

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

---

Институт Природных ресурсов  
Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело  
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
<b>Оценка перспектив использования технологий создания газогидратных барьеров при разработке месторождений с газовой шапкой и низкой пластовой температурой (на примере Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения, Восточная Сибирь)</b>

УДК 622.276:622.279.72(571.5)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ51	Матюхина Виктория Дмитриевна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шишмина Л. В.	к. х. н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Белозеров В.Б.	д.г.-м.н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Мищенко М.В.	к.г.-м.н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ГРHM	Чернова О. С.	к.г.-м.н., доцент		

Томск – 2017 г.

## Результаты обучения

Код	Результаты обучения
1	2
P1	Способность использовать естественнонаучные, математические, экономические, юридические и инженерные знания в области геологии, разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
P2	Способность определять, формулировать и решать междисциплинарные инженерные задачи в области нефтегазовых технологий с использованием профессиональных знаний и современных методов исследования
P3	Способность планировать и проводить исследования в сложных и неопределённых условиях с использованием современных технологий, а также критически оценивать полученные данные
P4	Способность анализировать нестандартные ситуации и быстро выбирать оптимальные решения при разработке нефтяных и газовых месторождений
P5	Способность использовать творческий подход для разработки новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса, а также модернизировать и совершенствовать применяемые технологии нефтегазового производства
P6	Способность разрабатывать многовариантные схемы для достижения поставленных производственных целей, с эффективным использованием имеющихся технических средств
P7	Способность анализировать и систематизировать современные технологические и научные достижения нефтегазовой отрасли, а также выявлять их актуальные проблемы
P8	Способность эффективно работать индивидуально и в качестве члена команды, а также руководить командой, формировать задания, распределять обязанности и нести ответственность за результаты работы
P9	Способность самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в своей профессиональной деятельности
P10	Владеть иностранным языком как средством профессионального общения, на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде

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

Институт Природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело

Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:  
 Зав. кафедрой ГРНМ  
 \_\_\_\_\_ Чернова О.С.  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ  
 на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ51	Матюхиной Виктории Дмитриевне

Тема работы:

Оценка перспектив использования технологий создания газогидратных барьеров при разработке месторождений с газовой шапкой и низкой пластовой температурой (на примере Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения, Восточная Сибирь)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	24.07.2017 № 6174/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:	14.08.2017
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Материалы компании ООО «Газпромнефть НТЦ»: геолого-физическая характеристика, фильтрационная модель месторождения.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Обзор существующих методов борьбы с конусообразованием. Разработка технологии борьбы с конусообразованием газа на месторождениях с газовой шапкой и низкой пластовой температурой.
<b>Перечень графического материала</b>	Географическое положение месторождения; геологический разрез, стратиграфическая колонка.
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Белозеров В.Б.
Социальная ответственность	Мищенко М.В.
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
Аналитические расчеты	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	26.06.2017
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шишмина Л. В.	к. х. н.		26.06.2017

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ51	Матюхина Виктория Дмитриевна		26.06.2017

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2ТМ51	Матюхина Виктория Дмитриевна

<b>Институт</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Кафедра</b>	<b>ГРНМ</b>
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01. нефтегазовое дело

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

1. Стоимость бурения горизонтальной скважины	Литературные источники
2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Литературные источники

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Определение экономического эффекта при бурении горизонтальных скважин	Расчет разницы прибыли при бурении одной горизонтальной добывающей скважины/нагнетательного и добывающего горизонтальных стволов, имеющих одно вертикальное основание
--	---

**Перечень графического материала** (с точным указанием обязательных чертежей):

График чистого дисконтированного дохода
---

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	26.06.2017
---	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Профессор	Белозеров В.Б.	Д.Г.-М.Н.		26.06.2017

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2ТМ51	Матюхина Виктория Дмитриевна		26.06.2017

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ51	Матюхина Виктория Дмитриевна

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01.Нефтегазовое дело

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</li> <li>– опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</li> <li>– негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</li> </ul>	<p>Целевое нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ Д.), являющееся объектом реализации результатов исследования данного проекта, расположенное в пределах республики Саха (Якутия) и являющееся одним из самых больших по углеводородным запасам в России. На данный момент месторождение находится на переходном этапе завершения геологоразведочных работ и начале опытно-промышленных работ совместно с подготовкой к промышленной разработке залежей.</p>
---	---

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</li> </ul>	<p>При разработке НГКМ Д людей, экологическую систему и инженерно-технический комплекс предприятия негативное действие оказывают следующие факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• психофизические факторы (нервно-психические и физические перегрузки организма работников);</li> <li>• физические факторы (тепловые и световые излучения, ударные волны, электрический ток, механизмы, движущиеся машины, незащищенные элементы производственного оборудования, виброакустические факторы);</li> <li>• химические факторы (действие вредных веществ, распространившихся на поверхности земли, территории рабочих площадок и помещений, в воздухе, водной среде).</li> </ul>
--	---

<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>	<p>Углеводороды, входящие в состав природного газа, нефти и газового конденсата образуют с воздухом пожаровзрывоопасные смеси. При взрыве газовой или паровой смеси или пыли образуется ударная волна. Удары током могут произойти при недостаточном заземлении оборудования, при накоплении статического электричества, при отсутствии молниеотводов на зданиях. Возможные источники поражения электрическим током: линии электропередач, трансформаторы, различное оборудование, находящееся под напряжением. Действие вредных веществ на организм приводит к его отравлению и зависит от концентрации самого вещества, токсичных свойств и продолжительности воздействия. Отравление людей может произойти вследствие разлива нефти, метанола, конденсата или других опасных жидкостей, при вдыхании паров или через кожу. Шум возникает при движении нефти и газа в оборудовании, в цехах, при исследованиях и продувке скважин. При постоянном воздействии на работника шум приводит к нарушению деятельности сердечно-сосудистой и нервной систем.</p>
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p>К основным видам загрязнений экосистемы в результате деятельности предприятия относятся следующие: выбросы в почву, водоемы и атмосферу значительного количества производственных отходов, загрязняющих почву, воду и воздух; выбросы нефти и газа на устье скважины при продувке или исследованиях, неполное сгорание газа на факелах. Разлившиеся углеводороды, опасно изменяя состав и свойства воды, превращают ее в токсичное вещество, которое опасно воздействует на рыб и других обитателей водоемов. Проникая в плодородную почву, загрязнители</p>

	<p>изменяют ее физико-химические свойства, разрушают почвенную структуру, диспергируют частицы, изменяют соотношение между углеродом и азотом, режим почв и корневого питания растений. При высоких уровнях воздействия негативных факторов на человека наблюдаются острые или хронические заболевания, а также травмирование людей.</p>
--	--

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	26.06.2017
---	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Мищенко М.В.	к.г.-м.н.		26.06.2017

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ51	Матюхина Виктория Дмитриевна		26.06.2017

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 108 с., 37 рис., 23 табл., 47 источников.

