

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ПАРАМЕТРОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПРОЦЕСС КОНУСООБРАЗОВАНИЯ В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

УДК 622.276.7

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Фирсов Никита Викторович		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Креницына Зоя Васильевна	К.Т.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев Милий Всеволодович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г.-М.Н		

Томск – 2023г.

**ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ
21.03.01 Нефтегазовое дело**

ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства, и технологии

ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин
ПК(У)-6	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности разработки месторождений и перспективному развитию процессов по добыче углеводородного сырья

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б94	Фирсов Никита Викторович

Тема работы:

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ПАРАМЕТРОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПРОЦЕСС КОНУСООБРАЗОВАНИЯ В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	39–66/с от 08.02.2023

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	15.06.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i></p>	<p>Фондовая и научная литература, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, технологические регламенты, нормативные документы.</p>
<p>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке <i>(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов)</i></p>	<p>Механизм формирования конуса воды и газа: влияние параметров на процесс конусообразования в горизонтальных скважинах, вычисление критических дебитов, применение технологии безводного дебита, теория Маскета-Чарного, эмпирические корреляции для определения</p>

выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)	конусообразования, влияние коэффициента анизотропии на обводненность скважины. Методы борьбы с конусообразованием воды и газа: вычисление критического дебита для предотвращения конусообразования, вычисление оптимальной длины интервала перфорации для предотвращения конусообразования, дополнительные меры контроля конусообразования.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Криницына Зоя Васильевна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	
Оценка влияния параметров пласта и пластового флюида на процесс конусообразования и прорыва воды и газа	
Анализ применения современных технологических решений, влияющих на изменение продвижения конуса воды и газа в процессе разработки месторождений	
Эффективная эксплуатация объектов разработки нефтегазовых месторождений с учетом конусообразования воды и газа	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.02.2023

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			10.02.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Фирсов Никита Викторович		10.02.2023

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВНК – Водонефтяной контакт;

ГНК – Газонефтяной контакт;

ВНФ – Водонефтяной фактор;

КИН – Коэффициент извлечения нефти;

Критический дебит – Максимальный дебит по нефти, который еще позволяет избежать конусообразования;

НГКМ – Нефтегазоконденсатное месторождение;

КРС – Капитальный ремонт скважины;

ЭЦН – Электроцентробежный насос;

РИР – Ремонтно-изоляционные работы;

НКТ – Насосно-компрессорные трубы;

ПДН – Поток денежной наличности;

ОПЗ – Обработка призабойной зоны;

ОПО – Опасные производственные объекты;

ГТМ – Геолого-технического мероприятия;

ПДК – Предельно-допустимых концентраций;

СИЗ – Средства индивидуальной защиты;

КИП и А – Контрольно-измерительные приборы и автоматика;

ПДВ – Предельно-допустимый выброс;

ПДС – Предельно-допустимый сброс;

КТП – Комплексная трансформаторная подстанция;

РЕФЕРАТ

В данной выпускной квалификационной работе 106 страниц, в том числе 37 рисунков, 14 таблицы. Список использованных источников содержит 29 источников.

Ключевые слова: конусообразование воды, конусообразование газа, водонефтяной контакт, газонефтяной контакт, прорыв, рост обводненности, подошвенная вода, влияние параметров пласта.

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

Цель исследования – подбор эффективных решений на основе анализа влияния параметров пласта и пластового флюида на процесс прорыва конуса воды и газа.

В процессе исследования рассмотрены и проанализированы существующие технологии предотвращения и ликвидации роста обводненности при конусообразовании воды. Рассмотрен механизм формирования конуса газа. Представлены вычисления оптимальной длины интервала перфорации и критического дебита для предотвращения конусообразования воды и газа.

Приведены зависимости параметров эксплуатации от различных параметров пласта и пластового флюида. 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 и прорыва конуса газа.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
1 ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА И ПЛАСТОВОГО ФЛЮИДА НА ПРОЦЕСС КОНУСООБРАЗОВАНИЯ И ПРОРЫВА ВОДЫ И ГАЗА	12
1.1 Анализ геолого-промысловых условий конусообразования.....	14
1.2 Выбор и обоснование применения метода предельного безводного дебита в различных геологических условиях.....	26
1.3 Механизм формирования конуса газа.....	33
2 АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ, ВЛИЯЮЩИХ НА ИЗМЕНЕНИЕ ПРОДВИЖЕНИЯ КОНУСА ВОДЫ И ГАЗА В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	38
2.1 Методика вычисления критического дебита в процессе эксплуатации скважин.....	38
2.2 Выбор оптимальной длины интервала перфорации для предотвращения конусообразования	42
2.3 Сравнительный анализ критических дебитов горизонтальных и вертикальных скважин.....	46
2.4 Влияние ширины области дренирования пласта горизонтальными скважинами.....	50
2.5 Анализ влияния коэффициента анизотропии на процесс конусообразования воды и газа.....	59
2.6 Анализ существующих технологий борьбы с предотвращением конусообразования воды и газа.....	61
2.7 Технология и методы предотвращения подтягивания конуса воды ...	62
3 ЭФФЕКТИВНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБЪЕКТОВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С УЧЕТОМ КОНУСООБРАЗОВАНИЯ ВОДЫ И ГАЗА	73
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ И РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ	79

4.1	Расчёт экономической эффективности применения барьерного заводнения	79
4.2	Расчет потерь, связанных с временным переводом добывающей скважины в нагнетательную	80
4.3	Расчет затрат на ремонтные работы проводимые со скважинами	80
4.4	Расчеты потерь в денежной единице измерения, сроки окупаемости мероприятия	81
5.	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	88
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	89
5.2	Производственная безопасность при проведении обработки призабойной зоны водоизоляционными композициями	90
5.2.1	Анализ вредных производственных факторов	91
5.2.2	Анализ опасных производственных факторов	92
5.2.3	Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя	97
5.3	Экологическая безопасность	99
5.4	Требования безопасности в чрезвычайных ситуациях.....	101
5.5	Выводы по разделу социальная ответственность.....	102
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	103
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	104

ВВЕДЕНИЕ

Основная доля месторождений нефти и газа Российской Федерации преимущественно располагаются в водонефтяных зонах. Большое количество скважин эксплуатируется на грани рентабельности, с предельным уровнем обводнения, некоторые скважины уходят в бездействие. Вместе с тем в пластах остается огромное количество неизвлечённых, но потенциально извлекаемых запасов. Накопленный за годы опыт по извлечению нефти из таких зон выявил, что показатели разработки на таких месторождениях гораздо хуже, нежели в пластах без краевых и подошвенных вод. При разработке нефтегазосодержащих пластов с подошвенной водой неизбежно приходится сталкиваться с явлением конусообразования, которое в конечном счете приводит к прорыву воды в скважину и соответственно, ведет к снижению основных показателей разработки месторождения.

Водное и газовое конусообразование объясняется механизмом опережающего движения подошвенных вод или газа из газовой шапки к перфорационным отверстиям нефтяной скважины. Конусообразование приводит к значительному снижению продуктивности скважин, быстрому истощению пластовой энергии и уменьшению нефтеотдачи пласта. Высокие отборы нефти могут привести к раннему прорыву конуса воды или газа к перфорационным отверстиям, что приведет к сокращению добычи нефти. Во многих скважинах прорыв подошвенной воды происходит еще на этапе первичного вызова притока, и в дальнейшем они эксплуатируются ниже своих возможностей. Предотвращение этого явления необходимо для увеличения конечной нефтеотдачи месторождения.

Для уменьшения вероятности водного конусообразования в вертикальных скважинах перфорация производится выше водонефтяного контакта (ВНК) и снижают отборы ниже критических значений. Аналогичным образом, для предотвращения газоконусообразования в вертикальных скважинах перфорация производится ниже уровня газонефтяного контакта

(ГНК). Но недостатком этого подхода является увеличение градиента давления и скорости притока, что приводит к увеличению вероятности конусообразования. Также одним из методов борьбы с конусообразованием является закачка слоя полимерного геля выше ВНК. Подобный шаг редко препятствует образованию конуса и требует закачки больших объемов геля для значительного снижения водонефтяного фактора (ВНФ). Как показывает практика, закачка геля на глубину, необходимую для увеличения критического дебита экономически трудно осуществима, а закачка меньших объемов геля обычно приводит к быстрому повторному прорыву воды. Следовательно, возникает необходимость предотвращения данного явления для увеличения конечной нефтеотдачи месторождения.

Актуальность данной работы: низкая эффективность разработки нефтегазовых и нефтяных залежей при наличии подошвенной воды. Снижение коэффициентов извлечения нефти (КИН) и дебита скважин, а также преждевременный рост обводненности.

Цель работы: подбор эффективных решений на основе анализа влияния параметров пласта и пластового флюида на процесс прорыва конуса воды и газа.

Задачи, поставленные к выполнению:

1. Оценить влияние параметров пласта и пластового флюида на процесс конусообразования и прорыва воды и газа;
2. Определить механизм формирования конуса воды и газа;
3. Формирование комплекса технологических решений с целью продления предельного безводного периода эксплуатации скважин.

1 ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА И ПЛАСТОВОГО ФЛЮИДА НА ПРОЦЕСС КОНУСООБРАЗОВАНИЯ И ПРОРЫВА ВОДЫ И ГАЗА

Зарубежная и отечественная практика добычи нефти свидетельствует о том, что нефтегазовые залежи и залежи нефти с подошвенной водой являются сложными объектами разработки. Информация о закачке воды в нефтяной пласт с целью увеличения нефтеотдачи появилась в литературе к концу XIX в. США в 1921 году разрешили нагнетание воды в пласт, для того чтобы повысить КИН. В СССР же данной темой стали интересоваться только в 40-х годах. С этого периода процессу конусообразования было посвящено большое число статей и научных работ. Свой вклад в модернизацию методов разработки, связанных с заводнением нефтяных месторождений, внесли Р.Х. Муслимов, М.Л. Сургучев. В последние годы наметилась устойчивая тенденция к комплексному подходу к анализу реализуемой системы заводнения и её совершенствованию, большое внимание которой уделяется в работах А.А. Анкудинова и Л.А. Ваганова. [1-3]

Р.Х. Муслимов внес большой вклад в обоснование новых высокоэффективных систем разработки нефтяных месторождений, им создана новая классификация современных методов воздействия на пласт и обоснованы геолого-физические критерии их применения, особое внимание уделено обоснованию и эффективности использования гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи. М.Л. Сургучев предложил и научно обосновал эффективные блоковые внутриконтурные системы разработки нефтяных месторождений, которые были широко использованы сначала на месторождениях Куйбышевской области, а затем в Западной Сибири и других нефтедобывающих регионах страны. В 1966 году за данную систему разработки нефтяных месторождений ему, вместе с соавторами, была присуждена Ленинская премия.

Точной теории конусообразования вследствие сложности этого явления не имеется. Приближенная теория Маскета-Чарного, позволяющая

рассчитывать предельный безводный дебит и ординату вершины конуса, исходит из допущения, что отклонение поверхности раздела двух фаз от плоской формы не влияет на распределение потенциала скоростей фильтрации в нефтяной части пласта. И.А. Чарный впервые установил точные соотношения для оценки верхних и нижних значений предельных безводных дебитов несовершенных скважин, разработал их метод расчета и составил универсальные графики для определения верхнего значения предельного безводного дебита и ординат вершин конуса. Существуют и более простые методы определения предельного безводного дебита, но они справедливы только в однородных пластах. Совершенно аналогично, вычисляются предельные безводные дебиты при разработке подгазовой нефтяной и газовой залежей с подошвенной водой. [4]

В большинстве теоретических работ пласт принимался однородным или однородно-анизотропным. В условиях скважин это положение обычно не выполняется, скважина рассматривалась как суперпозиция источников стоков. При этом условия вдоль стенки скважины в решении обычно фигурируют в интегральной форме, и, следовательно, их специфика сказывается лишь в непосредственной близости от забоя.

Образование водяных или газовых конусов в нефтеносных пластах вызывается градиентами давления, возникающими вокруг работающей скважины. Когда градиенты давления начинают превосходить гравитационные силы, в пласте создается неустойчивое равновесие поверхности раздела, которое и является причиной прорыва конуса. Это явление является нежелательным, так как она осложняет технологию добычи нефти, влияет на себестоимость её добычи и эффективность разработки нефтяной залежи. Отсюда можно сделать вывод, насколько важно рассчитывать предельные безводные или безгазовые дебиты. Такие расчёты представляют крайне сложную гидродинамическую задачу. П.Е. Ченей и другие американские исследователи, пользуясь потенциометрическим анализатором, получили готовое решение этой задачи для фиксированных

геометрий пласта (интервал перфорации и его положение, радиус контура питания) и характеристик пластового флюида (вязкость, плотность, проницаемость). [5]

Большинство методов прогнозирования конусообразования определяют критический дебит, при котором стабильный конус может существовать от контакта флюидов до самых близких перфорационных отверстий. Теория заключается в том, что дебит ниже критического дебита конусообразования не достигнет перфорационных отверстий, и скважина будет добывать ожидаемый однофазный флюид. В конечном итоге при дебите, равном или превышающем критический дебит, добыча другого флюида с течением времени будет увеличиваться. Однако эти теории, основанные на критических дебитах конусообразования, не прогнозируют время прорыва воды и не дают прогноз водонефтяного или газового фактора после прорыва воды.

1.1 Анализ геолого-промысловых условий образования конусообразования

Формирование процесса конусообразования происходит в момент, когда давление начинает вытеснять флюиды в направлении скважины и преодолевает действие сил гравитации, которое отделяет газ и воду от нефти. В идеальных условиях конусообразование не возникает, поток является горизонтальным, и, в основном, добывается нефть. Тем не менее, когда конусообразование возникает, вышележащий газ вытесняется вниз, или вода с забоя поднимается вверх в нефтяной пласт. Конусообразование газа сильно отличается, обусловленной естественным расширением газовой шапки. Аналогичным образом, конусообразование воды не стоит путать с добычей воды, обусловленной поднятием ВНК в результате притока воды. На рисунке 1 представлена горизонтальная скважина без конусообразования.

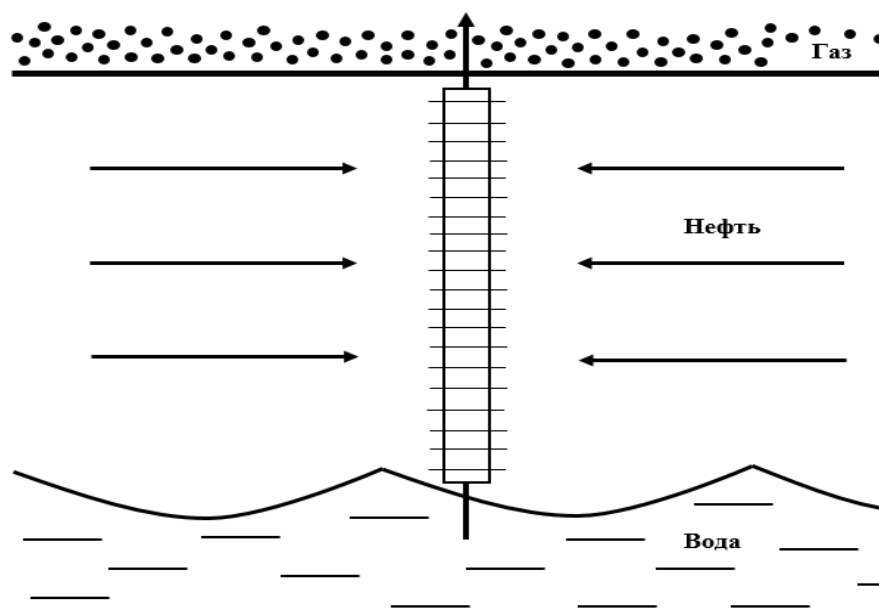


Рисунок 1 – Добывающая скважина без конусообразования

При превышении градиента давления или перепада давления между скважиной и пластом может наступить прорыв воды или газа в скважину, в результате чего дебит нефти может резко снизиться, а добыча газа или воды стать неоправданно большой. Из-за более высокой подвижности газа и воды по сравнению с нефтью конусообразование может привести к дальнейшему сокращению охвата пласта процессом вытеснения и ухудшению условий добычи нефти (высокий газовый фактор, высокая обводненность добываемой продукции, низкий дебит по нефти и т.п.). На рисунке 2 представлена показана добывающая скважина, в которой возникло конусообразование воды и газа.

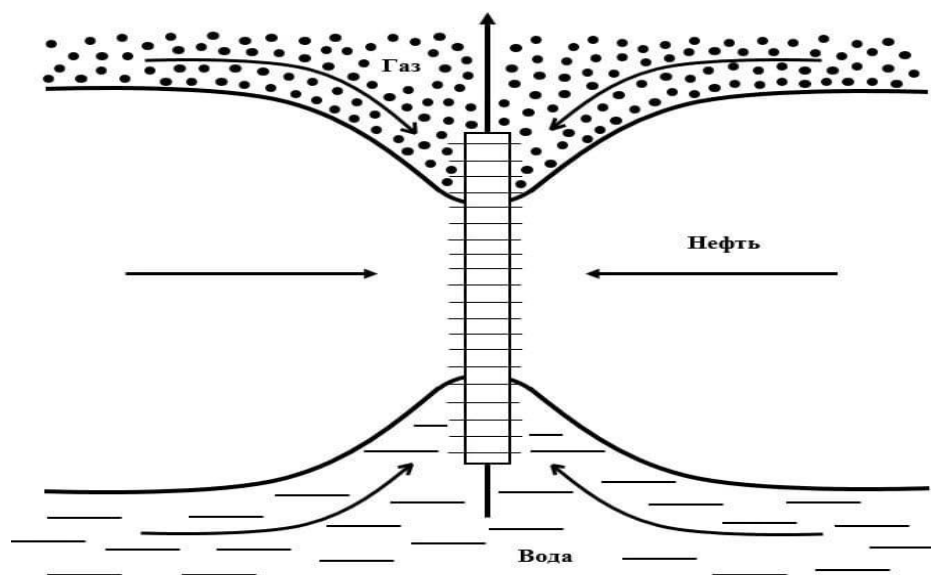


Рисунок 2 – Добывающая скважина, подверженная конусообразованию газа и воды

Для минимизации конусообразования применяются две основные методики. Один подход заключается в частичной перфорации или неполном вскрытии пласта. При данном методе перфорируется лишь часть продуктивного интервала. Продуктивный интервал вблизи ГНК не перфорируется если прогнозируется возникновение конусообразования. Если прогнозируется появление конусообразования воды, то продуктивный интервал вблизи ВНК также не перфорируется. Второй подход заключается в том, что существует критический дебит, ниже которого конус стабилизируется и не достигнет перфорационных отверстий. Этот критический дебит является функцией длины интервала перфорации.

М. Маскет и И.А. Чарный вынесли теорию, в которой возможно рассчитать предельный безводный дебит скважины и формулу стационарного конуса. 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):

Необходимо рассмотреть задачу о притоке нефти к скважине (рисунок 3). Приток нефти рассматривается к несовершенной скважине (по степени вскрытия пласта) при устойчивом неподвижном конусе подошвенной воды. Пласт считается изотропным (пласт, свойства которого в любой точке одинаковы во всех направлениях), а кровля и подошва – горизонтальные, начальное положение ВНК также считается горизонтальным. Предположим, что водяной конус неподвижен и устойчив и к скважине притекает чистая нефть.

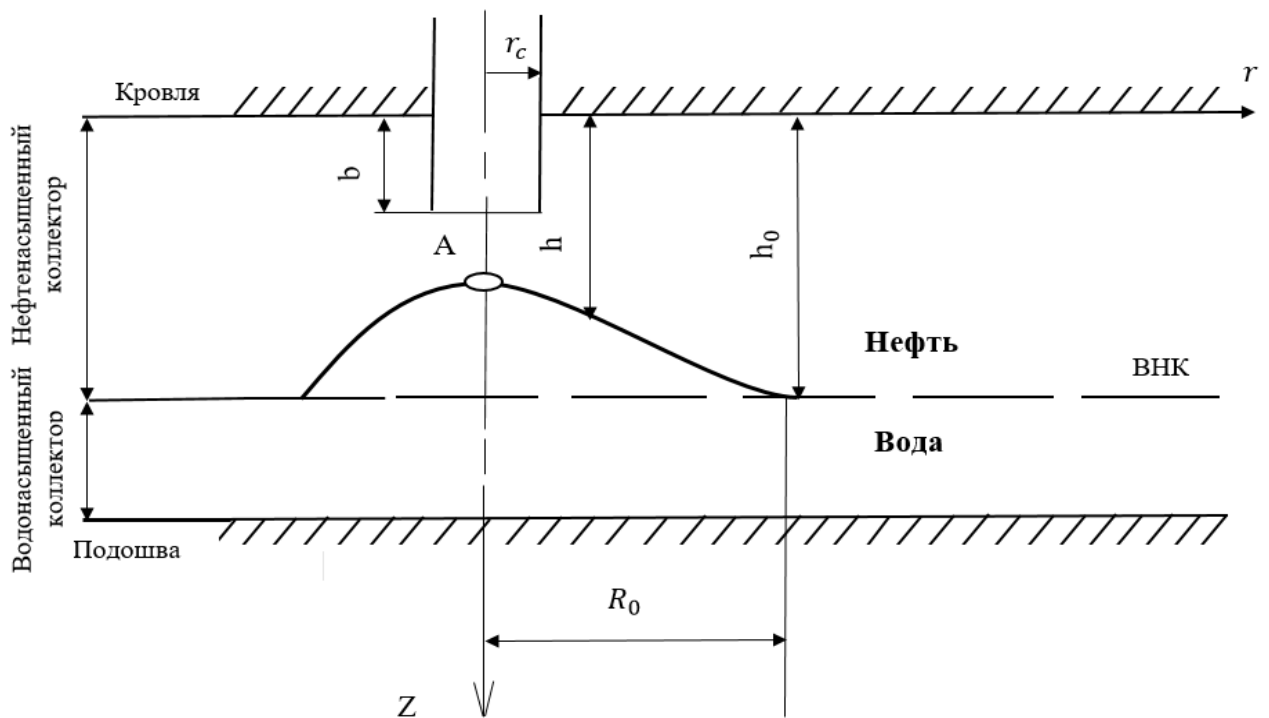


Рисунок 3 – Разрез вдоль несовершенной по степени вскрытия скважины при стационарном конусе воды

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 d_f , высотой d_z , заполненный водой. На выбранный элемент действуют следующие силы, при поднятии его выше ВНК: сила

выталкивания и сила собственного веса, противоположенные 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:

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

где m – пористость.

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

$$P = \rho_B g m dz df, \quad (3)$$

где ρ_B – плотность воды.

Уравнение равновесия будет выглядеть для данного случая следующим образом:

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

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

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

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

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

где 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:

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

Подставив это значение p в выражение (7) получим:

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

где 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 $\operatorname{tg}\beta = k\Delta p g / \eta$. 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 4, 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 4 (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 $\beta = \arctg \frac{kg\Delta\rho}{\eta}$. Дебит скважины $Q_{\text{пред}}$, соответствующий предельному состоянию конуса, называется предельным безводным дебитом.

Однако, точный вид распределения потенциала при наличии конуса обводнения неизвестен. Поэтому нужно исходить из каких-то других предпосылок, которые позволят оценить приближенно величину подъема конуса и наиболее интересную для практики величину – предельного безводного дебита. [6]

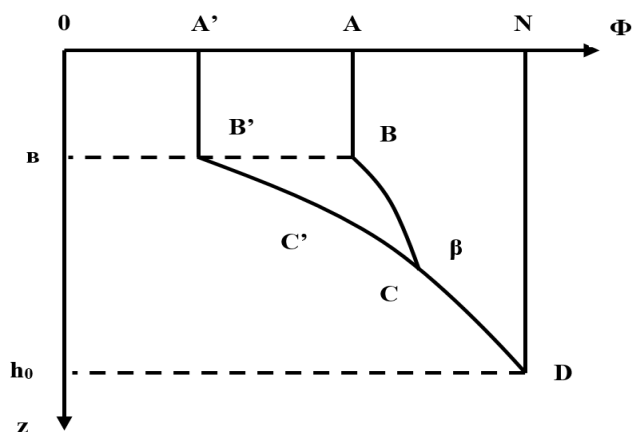


Рисунок 4 – Кривые распределения потенциала вдоль стенки скважины и поверхности водяного конуса

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 .

