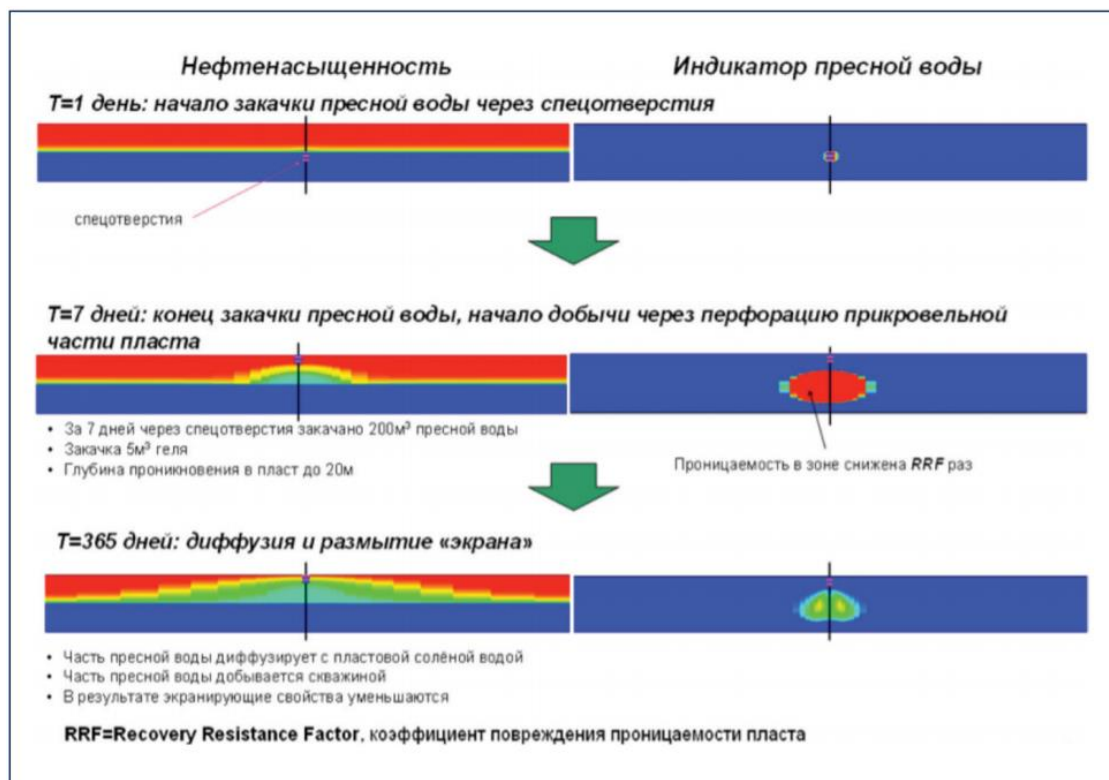


Figure 6 – Simulation of the fresh water injection process

We got the following result:

- 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).