Ключевые слова: конусообразование, критический дебит, нефтяная оторочка, газовая шапка, низкая пластовая температура, барьерные технологии, газогидраты, равновесные условия.

Объектом исследования являются методы борьбы с проблемой формирования конусов газа на газонефтяных и газоконденсатнонефтяных месторождениях.

Цель работы – оценка применимости технологии создания газогидратного барьера на уровне газонефтяного контакта на примере одного из месторождений Восточной Сибири с нефтяной оторочкой, газовой шапкой и низкой пластовой температурой.

В процессе исследования проводились: литературный обзор и анализ существующих методов контроля конусообразования и, конкретно, барьерных технологий; аналитические расчеты критических дебитов конусообразования на вертикальных скважинах без и в присутствии барьера разного радиуса, на горизонтальных скважинах – без барьера; гидродинамическое моделирование работы добывающей горизонтальной скважины без и в присутствии барьера и оценка технологического эффекта; экономический анализ рентабельности создания газогидратного барьера.

В результате исследования была доказана эффективность применения газогидратного барьера в случае успешной установки.

Степень внедрения: выявлен общий положительный эффект и увеличение технологических и экономических показателей на одном из месторождений Восточной Сибири, однако в случае конкретного месторождения требуются более тщательные исследования, связанные с индивидуальными условиями месторождения, с целью уменьшения степени неопределенности успешной установки барьера.

Область применения: борьба с конусообразованием на газонефтяных и газоконденсатных месторождениях с благоприятными термобарическими условиями для стабильного существования газогидратов.

Экономическая эффективность/значимость работы: в данной работе был разработан способ увеличения коэффициента нефтеизвлечения нефтяных оторочек низкотемпературных пластов, а соответственно, способ увеличения чистого дисконтированного дохода от эксплуатации месторождения.

В будущем планируется более подробное изучение неопределенностей, связанных с реализацией технологии создания газогидратного барьера.

## **Abstract**

This research consists of 108 pages, 37 figures, 23 tables and 47 references.

Key words: coning; critical rate; oil rim; gas cap; low reservoir temperature; barrier; gas hydrates; stable conditions.

There are more than 200 gas cap fields with oil rim at the territory of the Russian Federation with the volumes of oil-in-place found in oil rims – more than 6 billion tons and gas-in-place contained in gas caps – more than 7 trillion cubic meters. Such significant amount of hydrocarbons constitutes considerable part of resources potential of the country.

Following to the statistical data, trials of the oil rim reservoirs with a gas cap development are frequently effectless today. Significant contribution to this statistics is made by the issue of gas coning and consequent gas breakthrough into producing wells that leads to losing gas reserves portion. Besides, ignoring of the oil rim development leads to oil rim deforming. Due to the difficulty of extraction, oil rim oil is ranged as hard-to-recover reserves.

Nowadays, less than 2% of the whole oil rims reserves are produced. Such poor recovery efficiency hinders gas reserves extraction. Consequently, during the development of gas cap fields with oil rim, when gas reserves extraction is more important, oil rim oil is ignored in majority of cases. This attitude, though it is unavoidable, contradicts the state demand for reaching the maximum level of hydrocarbon recovery from reservoir.

Thus, the aim of this work is directly related to the art of oil recovery optimization that involves oil rim keeping in persistent contact with producers in the oil-saturated part. Here, the gas-oil contact movement management is extremely critical. To achieve the desired results, the construction of gas hydrate horizontal barrier, its designing and locating were considered for controlling gas coning. This is an effort to consolidate new concept with previous information so that a reasonable selection of barrier creation conditions, dimensions and vertical position can be properly made.

One of the Eastern Siberian gas cap fields with oil rim was selected as a prospective target of research. Nowadays, the reservoirs of the researched field are placing on production and the problem of gas coning prevention is essential to solve there.

All in all, the main objective of this report is to evaluate the possibility of gas hydrate barrier application at the researched field for the purpose of gas breakthrough prevention.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ СОКРАЩЕНИЙ

ТИЗ – трудноизвлекаемые запасы

КИН – коэффициент извлечения нефти

ППД – поддержание пластового давления

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение

НГО – нефтегазоносная область

УВ – углеводороды

НГП – нефтегазоносная провинция

ГНК – газонефтяной контакт

ВНК – водонефтяной контакт

ГФ – газовый фактор

OWC – oil-water contact

GOR – gas-oil ratio

GOC – gas-oil contact

ЧДД – чистый дисконтированный доход

ЧС – чрезвычайная ситуация

ЧП – чрезвычайное происшествие

ГПС – генератор пены средней кратности

КИП – кислородный изолирующий противогаз

ЛВЖ – легковоспламеняющаяся жидкость

ГО – гражданская оборона

СНЛК – сеть наблюдения и лабораторного контроля

ПДК – предельно допустимая концентрация

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	14
1. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЙ .....	16
1.1. Общие сведения о месторождении .....	17
1.2. Природно-климатические условия района .....	18
1.3. Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения .....	19
1.4. Тектоника .....	24
1.5. Перечень продуктивных пластов и их индексация .....	24
1.6. Характеристика водоносных горизонтов .....	26
1.7. Физико-литологическая характеристика пород коллекторов .....	28
1.8. Физико-химические свойства пластовых флюидов .....	29
1.9. Выводы по разделу .....	31
2. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР И СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ .....	32
2.1. Особенности разработки месторождений с газовой шапкой и нефтяной оторочкой .....	32
2.2. Опыт применения барьерных технологий для контроля конусообразования .....	35
2.3. Опыт применения газогидратов для контроля конусообразования .....	42
2.4. Общие сведения о газовых гидратах .....	47
2.5. Выводы по разделу .....	50
3. ANALYTICAL CALCULATIONS .....	51
3.1. Evaluation of hydrate stable existence conditions for certain natural gas composition .....	51
3.1.1. Gas Gravity Method .....	51
3.1.2. Skhaliakho and Makogon Method .....	52
3.1.3. Ponomarev Method .....	53
3.1.4. CSMHYD .....	54
3.1.5. Results .....	55
3.2. Critical rate estimation .....	55
3.2.1. Vertical Producers .....	56
3.2.2. Horizontal Producers .....	72
3.3. Conclusion on the chapter .....	80
4. ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ .....	81
4.1. Сравнение аналитических расчетов с гидродинамическими показателями .....	81
4.2. Моделирование газогидратного барьера .....	82