В таблице 1 приведены значения параметров породы, пластовых флюидов и фильтрационных свойств коллектора для случая вытеснения подошвенной водой.

Таблица 1 – Параметры пород, пластовых флюидов и фильтрационных свойств коллектора

Длина горизонтального участка скважины, м	499,872
Радиус скважины, м	0,092
Нефтенасыщенная мощность пласта, м	15,24
Вязкость нефти, сПз	0,73
Объемный фактор нефти, м ³	0,17
Плотность нефти, м ³	1,33

Продолжение таблицы 1

Плотность воды, м ³	1,81
Горизонтальная проницаемость, мД	60
Вертикальная проницаемость, мД	15
Внешний радиус горизонтальной скважины, м	453,85
Критическая водонасыщенность, доли	0,25
Остаточная нефтенасыщенность, доли	0,3
Пористость, доли	0,15
Плотность газа, м ³	0,25

Ниже рассмотрено влияние каждого параметра на процесс конусообразования в горизонтальных скважинах:

Горизонтальная проницаемость – один из важных параметров, которые влияют на процесс конусообразования. Когда горизонтальная проницаемость увеличивается, критический дебит, время прорыва воды и оптимальное размещение горизонтальной скважины над ВНК увеличивается. Это явление изображено на рисунке 5 для значения горизонтальной проницаемости при постоянном суммарном объеме нефти.

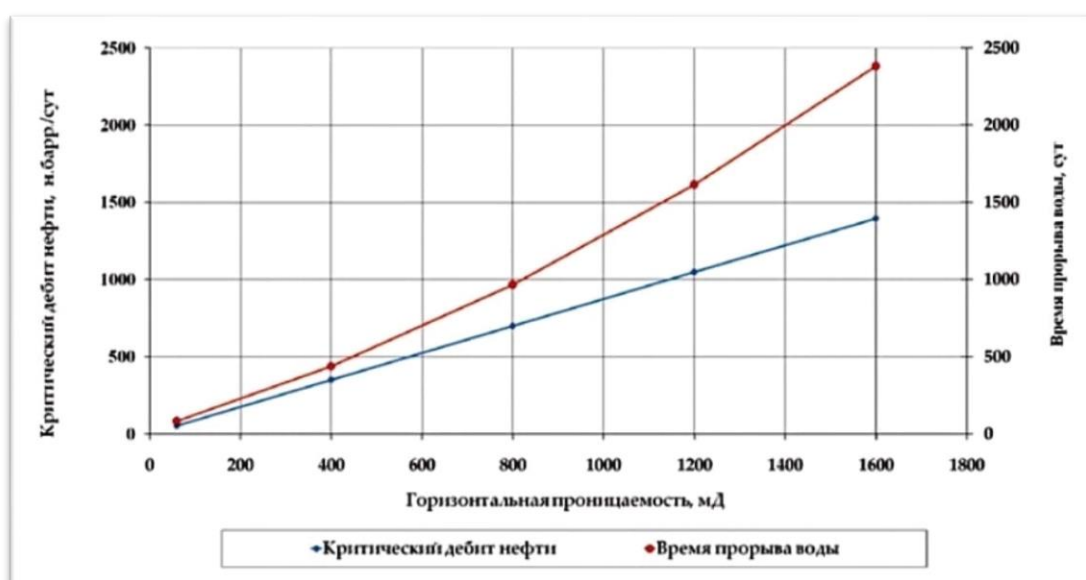


Рисунок 5 – Влияние горизонтальной проницаемости на процесс конусообразования

Вертикальная проницаемость имеет наименьшее влияние на процесс конусообразования (рисунок 6). Как видно из рисунка для вертикальной проницаемости 15-80 мД, время прорыва воды медленно уменьшается с увеличением вертикальной проницаемости. Для вертикальной проницаемости 80-400 мД, время прорыва воды увеличивается.

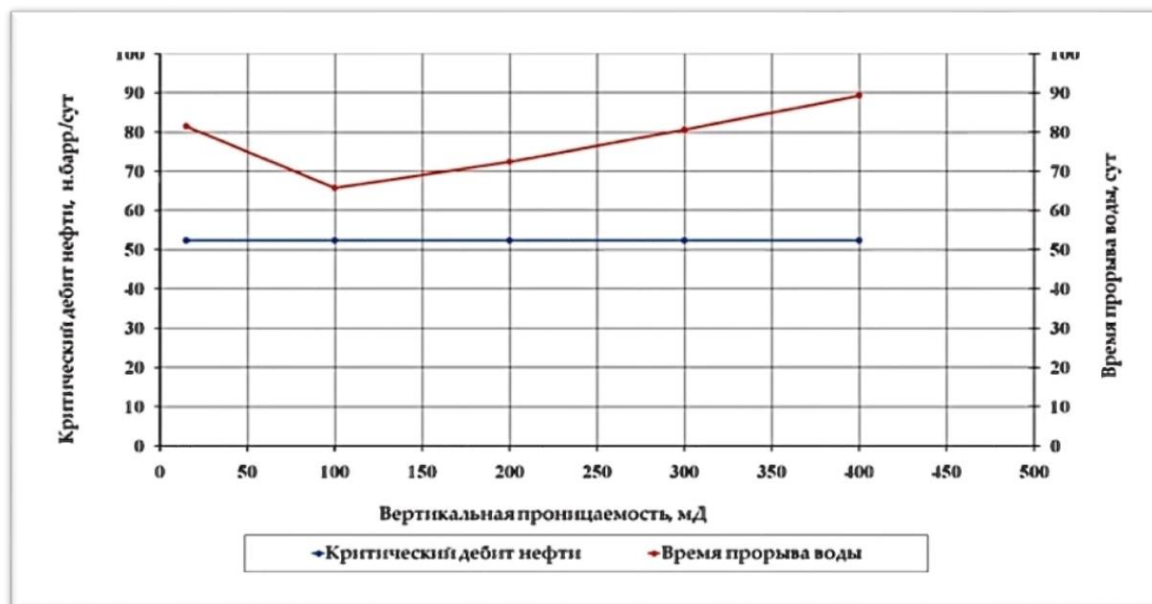


Рисунок 6 – Влияние вертикальной проницаемости на процесс конусообразования

Влияние нефтенасыщенной толщи пласта на процесс конусообразования показаны на рисунке 7. Увеличение этого параметра приводит к увеличению критического дебита нефти, времени прорыва воды и размещения горизонтальной скважины над ВНК.

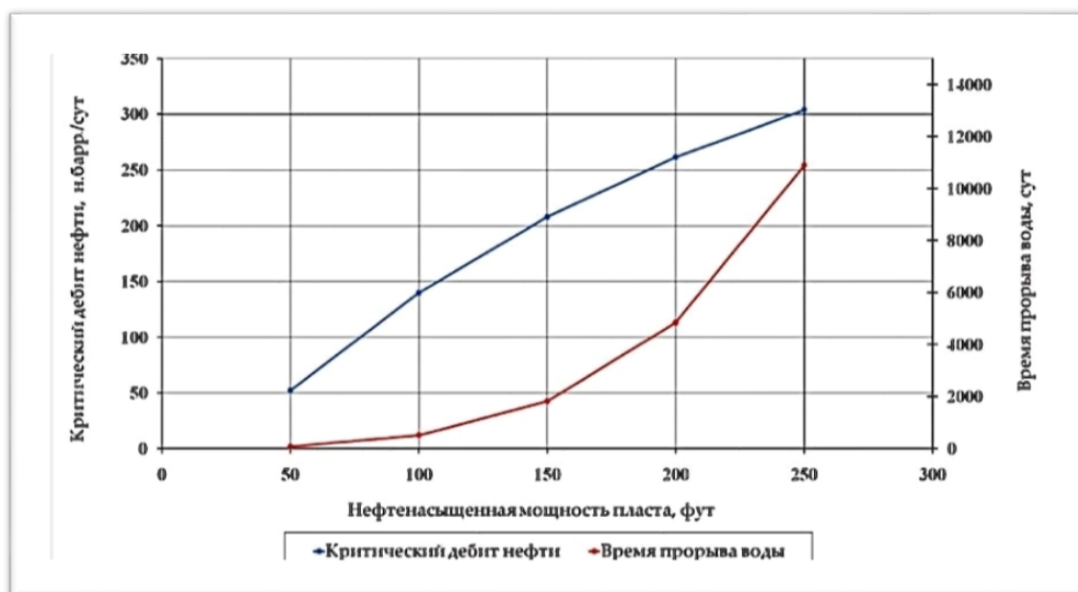


Рисунок 7 – Влияние нефтенасыщенной толщи пласта на процесс конусообразования

Вязкость нефти непосредственно влияет на процесс конусообразования (рисунок 8). При увеличении этого параметра, уменьшается критический дебит нефти, время прорыва воды и размещения горизонтальной скважины над ВНК.

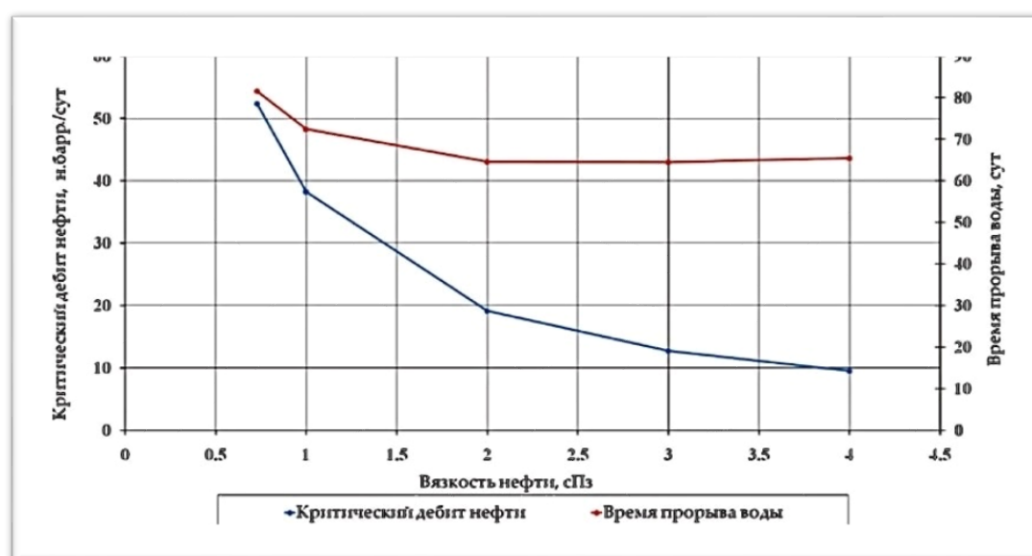


Рисунок 8 – Влияние вязкости нефти на процесс конусообразования

Влияние пористости на процесс конусообразования показано на рисунке 9. При увеличении пористости происходит времени прорыва воды, но критический дебит остается неизменным.

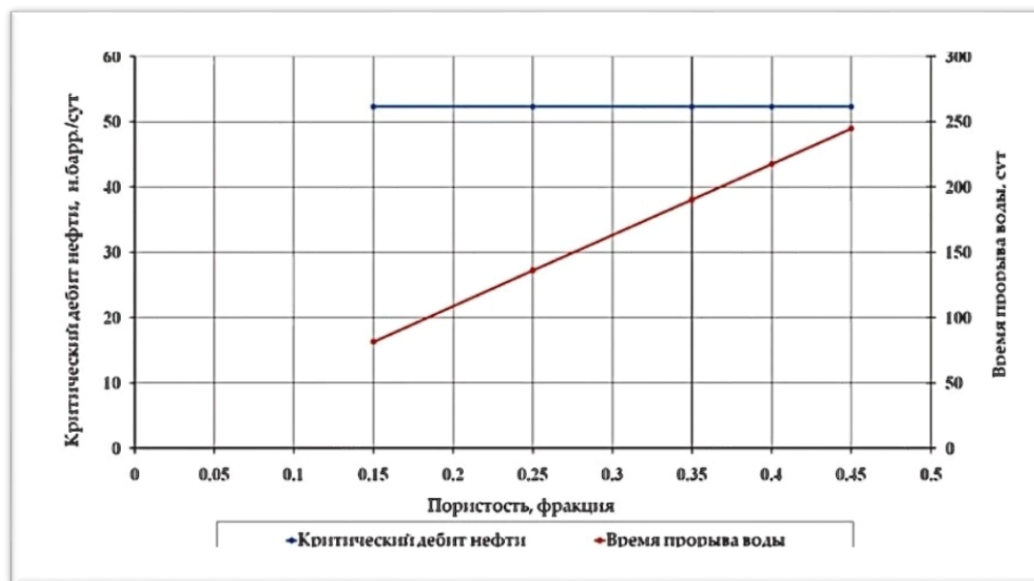


Рисунок 9 – Влияние пористости на процесс конусообразования

Влияние интервалов перфорации на процесс конусообразования заключается в том, что в той части пласта, где не была произведена перфорация, происходит искривление их направления вверх. Чем больше расстояние от нижней точки перфорации до водонефтяного контакта, тем выше будет поднятие образованного конуса подошвенной воды. Тем самым, увеличивая долю перфорированной толщи пласта можно достичь уменьшения высоты поднятия конуса воды, соответственно приток нефти в скважину будет продолжаться по всей нефтенасыщенной толщ, это в свою очередь приведет к увеличению общего количества добытой нефти. Следовательно, для увеличения конечного коэффициента нефтеотдачи и уменьшения срока разработки, есть смысл перфорации всей нефтенасыщенной толщи, а также части разреза ниже уровня водонефтяного контакта для предотвращения поднятия подошвенных вод и образования конуса.

1.2 Выбор и обоснование применения метода предельного безводного дебита в различных геологических условиях

Текущие и конечные показатели нефтедобычи зависят от принятого к реализации технологического режима работы скважины. При этом следует отметить, что режим так называемого критического безводного дебита при эксплуатации горизонтальных скважин становится практически приемлемым, в отличие от вертикальных скважин, когда критические дебиты, не допускающие прорыва воды в скважину, являются в большинстве случаев экономически нерентабельными. Оптимальный технологический режим эксплуатации горизонтальных скважин и их плотность сетки должны определяться в результате гидродинамических и технико-экономических расчетов в связи с разнохарактерным влиянием данных факторов на конечные результаты [7].

В результате явления конусообразования скважина может полностью обводниться, после чего ее дальнейшая эксплуатация станет невозможной. Скважина может быть вновь запущена в работу после оседания водяного конуса. Однако с экономической точки зрения не целесообразно останавливать работающую скважину. Тем более по данным Телкова А.П. на время оседания конуса потребуется около 4 лет. [8]

Рассмотрим два варианта разработки залежи. В одном из них скважина, после достижения высокой обводненности, работала в обычном режиме, а в другом варианте, после достижения скважинной высокой обводненности, скважина работала при заданном предельном безводном дебите.

Для примера была взята радиальная модель с одной скважиной, геолого-физические параметры которой соответствуют реальным показателям Ромашкинского месторождения, приведенным в таблице 2.

Таблица 2 – Геолого-физические свойства

Начальная толщина нефтенасыщенной части пласта, h_k , м	16
Толщина перфорированного участка, h_c , м	4

Продолжение таблицы 2

Радиус скважины, r_c , м	0,1
Удельный вес нефти, Н/м ³	$0,858 \cdot 10^3$
Вязкость нефти, мПа·с	5,09
Проницаемость, м ²	$0,5 \cdot 10^{-12}$
Пористость, д.ед.	0,199
Удельный вес воды, т/м ³	$11,84 \cdot 10^3$
Первоначальный дебит скважины по нефти, м ³ /сут	30

В республике Татарстан крупные месторождения, включая Ромашкинское работают около 60 лет. В данный момент на всех месторождениях наблюдается высокая обводненность продукции. Поэтому для дальнейшего расчетов в модели необходимо добиться высокой обводненности скважины. Зададим время работы скважина сроков на 60 лет, что соответствует времени разработки крупных месторождения, на которых в настоящее время наблюдается высокая обводненность. Задачей расчета с указанным сроком работы модели является ожидание момента высокой обводненности скважины и образования водяного конуса. На рисунке 10 приведен график накопленной добычи по нефти, воде, а на рисунке 11 приведен график обводненности скважины.

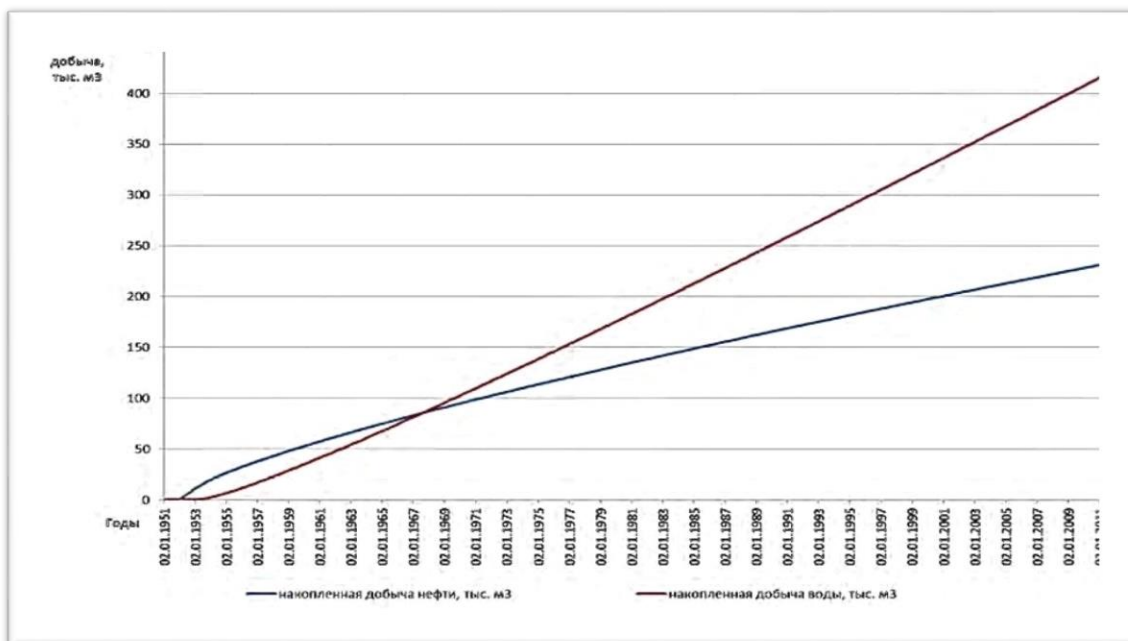


Рисунок 10 - График накопленной добычи по нефти и воде

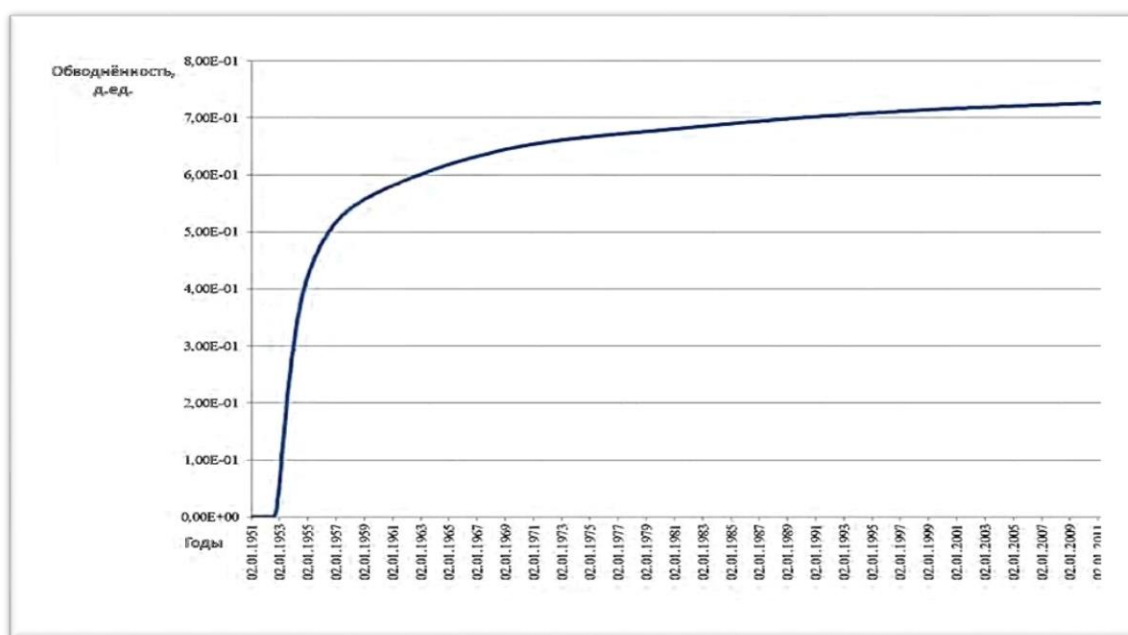


Рисунок 11 - График обводненности скважины

Время окончания работы модели примем за точку отсчёта. И начиная с этой точки отсчёта, проведем расчет двух вариантов сроком на 20 лет. По первому варианту модель работает с прежним дебитом по нефти, а по второму варианту модель будет работать с предельным безводным дебитом по нефти.

Теперь проведем расчеты предельного безводного дебита скважины.

Методика расчета безводных дебитов по скважинам в водонефтяных зонах была разработана М. Маскетом, И.А. Чарным, Ю.И. Сткляниным, А.П. Телковым и другими. На их основе можно воспользоваться решением приближенной методики расчета конусообразования, согласно их методики формула для предельного безводного дебита выражается (13):

$$q_H = \frac{\pi k \Delta \gamma [h_K^2 - h_C^2]}{\mu_H \ln \frac{r_K}{r_C}} \cdot 86400, \quad (13)$$

где $\Delta \gamma = (\gamma_B - \gamma_H)$ – разность удельных весов воды и нефти, удельный вес и плотность связаны соотношением $\gamma = \rho \cdot g$, $g = 10 \text{ м/с}^2$ (ускорение свободного падения);

k – проницаемость, м;

π – число пи, равное приблизительно 3,14;

μ_H – вязкость нефти;

r_K – примерное расстояние между скважинами;

r_C – радиус скважины;

h_K – начальная толщина нефтенасыщенной части пласта;

h_C – длина перфорационного участка.

Проведем расчеты предельного безводного дебита:

$$q_H = \frac{3,14 \cdot 0,5 \cdot 10^{-12} \cdot (11,84 - 8,09) \cdot 10^3 \cdot (16^2 - 3,81^2) \cdot 86400}{5,09 \cdot 10^{-3} \cdot \ln \frac{500}{0,1}}$$

$$= 2,82 \text{ м}^3/\text{сут}$$

После чего проведем сравнение накопленной добычи нефти и воды и особенности скважины по двум вариантам. На рисунке 12 представлен график сравнения накопленной добычи нефти и воды для двух вариантов. Из графика видно, что в случае расчета с предельным безводным дебитом, накопленная добыча воды после «точки отсчёта» снижается, но и нефти добывается меньше. Но если сравнивать добычу нефти и добычу воды, то добыча воды, по сравнению с первым вариантом, снижается существенно больше добычи нефти. На рисунке 13 представлен график обводненности по двум вариантам.

Из которого видно, что при работе скважины на предельном безводном дебите обводненность существенно снижается.