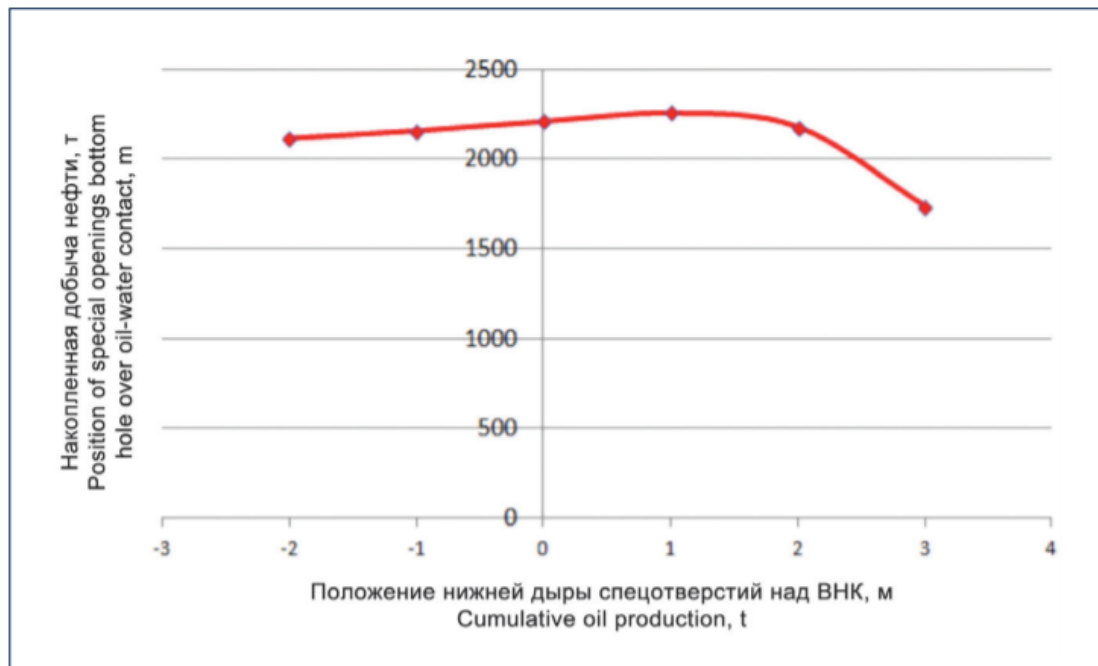


Figure 7 – Graph of the optimal location of perforation holes for fresh water injection

- 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).

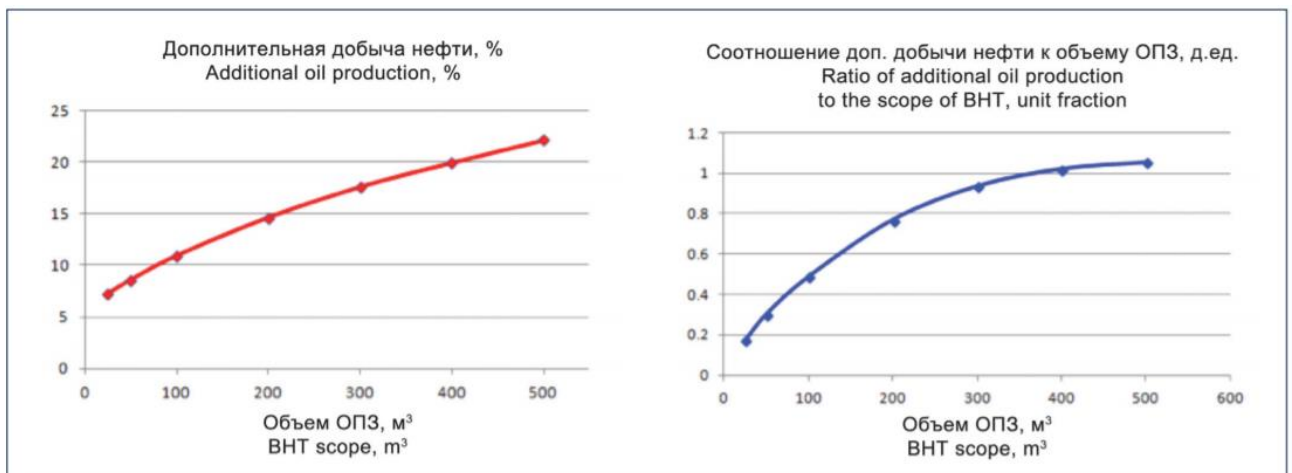


Figure 8 – Graphs of additional oil production due to the implementation of fresh water injection

- 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.