4.3. Выводы по разделу .....	85
5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	86
5.1. Расчет ЧДД .....	86
5.2. Выводы по разделу .....	91
6. БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА .....	92
6.1. Основные направления обеспечения безопасности и экологичности производственных процессов .....	92
6.2. Оценка эффективности мероприятий по обеспечению безопасности технических систем и технологических процессов .....	94
6.2.1. Обеспечение пожаро- и взрывобезопасности .....	94
6.2.2. Защита от действия токсичных и вредных веществ при их сбросах и выбросах .....	96
6.2.3. Обеспечение электробезопасности .....	96
6.2.4. Обеспечение комфортных условий труда работников .....	97
6.3. Мероприятия по обеспечению безопасности в чрезвычайных ситуациях .....	98
6.4. Оценка эффективности мер по обеспечению экологической безопасности .....	101
6.5. Выводы по разделу .....	103
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	104
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ .....	106

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность темы исследований.** На территории Российской Федерации известно около 200 газоконденсатно-нефтяных и газонефтяных месторождений, характеризующихся наличием нефтяной оторочки – нефтенасыщенной части залежи, геологические запасы и размеры которой значительно меньше ее газонасыщенной (газоконденсатнонасыщенной) части, с запасами нефти в нефтяных оторочках – более 6 миллиардов тонн и газа в газовых шапках – более 7 триллионов кубических метров, что представляет собой существенную часть общих запасов углеводородов в России.

Исходя из статистических данных, запасы нефтяных оторочек газонефтяных и газоконденсатно-нефтяных залежей разрабатываются малоэффективно, что обуславливается частым образованием газовых конусов из газовой шапки и последующими прорывами газа в нефтяные добывающие скважины. Подобные прорывы являются причинами потери части запасов газовой шапки, а пренебрежение разработкой нефтенасыщенной части приводит к расформированию нефтяной оторочки. По причине сложности и трудоемкости разработки углеводородные запасы нефтяных оторочек относят к ТИЗ (трудноизвлекаемым запасам нефти). При стандартной схеме разработки газоконденсатно-нефтяных и газонефтяных месторождений на режиме истощения КИН (коэффициент извлечения нефти) составляет в лучшем случае около 10 %. Одновременно с этим, попытки использования вторичных методов увеличения нефтеотдачи путем ППД (поддержания пластового давления) методом заводнения при освоении нефтяных оторочек также демонстрируют малую степень эффективности.

На сегодняшний день извлечено менее 2 % от общих запасов российских газонефтяных месторождений. Столь малая цифра обуславливается неэффективной добычей нефти, тормозящей дальнейший ввод запасов газовой шапки в эксплуатацию. Поэтому, при разработке месторождения с газовой шапкой и нефтяной оторочкой часто пренебрегают запасами нефти, что, хотя и не соответствует требованию государства о достижении максимального уровня извлечения углеводородных запасов из недр, является неизбежным ввиду нерентабельности добычи нефти [1].

Большинство месторождений Восточной Сибири, газоконденсатные залежи которых характеризуются наличием тонких нефтяных оторочек, планируются к освоению в ближайшие годы. Именно поэтому остро стоит вопрос о разработке инновационных технологий, способных обеспечить более высокие коэффициенты нефтеизвлечения [2, 3].

К таким месторождениям относится целевое нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ Д), являющееся **объектом реализации результатов исследования** данного проекта, расположенное в пределах республики Саха (Якутия) и являющееся одним из самых больших по углеводородным запасам в России. На данный момент месторождение находится на переходном этапе завершения геологоразведочных работ и начале опытно-промышленных работ совместно с подготовкой к промышленной разработке залежей.

Исходя из всего вышеизложенного, **целью данной работы** является разработка инновационного решения проблемы повышения нефтеотдачи нефтяных оторочек месторождений с газовой шапкой на примере низкотемпературных залежей месторождения Д.. Для достижения данной цели был разработан метод газоизоляции с помощью создания газогидратного барьера в области газонефтяного контакта для увеличения времени безгазовой выработки запасов нефтяной оторочки.

**Основными решаемыми задачами** в данной работе являются:

1. Обоснование перспективного метода предотвращения образования газовых конусов на низкотемпературных месторождениях с газовой шапкой и нефтяной оторочкой за счет создания газогидратного барьера в области газонефтяного контакта.
2. Разработка оптимальной технологии осуществления данного метода на примере месторождения Д.

**Научная новизна и практическая значимость.** Установлено, что газовые гидраты могут представлять из себя не только промысловую проблему, но также могут быть использованы в качестве относительно дешевого и надежного решения проблемы образования газовых конусов на нефтяных скважинах, добывающих углеводороды из низкотемпературных нефтяных оторочек.

Теоретически обоснована применимость создания газогидратного барьера на нефтегазоконденсатном месторождении Д.

Разработан вариант осуществления данной технологии на примере нефтегазоконденсатного месторождения Д.

## **2. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР И СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ**

### **2.1. Особенности разработки месторождений с газовой шапкой и нефтяной оторочкой**

Постепенное ухудшение структуры нефтяных запасов на территории Российской Федерации привело к тому, что объектом повышенного внимания в настоящее время являются трудноизвлекаемые запасы нефти (ТИЗ), сосредоточенные в нефтяных оторочках газонефтяных и газоконденсатнонефтяных месторождений. Коэффициент нефтеизвлечения из залежей месторождений данного типа существенно меньше (около 10 %) [4], чем коэффициент нефтеизвлечения из залежей традиционных нефтяных месторождений (около 30 %)[5]. Часто, добычей нефти из нефтяных оторочек пренебрегают, а разработка газовой части залежи на режиме истощения приводит к снижению пластового давления в газовой шапке и, соответственно, к расформированию нефтяной оторочки и безвозвратной потере ее запасов.

На территории Российской Федерации запасы нефтяных оторочек колоссальны (около 7 миллиардов тонн). Их разработка зачастую осложнена возникновением нефтяных и газовых конусов, литологическими неоднородностями и опасностью размазывания нефтяных оторочек за счет значительных репрессий и депрессий, применяемых к пласту. Наиболее сложно разрабатывать протяженные (со значительной площадью ГНК) тонкие нефтяные оторочки (меньше 10 метров) и оторочки, насыщенные вязкой нефтью.

Рассматривая проблему конусообразования, являющуюся ключевой в данной работе, необходимо для начала объяснить природу данного явления. В случае вертикальных скважин нефтяная оторочка вскрывается таким образом, что перфорационные отверстия находятся примерно на равных расстояниях от флюидальных контактов [4]. При реализации системы горизонтальных скважин стволы бурятся в нескольких метрах от водонефтяного контакта, на наибольшем расстоянии от газонефтяного контакта (Рисунок 2.1).