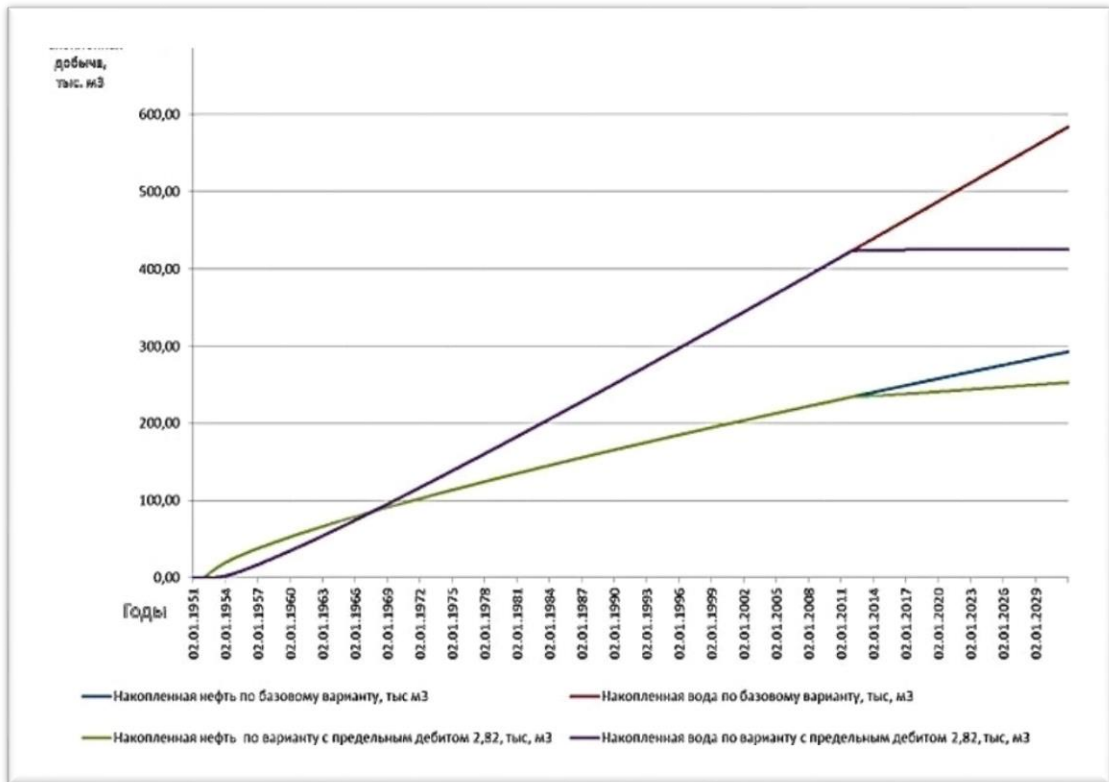


Рисунок 12 – Сравнительный график накопленной добычи и воды по двум вариантам разработки

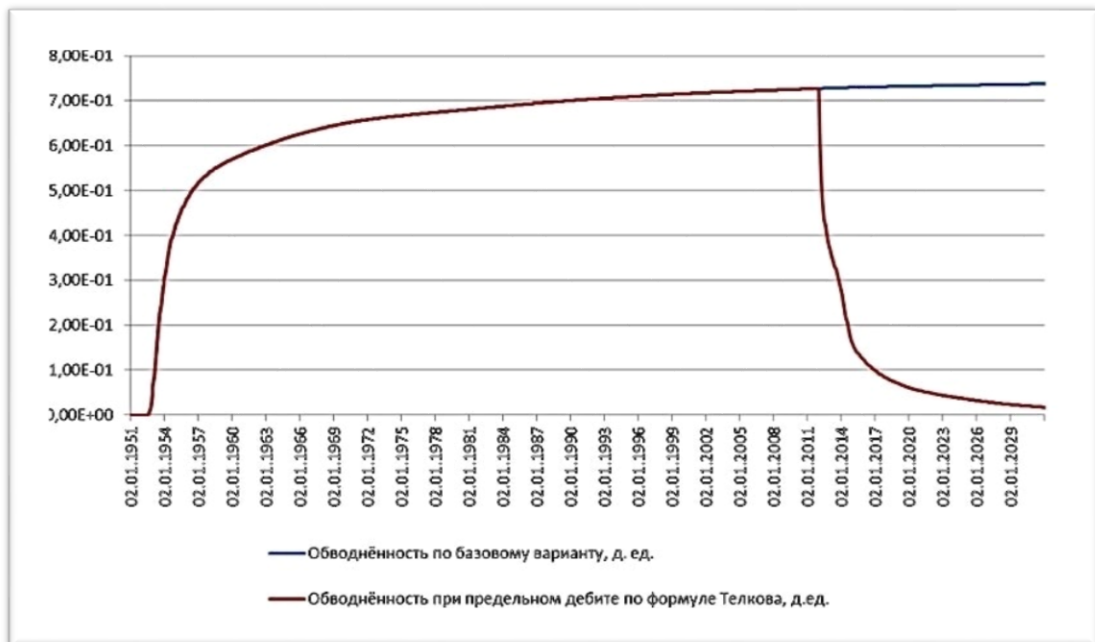


Рисунок 13 – График сравнения обводненности по двум вариантам разработки

Величина нахождения предельных безводных дебитов по вышеуказанной формуле (13) имеет низкое значение, по сравнению с обычным дебитом скважины. Используя гидродинамическое моделирование, мы можем осуществить варьирование значений предельного безводного дебита в модели и найти более оптимальное значение величины предельного безводного дебита. На рисунке 14 представлены графики накопленной добычи нефти и воды при различных вариантах задания значений предельных безводных дебитов, а на рисунке 15 приведены значения дебитов нефти и воды при этих вариантах. На рисунке 16 приведены значения, соответствующих им обводненностей.

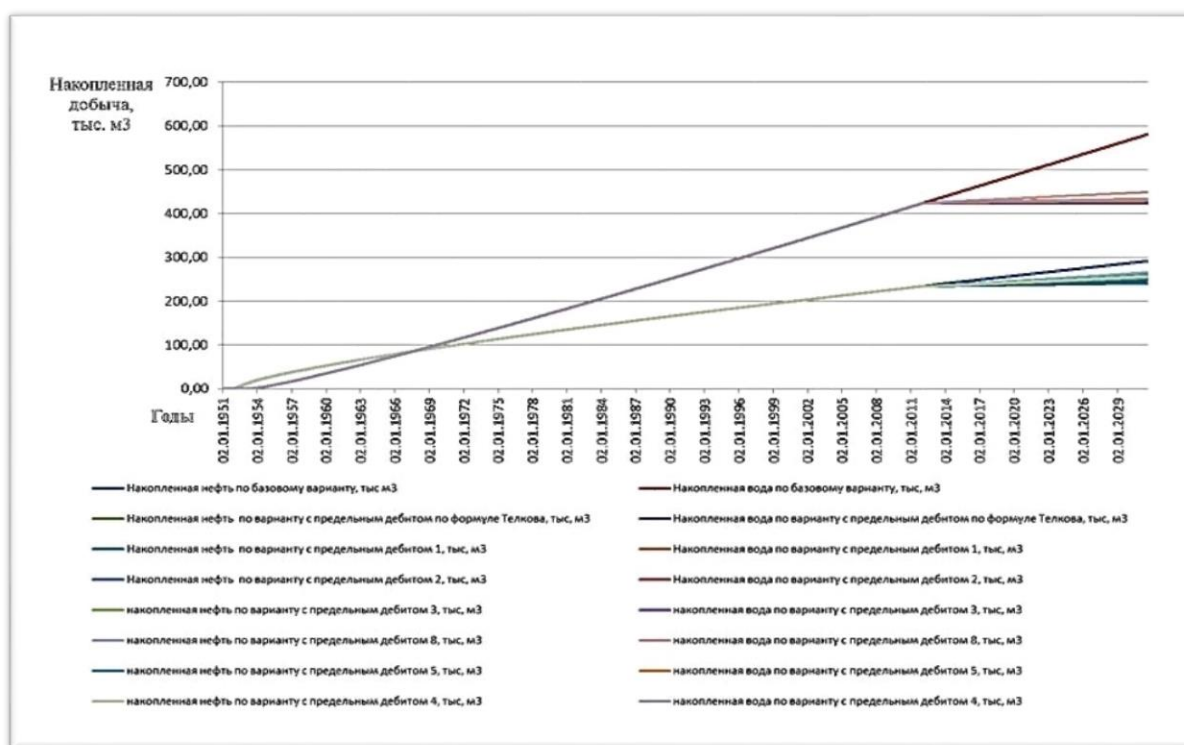


Рисунок 14 – График накопленной добычи нефти и воды при различных значениях задания предельного безводного дебита

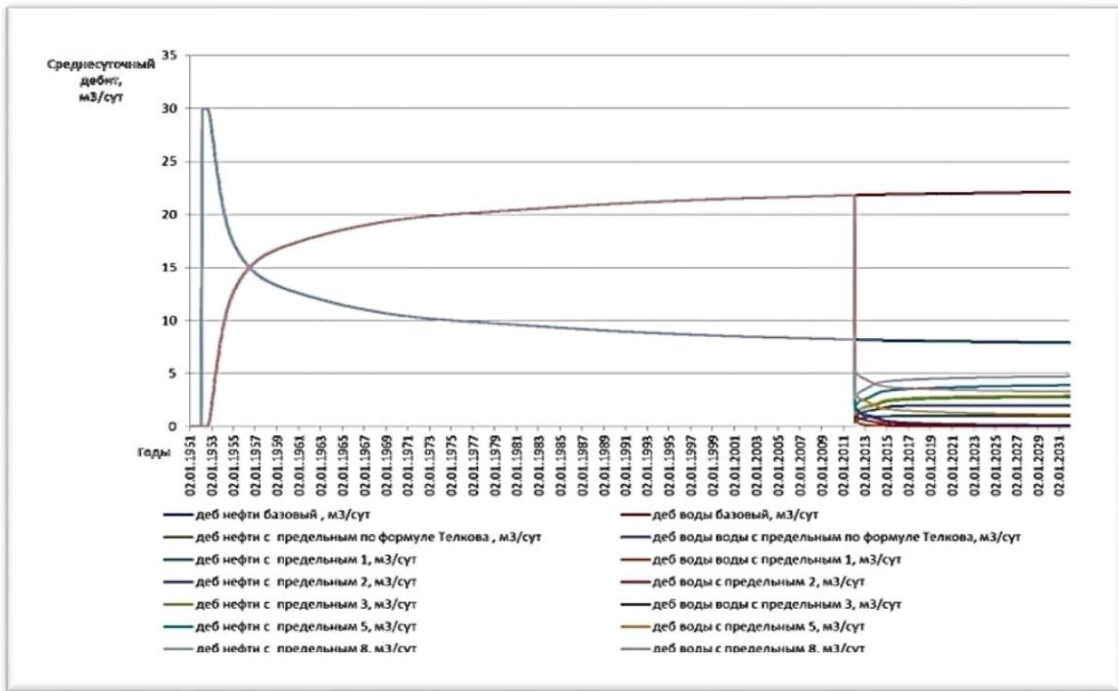


Рисунок 15 – График накопленной добычи нефти и воды при задании различных значений предельных безводных дебитов

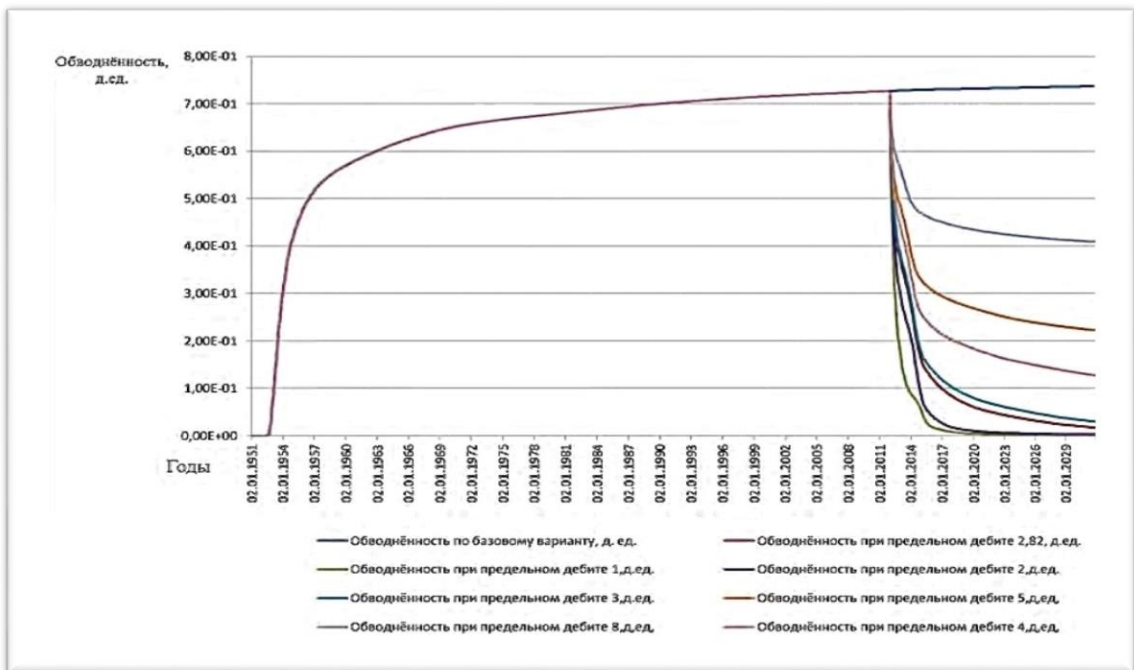


Рисунок 16 – График сравнения обводненности при задании различных значений предельного безводного дебита

Для поиска оптимального решения выберем диапазон выше и ниже значения рассчитанного по формуле 13, приведенной А.А. Телковым. Таким

образом значения предельного безводного дебита находятся в диапазоне от 1 до 8.

Из рисунка 16 видно, что наиболее оптимальным решением является значение предельного безводного дебита равное $3 \text{ м}^3/\text{сут}$. Так как при вышележащих значениях начинает значительно возрастать обводненность. Таким образом, мы получаем подтверждение формулы А.П. Телкова, по которой мы получили значение предельного безводного дебита равное $2,82 \text{ м}^3/\text{сут}$.

1.3 Механизм формирования конуса газа

В пологих пластах при совместном залегании нефти, воды и газа значительные запасы нефти приурочиваются к водонефтяной и газонефтяной зонам, а зона сплошной нефтеносности представляется узкой полосой или совершенно отсутствует. При таком распределении нефти часть эксплуатационных скважин неизбежно располагается внутри контура газоносности.

Снижение пластового давления во время отбора нефти сопровождается в таких месторождениях расширением газовой шапки и перемещением газонефтяного контакта. Особенно большие трудности возникают при разработке так называемой подгазовой зоны, где забой скважин находится в нефтенасыщенной и газонасыщенной частях продуктивного пласта. В таких условиях даже при резком ограничении добычи нефти появляется вероятность образования газового конуса.

На рисунке 17 показан механизм образования конуса в том случае, когда скважина вскрывает небольшой интервал вблизи подошвы нефтяного пласта, характеризующегося наличием газовой шапки. Первоначально скважина добывает нефть без газа. Положение ГНК отражает распределение давления, необходимого для движения нефти. Мощность нефтяного пласта отвечает расстоянию от точки контакта до подошвы на значительном удалении от скважины вглубь пласта. Наклон поверхности контакта в каждой

точке характеризуется величиной горизонтального градиента давления в нефтяном пласте непосредственно ниже контакта.

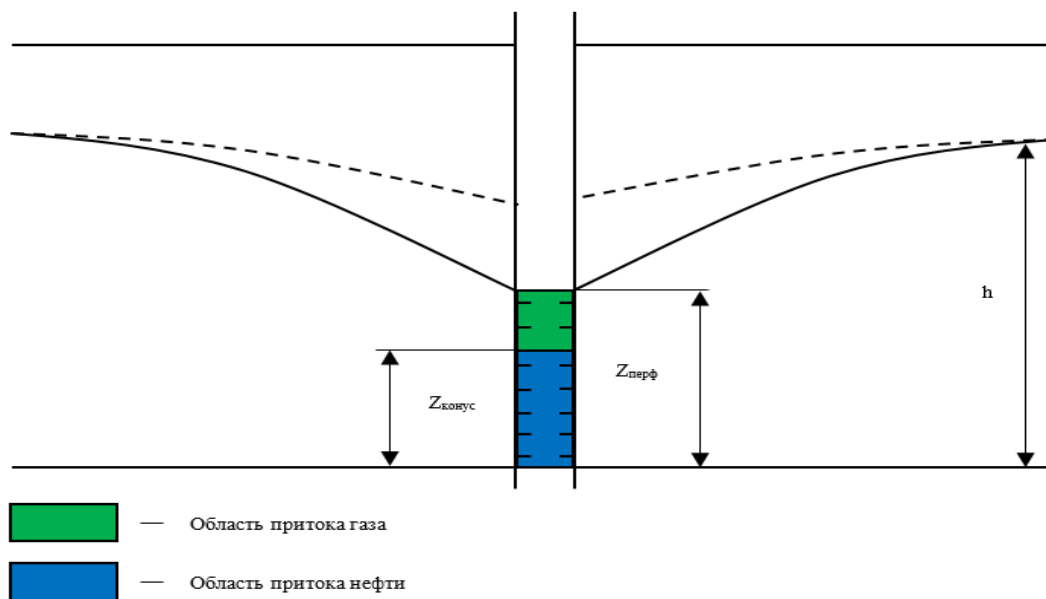


Рисунок 17 – Конусообразование для случая вертикальной скважины

При увеличении дебита нефти (например, при снижении забойного давления), градиент давления возрастает, поэтому происходит продвижение поверхности ГНК к скважине. При определенном значении дебита градиент у поверхности скважины вырастает фактически до бесконечности (наклон контактной поверхности становится вертикальным), и происходит быстрый прорыв газа в добывающую скважину. Такой дебит называется критическим. На месторождении с нефтяной оторочкой для горизонтальной скважины прорыв газа с точки зрения падения дебита нефти более критичен, чем для вертикальной. Из рисунка 18 видно, что острая вершина конуса предшествует прорыву. К примеру, на Чаяндинском НГКМ после прорыва газа в вертикальную скважину дебит упал в 1,3 раза [9].

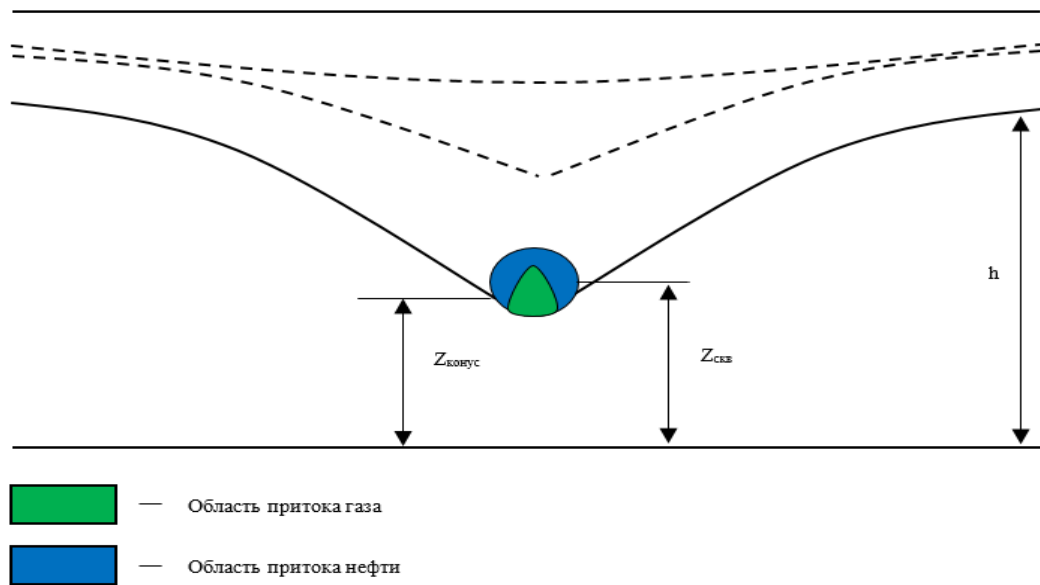


Рисунок 18 – Подтягивание конуса газа к горизонтальной скважине

Газовые конусы образуются вблизи скважины в тех случаях, когда в пределах вскрытой мощности пласта над нефтяной зоной имеется газовая зона. Газонефтяной контакт искривляется вблизи скважины по следующей причине. В нефти при ее радиальном течении к скважине возникает перепад давления. Для того, чтобы уравновесить этот перепад давления вблизи скважины, должен быть более высокий столб газа, чем вдали скважины.

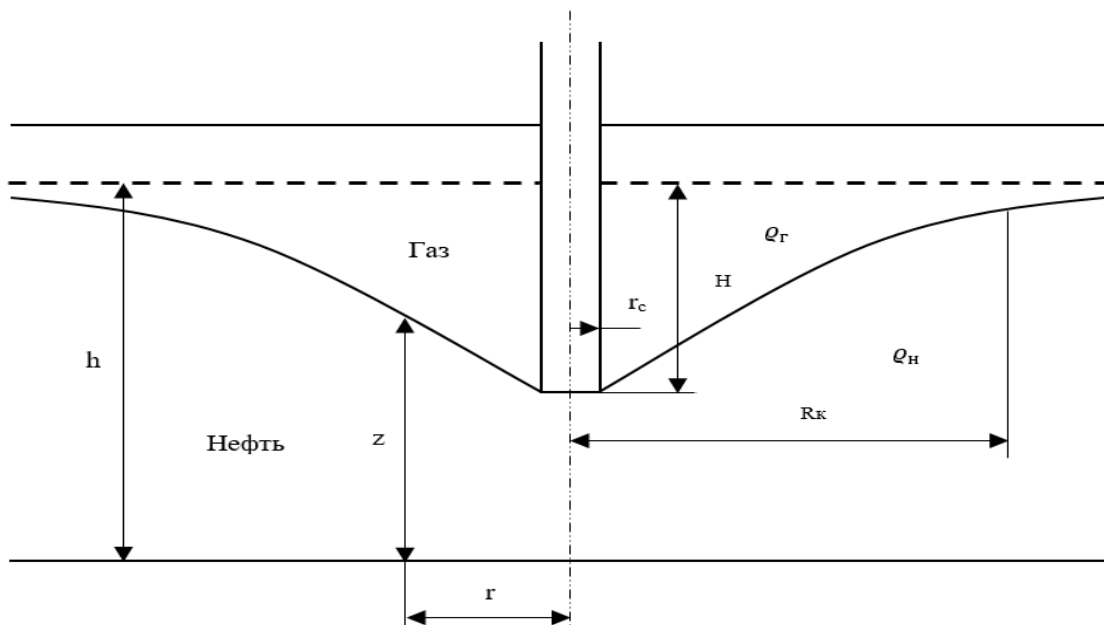


Рисунок 19 – Схема образования газового конуса (в момент прорыва газа в скважину)

Рассмотрим скважину (рисунок 19), пробуренную на глубину H , в горизонтальной нефтяной зоне мощностью h . Обозначим через Q_{Γ} и Φ_{H} соответственно потенциалы течения газа и нефти, определяемые следующими выражениями:

$$\Phi_{\Gamma} = z + \frac{p_{\Gamma} - p'}{g \cdot Q_{\text{H}}}; \quad (13)$$

$$\Phi_{\text{H}} = z + \frac{p_{\text{H}} - p'}{g \cdot Q_{\text{H}}}, \quad (14)$$

Где z – высота над некоторой условной поверхностью; p' – давление; p_{Γ} и p_{H} – давление в газовой и нефтяной зонах; Q_{H} и Q_{Γ} – плотности этих фаз.