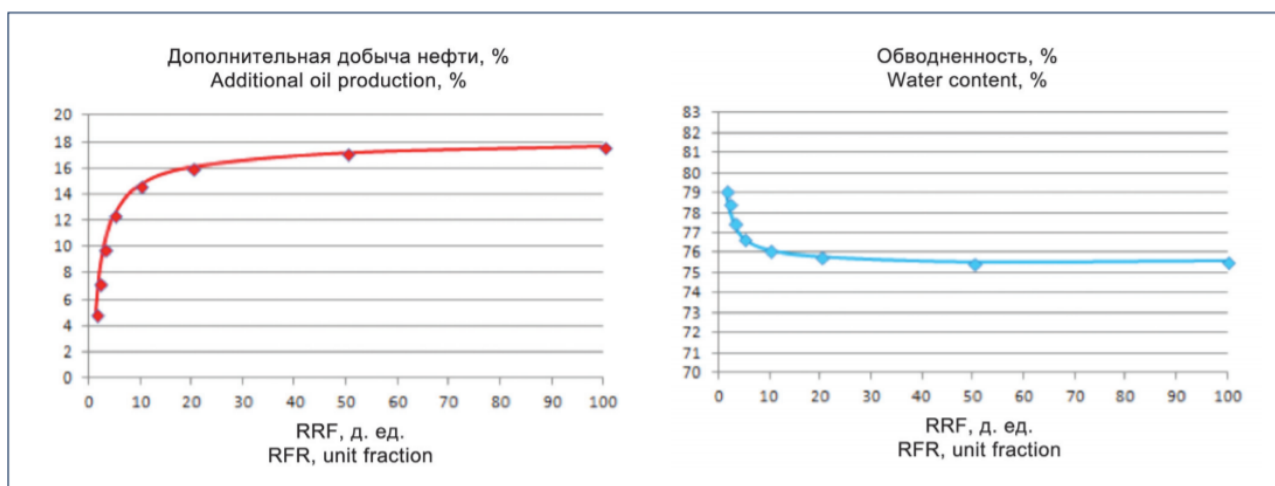


Figure 9 – Results of modeling fresh water injection

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 (EPT).

The advantages of this technology are the cost-effectiveness of the method and technological simplicity.

Disadvantages 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 costs, 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 GOC, and so on). There is a wide range of ORP 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 (RP) 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 (FWF) 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).

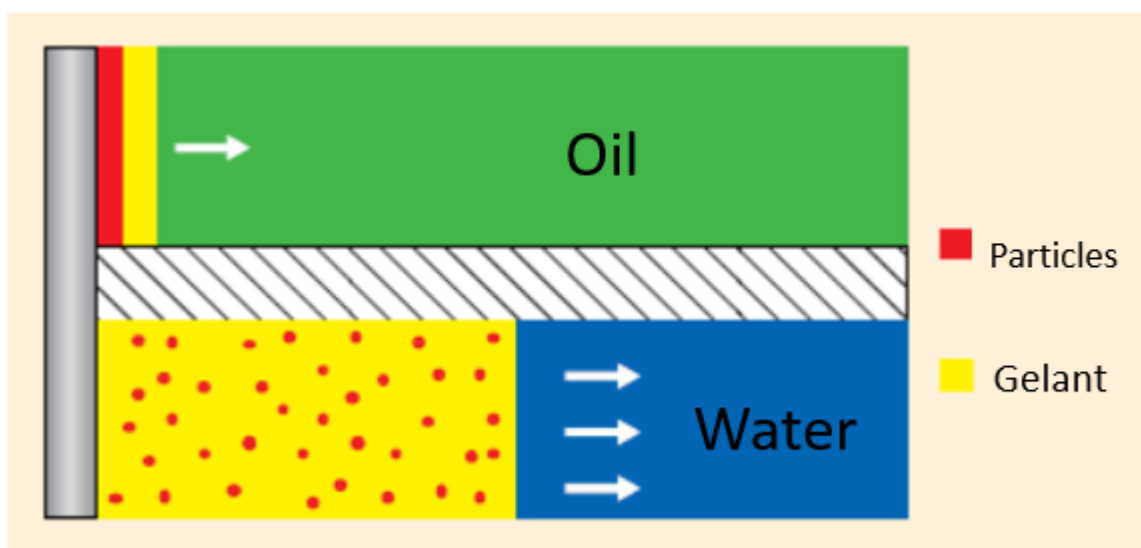


Figure 10 – Principle of operation of polymer systems

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 (WVP), 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 permeabilities 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. Forms a physical gel that retains water. The surfactant hydrophobizes the rock surface, reducing water wettability and increasing oil wettability (Figure 12).