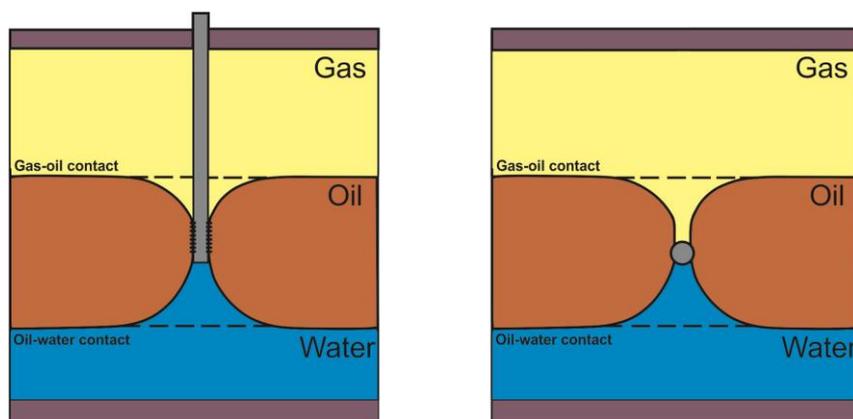


Рисунок 2.1. Конусообразование при дренировании скважинами (вертикальной и горизонтальной) нефтяной оторочки

При отборе нефти из скважин, описанных выше, происходит снижение давления вблизи их зон дренирования. По этой причине газ из газовой шапки и вода из подстилающего аквифера прорываются к зонам дренирования, формируя газовые и водяные конусы. Вследствие этого, газовый фактор и обводненность скважинной продукции стремительно растут, что приводит к снижению дебита нефти до нерентабельного уровня. С технологической же точки зрения, снижаются отборы нефти и общий КИН по месторождению [4]

Проблема, связанная с литологической неоднородностью, относится к явлению «косой» слоистости. Работа [7] описывает антиклинальную ловушку, в которой процессе осадконакопления образовались непроницаемые пропластки, обусловленные вторичными карбонатизационными процессами. В случае, когда ловушка представляет собой нефтяную залежь, подстилаемую подошвенной водой, скважина, вскрывающая данную ловушку и перфорируемая по всему нефтенасыщенному интервалу, через неограниченное время задренирует все нефтяные запасы. Если же ловушка заполнена нефтью и газом часть запасов нефти будет заблокирована через некоторое время в результате прорыва газа из газовой шапки (Рисунок 2.2). Во втором случае также будет неэффективен метод поддержания пластового давления путем закачки флюидов.

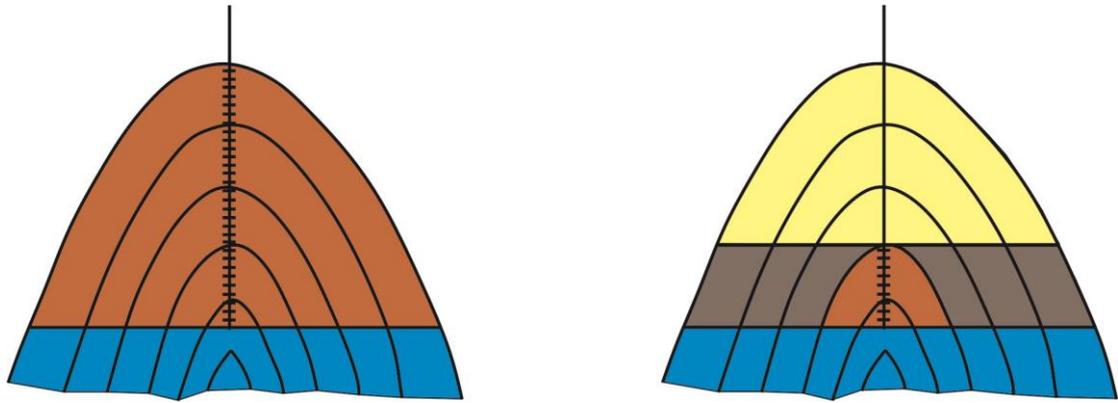


Рисунок 2.2. Схемы залежей разного насыщения в одностипных антиклинальных ловушках

Последняя проблема, осложняющая добычу нефти из газонефтяных залежей, - опасность применения больших депрессий/репрессий на пласт. Чрезмерные депрессии приводят не только к конусообразованию в зоне дренирования нефтяных добывающих скважин, но и к вытекающему из этого истощению и потере запасов газовой шапки. Повышенные темпы закачки воды приводят к смещению оторочки в газовую шапку и потерям нефтяных запасов [5].

Все используемые подходы к разработке месторождений с двухфазным насыщением залежей можно разделить на 2 категории: разработка на режиме истощения энергии пласта и разработка с применением методов поддержания пластового давления. Также исключительно важна последовательность извлечения запасов нефти и газа. Самым эффективным представляется первоочередная добыча запасов нефти из нефтяной оторочки или одновременное извлечение газа и нефти с условием неизменного положения ГНК [6].

В России газонефтяные и газоконденсатнонефтяные месторождения разрабатываются на режиме истощения пластовой энергии с первоочередным отбором газа и частым игнорированием запасов нефтяной оторочки. Такой способ приводит к потере запасов нефти [7].

Примерами «умной» разработки газонефтяных и газоконденсатнонефтяных месторождений с обеспечением извлечения нефти из нефтяной оторочки являются:

- применение барьерного заводнения;
- одновременная или одновременно-раздельная добыча газа, нефти и воды с применением сайклинг-процесса или без него [8];
- применение закачки газа извне в газовую шапку, катализирующая режим гравитационного вытеснения нефти к забоям скважин [9];

- первоначальное использование режима истощения пластовой энергии с отбором газа из газовой шапки, в результате которого снижение пластового давления катализирует смещение нефти из нефтяной оторочки в газонасыщенную часть, где остаточная нефтенасыщенность может составлять от 20 до 40 %, за счет чего увеличиваются размеры запасов нефтяной оторочки [8, 9].

#### Выводы по подразделу:

1. Существует несколько основных проблем, возникающих при отборе нефти из нефтяных оторочек, расположенных в подгазово-надаквиферных зонах:
  - конусообразование, способствующее быстрому увеличению обводненности и загазованности скважинной продукции;
  - литологическая неоднородность пласта, приводящая к ограничению интервала дренирования скважины;
  - опасность расформирования (размазывания) нефтяной оторочки и потери запасов газовой шапки в результате применения чрезмерных репрессий/депрессий на пласт.
2. Отбор нефти из нефтяных оторочек является гораздо более сложным мероприятием, чем отбор нефти из традиционных нефтяных залежей, подстилаемых водой, а способы разработки нефтяных оторочек развиты гораздо меньше, чем способы разработки традиционных нефтяных залежей.