В нашем случае, когда движение газа отсутствует и, следовательно, Φ_{Γ} является постоянным во всей газовой зоне ($\Phi_{\Gamma} = \text{const}$). В этом случае можно считать $p_{\text{H}} = p_{\Gamma}$, пренебрегая капиллярным давлением. Тогда из формул 13 и 14 можно исключить p' , в результате чего получим:

$$\Phi_{\text{H}} = \Phi_{\Gamma} \cdot \frac{\rho_{\Gamma}}{\rho_{\text{H}}} + \frac{\rho_{\text{H}} - \rho_{\Gamma}}{\rho_{\text{H}}} \cdot z \quad (15)$$

Соотношение 15 является потенциалом течения нефти в нефтяной зоне. Применяя закон Дарси для радиального течения нефти в скважину:

$$Q_{\text{H}} = - 2\pi g \cdot Q_{\text{H}} \cdot \frac{k_{\text{H}}}{\mu_{\text{H}}} \cdot z \cdot r \cdot \frac{d \cdot \Phi_{\text{H}}}{dr} \quad (16)$$

Далее подставляя в уравнение (16) выражение Φ_{H} из уравнения (15), а также считая, что изменение плотности нефти с расстоянием пренебрежимо мало, получаем уравнение (17):

$$Q_{\text{H}} = - 2\pi g \cdot (Q_{\text{H}} - Q_{\Gamma}) \cdot \frac{k_{\text{H}}}{\mu_{\text{H}}} \cdot z \cdot r \cdot \frac{dz}{dr} \quad (17)$$

Это дифференциальное уравнение может быть проинтегрировано после разделения переменных:

$$Q_{\text{H}} \int_{R_{\text{C}}}^{R_{\text{K}}} \frac{dr}{r} = 2\pi g (Q_{\text{H}} - Q_{\Gamma}) \cdot \frac{k_{\text{H}}}{\mu_{\text{H}}} \int_h^{h-H} z dz \quad (18)$$

или

$$Q_{\text{H.макс}} = \frac{\pi g \cdot (p_{\text{H}} - p_{\Gamma})}{\ln \frac{R_{\text{K}}}{r_{\text{C}}}} \cdot \frac{k_{\text{H}}}{\mu_{\text{H}}} \cdot (h^2 - (h - H)^2). \quad (19)$$

В практических единицах:

$$Q_{\text{н.макс}} = 2,72 \frac{(\rho_{\text{н}} - \rho_{\text{г}})}{\ln \frac{Rk}{rc}} \cdot \frac{k_{\text{н}}}{\mu_{\text{н}}} \cdot (h^2 - (h - H)^2), \quad (20)$$

где $[Q_{\text{н.макс}}] = \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$, $[h, H] = \text{м}$, $[\mu_{\text{н}}] = \text{Спз}$, $[\rho_{\text{н}}, \rho_{\text{г}}] = \frac{\text{г}}{\text{см}^3}$, $[k_{\text{н}}] = \text{Дарси}$.

Формула 20 пригодна для расчета радиального течения нефти под действием перепада давления, обусловленного весом самой нефти (горизонтальный пласт, работающий в условиях гравитационного режима). То есть данная формула подходит для определения предельного безгазового дебита до момента прорыва газа. [10]

2 АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ, ВЛИЯЮЩИХ НА ИЗМЕНЕНИЕ ПРОДВИЖЕНИЯ КОНУСА ВОДЫ И ГАЗА В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

2.1 Методика вычисления критического дебита в процессе эксплуатации скважин

При явлении конусообразования можно определить критический дебит. Критический дебит определяется как максимально допустимый дебит нефти, который позволяет избежать конусообразования. При вычислении критического дебита часто получают очень низкие значения притока, которые не применяются в реальных условиях по экономическим причинам. В связи с этим, эксплуатация скважин с дебитам выше критического значения через некоторый период времени приводят к конусообразованию. Это время называется временем прорыва. По этой причине, ещё на стадии строительства скважин на таких месторождениях необходимо тщательно уделять внимание положению водонефтяного контакта (ВНК) за счёт проведения комплекса гидродинамических и геофизических исследований. Вследствие нарушения раздела фаз «нефть-вода» и подъема ВНК пластовая вода может появиться в скважинах, которые были пробурены в границах внутреннего контура нефтеносности залежи.

Далее будет произведен расчёт критического дебита для предотвращения конусообразования согласно алгоритму вычисления.

Алгоритм вычисления критического дебита

Для существующего интервала перфорации длиной, равно b , критические дебиты вычисляются с учетом следующих процедур:

1. Необходимо вычислить δ_g , δ_ω и r_{De} с помощью уравнений (21-24):

$$\delta_g = \frac{L_g}{h}, \quad (21)$$

$$\delta_\omega = \frac{L_\omega}{h}, \quad (22)$$

$$\varepsilon = \frac{b}{h}, \quad (23)$$

$$r_{De} = \left(\frac{r_e}{b}\right) \cdot \left(\frac{K_v}{K_H}\right)^{\frac{1}{2}}, \quad (24)$$

где δg – безразмерное расстояние между верхними перфорационными отверстиями и газонефтяным контактом (ГНК); $\delta \omega$ – безразмерное расстояние между нижними перфорационными отверстиями и водонефтяным контактом (ВНК); r_{De} – безразмерный радиус, включая вертикальную проницаемость; L_g – расстояние между самыми верхними перфорационными отверстиями и газонефтяным контактом, м; L_ω – расстояние между самыми нижними перфорационными отверстиями и водонефтяным контактом, м; b – длина интервала перфорации; h – мощность залежи, м; r_e – радиус зоны дренирования; K_v – вертикальная проницаемость, мД; K_H – горизонтальная проницаемость, мД; ε – функция величины ψ при использовании корреляции Черичи.

2. Найти нужную диаграмму в зависимости от значения r_{De} . Может потребоваться интерполяция между двух значений.

3. Необходимо вычислить значение ψ_g на основе диаграмм с помощью r_{De} , ε , δg ; затем вычислить ψ_ω на основе диаграмм с помощью значений r_{De} , ε и $\delta \omega$,

где ψ_g – безразмерный критический дебит конусообразования газа; ψ_ω – безразмерный критический дебит конусообразования воды.

4. Следующим этапом необходимо вычислить критические дебиты с помощью уравнения:

$$q_c = \frac{5,256 \cdot 10^{-3} \cdot k_o \cdot h^2 \cdot \Delta \rho}{\mu_o \cdot B_o} \cdot q_{Dc}, \quad (25)$$

где $\Delta \rho$ – разность плотностей, г/см³; B_o – средний объемный коэффициент нефти, μ_o – средняя вязкость нефти, сПз; k_o – проницаемость по нефти, мД; q_{Dc} – безразмерный критический дебит; q_c – критический дебит конусообразования, м³/сут; [13]

Проницаемость по нефти k_o является произведением горизонтальной проницаемости и относительной проницаемости по нефти. Безразмерный критический дебит qD_c определяется путем корреляции.

Эта процедура не учитывает кривые, обозначенные как $\Delta\rho_{og}/\Delta\rho_{\omega o}$. Процедура вычислений упрощается, если существует режим только подошвенной воды или газовая шапка. Если режима подошвенной воды не существует, то вычисление ψ_ω и δ_ω можно пропустить. С другой стороны, если газовая шапка отсутствует, то можно опустить вычисление ψ_g и δ_g . Далее представлен пример, при котором производится расчёт критического дебита для предотвращения конусообразования.

Необходимо вычислить критический дебит (в $\text{м}^3/\text{сут}$) для скважины, расположенной в коллекторе с газовой шапкой и имеющей следующие параметры: $K_H = 60$ мД, $K_v = 39$ мД, $h = 45,7$ м, $r_e = 284$ м (площадь дренирования скважины – 32 га), $r_\omega = 0,152$ м, $B_o = 1,25$ $\text{м}^3/\text{м}^3$, $\mu_o = 1,11$ сПз, $\rho_o = 0,714$ $\text{г}/\text{см}^3$ и $\rho_g = 0,098$ $\text{г}/\text{см}^3$. Скважина перфорирована только в нижней части продуктивного пласта в интервале 18,3 м. [11]

Решение. Используя корреляцию Шольза:

$$qD_c = \frac{1}{2\pi} \cdot \left[0,432 + \frac{\pi}{\ln\left(\frac{r_e}{r_\omega}\right)} \right] \cdot \left[1 - \left(\frac{b}{h}\right)^2 \right] \cdot \left(\frac{r_e}{h}\right)^{-0,14} \quad (26)$$

На основе данного уравнения необходимо вычислить qD_c . Получаем следующий результат:

$$qD_c = \frac{1}{2\pi} \cdot \left[0,432 + \frac{\pi}{\ln\left(\frac{284}{0,152}\right)} \right] \cdot \left[1 - \left(\frac{18,3}{45,7}\right)^2 \right] \cdot \left(\frac{284}{45,7}\right)^{-0,14} = 0,0879$$

Критический дебит вычисляем с помощью уравнения (18) и получаем результат:

$$q_c = \frac{5,256 \cdot 10^{-3} \cdot (60) \cdot (45,7)^2 \cdot (0,714 - 0,098)}{(1,11) \cdot (1,25)} \cdot (0,0879) \\ = 25,7 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Далее необходимо воспользоваться корреляцией Черичи с соавторами:

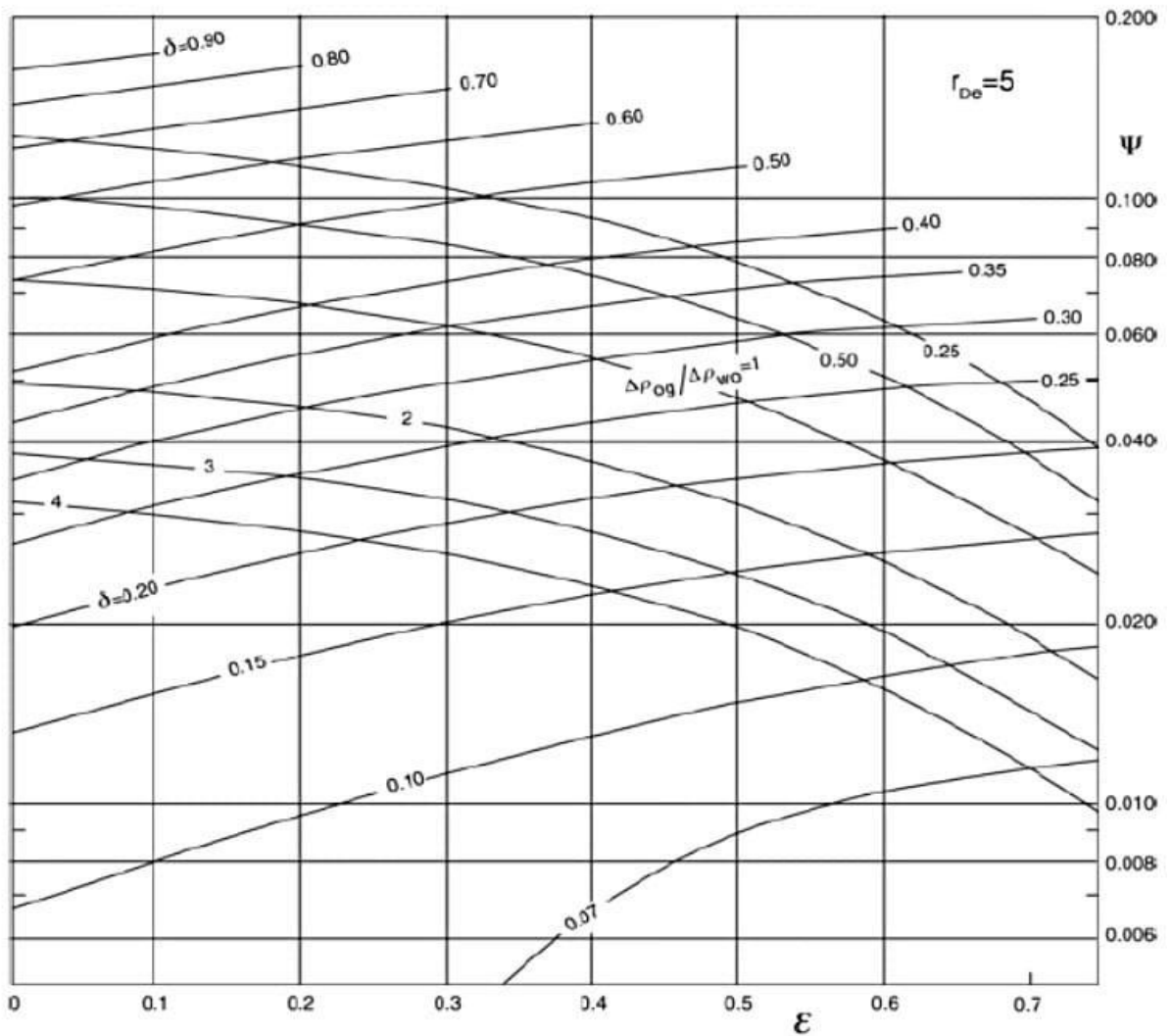


Рисунок 20 – Пример номограммы для расчета безразмерного критического дебита по методу Черичи

Для начала определяем $L_g = 27,4$ м, $\delta_g = 27,4/45,7 = 0,60$, $\varepsilon = 18,3/45,7 = 0,40$ и $r_{De} = 5,01$. На основе диаграммы для $r_{De} = 5$ получаем $\psi = 0,120$. Решаем уравнение (25) и получаем:

$$q_c = \frac{5,256 \cdot 10^{-3} \cdot (60) \cdot (45,7)^2 \cdot (0,714 - 0,098)}{(1,11) \cdot (1,25)} \cdot (0,120)$$

$$= 35,1 \text{ м}^3/\text{сут}$$

2.2 Сравнительный анализ критических дебитов горизонтальных и вертикальных скважин

Критический дебит нефти горизонтальной скважины можно определить, воспользовавшись теорией, разработанной еще Дюпюи в 1863 г. для фильтрации воды через проницаемую среду. Данная теория в дальнейшем была подвергнута критическому анализу Маскетом в 1937 году.

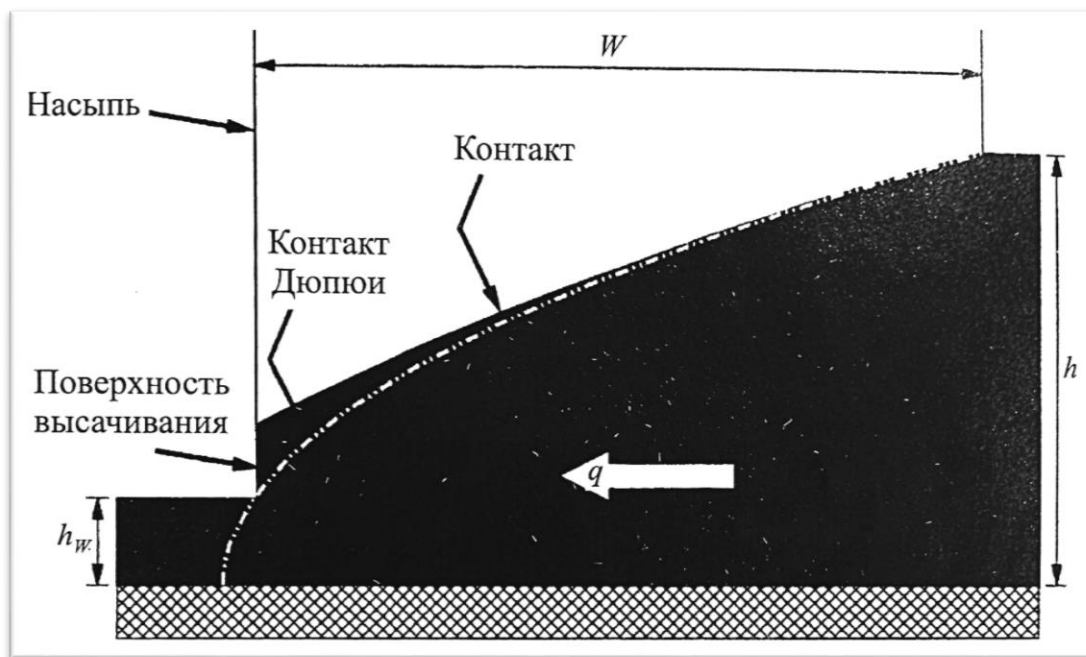


Рисунок 21 – Фильтрация через земляную насыпь

Концептуально проблему иллюстрирует рисунке 21, на котором показан вертикальный разрез земляной насыпи с высотой уровня воды и со стороны втекающего потока и h_w со стороны вытекающего. Фильтрация воды через насыпь происходит за счет силы тяжести, режим течения - установившийся. Дюпюи предположил, что градиент потенциала, вызывающий горизонтальное движение жидкости в любой вертикальной плоскости сечения, постоянен и соответствует наклону ГВК. Используя закон Дарси и данное предположение, имеем следующее дифференциальное уравнение фильтрации:

$$q = \frac{K_h \cdot L_z}{\mu} \cdot \Delta \rho g \cdot \frac{\partial z}{\partial x} \quad (27)$$

При установившемся режиме расход q постоянен, уравнение можно проинтегрировать. В результате получим формулу (21), задающую форму контактной поверхности (на рисунке 21 ей соответствует пунктирная парабола, обозначенная как «контакт Дюпюи»):

$$q = \frac{1}{2} \cdot \frac{K_h \cdot L}{\mu} - \frac{\Delta \rho g h^2}{W} \cdot \left\{ 1 - \left(\frac{h_\omega}{h} \right)^2 \right\} \quad (28)$$

Если $h_\omega=0$, уравнение принимает вид (для одной стороны):

$$q = \frac{1}{2} \cdot \frac{K_h \cdot L \cdot h}{\mu} \cdot \frac{\Delta \rho g h}{W}, \quad (29)$$

или для двух сторон:

$$\psi = \frac{L}{W} \quad (30)$$

Допущения Дюпюи становятся нереалистичным при уменьшении h_ω до нуля, так как приток вблизи области истечения нельзя рассматривать как горизонтальный. Маскет показал, что на самом деле контактная поверхность имеет несколько отличную от пунктирной параболы форму, и она изображена на рис. 21 как граница темной области (водонасыщенной области), то есть жидкость вытекает из пласта через вертикальную поверхность (поверхность высачивания). Несмотря на эти отличия в форме поверхности контакта, Маскет сделал вывод о том, что расчетные значения дебитов, полученных из уравнений (28) или (29), достаточно точны. Допущения Дюпюи могут являться источником определенных погрешностей, однако в целом они фактически компенсируют друг друга. Довольно легко можно показать, что уравнение (28) могло бы быть использовано для расчета течения через насыпь (рисунок 21) в том случае, если бы вертикальная проницаемость равнялась нулю. При таком предположении линии тока внутри насыпи становиться горизонтальными, и жидкость вытекает из насыпи на той же высоте, на которой она втекала.

Расчетная область, отвечающая геометрии насыпи, была разбита на 30×30 (количество узлов 31×31), было найдено решение уравнения в неявном виде. На каждом шаге расчетов сначала оценивалась приблизительная форма

поверхности контакта, затем согласно алгоритму она изменялась после каждой интерпретации так, чтобы давление было максимально близким к атмосферному.

Результаты данного исследования показали, что для средних значений k_ω/K_h уравнение (29) не позволяет получить точные значения дебита (см. таблицу 3). Сглаженные кривые, отвечающие расчетному положению контакта, представлены на рисунке 22.



Рисунок 22 – Форма поверхности контакта для притока к вертикальной трещине на псевдоустановившемся режиме

Следует также отметить, что если h_ω мало по сравнению с h , то в соответствии с уравнением (28) его влияние на дебит невелико. Например, при $h_\omega/h = 0,1$ дебит составляет 99% от максимального.

Ситуация, изображенная на рисунке 21, также соответствует притоку к вертикальной трещине. Она практически аналогична модели с насыпью, за исключением того, что общий дебит следует удвоить, так как приток к трещине происходит с двух сторон. Учитывая тот факт, что содержимое самой трещины практически «выкачано», дебит лишь незначительно зависит от значения h_ω . [11]

Таблица 3 – Расчетный безразмерный дебит на установившемся притоке к трещине ($h_\omega = 0$)

$\frac{W}{h} \sqrt{\frac{k_\omega}{k_h}}$	$\frac{q \cdot \mu \cdot W}{k_h \cdot \rho \cdot g \cdot h}$ из уравнения (21) для одной стороны
0	0,5
0,111	$\approx 0,5$
1	$\approx 0,5$
9	$\approx 0,5$
∞	0,5

Подход Дюпюи был распространён на случай, когда приток флюида происходит из ограниченной области насыщенного пласта, что соответствует режиму истощения. Анализ показывает, что при заданном значении h дебит будет выше, а форма контакта близкой скорее к эллиптической, чем к параболической. В результате данного анализа автор получил следующее уравнение для дебита (для одной стороны):

$$q = 0,86237 \cdot \frac{K_h \cdot L \cdot \Delta \rho \cdot g \cdot h^2}{\mu \cdot W} \sqrt{\left[1 - \left(\frac{h_\omega}{h}\right)^3\right] \cdot \left[1 - \left(\frac{h_\omega}{h}\right)^2\right]}, \quad (31)$$

Стоит отметить, что в случае с уравнением (21), влияние отношения h_ω/h на q незначительно. Например, при $h_\omega/h = 0,1$ коэффициент под корнем равен 0,994, при $h_\omega/h = 0,3$ он равен 0,94. Таким образом, для малых значений h_ω/h дебит q приблизительно можно задать формулами (32,33).

Для одной стороны:

$$q = 0,86237 \cdot \frac{K_h \cdot L \cdot h}{\mu} \cdot \frac{\Delta \rho \cdot g \cdot h}{W}, \quad (32)$$

Для двух сторон:

$$\psi = 1,72 \cdot \frac{L}{W} = 3,44 \cdot \frac{L^2}{A}, \quad (33)$$

Дебит на режиме истощения выше, чем в случае установившегося течения, так как при истощении флюид проходит меньший путь, за счет чего, в результате, средний горизонтальный градиент потенциала выше. В отличие от вертикальной скважины (или трещины) при дренировании пласта горизонтальной скважиной подъем контакта до уровня, находящегося

ниже скважины, невозможен из-за высокого градиента давления непосредственно в призабойной зоне. Для каждого значения дебита существует минимальное значение h_w , которое необходимо поддерживать, чтобы положение контакта оставалось стабильным, то есть не происходило образования языков (например за счет действия вязких сил).

При малых значениях отношения h/W , как это часто бывает на практике, влияние указанных выше факторов несущественно, поэтому уравнения (32) или (33) вполне пригодны для расчета дебита.

2.3 Влияние ширины области дренирования пласта горизонтальными скважинами

В реальных ситуациях размер области дренирования слабо влияет на величину критического дебита вертикальных скважин. Однако для горизонтальных скважин, особенно для протяженных, это утверждение верно. При достаточно большом значении отношения W/h для горизонтальной скважины, например, таком, чтобы ее можно было сравнить с трещиной, уравнение (33) показывает, что продуктивность пропорциональна длине скважины и обратно пропорциональна половине ширины области дренирования W . Как видно из уравнения (33), коэффициент ψ может быть представлен в виде соотношения $3,44 \cdot L^2 / A$, где A – площадь зоны дренирования ($A = 2LW$). При фиксированной площади зоны дренирования продуктивность возрастает пропорционально квадрату длины. С увеличением длины скважины возрастает продуктивность, не только из-за дополнительной длины фильтра, но и благодаря уменьшению W , вследствие чего снижается путь, проходимый потоком нефти. Скорость гравитационного дренирования возрастает по мере того, как область дренирования становится уже и длиннее. Однако этот эффект ослабевает по мере уменьшения W , так как допущение о том, что скважина ведет себя так же, как вертикальная трещина, перестает соответствовать реальности. Сопротивление течению флюида, вызванное

схождением потока к горизонтальной скважине, становится доминирующим фактором. [11]

В другом предельном случае, когда h много больше W , приходится решать задачу о вертикальном дренировании. В этом случае градиент давления в призабойной зоне незначительно влияет на распределение потенциала вблизи поверхности, зависимость притока от вертикального градиента давления непосредственно ниже поверхности будет определяться уравнением (34).

Для двух сторон:

$$q = \frac{2 \cdot K_v \cdot W \cdot L}{\mu} \cdot \frac{\partial \Phi}{\partial z}, \quad (34)$$

Увеличением дебита и ускоренный отбор нефти сопровождается увеличением градиента давления $\partial \Phi / \partial z$, направленного вниз. При $\frac{\partial \Phi}{\partial z}$, меньшем $\Delta \rho g$, давление ниже контакта увеличивается с глубиной, положение контакта остается стабильным. При достижении предела стабильности, когда $\partial \Phi / \partial z = \Delta \rho g$, критический дебит, при котором отбор нефти происходит еще без образования языков, определяется выражением (35).