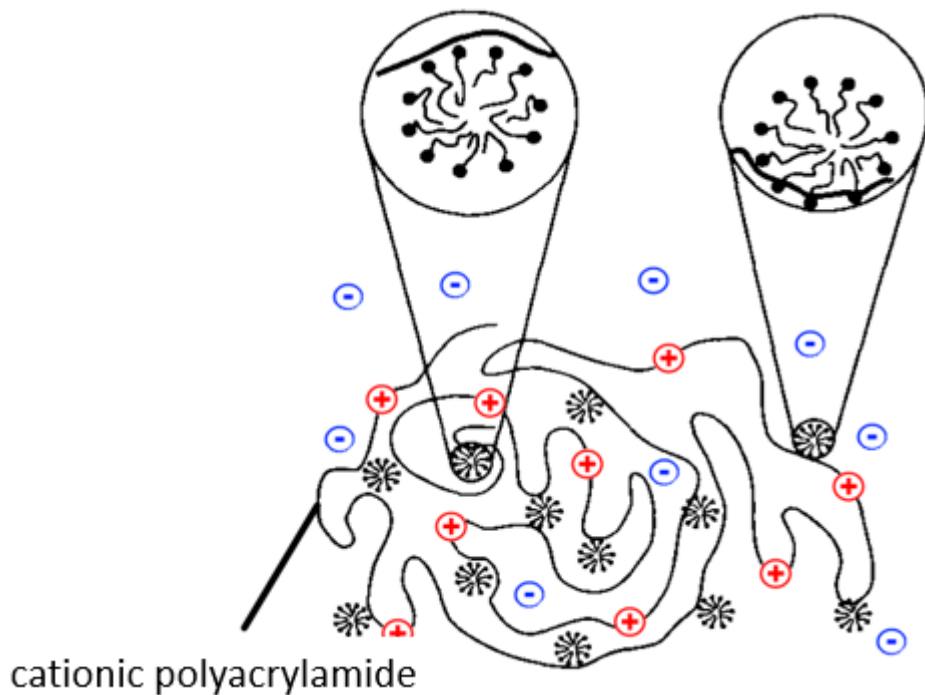


Figure 11 – Relative permeability modifier system

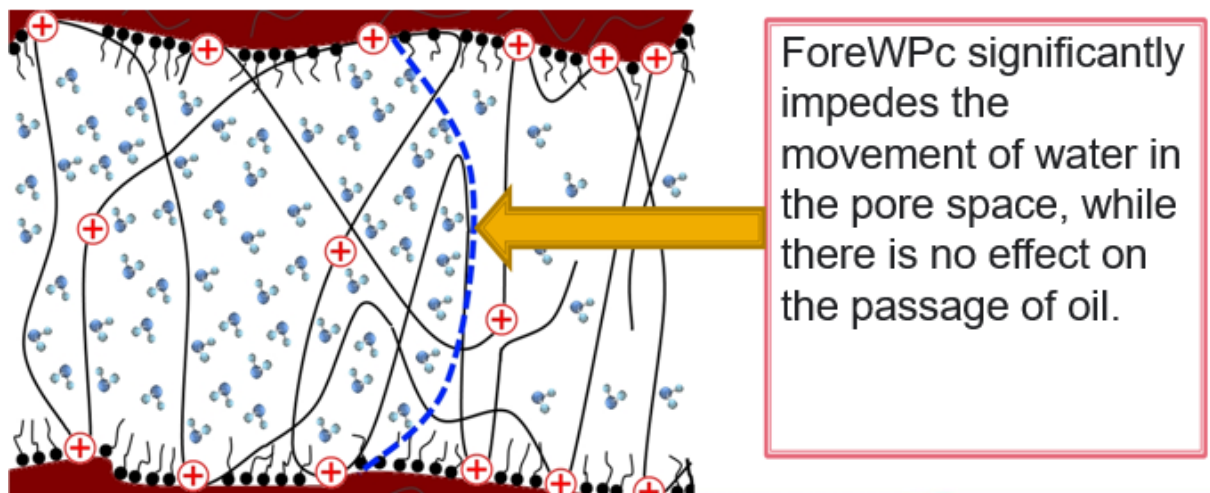


Figure 12 – Image of the ForeWpC system operation process

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 (RIR) 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 30m) 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.