## **2.2. Опыт применения барьерных технологий для контроля конусообразования**

Прорывы газа из газовой шапки и, в меньшей степени, воды из аквифера являются ключевыми факторами, обеспечивающими низкие коэффициенты нефтеизвлечения и нерентабельность дальнейшей разработки нефтяной оторочки. Одним из теоретических методов борьбы с данной проблемой является эксплуатация залежи на критическом дебите конусообразования, который позволяет отбирать безгазовую нефть длительное время. Однако в большинстве случаев такой подход является экономически нерентабельным [1].

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:

- методы, основанные на создании горизонтальной трещины на уровне флюидального контакта и заполнении ее пропантно-цементной смесью [10];
- 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 [11, 12].

Впервые подход, основанный на создании трещины и заполнении ее твердым материалом, был предложен в работе [11]. Основная идея данной технологии заключается в создании небольшой горизонтальной трещины на уровне ГНК или ВРНК и заполнении пространства данной трещины смесью пропанта и цемента. Через некоторое время после закачки, происходит затвердевание данной смеси под действием давления вышележащих пород и формирование низкопроницаемого барьера. Эффект барьера, по словам авторов работы [11], 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 [12].

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. Некоторые из них рассмотрены ниже. Стоит также отметить, что промысловый опыт применения жидкостных барьеров очень ограничен, даже при условии того, что удовлетворительные результаты были получены с помощью инструментов математического и гидродинамического моделирования.

Один из немногих методов, протестированных в промышленных условиях и относящийся к вышеизложенному типу барьерных технологий, был предложен в работе [13]. Метод включает в себя подготовку полиакриламидов в отфильтрованной воде с дальнейшим повторным фильтрованием смеси с целью удаления нерастворенных частиц полимера. Данная смесь представляет собой основу барьера, который препятствует потоку конусообразующих флюидов. Для доставки смеси на необходимую глубину автор данной работы рекомендовал высокие дебит закачки (около 0,5-0,6 м<sup>3</sup>/мин). Однако опыт применения технологии в промышленных условиях показал, что в большинстве случаев, проницаемость в предполагаемой зоне существования барьера хотя и была снижена, оказалась слишком большой для замедления конусообразования.

Другой пример попытки создания жидкостного барьера представлен в работе [13]. В данном случае в качестве жидкости закачки было предложено использование водонефтяной эмульсии, которая до этого достаточно эффективно применялась для тампонажных работ в нагнетательных скважинах, где флюидальный поток всегда направлен в одном направлении. Однако в добывающих скважинах подобная технология оказалась безрезультатной, так как капли нефти в эмульсии вытеснялись, как только начиналась эксплуатация добывающей скважины.

Рассматривая более сложные методы, одним из примеров может служить технология, описанная в работе [15]. Суть метода заключается в одновременной закачке полимера/силикатного геля на газонефтяной контакт и пены в нефтенасыщенную часть (Рисунок 2.3).

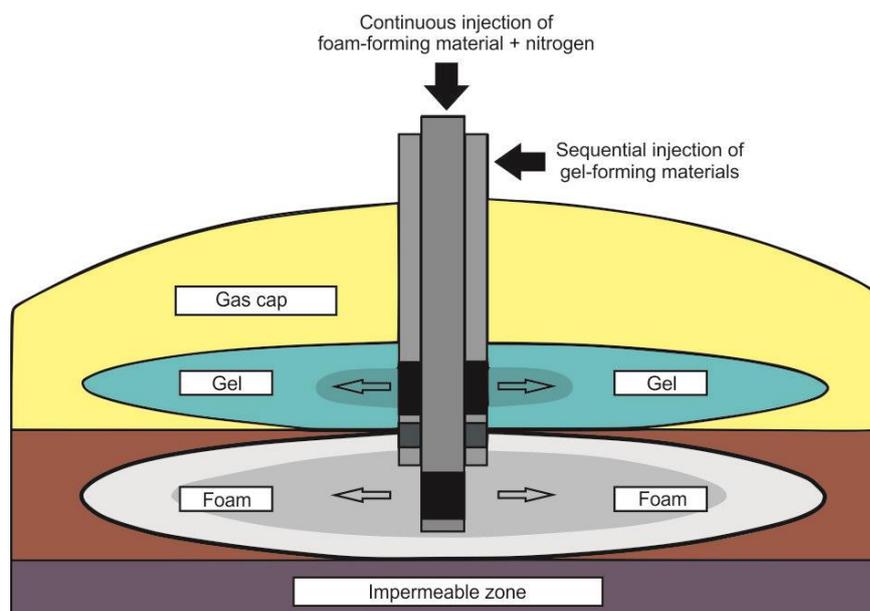


Рисунок 2.3. Схема одновременной закачки полимера/силикатного геля и пены

Условия успешного применения данного метода заключаются в следующем:

- Необходимая степень снижения проницаемости постоянного барьера достигается за счет закачки гелеобразной субстанции.
- Для достижения максимальной эффективности барьер должен быть неподвижным, распространенным по площади и располагаться как можно ближе к ГНК. Эти критерии могут быть удовлетворены при помощи поэтапной закачки гелеобразующих материалов с большим интервалом времени загеливания.
- Распространение барьерообразующего материала по площади достигается путем одновременной его закачки и закачки поддерживающей среды (пены). Применение пен является эффективным решением, так как они имеют минимальное влияние на добычу нефти после закачки.

Данный способ был опробован на месторождении Alguo с нефтяной оторочкой и газовой шапкой. Приготовление подходящих составов пены и геля потребовало длительных лабораторных исследований, связанных с изучением каждого компонента, входящего в состав будущего барьерообразующего материала. Также процесс закачки представлял собой отдельную проблему (Рисунок 2.4).