Для двух сторон:

$$q = \frac{2 \cdot K_v \cdot W \cdot L \cdot \Delta \rho \cdot g}{\mu} \quad (35)$$

В этом предельном случае критический дебит увеличивается пропорционально как L , так и W . С увеличением ширины или длины области дренирования происходит рост дебита при той же критической скорости движения флюида. В уравнении (35) учитывается вертикальная проницаемость K_v , а в уравнении (32) и формуле для безразмерного дебита ψ (33) – горизонтальная проницаемость.

Данные уравнения можно изобразить на графике, определив безразмерный дебит следующим образом:

$$q_1^* = \frac{g \cdot \mu}{K_h \cdot \Delta \rho \cdot g \cdot h \cdot L} \sqrt{\frac{K_h}{K_v}}, \quad (36)$$

а безразмерную ширину определить выражением (37):

$$W^* = \frac{W}{h} \sqrt{\frac{K_v}{K_h}} \quad (37)$$

Используя эти новые переменные, уравнение (35) можно переписать в виде (38):

$$q_1^* = 2W^*, \quad (38)$$

при этом уравнение (33) принимает вид (39):

$$q_1^* = 1,72/W^* \quad (39)$$

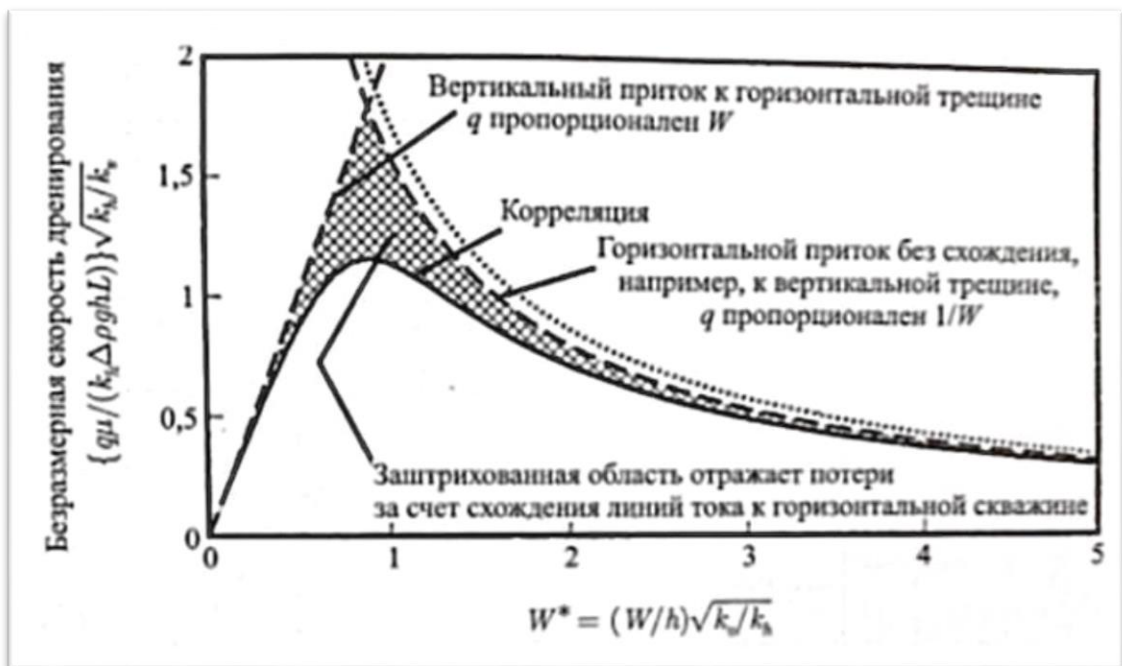


Рисунок 23 – Гравитационное дренирование с помощью горизонтальных скважин

На рисунке 23 изображены графики, соответствующие этим двум асимптотическим выражениям для скорости дренирования. Уравнению (39) отвечает линия, изображенная точками. Практически параллельно ей и немного ниже проходит пунктирная кривая, соответствующая корреляции численных решений для режима истощения. Уравнение этой пунктирной кривой будет иметь вид (40):

$$q_1^* = 1,6/W^* \quad (40)$$

Необходимо обратить внимание, что уравнение (40) отличается от записано выше выражения (39). Эти формулы взяты из различных источников.

Асимптоты для сплошной кривой, являющейся корреляцией критической скорости дренирования, полученной на основе численных решений, определяются соответственно выражениями (40) и (38), которые в свою очередь выводятся из уравнения (41):

$$\ln\left(\frac{q_1^*}{2W^*}\right) \ln\left(\frac{q_1^* \cdot W^*}{1,6}\right) = 0,1876, \quad (41)$$

Или

$$\ln(q_1^*) = 0,582 - \sqrt{[\ln(W^*)]^2 + 0,233 \cdot \ln(W^*) + 0,2} \quad (42)$$

При значении константы 0,1876 в правой части первого выражения кривая хорошо ложится на расчетные точки графика, построенного в двойном логарифмическом масштабе (см.рис.24).

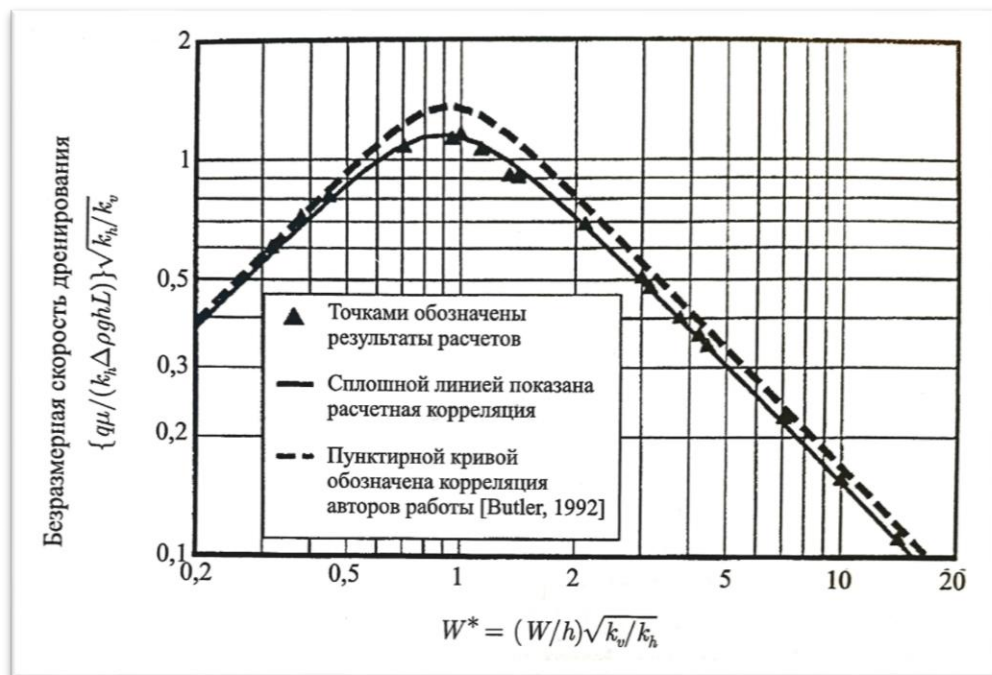


Рисунок 24 – Горизонтальное дренирование с помощью горизонтальных скважин. Влияние W/h

Аналогично, если в качестве уравнений для асимптот выбрать выражения (38) и (39), получим (43):

$$\ln\left(\frac{q_1^*}{2W^*}\right) \ln\left(\frac{q_1^* \cdot W^*}{1,72}\right) = 0,09231, \quad (43)$$

Или

$$\ln(q_1^*) = 0,617 - \sqrt{[\ln(W^*)]^2 + 0,151 \cdot \ln(W^*) + 0,098} \quad (44)$$

График, отвечающий этой корреляции, также нанесен на рисунке 24. Здесь же изображены расчетные точки, отвечающие численному решению уравнения Лапласа, отвечающему замене вертикальной трещины горизонтальной скважиной. Расчеты проводились путем изменения формы контакта для каждого случая и увеличения дебита до момента достижения неустойчивости. Получаемые таким путем значения дебита максимальны при условии поддержания стабильного положения контакта. Значения, отвечающие верхней кривой на рисунке 24 с асимптотой, соответствующей уравнениям (38) и (39), лежат немного выше. Что касается пунктирной кривой, совпадающей более точно с численным решением, сразу неясно, лежат ли точки ниже из-за погрешности замены уравнений конечно разностными выражениями при использовании численных методов, обусловленных трудностью обеспечения устойчивого решения вблизи критической точки, или из-за погрешностей, связанных с аппроксимациями аналитического метода. В любом случае для практических целей совпадение между ними вполне приемлемо. Последние экспериментальные данные несколько лучше согласуются именно с верхней кривой. Из рисунка 24 видно, что для режима истощения при определенном значении безразмерной ширины области дренирования достигается максимальный дебит. В большинстве встречающихся на практике случаев ширина зоны дренирования больше, чем значение, соответствующее оптимальному дебиту, и при этом результаты не сильно отклоняются от асимптоты для режима истощения. [11]

2.4 Выбор оптимальной длины интервала перфорации для предотвращения конусообразования

Одной из ключевых характеристик, влияющих на эксплуатацию скважин, является интервал перфорации – его размер и расположение. Однако, несмотря на важность данных характеристик, действующий в настоящее

время руководящий документ не дает точных указаний о выборе интервала перфорации, требуя только:

- 1) обеспечение максимальных безводных и безгазовых дебитов нефти;
- 2) обеспечить наиболее полный охват нефтяной зоны вытесняемой водой.

В случае вскрытия скважиной нефтенасыщенного пласта, он перфорируется по всей толщине продуктивного объекта, поскольку нет опасности прорыва воды и газа в скважину. Пласты с подошвенной водой и газовой «шапкой» перфорируются в нефтяной части, а расстояние от верхних перфорационных отверстий до ГНК, и от нижних до ВНК устанавливается для каждой конкретной залежи опытным путем, с рассмотрением факторов, перечисленных выше.

Распространено мнение, что увеличение расстояния от интервала перфорации до ВНК и ГНК является оптимальным решением проблемы прорыва воды и газа в скважину. Однако, на практике данное решение не всегда оказывается приемлемым, поскольку увеличение расстояния от нижних и верхних перфорационных отверстий до ВНК и ГНК приводит к уменьшению самого перфорационного интервала, и, следовательно, снижению конечной нефтеотдачи. Более того, зачастую подобные действия не приводят к увеличению безводного и безгазового дебитов, а лишь увеличивают период безводной и безгазовой добычи. На рисунке 25 показано, что при двух различных по размеру интервалах перфорации достигается одинаковый безводный дебит нефти, но в случае 1, где размер интервала перфорации больше, срок безводной добычи короче, чем в случае 2, где размер интервала меньше.

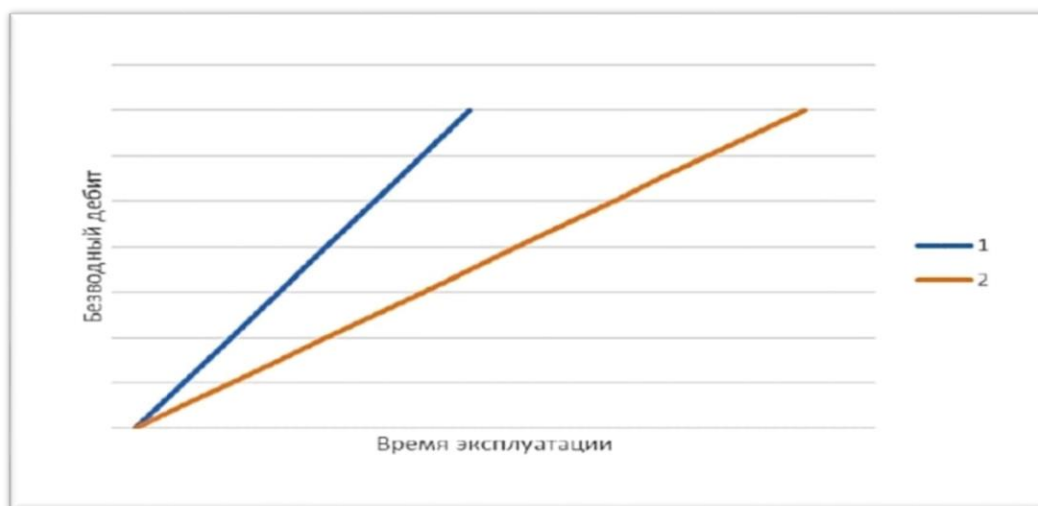


Рисунок 25 – Пример безводной добычи нефти при различных интервалах перфорации

Исходя из этого, возникает потребность в расчете наиболее оптимального интервала перфорации для контролирования и предотвращения процесса конусообразования.

Проведенное сравнение 9 вариантов расположения интервалов перфорации добывающих и нагнетательных скважин (см. рисунок 26, светлым показаны низкопроницаемые пласты, темным – высокопроницаемые) с различными отношениями толщин высоко и низкопроницаемых пластов позволило определить наиболее подходящий вариант перфорации для различных целей. Так, например, для получения максимального КИНа лучшими оказались варианты 3, 4 и 5, в то время как для высоких темпов отбора эффективнее всего себя показал вариант 9. [12]

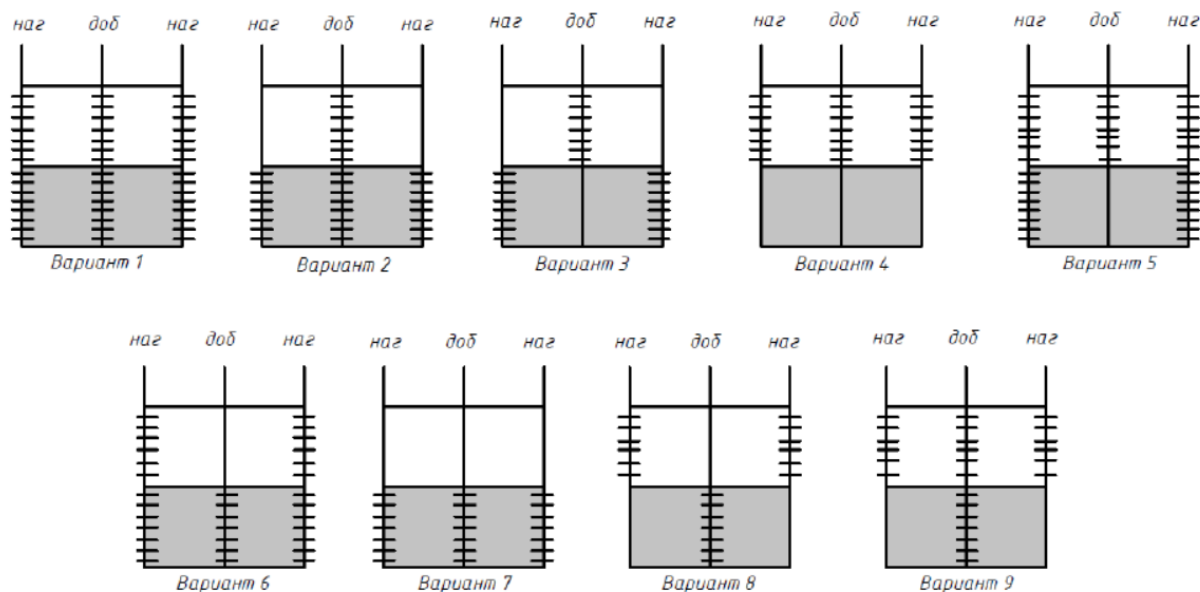


Рисунок 26 - Схематическое изображение вариантов перфорации с различными интервалами

Алгоритм вычисления оптимальной длины интервала перфорации

Рассмотрим процедуру вычисления оптимальной длины интервала перфорации (длина и положение) для коллектора с режимом подошвенных вод и газовой шапкой. При данном расчете используют кривые, обозначенные $\Delta\rho_{og}/\Delta\rho_{\omega o}$ и данный метод состоит из следующих шагов:

1. Необходимо вычислить r_{De} с помощью уравнения (21) и вычислить $\Delta\rho_{og}/\Delta\rho_{\omega o}$.
2. Сделать допущение о величине ε .
3. Вычислить ψ и δ с помощью диаграмм. Эти значения соответствуют δg и ψg соответственно.
4. Вычислить $L_g = h \delta g$ и $L_\omega = h(1 - \varepsilon) - L_g$.
5. Вычислить критический дебит с помощью уравнения (22). Необходимо лишь одно значение критического дебита, так как процедура допускает одинаковые величины критического дебита для конусообразования воды и газа.
6. Вернуться к шагу 2 и принять новое значение ε . Повторить вычисления пока не будет получен адекватный диапазон значений ε .

7. Вычислить теоретический дебит скважины с несовершенством по степени вскрытия как функции ε с помощью уравнения:

$$q = \frac{K_H \cdot b \cdot (p_e - p_\omega)}{18,42 \cdot \mu_0 \cdot B_0 \cdot [\ln(\frac{r_e}{r_\omega}) + S]} \cdot \left[1 + 7 \sqrt{\frac{r_\omega}{2b} \cdot \sqrt{\frac{k_\omega}{K_H}} \cdot \cos\left(\frac{\pi d}{2h}\right)} \right], \quad (45)$$

где K_H – горизонтальная проницаемость, k_ω – вертикальная проницаемость, p_e – давление на границе хоны дренирования, p_ω – забойное давление, S – скин-фактор, q – дебит нефти, независимая (аргумент) функции косинуса принимается в радианах.

В уравнении сделано допущение о наличии установившегося режима течения в зоне дренирования радиусом r_e , а r_ω является радиусом ствола скважины.

8. Построить график критического и теоретического дебитов, как функции ε . Значение ε , при котором критический и теоретический дебиты пересекаются, определяет оптимальный интервал перфорации.

Эта процедура упрощается, если существует только режим подошвенной воды или только газовая шапка. Применяется та же самая процедура, за исключением того, что не вычисляется C , а $\delta g = 1 - \varepsilon$ (если отсутствует режим подошвенных вод, а только конусообразование газа представляет проблему), или $\delta_\omega = 1 - \varepsilon$ (если газовая шапка отсутствует, проблему представляет конусообразование воды), ψ вычисляется для диапазона ε , пока не будет определено оптимальное значение ε .

Скважина, несовершенная по степени и характеру вскрытия

Теоретический дебит скважины, несовершенной по степени и характеру вскрытия продуктивного пласта, нужен для вычисления оптимальной длины интервала перфорации. Несовершенные по степени вскрытия скважины представляют собой скважины, которые полностью не вскрывают продуктивный горизонт, а в скважинах, несовершенных по степени и характеру вскрытия, интервал перфорации не полностью охватывает продуктивный интервал. Если вертикальная проницаемость достаточная, из

интервалов выше и ниже перфорационных отверстий также будет осуществляться добыча. На рисунке 27 иллюстрируется приток флюида к добывающей скважине, несовершенной по степени и характеру вскрытия. [13]

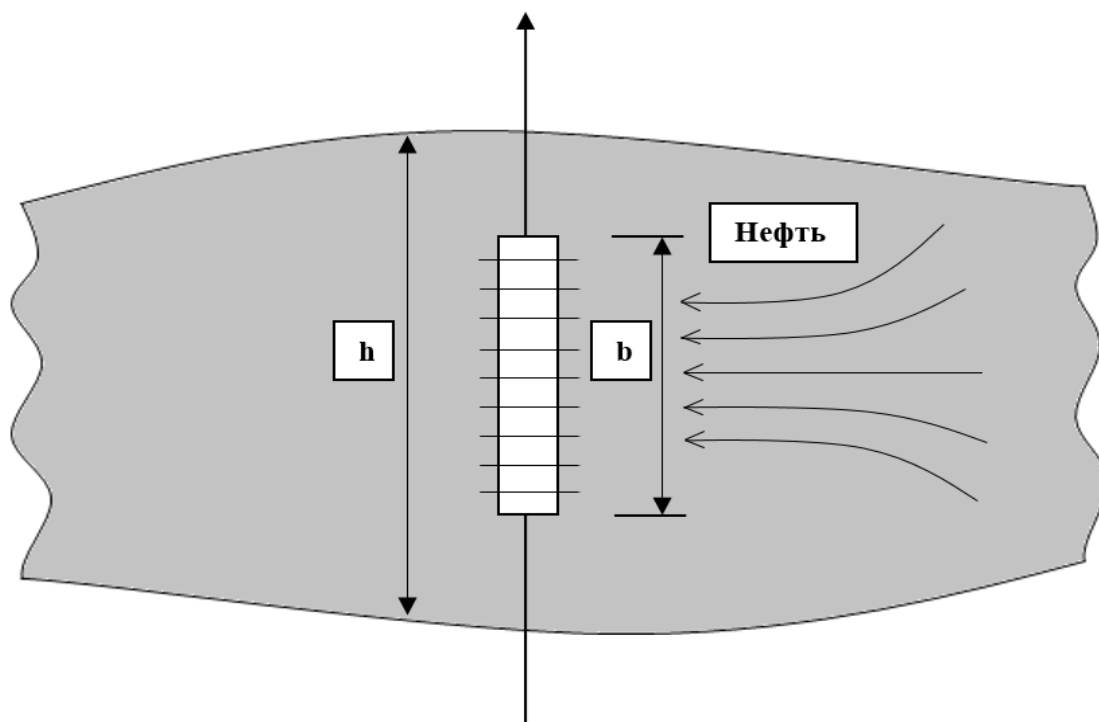


Рисунок 27 – Приток флюида к несовершенной по характеру вскрытия скважине

В этих обстоятельствах поток флюида не является строго горизонтальным. Дебит в несовершенной скважине в пласте с вертикальной проницаемостью, которая отличается от нуля, выше, чем дебит в скважине, где отсутствует вертикальная проницаемость. Несовершенные по характеру или степени вскрытия обычно используются для минимизации конусообразования. Критический дебит устанавливает предел для добывающей скважины, ниже которого конусообразование не происходит. Однако часто критический дебит намного меньше, чем максимально возможный дебит.

Необходимо вычислить оптимальную длину интервала перфорации при пластовом давлении 12,4 МПа для необсаженной скважины в коллекторе

с газовой шапкой из примера, представленном в пункте 2.1. Забойное давление составляет 10,3 МПа, а скин-фактор равен 7.

Решение. Для расчета оптимальной длины интервала перфорации необходимо воспользоваться корреляцией Шольза. Для этого нужно найти безразмерный критический дебит, а также критический дебит, как функцию b/h . В таблице 4 приведены результаты для отношения b/h в диапазоне от 0 до 1.

Далее произведем расчет теоретического дебита несовершенной скважины. Для этого используем уравнение 38 для $b=18,3$ м и в результате получаем:

$$q = \frac{(60) \cdot (18,3) \cdot (124 - 103)}{18,42 \cdot (1,11) \cdot (1,25) \cdot \left(\ln \frac{284}{0,152} + 7 \right)} \cdot \left(1 + \sqrt[7]{\frac{(0,152)}{2 \cdot (18,3)} \sqrt{\frac{39}{60} \cdot \cos \frac{\pi(18,3)}{2(45,7)}}} \right) = 68,4 \text{ м}^3/\text{сут}$$

В таблице 4 приведены результаты для других значений b . Дебит варьируется от 0 до 128,5 м³/сут, в зависимости от длины интервала перфорации. Оптимальная длина интервала перфорации соответствует значению b , при котором критический и теоретический дебиты равны. На рисунке 28 показан график q и q_c в зависимости от b/h . Кривые пересекаются в точке, примерно соответствующей $b/h=0,15$. Это соответствует $b = 6,9$ м, $L_g = 38,9$ м, а $q = 29,7$ м³/сут. В итоге, только самый нижний участок продуктивного интервала длиной 6,9 м должен быть перфорирован, чтобы предотвратить конусообразование газа.