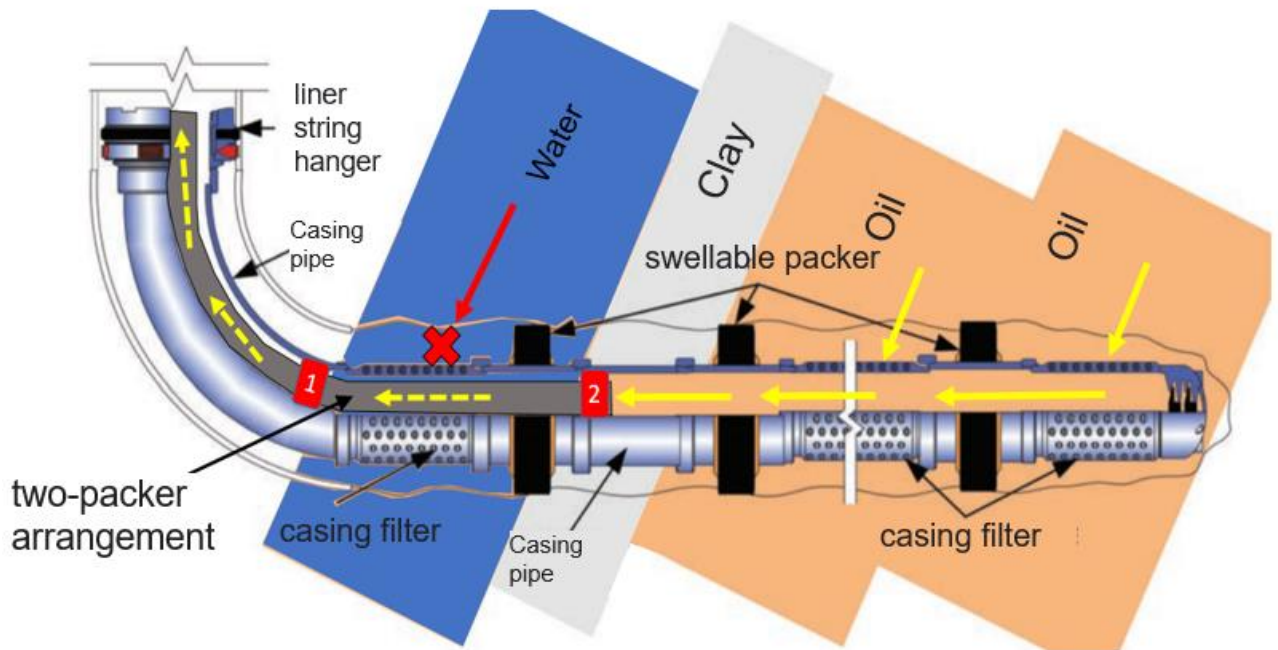


Figure 13 – Image of a two-packer assembly in a horizontal wellbore