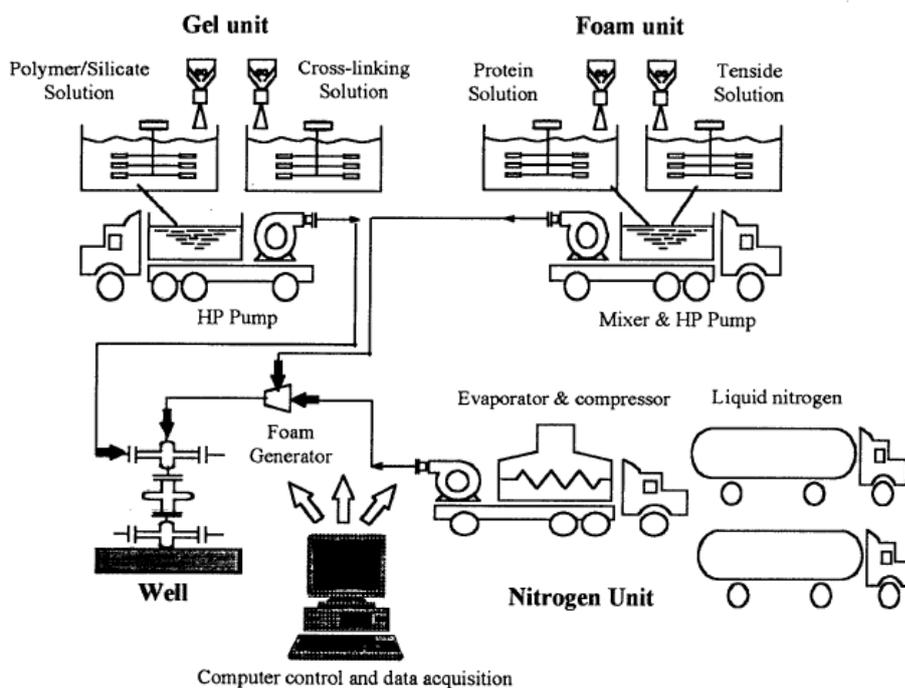


Рисунок 2.4. Схема поверхностного оборудования для закачки геля и пены.

После недели обнадеживающих результатов газовый фактор начал стремительно расти, пока не достиг значения до опробования технологии ( $\Gamma\Phi > 500$ ). Итогом стало заключение о том, что данный метод слишком сложен для промышленной реализации и экономически неэффективен.

В России, сложная барьерная технология была описана Закировым [4]. Метод заключался в следующем:

- Первоочередное создание постоянного гелевого экрана на ГНК (с целью предотвращения прорыва воды, которая будет закачиваться выше по пласту).
- Постепенная закачка значительных объемов воды с целью создания водяного барьера (для разобщения газовой шапки и нефтяной оторочки и поддержания пластового давления) (Рисунок 2.5-2.7)

Однако результаты гидродинамического моделирования показали, что даже на стадии создания гелевого экрана обнаруживаются серьезные проблемы. Существование проблем также подтвердилось при моделировании экрана необходимой конфигурации в условиях реальных моделей месторождения Troll (Норвегия) и Лянторского месторождения (Россия).

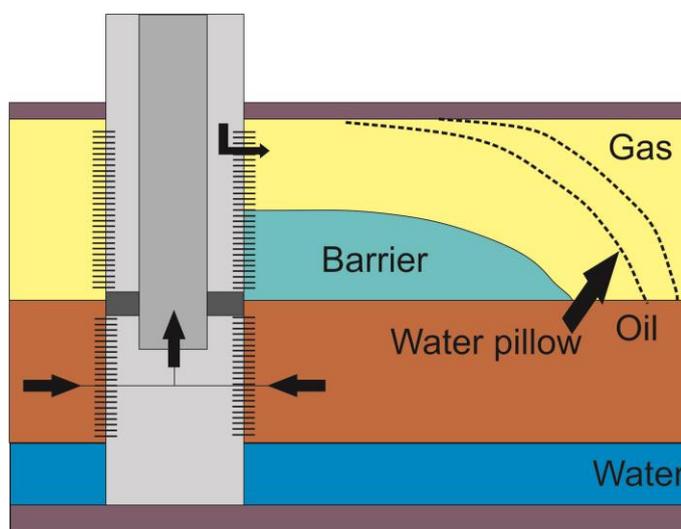


Рисунок 2.5. Схема метода Закирова для вертикальных скважин [4]

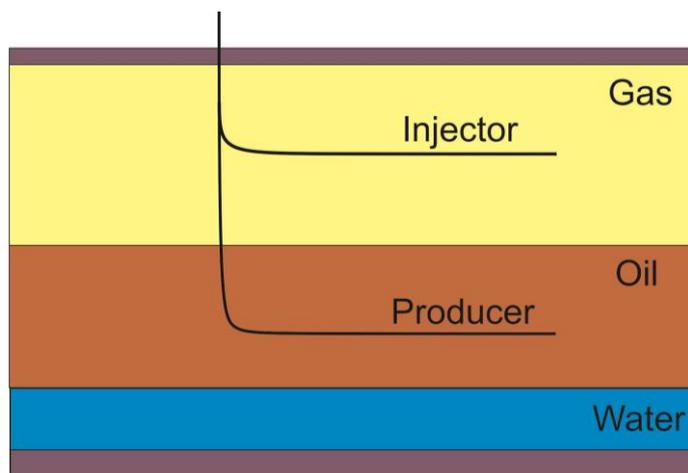


Рисунок 2.6. Расположение горизонтальных скважин

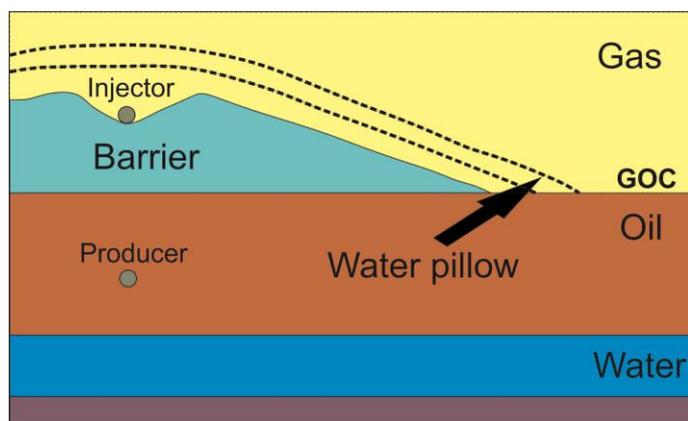


Рисунок 2.7. Схема метода Закирова для горизонтальных скважин [4]

Конкретнее, создание экрана моделировалось для случая горизонтальных скважин. Во время закачки гелевого состава с определенным временем загеливания через горизонтальный нагнетательный ствол происходило неконтролируемое намерзание геля вблизи скважины. Сам гелевый экран имел причудливую конфигурацию расположения в пласте, что не соответствовало ожиданиям равномерного распространения на уровне газонефтяного контакта (Рисунок 2.8) [14].