Таблица 4 – Результаты вычислений с использованием корреляции Шольза

b/h	q_{Dc}	q_c (м ³ /сут)	Дебит нефти (м ³ /сут)
0	0,1046	30,6	0,0
0,1	0,1036	30,3	23,2

Продолжение таблицы 4

0,2	0,1004	29,4	39,8
0,3	0,0952	27,9	54,7
0,4	0,0879	25,7	68,3
0,5	0,0785	23,0	80,8
0,6	0,0670	19,6	92,2
0,7	0,0534	15,6	102,6
0,8	0,0377	11,0	112,0
0,9	0,0199	5,8	120,6
1	0,0000	0,0	128,8

Для сравнения воспользуемся корреляцией Черичи с соавторами. Для начала необходимо вычислить $\delta g = 1 - b/h$. Затем, опираясь на пункт 2.1 получаем значение $r_{D_e} = 5$. Далее при помощи диаграмм (рисунок 20) определяем значения ψ для диапазона b/h , в качестве ε используется соответствующее значение b/h . Затем вычислим критический дебит при помощи формулы 22. В таблице 5 приведены результаты вычислений.

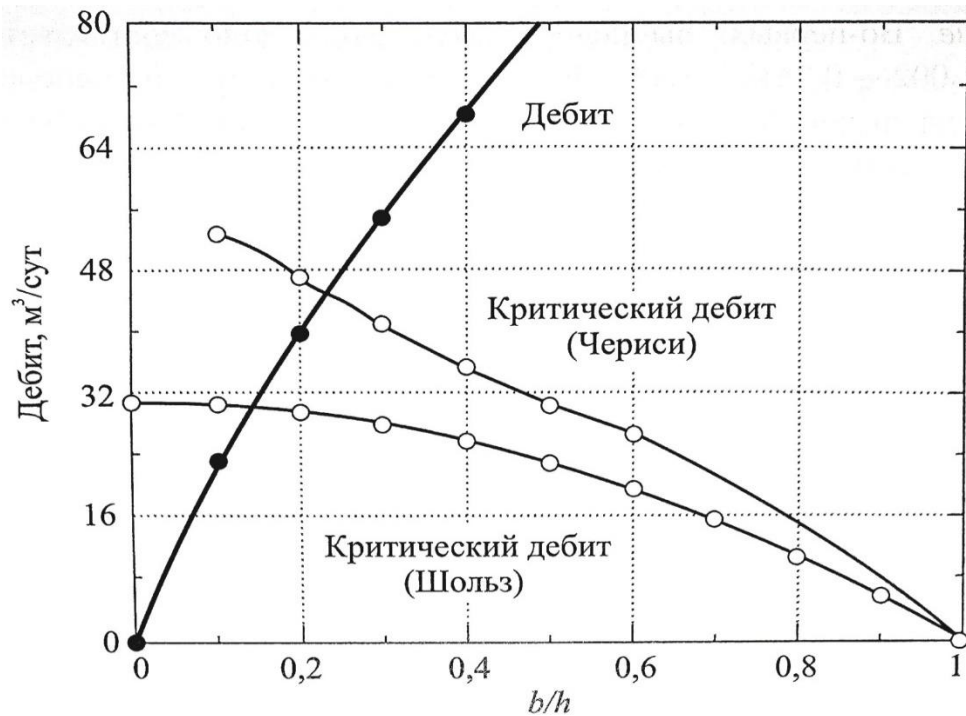


Рисунок 28 – Дебит скважины и критический дебит, как функция b/h

Оптимальная длина интервала перфорации соответствует значению b/h , при котором критический дебит и дебит скважины одинаковые. Это происходит, когда $b/h=0,25$. Это соответствует $b = 11,4$ м, $L_g = 34,3$ м, а $q = 43,7$ м³/сут. В итоге только нижний участок продуктивной толщи длиной 11,4 м нужно перфорировать. Метод Черичи с соавторами дает более протяженный интервал перфорации, чем метод Шольза (11,4 по сравнению с 6,9 м). Метод Черичи с соавторами имеет больший запас, чем метод Шольза. [13]

Таблица 5 – Результаты вычислений с использованием корреляции Черичи с соавторами

b/h	δg	$\psi = q_{Dc}$	q_c (м ³ /сут)	Дебит нефти (м ³ /сут)
0	1			0,0
0,1	0,9	0,180	52,7	23,2
0,2	0,8	0,160	46,9	39,8
0,3	0,7	0,140	41,0	54,7
0,4	0,6	0,120	35,1	68,3
0,5	0,5	0,105	30,7	80,8
0,6	0,4	0,090	26,4	92,2

Рассмотрим выбор оптимальной длина интервала перфорации для предотвращения конусообразования в коллекторе с подошвенным водонапорным режимом и газовой шапкой.

Возьмем коллектор с газовой шапкой из примера, представленного в пункте 2.1, который снизу имеет водоносный пласт. Плотность воды составляет 1,092 г/см³. Необходимо вычислить оптимальную длину интервала перфорации, а также его положение на основе корреляции Черичи с соавторами.

Решение. Во-первых, нужно вычислить $\Delta\rho_{og}/\Delta\rho_{\omega o}$. Данное отношение составляет $(0,741-0,098)/(1,092-0,741)=1,83$. Затем определяем δg и ψ на основе диаграмм для диапазона значений ε . Если $\varepsilon=0,40$, то

необходимо использовать диаграмму, которая соответствуют значению $r_{D_e} = 5$, чтобы определить, что $\delta g = 0,24$, а $\psi = 0,040$. В таблице 6 представлены результаты для диапазона значений ε от 0,05 до 0,40. Далее нужно вычислить критический дебит для каждого значения ψ с помощью уравнения (18) и найти теоретический дебит скважины с помощью уравнения (23). [13]

Таблица 6 – Результаты вычисления для коллектора с подошвенным водонапорным режимом и газовой шапкой

b/h	δg	$\psi = q_{Dc}$	q_c (м ³ /сут)	Дебит нефти (м ³ /сут)
0				0,0
0,05	0,4	0,059	17,3	13,8
0,10	0,37	0,058	17,0	23,2
0,20	0,33	0,055	16,1	39,8
0,30	0,28	0,048	14,1	54,7
0,40	0,24	0,040	11,7	68,3

2.5 Анализ влияния коэффициента анизотропии на процесс конусообразования воды и газа

При анализе влияния коэффициента анизотропии была проведена серия расчетов с разными коэффициентами и дебитами жидкости. В ходе расчета рассматривалось 10 вариантов, в каждом из которых было задано значение коэффициента анизотропии вертикальной проницаемостью (от 0,1 до 1 д.ед.). Каждый из вариантов включал в себя десять расчетов с разными значениями дебитов жидкости (от 1 до 20 м³/сут).

На рисунке 29 приведен график сравнения обводненности скважин при различных вариантах, с заданием разных дебитов и разных коэффициентов анизотропии пласта.

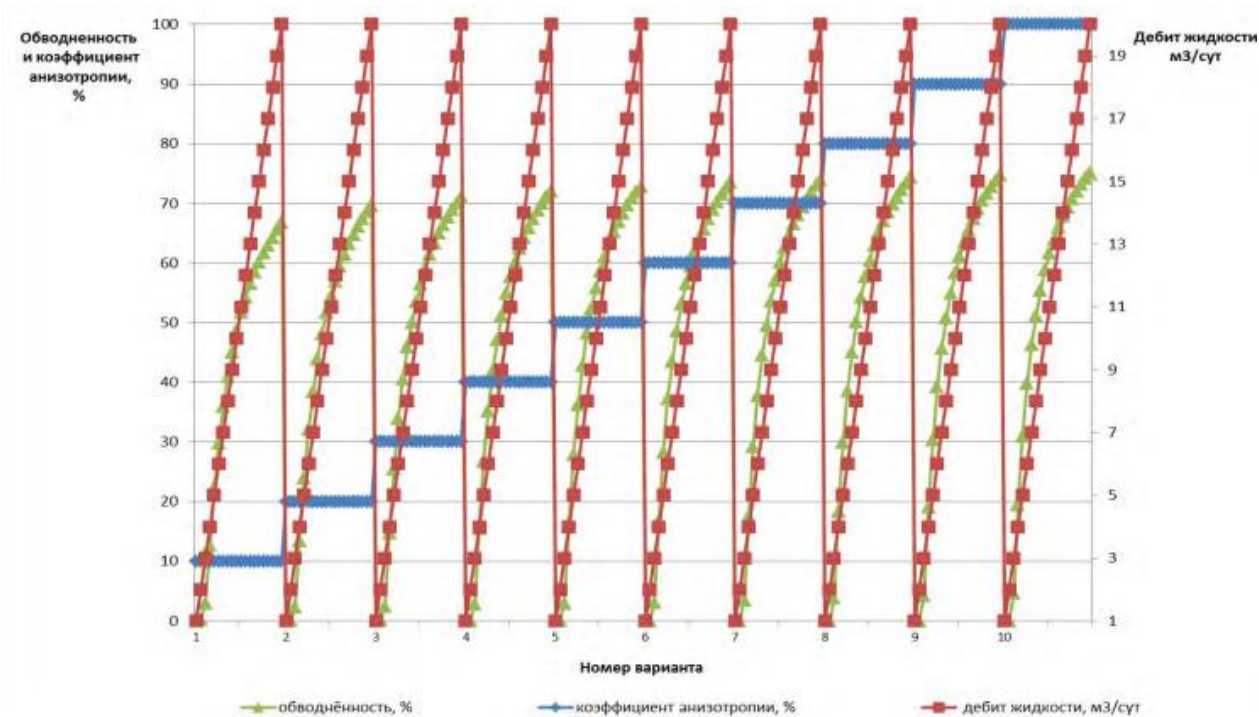


Рисунок 29 – Сравнение обводненности скважин при различных вариантах, с заданием разных дебитов и разных коэффициентов анизотропии пласта

Из графика видно, что с ростом коэффициента анизотропии пласта наблюдается рост обводненности скважины. Максимальное значение обводненности пласта достигается при коэффициенте анизотропии равно 100%, что соответствует равенству между вертикальной и горизонтальной проницаемостью пласта, что подтверждает утверждение Телкова о влиянии вертикальной проницаемости на конусообразование.

Так же была построена трехмерная зависимость параметров обводненности и коэффициента анизотропии от дебита жидкости (рисунок 30).

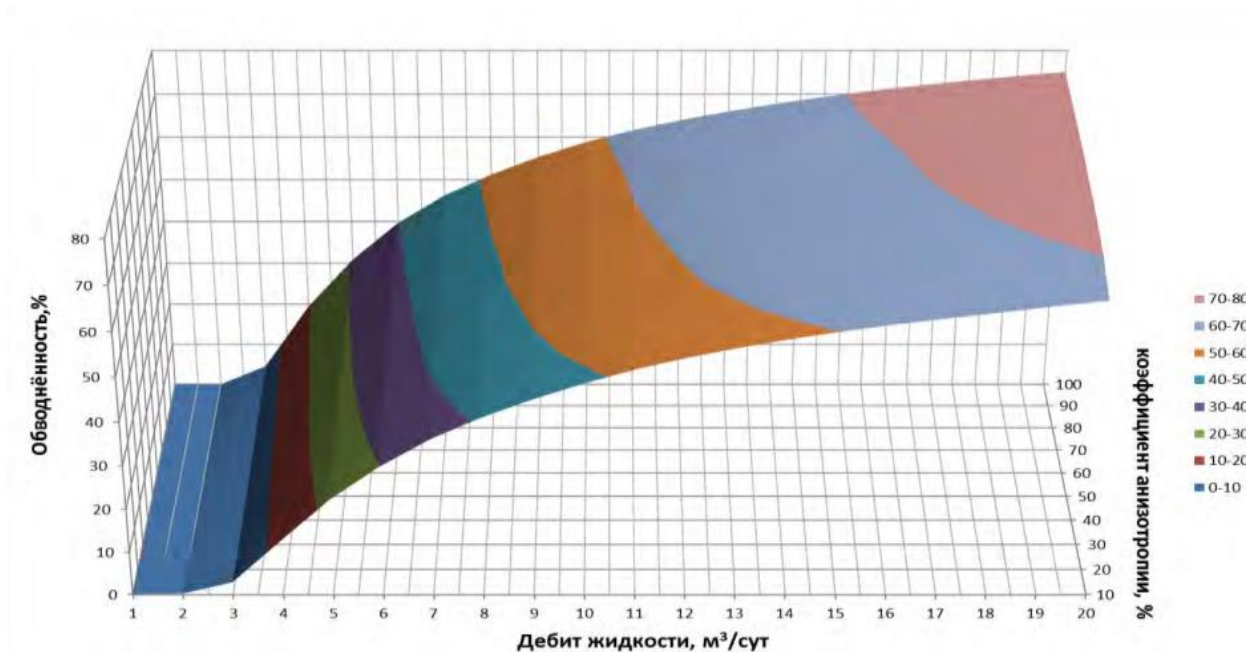


Рисунок 30 – Зависимость обводненности и коэффициента анизотропии от дебита жидкости

Таким образом, чем меньше вертикальная проницаемость, тем медленнее будет подтягиваться конус подошвенной воды, чем больше коэффициент анизотропии, тем медленнее будет происходить конусообразование. [14]

2.6 Анализ существующих технологий борьбы с предотвращением конусообразования воды и газа

Чтобы разработать эффективную стратегию борьбы с конусообразованием, необходимо уяснить некоторые теоретические принципы конусообразования. С математической точки зрения конусообразование является проблемным вопросом из-за своей сложности. Чтобы разработать гибкие аналитические решения, должны быть использованы тонкие допущения. Точного решения проблемы конусообразования не существует, но определенные аналитические решения и эмпирические корреляции могут быть полезны и быть предварительным ориентиром.

Так как данное явление известно давно, то существует достаточно широкий спектр мероприятий, рекомендуемых и проводимых для борьбы с

конусообразованием. Ниже перечислены наиболее распространенные из методов борьбы:

- Расположение зоны перфорации максимально удаленно от ВНК;
- Поддержание значений дебита ниже критических значений;
- Установка полимерного барьера на границе ВНК;
- Применение горизонтальных скважин;
- Раздельная добыча нефти и воды.

Однако у большинства предложенных методов есть существенные недостатки, что делает их не применимыми в ряде случаев. Так расположение зоны перфорации максимально удаленной от ВНК приводит к закономерному снижению длины перфорационного интервала, что в свою очередь снижает дебиты скважины ниже рентабельных значений. Рентабельность скважины является также главным фактором и при поддержании значений дебита ниже критических значений, к сожалению, выполнение именно этой рекомендации на практике зачастую наиболее затруднительно. Установка полимерного барьера на границе ВНК технологически сложный процесс с высоким риском падения проницаемости нефтяной зоны, а горизонтальное заканчивание скважин зачастую сильно ограничено технологией бурения. Раздельная добыча нефти и воды, хоть и является наиболее эффективным методом из вышеизложенных, но и она неразрывно связана с вопросом утилизации значительных объемов добываемой воды и существенным увеличением энергопотребления.

2.7 Технологии и методы предотвращения подтягивания конуса воды

Оптимальное расположение перфорационных отверстий для контролирования конусообразования.

Одним из способов замедления роста обводненности скважины из-за прорыва подошвенной воды в нижние отверстия интервала перфорации является расположение интервала перфорации по возможности дальше от

водонефтяного контакта и ближе к кровле пласта. Положение интервала перфорации должно соответствовать геолого-промысловой характеристике объекта освоения в скважине. Если объект в скважине полностью нефтенасыщен или газонасыщен, целесообразно перфорировать его на всю вскрытую мощность. Если скважина вскрыла объект в зоне ВНК (ГВК), то нижние отверстия интервала перфорации должны быть выше контактов. Расстояние между нижними отверстиями интервала перфорации и уровнем ВНК (ГВК) определяют в каждом конкретном случае исходя из особенностей геологического строения приконтактной части разреза, мощности нефтегазонасыщенной части, сроков разработки и др.

Так, если в приконтактной части разреза имеются плотные, разделяющие нефтегазонасыщенную и водоносную части прослойки, можно перфорировать продуктивную часть до кровли этих прослоев, не боясь преждевременного подтягивания конуса подошвенной воды. На рисунке 31 представлено оптимальное расположение стволов в газонефтеводяной зоне на разрезе.

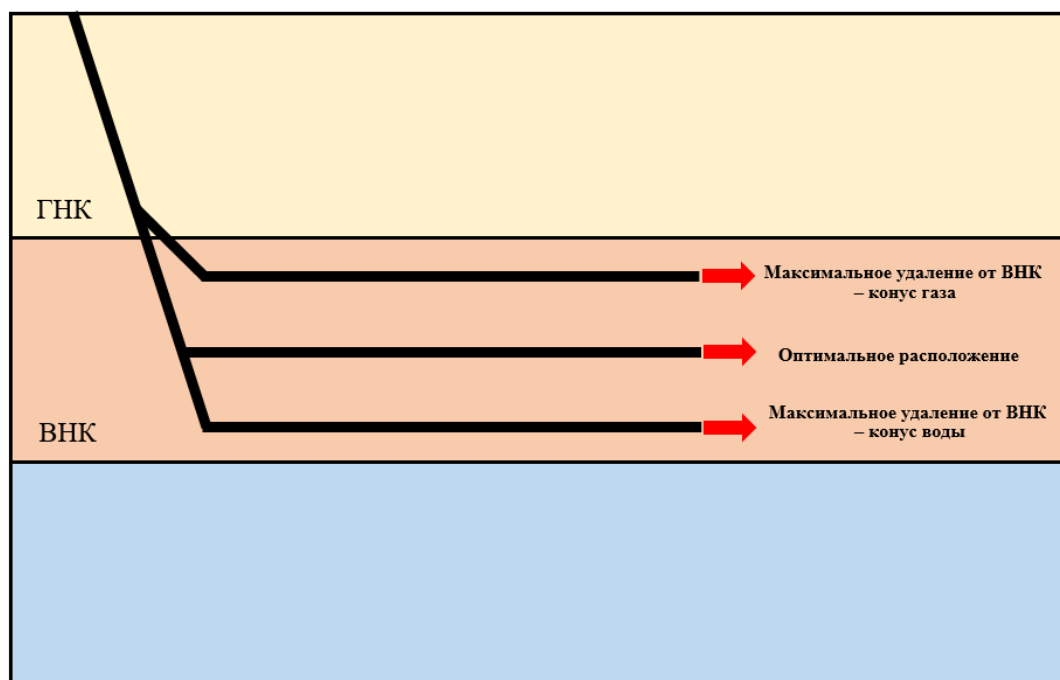


Рисунок 31 – Расположение стволов в газонефтеводяной зоне на разрезе

Преимущества данного метода в низкой энергозатратности и отсутствие финансового сопровождения.

Недостатков в данном методе нет, но есть рекомендации, связанные с оптимальным расположением перфорационных отверстий относительно ВНК (ГНК). То есть, при анализе таблицы 6 был сделан вывод о том, что критический и теоретический дебиты скважины одинаковые при $\varepsilon = b/h$ и соответствуют $L_g = (0,385) \cdot (45,7) = 17,6$ м, $b = (0,075) \cdot (45,7) = 3,4$ м, а $L_\omega = 45,7 - 17,6 - 3,4 = 24,7$ м. Значит, скважину нужно перфорировать на протяжении интервала длиной 3,4 м, который располагается на 17,6 м ниже газонефтяного контакта (ГНК) и на 24,7 м выше водонефтяного контакта (ВНК).

Совместная эксплуатация нефте- и водонасыщенной зон пласта.

Одним из способов повышения эффективности разработки водоплавающих нефтяных залежей может быть способ образования обратного конуса пластовой нефти в водонасыщенной толщине подошвенных вод, путем вскрытия и совместной эксплуатации водо- и нефтенасыщенной зон пласта. Так как отбор только одного из флюидов неизбежно приводит к конусообразованию, предложено перфорировать колонну против нефте- и водонасыщенного интервалов и отбирать одновременно и нефть, и воду. Физически это означает, что слив воды через перфорационные отверстия, расположенные в водонасыщенной зоне изменяет поле потенциала потока вокруг скважины таким образом, что водяной конус «подавляется». Течение в перфорационные отверстия воды образует направленную кверху вязкостную силу, которая образуется при прохождении через верхние (для нефти) перфорационные отверстия. В результате баланса сил устойчивое равновесие конуса образуется и сохраняется внизу, вокруг и ниже перфорационных отверстий для нефти. В дальнейшем, наличие обратного конуса будет препятствовать быстрому прорыву подошвенной воды в скважину.

Одновременно-раздельная эксплуатация нефте- и водонасыщенной зон пласта.

Альтернативным решением проблемы увеличения обводненности продукции при совместной эксплуатации водо- и нефтенасыщенного пластов служит раздельная эксплуатация двух зон с помощью двух насосно-компрессорных труб (рисунок 32). Данная технология предполагает использование двухствольной скважины, которая имеет два ствола, расположенных параллельно друг над другом в пласте. Один из стволов такой скважины бурится ниже водонефтяного контакта с целью эксплуатации водонасыщенной части резервуара, второй же ствол протяженностью 500 м бурится вблизи кровли нефтяного продуктивного пласта.

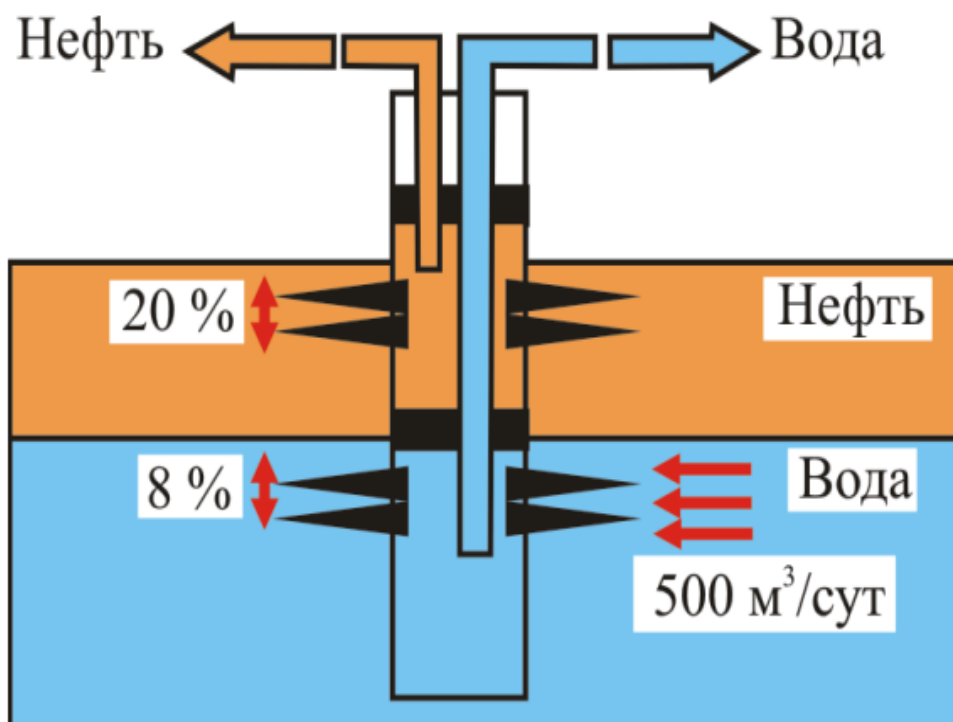


Рисунок 32 – Борьба с конусообразованием путём одновременно-раздельной эксплуатации водо- и нефтенасыщенного пластов

В этом случае производится вскрытие водоносного слоя пласта, и его совместная эксплуатация с нефтяным, причем оба слоя изолированы друг от друга с помощью пакера.

В ходе исследования было установлено, что применение данной технологии с подбором оптимальных размеров перфорационных интервалов

позволяет увеличить конечную накопленную добычу нефти при незначительном увеличении сроков эксплуатации, а значит, метод является эффективным. [15]

Недостатки технологии в большой вероятности несоответствия процентов вскрытия толщин. Дополнительно любые неточности при перфорации дают негативный результат.