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

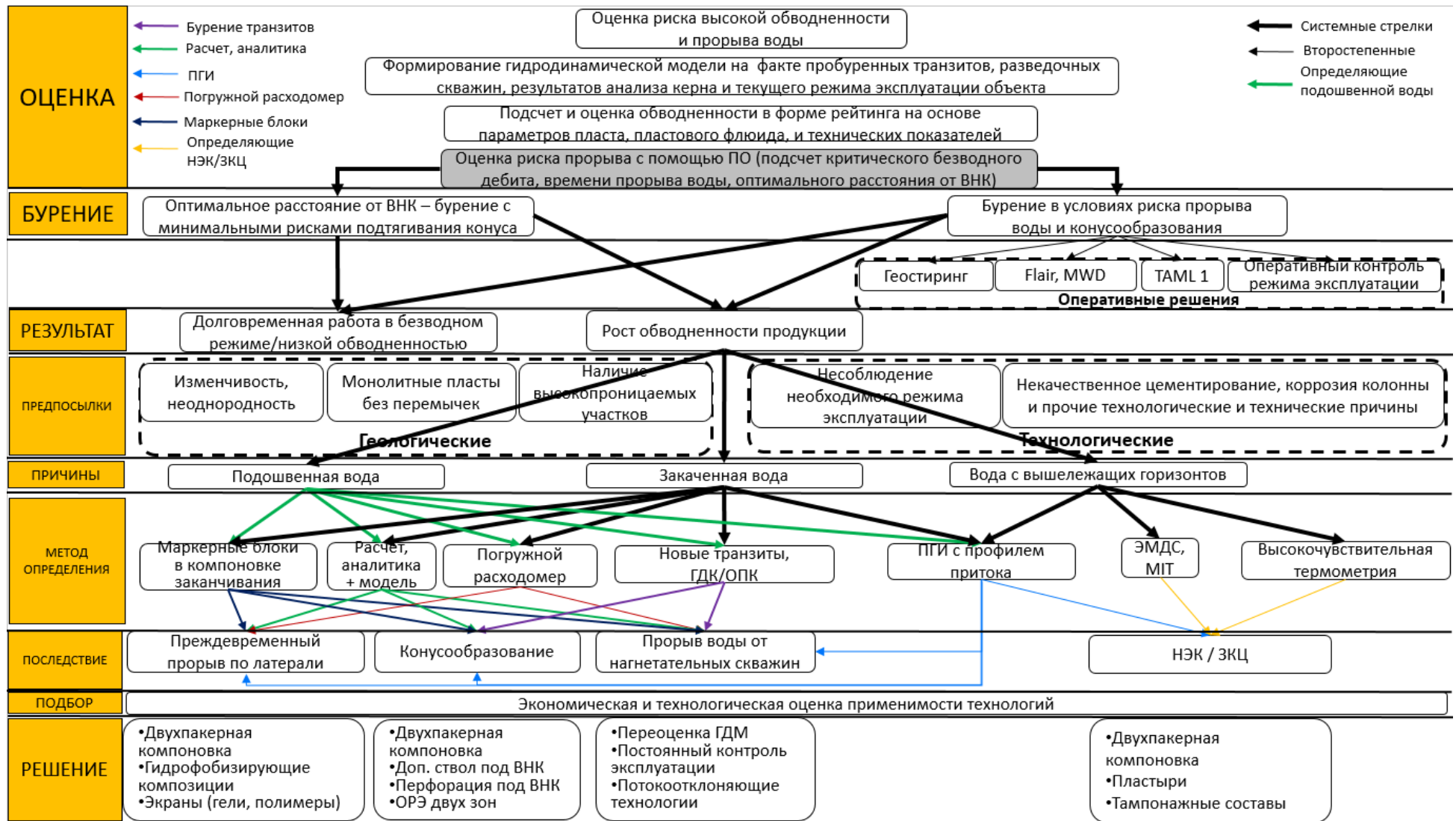


Рисунок 1 – Блок-схема подбора технологий при росте обводненности