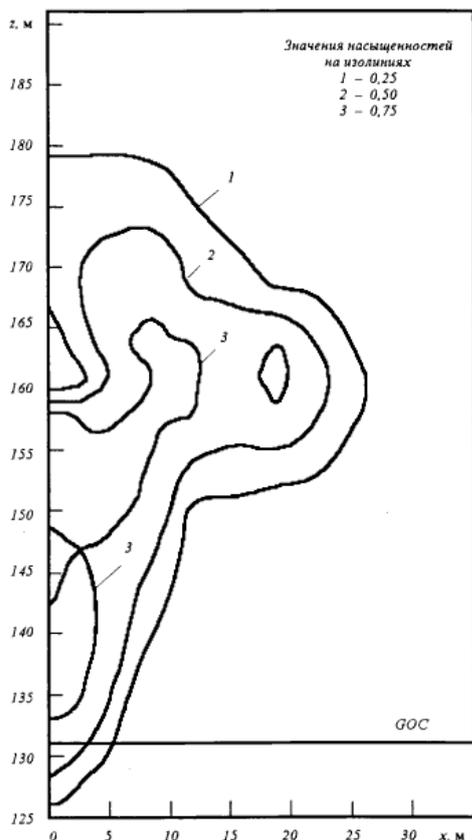


Рисунок 2.8. Изолинии насыщения гелем порового пространства в момент  $T=22$  дня (при дебите закачки  $800 \text{ м}^3/\text{сутки}$  и временем загелевания  $T_{\text{гель}}=6$  дней)

После проведения гидродинамического моделирования была дана серия рекомендаций для увеличения эффективности данного метода на основе тщательного анализа, включающая в себя сепарацию закачки гелевого материала на несколько этапов, каждый из которых характеризуется индивидуальным дебитом и временем закачки. К примеру, подобное поэтапное моделирование было проведено для месторождения Troll: время закачки варьировалось от 2,1 до 3,5 дней, индивидуальное время загеливания для порций гелевого материала составило от 4,3 до 107 дней, дебит закачки изменялся в диапазоне  $300\text{-}3010 \text{ м}^3/\text{сутки}$ .

Как видно из вышеизложенного, метод создания гелевого экрана слишком сложен для осуществления его в промышленных масштабах. Кроме того, проведение исследований для индивидуальных условий месторождений, закупка и доставка материалов и оборудования требуют больших затрат.

## Выводы по подразделу

1. Способы газоизоляции на уровне газонефтяного контакта газонефтяных и газоконденсатнонефтяных залежей в настоящее время мало изучены. В основном, работы, посвященные данной тематике, находятся на «теоретической» стадии, либо известны редкие, в большинстве своем неудачные попытки применения, отсутствует в промышленных масштабах промысловый опыт. Достаточно перспективными являются барьерные технологии, которые также относительно мало изучены.
2. Технология создания твердых барьеров с использованием заполненных проппантно-цементной смесью трещин имеет существенный недостаток, заключающийся в неопределенности успеха создания трещины в нужном направлении. Данная технология существует лишь в теории.
3. Применение различных жидкостей: гелей, пен, полимеров, эмульсий и других, на первый взгляд представляется перспективным, однако трудноосуществимо в связи со спецификой условий взаимодействия данных жидкостей с окружающей средой и, непосредственно, породой. Данная технология требует тщательных дорогостоящих исследований в лабораторных условиях, материалов и оборудования. Несмотря на все вышеперечисленное, технология создания жидкостных барьеров все же имеет некоторый успех применения в промысловых условиях [15, 16].
4. Однако существует проблема неконтролируемого намерзания геля вблизи ствола скважины, которая значительно усугубляется при низких пластовых температурах. Вследствие шансы успешного применения технологии создания жидкостных барьеров на месторождениях с низкой пластовой температурой, нефтяной оторочкой и газовой шапкой значительно уменьшаются.

### **2.3. Опыт применения газогидратов для контроля конусообразования**

Как отмечалось ранее, 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 образует твердое льдоподобное соединение под названием «газовые гидраты» (данный феномен будет описан в следующем подразделе). 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.

Несколько российских ученых предпринимали попытки целенаправленного создания газогидратов в пласте. Для лучшего понимания идеи данной технологии стоит рассмотреть примеры ее развития.

Абраев в своей статье [17] и Синцов в своей патентной работе [18] отмечали, что на данный момент существует значительное количество методов эффективной разработки запасов нефтяной оторочки, однако все они не применимы в настоящее время, так как требуют доработки или серьезной адаптации к условиям месторождения. Особенно, данный факт относится к экстремальным условиям месторождений Ямала и Восточной Сибири. Поэтому, на данных месторождениях до сих пор самой популярной технологией замедления прорыва газа является бурение горизонтальных скважин на наибольшем расстоянии от ГНК, насколько это возможно. Соответственно, существует насущная потребность в создании новой эффективной технологии, которая исключит недостатки всех предыдущих методов. Такой технологией может стать создание газогидратных барьеров.

Суть технологии Абраева и Синцова 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).

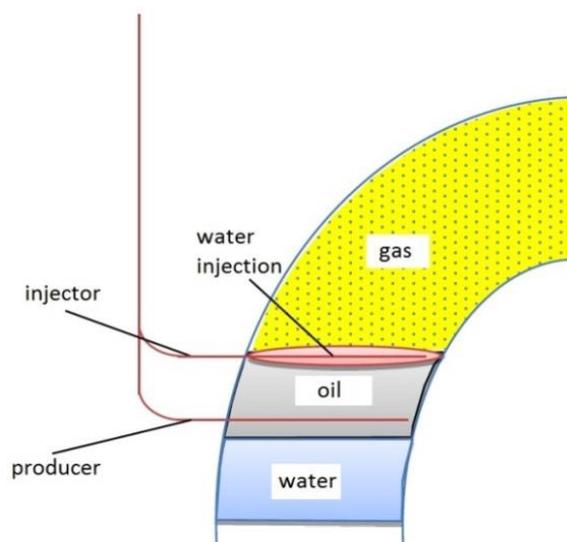


Рисунок 2.9. Схема расположения нагнетательного и добывающего горизонтальных стволов [17]

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 форм. 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.

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 целевым 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.

Основные условия стабильного существования гидратов заключаются в подходящем сочетании пластовых температуры и давления. Многие месторождения Восточной Сибири удовлетворяют данным условиям.

Идея создания газогидратного барьера как инструмента для контроля образования конуса газа и увеличения нефтеотдачи нефтяной оторочки также была предложена в работе Кайгородова [19]. Его идея заключалась в закачке холодной воды в газовую шапку на месторождениях с низкой пластовой температурой, при взаимодействии которой с пластовым газом начнется процесс гидратообразования в пласте при подходящих термобарических условиях. Более того, он утверждал, что нагнетание дополнительного количества воды в пласт будет способствовать поддержанию существующего пластового давления, облегчая процесс гидратообразования. Также, по утверждению Кайгородова, важна последовательность бурения скважин: изначальное бурение нагнетательных стволов в область газовой шапки, нагнетание воды и выжидание определенного промежутка времени для образования гидратов, последующее бурение добывающих стволов и разработка запасов нефтяной оторочки в безгазовом режиме.