Применение барьерных технологий для контроля конусообразования.

Замедлить газовый или водяной прорыв и увеличить критический дебит конусообразования позволяет технология создания барьеров на флюидальном контакте. Существует два типа барьерных технологий, которые упоминаются в литературе, для замедления прорыва газа или воды в нефтедобывающие скважины:

1) методы, основанные на создании горизонтальной трещины на уровне флюидального контакта и заполнении ее проппантно-цементной смесью; [11]

2) методы, основанные на закачке жидкости.

Оба типа основаны на условии формирования непроницаемого или низкопроницаемого горизонтального барьера на уровне ГНК или ВНК, который способен замедлить прорыв нежелательных флюидов в нефтедобывающие скважины с целью увеличения продолжительности рентабельной эксплуатации данных скважин. Преимущество барьерных технологий также заключается в возможности эксплуатации скважин с критическими дебитами, в несколько раз превышающими рассчитанные аналитически. [12, 13]

Основная идея первого метода заключается в создании небольшой горизонтальной трещины на уровне ГНК и заполнении пространства данной трещины смесью проппанта и цемента. Через некоторое время после закачки, происходит затвердевание данной смеси под действием давления вышележащих пород и формирование низкопроницаемого барьера. Эффект барьера заключается в том, что радиус вертикальной скважины в расчетах

критического дебита конусообразования теперь может быть заменен на радиус барьера, так как газ или вода будут подтягиваться к краям барьера.

Однако данная технология имеет существенные недостатки, которые связаны с созданием горизонтальной трещины. Часто в породе вертикальный стресс превышает горизонтальные, особенно на больших глубинах, способствуя тому, что трещина получается вертикальной. Вполне вероятно, что применение данной технологии увенчается успехом на небольших глубинах, однако большинство углеводородных залежей расположены гораздо глубже, поэтому метод создания твердого барьера до сих пор существует только в теории. [16]

Второй тип барьерных технологий включает в себя закачку жидкостей (гелей, пен, полимеров и т.д.). Существует огромное количество различных составов и их смесей, которые были рекомендованы разными авторами в их работах для создания непроницаемого или низкопроницаемого барьера. Стоит также отметить, что промышленный опыт применения жидкостных барьеров очень ограничен, даже при условии того, что удовлетворительные результаты были получены с помощью инструментов математического и гидродинамического моделирования.

Применение газогидратов для контроля конусообразования.

Во время разработки месторождений с нефтяной оторочкой и газовой шапкой существует опасность прорыва газа в нефтяные добывающие скважины, который является причиной снижения дебита нефти, блокировки части нефтяных запасов, снижении коэффициента нефтеизвлечения и увеличении времени разработки залежи. В то же время известно, что при определенных термобарических условиях (низкая температура и высокое давление) смесь воды и газа образуют «газовые гидраты». Поэтому, проблема прорыва газа из газовой шапки в нефтяную оторочку на месторождениях с низкой пластовой температурой может быть решена с помощью создания газогидратного барьера, который заблокирует газовую шапку от нефтенасыщенной части залежи.

Суть технологии заключается в первоначальном бурении вспомогательного нагнетательного горизонтального ствола, который должен располагаться на уровне газонефтяного контакта и иметь одинаковую длину с основным добывающим горизонтальным стволом скважины (рисунок 33).

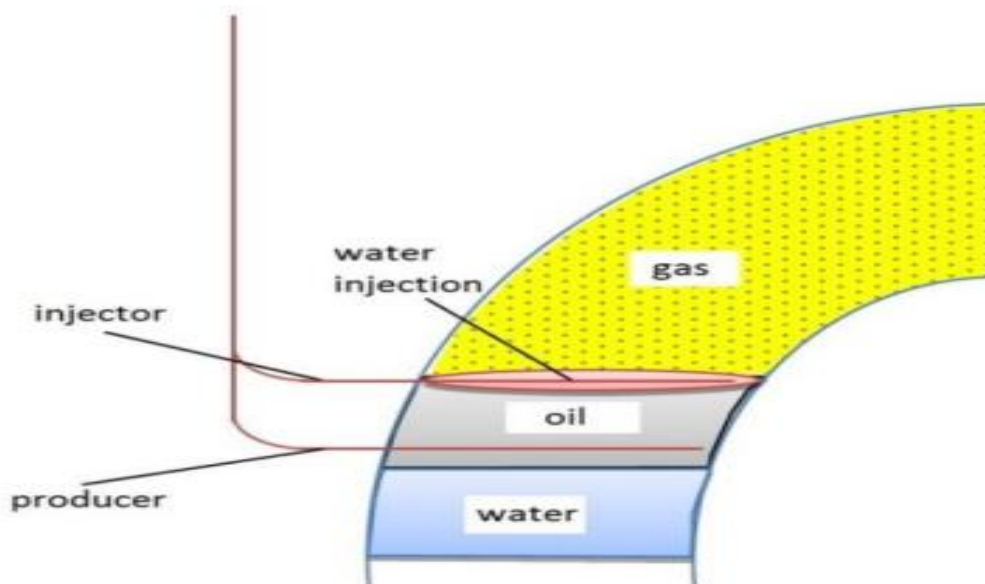


Рисунок 33 – Схема расположения нагнетательного и добывающего горизонтальных стволов [19]

Вспомогательный нагнетательный ствол планируется бурить с целью временной работы. Поэтому его заканчивание не требует цементирования или установки фильтра-хвостовика. После строительства данного ствола начинается закачка воды до того момента, как приемистость скважины не снизится в 10 раз. Данное снижение приемистости подтвердит начало образования газовых гидратов. В результате действий, описанных выше, формируется водяной слой эллипсоидальной формы. Данный слой воды взаимодействует с газом газовой шапки, и подобное взаимодействие приводит к образованию газовых гидратов. В конечном итоге формируется газогидратный барьер над интервалом дренирования добывающего ствола скважины, который непроницаем для пластовых флюидов. Исходя из того, что в зонах дренирования скважин – минимальные давления в пласте, именно в этих зонах существует наибольшая вероятность конусообразования. Данная

вероятность может быть исключена благодаря сформированному гидратному барьеру. [18]

Следующий этап – бурение основного добывающего горизонтального ствола из того же самого вертикального основания, что и бурение вспомогательного нагнетательного горизонтального ствола. Добывающий ствол располагается на минимальном расстоянии от ВНК и оборудован щелевым фильтром-хвостовиком. После строительства обеих скважин и ликвидации вспомогательного ствола, основной ствол пускают в эксплуатацию. Минимальное забойное давление должно быть не менее давления начала образования гидратов при существующей пластовой температуре. [17]

Недостатки данного метода заключается в том, что создание газогидратного барьера рекомендуется только для месторождений с низкой пластовой температурой, позволяющей создать данный барьер и сохранить его стабильным в течение необходимого промежутка времени.

Применение технологии скважинной водяной «петли».

Сохранить преимущества отдельной добычи нефти и воды позволяет метод создания так называемой призабойной водяной «петли». Технология заключается в заборе и обратной закачке воды в пласт ниже уровня ВНК. Данная технология предполагает тройное заканчивание скважины: одна перфорация расположена в нефтяной зоне, а две другие расположены в водяной зоне. Эти три заканчивания разделены двумя пакерами. Самое верхнее заканчивание в нефтяной зоне используется для добычи нефти, в то время как второе заканчивание используется для добычи воды одновременно вблизи водонефтяного контакта для стабилизации поверхности раздела. Добытая вода повторно закачивается в тот же водоносный горизонт через самый нижний участок - интервал повторной закачки воды с помощью погружного насоса. Типичная конфигурация технологии скважинной водяной «петли» показана на рисунке 34.

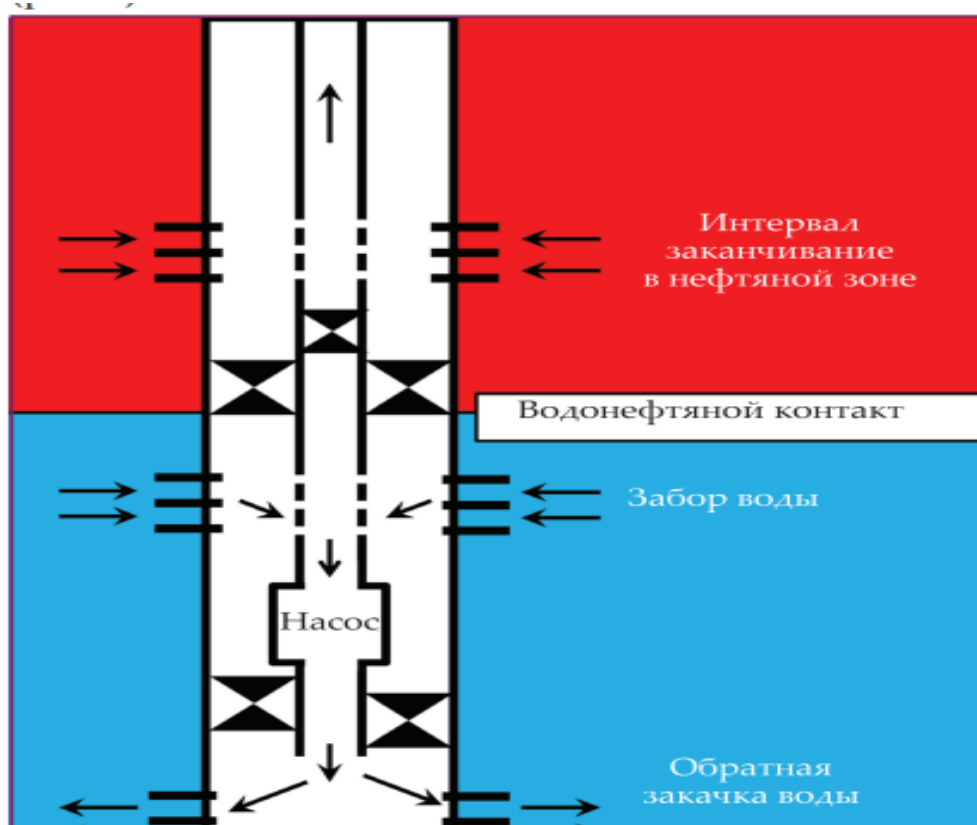


Рисунок 34 – Технология призабойной водяной «петли»

Однако эффективность данного метода сильно зависит от расстояния между точками забора и закачки воды в пласт, которое в свою очередь ограничено размерами (толщиной) подошвенных вод. Ранжирование скважин пригодных для применения данной технологии обладающих потенциально перспективными начальными условиями (т.е. толщина продуктивного пласта, внутрипластовое давление и т.д.) проводится на дорогостоящих и трудоемких коммерческих симуляторах коллектора, что значительно усложняет процесс внедрения. [20]

Умное заканчивание стингером

Отличительной особенностью данного метода, является использование стингера, у которого скользящая муфта активно управляется и действует как управляющий притоком клапан (ICV). Этот концептуальный тип решения назван умным заканчиванием стингером (SSC).

Технология умного заканчивания стингером позволяет реализовывать две опции – предотвращение прорыва или управление конусообразованием. А

именно, как только происходит прорыв, ICV переводят в режим поддержания критического дебита для того, чтобы конус дальше не расширялся. Подобная постановка задачи требует размещения на забое средств определения моментов прорыва газа и воды. Предположим, что в свободном доступе находится способ определения дебитов фаз на забое скважины и не представляет затруднений выделение момента прорыва нежелательной фазы.

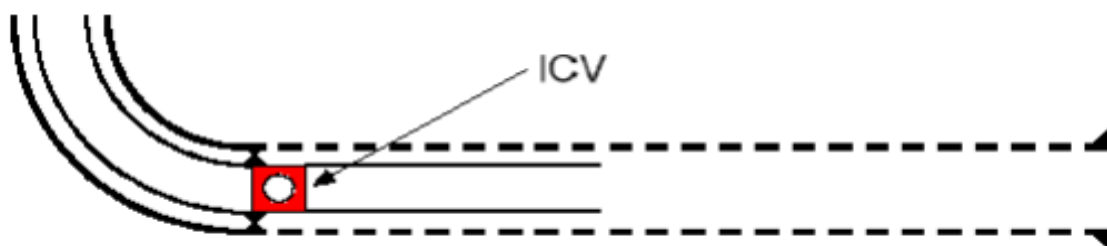


Рисунок 35 – Интеллектуальное заканчивание стингером с удаленно управляемым ICV

Как следует из описания, SSC характеризуется наличием, непрерывно управляемым бесступенчатым ICV. Альтернативно можно использовать более дешевые ICV только с несколькими зафиксированными позициями, или ICV только с бинарным управлением: «включено/выключено». [21]

Поэтому была предложена концепция процесса переключения притока (ISP). На рисунке 36 изображена модельная скважина для проведения ISP. Она содержит удлиненный стингер с несколькими пакерами, включаемые/выключаемые ICV, забойные манометры, а также измеряющее оборудование для определения моментов прорыва газа или воды.

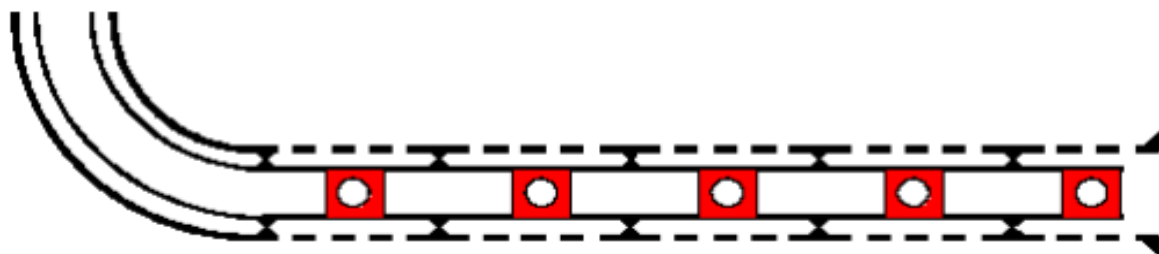


Рисунок 36 – Интеллектуальное заканчивание стингером с переключением интервалов отборов

Базовая идея ISP – управлять конусообразованием через переменное включение/выключение клапанов. Закрытие клапанов инициируется прорывом газа или воды. Но после определенного периода времени и отступления конусов газа и воды, клапаны открываются и держатся открытыми до тех пор, пока снова не происходит прорыв конусов.

3 ЭФФЕКТИВНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБЪЕКТОВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С УЧЕТОМ КОНУСООБРАЗОВАНИЯ ВОДЫ И ГАЗА

В рамках комплексного подхода необходимо рассмотреть всю многогранность проблематики подбора эффективной технологии борьбы с конусообразованием.

Из опыта разработки нефтяных залежей с подстилаемой подошвенной водой установлено, что образование конусов пластовой воды является одной из основных причин развития обводненности продукции добывающих скважин. Существуют два основных фактора, которые влияют на образование конусов воды и газа:

1. Геолого-физические факторы.

Анализ геологического строения нефтяных залежей необходимо проводить еще до бурения поисковых, разведочных и добывающих скважин, так как в дальнейшем при разработке и анализе причин возникновения и развития высокой обводненности продукции это существенно позволит сузить интервал возможных причин. Такого рода анализ должен базироваться, в первую очередь, на изучении путей поступления пластовых вод из водоносного горизонта к конкретной добывающей скважине.

Возникновение явления конусообразования пластовых вод зачастую встречается в залежах массивного типа, где нефтеносная часть подстилается водоносной, а также в краевых частях залежей пластово-сводового типа. Поэтому, еще на стадии строительства скважин на таких месторождениях (залежей) необходимо тщательно уделять внимание положению ВНК. Вследствие нарушения раздела «нефть-вода» и подъема ВНК пластовая вода может постепенно появиться также и в скважинах, пробуренных в границах внутреннего контура нефтеносности залежи. Поэтому необходимо четко понимать и уверенно отличать причины поступления пластовой воды в результате равномерного подъема ВНК в скважину, в результате чего залежь

становится на определенном участке водоплавающей, от прорыва пластовой воды в скважину по наиболее проницаемым зонам в подошвенной зоне пласта.

Также необходимо отметить, что явление конусообразования возможно только при водонапорном или упруговодонапорном режимах работы залежи. Так, при поступлении краевых вод движение пластовой воды идет вдоль напластования, в основном это характерно для продуктивных пластов небольшой толщины с заметным углом наклона. А напор подошвенных вод, наоборот, характерен для пластов большой толщины с малым углом падения.

В ходе анализа были выявлены следующие причины, которые неизбежно приведут к конусообразованию:

- Нефть поступает к перфорированному интервалу скважин, в основном, под напором нижележащих подошвенных вод (воды краевые в данном случае малоактивны). Таким образом, скорость движения поверхности раздела ВНК превышает скорость, при которой происходит подтягивание контура нефтеносности.

- Вытеснение нефти идет за счет движения краевых вод вдоль напластования, здесь наоборот, малоактивны подошвенные воды.

- Приток нефти к перфорированной части скважин осуществляется за счет движения совместно как подошвенных, так и контурных вод.

Как уже было отмечено ранее, при эксплуатации залежей, подстилаемых подошвенными водами, темп отбора углеводородов обуславливается возникновением перепадов давлений на границе ВНК, деформацией этого контакта, в результате чего и происходит движение пластовой воды к перфорированной части добывающих скважин. Главным параметром при установлении режима работы скважин и последующем прогнозировании показателей разработки залежи является анизотропия пласта. В ходе анализа, было выявлено, что низкая проницаемость пласта по вертикали существенно препятствует быстрому образованию конуса

пластовых вод и позволяет поверхности ВНК выполаживаться. Высокая же проницаемость по вертикали, наоборот, способствует быстрому движению вершины конуса к забою скважины.

Для установления причин развития обводненности скважин также приоритетной является информация о вязкости нефти и ее соотношение с вязкостью пластовой воды. В случае, если такое отношение мало, то даже при наличии высокой микронеоднородности пласта, движение раздела имеет более равномерный характер.

2. Техничко-технологические факторы.

Явление конусообразования, как правило, имеет место в вертикальных и наклонно-направленных добывающих скважинах, где граница ВНК может находиться вблизи имеющихся перфорационных отверстий, в пластах с высокой анизотропией.

По мере увеличения интервала перфорации критический дебит уменьшается. Очень часто критический дебит намного меньше, чем возможный дебит. Такая разница ставит перед выбором: добывать с дебитом, превышающим критический, и подвергнуться риску конусообразования, или добывать с дебитом ниже критического и временно поступиться уровнем добычи нефти. Если критический дебит меньше минимального рентабельного дебита, то у компании оператора нет другого выбора, как добывать выше критического уровня или ликвидировать скважину.

Хотя добыча с дебитом равным или ниже критического значения может быть нецелесообразна при разработке месторождений легких нефтей с газовой шапкой, маловероятно, что она будет рентабельной при использовании традиционных скважин для пластов, в которых значение горизонтальной проницаемости значительно ниже.

Поэтому, для противодействия конусообразования, необходимо использовать гибридную стратегию сочетания частичной перфорации и уменьшенного дебита. Исходя из этого, в ходе анализа, представленного в пункте 2.1 и 2.2 можно дать рекомендации:

1) Значение критического дебита для предотвращения конусообразования равно $35 \text{ м}^3/\text{сут}$.

2) Скважину необходимо перфорировать на протяжении интервала длиной 3,4 м, который располагается на 17,6 м ниже газонефтяного контакта и на 24,7 м выше водонефтяного контакта.

Литературный обзор показал, что на данный момент большинство методов борьбы с конусообразованием газа существуют лишь в теории, промысловый опыт очень ограничен.

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 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.

Также, наиболее перспективным для дальнейшего изучения можно считать метод одновременно-раздельной эксплуатации водоплавающих залежей и газонефтяных месторождений, поскольку именно они в наибольшей степени положительно влияют на показатели разработки – увеличивают показатели добычи нефти и КИН, сокращают обводненность продукции, а также не исключают добычу подтоварной воды и попутного нефтяного газа, сокращая затраты производства на сооружение водозаборных скважин и потребление дизельного топлива для выработки электроэнергии.

На текущий момент также активно внедряют технологии с включением в состав компоновок устройств контроля притока. Различают несколько типов таких устройств, но наиболее эффективными являются именно автономные

устройства контроля притока. Принцип и физика их действий основана на законе Бернулли. Так как нефть менее подвижная и более вязкая фаза чем вода или газ. То скорость прохождения у нефтяной фазы будет выше, как следствие подвижный диск устройства реагирует на эту скорость и автоматически закрывается. Это позволит более своевременно отсекалть те интервалы, через которые вода стремительно прорывается. Тем самым это позволит увеличивать нефтеотдачу за счет сохранения безводного периода добычи. Важным плюсом является то, что такие приборы являются отечественными тем самым уменьшая издержки и повышая экономическую рентабельность использования данного типа оборудования.

Конусообразование в вертикальных и горизонтальных скважинах оказывает существенное влияние на технологические процессы, нефтеотдачу и экономические показатели разработки нефтегазовых месторождений.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б94	Фирсов Никита Викторович

Школа		Отделение школы (НОЦ)	
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело / Разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами.</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, инструмента. Норма амортизации.</i>
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Налог на прибыль - 20% НДС – 20%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Анализ и оценка совокупного изменения доходов и расходов после реализации проекта</i>
<i>2. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Анализ всех видов планируемых расходов, необходимых для выполнения мероприятия</i>
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет и анализ экономической эффективности применения барьерного заводнения</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Удельные показатели для расчета экономического эффекта;
2. Расходы до внедрения мероприятия;
3. Капитальные вложения на внедрение мероприятия;
4. Расходы после внедрения мероприятия;
5. Доходы от реализации проекта;
6. Основные экономические показатели проекта.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	09.02.2023
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Криницына Зоя Васильевна	К.Т.Н.		09.02.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Фирсов Никита Викторович		09.02.2023

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ И РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ

Одним из негативных эффектов является опережающее снижение давления в газовой шапке за счет прорывов газа в добывающие скважины. Давление в газовой шапке снижается, и может оказаться ниже, чем в нефтенасыщенной зоне, и предсказуемо то, что произойдет последующая миграция нефти в газовую шапку, что приведет к потере извлекаемых запасов нефти и в последствии нефть мигрирует в газонасыщенные породы. При образовании конусов газа теряется часть извлекаемых запасов, уменьшается площадь охвата по пласту, закачанный газ через газонагнетательный фонд частично прорывается в добывающие скважины, тем самым принося меньший эффект при охвате пласта воздействием, следовательно существует угроза полного загазовывания скважин и вывод их из работы.

4.1 Расчет экономической эффективности применения барьерного заводнения

Определение экономической эффективности применения барьерного заводнения на газонефтяном контакте залежи нефтегазоконденсатного месторождения «х» будет рассчитано на 1 год. При этом предположим, что дополнительная добыча будет снижаться на 5% с каждым 96 месяцем. Также учтено, что для реализации заводнения необходимо остановить и временно перевести под закачку 3 скважины из добывающего фонда, под нагнетание воды. Простой скважин относительно проектной добычи/закачки в общем составит 43 суток по причине переоборудования добывающей скважины под нагнетательную (либо в случае с нагнетательными это перепосадка пакера и перфорация) бригадой КРС будет длиться около 6 суток, и работа непосредственно под закачку займет 37 суток. Все потери и чистый доход от реализации данного метода посчитаны и представлены ниже.

4.2 Расчет потерь, связанных с временным переводом добывающей скважины в нагнетательную

Потери нефти, связанные с временным переводом скважин под нагнетание воды, считаются только по одной скважине. Допустим, скважина 14 работает со следующими технологическими параметрами $Q_{ж}=350$ м³ /сут; $Q_{н}=68$ т/сут; $Q_{г}=343$ м³ /сут, $W=77\%$. В сутки потери по нефти составят 68 тонн. В ходе мероприятий со скважинами общие потери по нефти составят:

$$A=B+C, \quad (46)$$

где A - общие потери по нефти в ходе проведения мероприятия, B - потери при работе скважины под закачку, C - потери из-за проведения работ бригады КРС.

$$B = Q_{н} \cdot T = 68 \cdot 37 = 2482 \text{ тонн}$$

$$C = Q_{н} \cdot t = 68 \cdot 6 = 407 \text{ тонн,}$$

где t – время, затраченное на работу бригадой КРС с 1 скважиной.

$$A = B + C = 2482 + 407 = 2889 \text{ тонн}$$

4.3 Расчет затрат на ремонтные работы проводимые со скважинами

Все необходимые виды ремонта и время, потраченное на данную операцию, для временного перевода скважин под нагнетание воды на газонефтяной контакт залежи приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Ремонтные работы и затраченное время

Характер работы	Время, часов
Подъем ЭЦН/пакера	13
Установка цементного моста на отметке 2720 м	30
Перфорация интервала 2715-2717 м	20
Спуск НКТ с воронкой и пакером на глубину 2710 м	12
Подъем НКТ, РИР интервала 2715-2717 м	26
Разбуривание цементного моста	30

Продолжение таблицы 7

Спуск ЭЦН/посадка пакера	13
Итого, суток	6

Затраты на работу КРС связанные с переоборудованием внутрискважинного оборудования посчитаны по формуле:

$$N=24 \cdot t \cdot n \cdot M, \quad (46)$$

где t - время необходимое для проведения работ по одной скважине; M - стоимость работы бригады КРС 1 час (принимается равным $M=15000$ рублей); n – число скважинных операций, так как необходимо 3 скважины переоборудовать временно под закачку воды в интервал ГНК, нужно вставить бригаде КРС 2 раза на скважину, первый раз-это переоборудовать под временную закачку воды, затем второй раз - это вернуть скважины к проектному технологическому режиму, следовательно $n=6$; N – итоговая стоимость работ на переоборудование трёх скважин (капитальные затраты).

$$N = 24 \cdot t \cdot n \cdot M = 24 \cdot 6 \cdot 6 \cdot 15000 = 12960000 \text{ рублей}$$

4.4 Расчеты потерь в денежной единице измерения, сроки окупаемости мероприятия

Потери нефти и перевод их в денежную единицу измерения, будем проводить при помощи таблицы 8, в которой приведена стоимость основных производственных показателей, на которые и будет опираться данный расчет.

Таблица 8 – Основные данные для расчета

Наименование	Числовые данные
Потери нефти A (т)	2889
Себестоимость нефти S (руб./т)	3566
Цена барреля $1B$ (руб.) 1 баррель – 50\$, 1\$ – 66 руб.	3300
Цена за тонну нефти G (руб.)	21054

Для удобства сразу проводится расчет таких параметров как какое количество в одной тонне нефти баррелей и наоборот, сколько баррелей в одной тонне нефти.

$$\text{В одном барреле тонн: } 1\text{Б} = \frac{159 \cdot \rho}{1000} = 0,134 \text{ тонн,}$$

где ρ – плотность нефти для залежи (0,843 г/см³), 159 – количество литров воды в одном барреле, 1000 – количество литров воды в одной тонне (в литрах). Следовательно, в одной тонне будет $1/0,134 = 7,461$

Конечные потери нефти посчитаем по формуле:

$$P = A \cdot G, \quad (47)$$

где A - общие потери нефти в ходе проведения мероприятия; G - рыночная цена за 1 тонну нефти; P – конечные потери по нефти, приведенные к денежной единице, полученная как недополученная прибыль, т.е. если бы скважину не останавливали, могли бы получить товарооборот полученный по данной формуле.

$$P = A \cdot G = 2889 \cdot 21054 = 60837353 \text{ руб.}$$

Итоговые затраты будут состоять из недополученного товарооборота и капитальных затрат на временное переоборудование 3х скважин под нагнетание воды на ГНК. Вычисляется по формуле:

$$Q = P + N, \quad (48)$$

где P - это конечные потери нефти, приведенные к денежной единице; N - итоговая стоимость работ на переоборудование трёх скважин (капитальные затраты).

$$Q = P + N = 60837353 + 12960000 = 73797353 \text{ руб.}$$

Окупаемость данного мероприятия считается следующим образом: Ожидаемый прирост по дебиту скважины 14 после успешного проведения мероприятия по созданию слабопроницаемого барьера на ГНК составит 27 т/сут (в расчетах обозначается буквой Z). Зная рыночную стоимость нефти G , можно посчитать по формуле (5) товарооборот от реализации дополнительной добычи по скважине в сутки (в расчетах обозначается буквой L), он составит:

$$L = Z \cdot G, \quad (49)$$

где Z - ожидаемый прирост по дебиту скважины 14; G - рыночная стоимость нефти; L - товарооборот от реализации дополнительной добычи в сутки.

$$L = Z \cdot G = 21054 \cdot 27 = 559194 \text{ руб.}$$

В расчетах заложено, что каждый новый месяц, скважина будет снижать прирост по дебиту относительно предыдущего месяца на 6%. Коэффициент работы скважины составляет 0,95.

Число месяцев (в расчетах обозначается буквой n), необходимое на возмещение затрат Q , считается по следующему алгоритму: берутся итоговые затраты Q и делятся на товарооборот от реализации дополнительной добычи в сутки L , отсюда получается количество дней, которые скважина должна отработать с дополнительным дебитом, полученный результат делим на количество дней в месяце (формула 6).

$$n = \frac{Q}{L} \quad (50)$$

$$n = \frac{Q}{L} = \left(\frac{\frac{73797353}{559194}}{30} \right) = 4,4 \text{ месяца.}$$

Следовательно, окупаемость мероприятия составит 4,4 месяца. В таблице 9 приведен расчет дополнительной добычи от проведенного мероприятия за первый год. [22]

Таблица 9 – Расчет дополнительной добычи

Месяц	Дебит (т/сут)	Выручка (тыс. руб.)
1	27	19942
2	26,92	19883
3	26,84	19824
4	26,76	19765
5	26,68	19706
6	26,60	19647

Продолжение таблицы 9

7	26,52	19588
8	26,44	19529
9	26,36	19470
10	26,28	19410
11	26,20	19351
12	26,12	19292
Итого		223637

Основные показатели экономического расчета приведены в таблице 10.

Таблица 10 - Основные показатели экономической эффективности

Показатели	Единицы измерения	Год
		1
Фонд скважин	шт	1
Доп. добыча	$Q_{дн}$, т.тн/скв.	9,08
Капитальные затраты	N , тыс.руб	13 797
Налог на прибыль	$N_{п}$, тыс.руб.	44 727
ПДН	ПДН, млн.руб.	72,7
Коэффициент дисконтирования	K_d ,	0,80
Дисконтированный ПДН	ДПДН, млн.руб.	58,2
Чистая текущая стоимость ЧТС	ЧТС, млн.руб.	58,2
Выручка от реализации	V_p , тыс.руб.	223 637
Текущие затраты	Z_t , тыс.руб.	60 837

Где, $Q_{дн}$ - это дополнительная добыча, полученная путем сложения дополнительного дебита приведенная к месяцам, затем умноженная на количество месяцев в году. $N_{п}$ - налог на прибыль, равен 20%. K_d - это показатель, который применяется для проведения процедуры дисконтирования (приведения будущей цены денег к их сегодняшней стоимости), этот коэффициент демонстрирует, на какую величину уменьшится денежная сумма с учетом фактора времени и размера используемой ставки дисконта, принимается равным $K_d=20\%$. ПДН - сумма доходов компании до начисления износа, истощения природных ресурсов,

амортизации и других безналичных расходов. На рисунке 37 приведен график, на котором отображена экономическая эффективность от применения барьерного заводнения залежи.

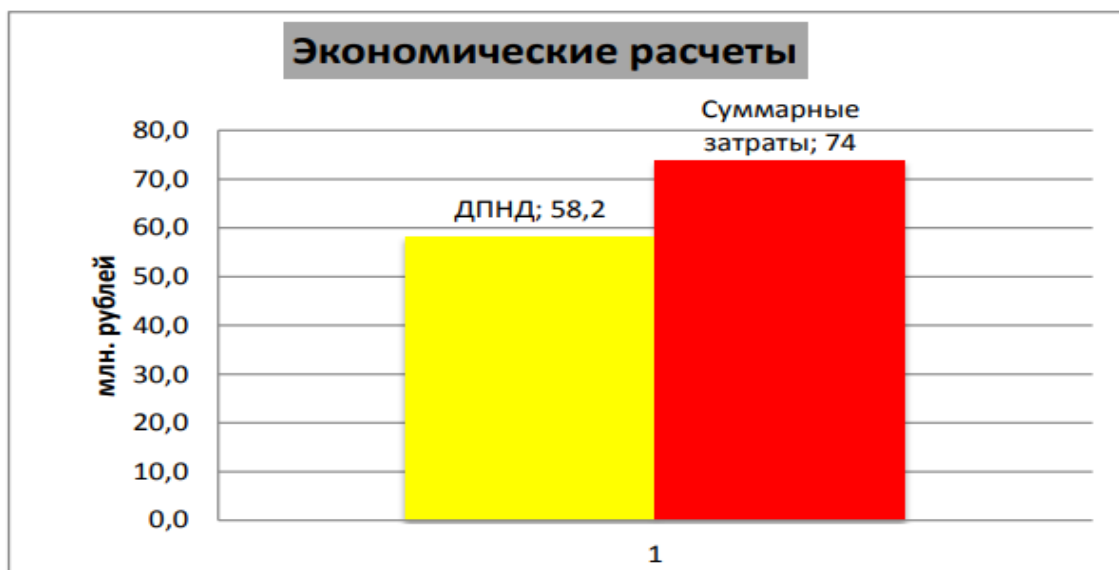


Рисунок 37 - Экономическая эффективность от проведения барьерного заводнения

На графике, представленном на рисунке 37 приведены данные об общих суммарных затратах (красный столбец), которые включают в себя операционные, капитальные и текущие затраты в ходе проведения данного мероприятия, и дисконтированный поток денежной наличности с учетом вычета всех затрат и налогов, то есть это чистая прибыль, которую получит компания от реализации предлагаемого метода увеличения нефтеотдачи, и в конечном итоге от полученной дополнительной добычи.

ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2Б94	Фирсов Никита Викторович

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.</p>	<p>Объект исследования: анализ влияния параметров разработки месторождений на процесс конусообразования в различных геологических условиях;</p> <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 взрывобезопасность.</p>
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. 2. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. 3. ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. 4. ИПБОТ 137-2008: «Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по химической обработке скважин».
--	---

<p>2. Производственная безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> - анализ потенциально вредных и опасных производственных факторов; - обоснование мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов. 	<ul style="list-style-type: none"> - Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды; - Повышенные уровни шума; - Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; - Повышенная запыленность и загазованность; - Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; - Производственные факторы, связанные с электрическим током; - Пожаро- и взрывоопасность.
<p>3. 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>4. 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 пожаро- и взрывоопасностью.

Дата выдачи к разделу в соответствии с календарным учебным графиком	09.02.2023
---	-------------------

Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев Милий Всеволодович			09.02.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Фирсов Никита Викторович		09.02.2023

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность – сознательное отношение субъекта социальной деятельности к требованиям социальной необходимости, гражданского долга, социальных задач, норм и ценностей, понимание последствий осуществляемой деятельности для определенных социальных групп и личностей, для социального прогресса общества.

В выпускной квалификационной работе по теме «анализ влияния параметров разработки месторождений на процесс конусообразования в различных геологических условиях» проводится оценка влияния параметров пласта и пластового флюида на процесс конусообразования и прорыва воды и газа, а также формирование комплекса технологических операций с целью продления безводного периода эксплуатации скважин.

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.

Работы проводятся на открытых кустовых площадках месторождений «х», которые расположены в северо-восточной части Западно-Сибирской равнины.

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 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

При закачке химреагентов, пара, горячей воды на нагнетательной линии у 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 проведён 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.

5.2 Производственная безопасность при проведении обработки призабойной зоны водоизоляционными композициями

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
	Разработ ка	Изготовл ение	Эксплуат ация	
1. Повышенный уровень шума		+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
2. Повышенный уровень вибрации;	+	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования; СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация в помещениях жилых и общественных зданий;
3. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения;	+	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95;
4. Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм человека;	-	+	+	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности;
5. Производственные факторы, связанные с электрическим током;	+	+	+	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление Правила устройства электроустановок. Общие правила. Седьмое издание;
6. Пожаровзрывоопасность	+	+	+	ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования; ГОСТ Р 59641-2021 Средства противопожарной защиты зданий и сооружений. Средства первичные пожаротушения.

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов

В соответствии с [23] 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 определенных 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 [25]

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 противошумные вкладыши (беруши), наушники, шлемы и каски, специальные костюмы. Условия труда по шумовому фактору соответствует допустимым показателям, не более 89 дБА. [24]

5.2.2 Анализ опасных производственных факторов

В соответствии с [23], 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 [25]

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 [25] 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 рукавицами из суконной или другой кислотоупорной ткани, резиновыми сапогами и фартуками.

2) Производственные факторы, связанные с электрическим током

При нахождении на кустовой площадке оператор (рабочий) взаимодействует со станцией управления и другими элементами электрооборудования. При контроле работы скважины оператор по добыче нефти и газа работает со станцией управления, рабочий ток от 32А до 100 А для поддержания работы погружного электродвигателя. В случае снятия защиты с рабочей кабельной линии, работник, взаимодействует с элементами или частями электрооборудования. Основными причинами электротравматизма являются ошибочные действия персонала и незнание правил по охране труда при эксплуатации электроустановок. Причинами электротравматизма являются:

1. Появление напряжения на частях установок и машин, не находящихся под напряжением в нормальных условиях эксплуатации (корпуса, пульты и др.). Чаще всего это происходит вследствие повреждения изоляции в электромоторах, кабелях и проводах: возможность прикосновения к неизолированным токоведущим частям и проводам.

2. Образование электрической дуги между токоведущей частью установки и человеком возможно в электрических установках напряжением свыше 1000 В. Для того чтобы предотвратить возникновение дуги между токоведущими частями и работающим, установлено минимально допустимое

расстояние от токоведущих частей до человека. При 15 кВ это расстояние составляет 0,7 м, при 220 кВ —3,0 м.

3. Появление шагового напряжения на поверхности земли в результате замыкания токоведущих проводов на землю.

4. К прочим причинам можно отнести несогласованные и ошибочные действия персонала, отсутствие надзора за электроустановками под напряжением и ряд других организационных причин.

В целях предупреждения опасности предусматриваются следующие мероприятия при закачке в скважину водоизолирующих составов:

- заземление цистерн и технологических емкостей, непосредственно участвующих в технологической цепи;
- заземление трубопроводов, расположенных на наружных эстакадах, по которым осуществляется движение газового и газоконденсатного сырья, а также ингибитора гидратообразования (метанола);
- заземление всех электропроводных элементов технологического оборудования, на котором возможно накопление и возникновение электростатических зарядов.

Сопротивление заземляющих устройств и проводников не должно превышать 10 Ом, а контроль сопротивления должен осуществляться не реже одного раза в год согласно ГОСТ 12.4.124-83.

Движущиеся машины и механизмы

Рабочим местом оператора ДНГ являются установки и механизмы, находящиеся в цехах и на открытой местности. Осмотр и испытание установок, механизмов, оборудования – одно из основных мероприятий по технике безопасности, поскольку даже безопасное оборудование может привести к несчастному случаю, если оно неисправно. Механические травмы могут возникать при монтаже и демонтаже оборудования, проверке состояния оборудования и своевременном устранение дефектов.

Открытые движущиеся и вращающиеся части оборудования, аппаратов, механизмов ограждаются или заключаются в кожухи. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 оградительное устройство выполняется прочным, надёжным, простым по конструкции и компактным [18]. При ремонте или регулировании механизма оно быстро и удобно разбирается. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

При поступлении нового оборудования обслуживающий персонал инструктируют, а затем проверяют готовность рабочих обслуживать данное оборудование. Постоянно проводятся мероприятия по оптимизации работы оборудования с целью обеспечения оптимального режима эксплуатации. Это повышает долговечность деталей и снижает вероятность возникновения аварийного режима работы. Трущиеся поверхности вовремя смазываются, причём смазкой, соответствующей инструкции данного механизма. Некоторые машины требуют определённого теплового режима, поэтому предусмотрены системы охлаждения или подогрева.

Пожаровзрывоопасность

Работа с водоизолирующими составами и метанолом несет в себе потенциальную угрозу взрывов и пожаров. По пожарной и взрывопожарной опасности помещение производственного объекта относится к классу А (повышенная взрывопожароопасность).

Здание станции насосной метанола, категории по взрывопожарной и пожарной опасности «А», поскольку метанол – особо опасная легковоспламеняющаяся жидкость. Температура вспышки 6 °С, температура воспламенения 13 °С, температура самовоспламенения 440 °С, температурные пределы распространения пламени: нижний – 5 °С, верхний – 39 °С, а концентрационные пределы распространения пламени 6,98% – 35,5% (об.). Насосная метанола представляет собой одноэтажное строение размерами в плане не более 39,0 x 12,0 м и высотой до карниза конструкций покрытия не более 8 м. Здание предусматривается IV степени огнестойкости класса конструктивной пожарной опасности С₀.

Кроме того, электростатические разряды, возникающие в условиях взрывоопасных сред при движении жидкости и газа по трубопроводам, могут привести к взрывам и пожарам, а наличие высоких потенциалов представляет опасность для жизни обслуживающего персонала.

Для автоматического включения и местного тушения или локализации пожара на УКПГ спроектирована система спринклерных оросителей, установленных на побудительных трубопроводах. Побудительная система заполнена сжатым воздухом под давлением 0,25 МПа.

В дистанционном режиме при визуальном обнаружении пожара в защищаемом помещении нажатием кнопок, установленных у входов в защищаемое помещение, выдается сигнал на открытие электрозадвижки, включение рабочего насоса и подрыв пиропатронов батарей порошкового пожаротушения.

Местный пуск установки пожаротушения производится из помещения узлов управления открытием задвижки, установленной на обводном трубопроводе необходимой секции. Местный пуск применяется в случае отказа в работе автоматического или дистанционного. Пуск насосов производится пускателями местного пуска в насосной станции.

5.2.3 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» [27].

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.

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 [27].

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) [27].

5.3 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 [28].

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 защиты 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 сульфатвосстанавливающими 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.

5.4 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.

5.5 Выводы по разделу социальная ответственность

В данном разделе были проанализированы потенциально вредные и опасные факторы на производстве, которые могут оказать влияние на организм работника во время закачки в скважину водоизоляционных составов

Необходимо строго соблюдать технику безопасности при ведении работ, использовать средства индивидуальной защиты, быть осведомленным о причинах возникновения чрезвычайных ситуаций и знать порядок действий для их устранения. Рекомендованы мероприятия по устранению вредных и опасных производственных факторов. Рассмотрены особенности экологической безопасности и безопасности в чрезвычайных ситуациях, а также правовые и организационные вопросы, регламентирующие деятельность с точки зрения трудового законодательства и охраны труда.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе выполнения данной выпускной квалификационной работы произведён анализ влияния параметров разработки месторождений на процесс конусообразования в различных геологических условиях. А также проведен анализ влияния параметров пласта и пластового флюида на конусообразование воды и газа. 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.

В ходе анализа методов борьбы с конусообразованием предложен программный расчет, позволяющий на основе данных пласта и пластовой жидкости, рассчитать предельно возможный безводный дебит, время прорыва воды в скважину, а также оптимальное расстояние над водонефтяным контактом и газонефтяным контактом. Также проанализирована оценка влияния параметров пласта на процесс конусообразования. Стоит отметить, что конусообразование газа, не является настолько серьезной проблемой по сравнению с конусообразованием воды, поскольку разница в плотности нефти и газа выше разницы плотности воды и нефти. Эта разница в плотности посредством гравитационного разделения помогает смягчить конусообразование.

В экономической части выполнен расчет эффективности применения барьерного заводнения. Для реализации заводнения необходимо остановить и временно перевести под закачку 3 скважины из добывающего фонда, под нагнетание воды. Капитальные затраты составили 74 млн.руб, а сумма доходов компании до начисления износа, истощения природных ресурсов, амортизации и других безналичных расходов составит 58,2 млн.руб.

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

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения. – Казань: Изд-во Казанского университета, 2003. – 596 с.
2. Сургучев М.Л., Желтов Ю.В., Симкин Э.М. Физико-химические микропроцессы в нефтегазоносных пластах. – М.: Недра, 1984. – 215 с.
3. Анкудинов А.А., Ваганов Л.А. Совершенствование разработки нефтяных месторождений на основе многофакторного анализа эффективности системы заводнения // Сборник материалов форума «НефтьГазТЭК». Тюменский международный инновационный форум. – Тюмень, 2013. – с. 35–38.
4. Телков А.П. Образование конусов воды при добыче нефти и газа. М.: Недра, 1965. – с. 6–8.
5. Телков А.П. Образование конусов воды при добыче нефти и газа. М.: Недра, 1965. – с. 48–53.
6. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика. – М.: Гостоптехиздат, 1983. – 528 с.
7. Салаватов Т.Ш. Элементы эксплуатации горизонтальных скважин при разработке нефтяных месторождений. – Баку: Изд-во "Маариф", 2001. – 83 с.
8. Телков А.П., Стеглянин Ю.И. «Образование конусов воды при добыче нефти и газа», Москва, «Недра», 1965 год.
9. Рыжков А.Е., Крикунов А.И., Рыжова Л.А., Канунникова Н.Ю., Саприна О.А. Определение местоположения в разрезах скважин Чаяндинского месторождения границ хамакинского продуктивного горизонта. – Вести газовой науки, 2013. – с. 174 - 183.
10. Пирсон С. Дж. Учение о нефтяном пласте: Пер. с англ. / Под ред. проф. М.М. Кусакова [и др.]. - 2-е изд. - Москва: Гостоптехиздат, 1961. - 570 с.

11. Батлер Р.М. Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов. – Институт компьютерных исследований, 2010. – с. 285 – 295.
12. Сметанина Л. А. Комплексный подход к определению расположения интервала перфорации скважины / Л. А. Сметанина; науч. рук. Ю. А. Максимова // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIV Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне, Томск, 6-10 апреля 2020 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2020. — Т. 2. — [С. 32-33].
13. Лейк. Л. Справочник инженера-нефтяника. Том V (В). Инжиниринг резервуаров. – М. Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. – 338 с.
14. Шараев. В.А. Моделирование технологии безводного дебита для борьбы с конусообразованием. – институт «ТатНИПИнефть». – 13 с.
15. А.В. Поушев, Б.Б. Квеско, Е.Г. Карпова, А.Р. Квеско. Методы повышения эффективности разработки водоплавающих нефтяных залежей // Известия Томского политехнического университета [Известия ТПУ]. — 2011. — Т. 319, № 1: Науки о Земле. — [С. 156-161].
16. Абраев Н. С. Повышение эффективности разработки нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных залежей. – ТПУ, Томск – 2015 – 8-15 с.
17. Solomon D.L. Lekia, Roy M. Knapp, Ronald D. Evans Concerning the techniques for plugging coning fluids in oil wells. – School of Petroleum and Geological Engineering, University of Oklahoma, 1989 – 14 с.
18. Karp J.C., Lowe D. K., Marvsov N. Horizontal Barriers for Controlling Water Coning. – Jour. Pet. Tech. – 1962 – 8 с.
19. Craft B.C., Hawkins M.H. Applied Petroleum Reservoir Engineering. – Englewood Cliff, New Jersey, Prentice-Hall Inc., 1959, pp. 300-302.
20. Велиев Э.Ф., Алиев А.А., Маммедбейли Т.Е. Применение машинного обучения для прогнозирования эффективности внедрения

технологий борьбы с конусообразованием, 2021. - НИПИ «Нефтегаз». — 128 с.

21. Закиров Э.С., Закиров С.Н., Индрупский И.М., Аникеев Д.П. Умное заканчивание стингером и перемещение точки притока флюида как альтернатива пассивных и активных устройств при разработке тонких нефтяных оторочек. - М.: Институт проблем нефти и газа РАН, 2018. – 8 с.

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

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

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

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

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

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

28. 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.