Еще одна работа, посвященная полезному использованию газогидратов в пласте, принадлежит Афанасьеву и Малышеву [20]. Их метод применим в определенных термобарических условиях: при давлении более 1 МПа и температуре – менее 20 °С. Суть метода заключается в том, что закачивается пресная вода в интервал скважины, где с помощью геофизических инструментов был обнаружен прорыв газа. Вода закачивается при температуре выше пластовой с целью увеличения площади распространения воды в пласте без преждевременного образования газовых гидратов. Специальный греющий кабель устанавливается в скважине в это время для того, чтобы гидраты не образовывались в самом стволе скважины. Последующее закрытие скважины необходимо для уравнивания пластовой температуры и температуры закачиваемой воды. Затем скважина пускается в эксплуатацию, и газ газовой шапки начинает вытеснять воду из порового пространства, стремясь попасть в скважину. Оставшаяся пресная вода и газ взаимодействуют, образуя газовые гидраты в пластовых условиях. Уменьшение дебита скважины позволяет сделать вывод о том, что газогидратный барьер успешно сформировался. Удельный объем газогидратных кристаллов на 20 % больше, чем удельный объем пресной воды. Этот факт позволяет сделать вывод о том, что гидраты полностью закупоривают поровое пространство. Оптимальный радиус гидратного барьера в данном случае равен 10 м.

Опробование данного метода впервые было проведено на водонасыщенных образцах керна, длина которых составляла 3 см и проницаемость была равна 0,1 мД, с использованием

технологии вытеснения газом. Полученные результаты свидетельствовали о том, что через некоторое время произошло резкое снижение газовой и водной фазовых проницаемостей, а в дальнейшем – полная блокировка потока флюидов в образце при изменении давления до 10 МПа.

Также данный метод был опробован на Талаканском месторождении, расположенном в Якутии, в Восточной Сибири (пластовая температура = 12 °С, пластовое давление = 15 МПа, минерализация пластовой воды = 415 г/л). Пластовая вода в призабойной зоне пласта была заменена на пресную путем закачки пресной воды, и через некоторое время при дренаже газа через интервал породы, насыщенной пресной водой, начали образовываться гидраты. В итоге, был сделан вывод, что данная технология является перспективной благодаря своей дешевизне и эффективности.

Однако существует не только положительный опыт применения газогидратов. Так, в работе Маляренко и др. [21], искусственное образование распространенного и стабильного барьера газогидратов для изоляции газонасыщенной части не удалось для пластовых условий Лянторского и Федоровского месторождений. Результаты попытки образования данного барьера продемонстрировали, что эффект газоизоляции длится не более 1-2 месяцев. В дальнейшем гидраты разрушаются.

Однако данный негативный опыт не представляется репрезентативным, так как Лянторское и Федоровское месторождения не являются месторождениями, имеющими низкую пластовую температуру. Пластовая температура их залежей составляет 56-68 °С. Данная температура слишком высока, чтобы создать постоянное давление для стабильного существования гидратов. Охлаждение залежи может быть достигнуто путем интенсивного дренажа газа [22]. Однако данный выход из ситуации существует только в теории, так как практически невозможно снизить пластовую температуру на 50-60°С [20].

Поэтому метод создания газогидратного барьера рекомендуется только для месторождений с низкой пластовой температурой, позволяющей создать данный барьер и сохранить его стабильным в течение необходимого промежутка времени.

#### Выводы по подразделу:

1. В суровых северных условиях месторождений Ямала и Восточной Сибири большой проблемой представляется борьба с конусообразованием. На данный момент самой популярной технологией изоляции газа газовой шапки является бурение горизонтальных добывающих стволов на наибольшем расстоянии от ГНК.

2. Необходимо найти простое в применении, но одновременно эффективное средство решения данной проблемой. Таким средством, на взгляд автора данной работы, является создание непроницаемого газогидратного барьера на уровне ГНК.
3. Анализ описанных в литературных источниках технологий показал, что на данный момент существует очень ограниченный опыт полезного использования газогидратов для изоляции, требующий дополнительных исследований и доработки.
4. Метод создания газогидратного барьера рекомендуется только для месторождений с низкой пластовой температурой, позволяющей создать данный барьер и сохранить его стабильным в течение необходимого промежутка времени.

#### **2.4. Общие сведения о газовых гидратах**

Газовые клатраты (широко известные как гидраты) представляют собой кристаллические льдоподобные соединения, возникающие в результате формирования водой клеткообразных структур вокруг более мелких гостевых молекул газа [23]. Способность воды образовывать гидраты обуславливается наличием водородной связи. Данная связь выстраивает молекулы воды в определенных направлениях. Кроме того, в присутствии определенных соединений, выстроенные молекулы воды стабилизируются и, соответственно, образуется твердый раствор.

Молекулы воды носят название «молекулы-хозяева», в то время как стабилизирующие газогидраты соединения относятся к «молекулам-гостям». Кристаллы гидратов представляют собой трехмерные сложные структуры, в пределах которых молекулы воды формируют каркас, а гостевые молекулы заключены в пределах этого каркаса. Такая стабилизация, полученная в результате присутствия гостевых молекул, предположительно контролируется Ван-дер-Ваальсовыми силами.

Еще одним интересным фактом о газовых гидратах является то, что между молекулами-хозяевами и молекулами-гостями не существует никаких химических и физических связей. Таким образом, молекулы-гости способны свободно вращаться в пределах каркаса, созданного молекулами воды. Все вышеупомянутые факты позволяют утверждать, что гидраты представляют собой твердый раствор.

Существует 3 обязательных условия для образования гидратов:

- Определенные термобарические условия. Гидраты образуются при низких температурах и высоких давлениях. Точные значения давления и температуры напрямую зависят от состава гидратообразователя (в случае месторождения – природного газа). Также точное значение температуры должно быть больше температуры замерзания воды (0 °С).
- Наличие гидратообразователя. Для примера, газовые гидраты, распространенные в газовой промышленности, представляют собой соединения молекул воды и молекул-гидратообразователей: метана, этана, пропана, н-бутана, изобутана, диоксида углерода, азота и сероводорода.
- Наличие достаточного количества воды.

Ускорение процесса гидратообразования может быть вызвано:

- Турбулентностью потока (большой скоростью и сильным перемешиванием).
- Образованием центров кристаллизации гидратов (место, в которых легко происходит изменение агрегатного состояния вещества – из жидкого в твердое). В трубах – сварные швы, соединительные части и так далее.
- Наличием свободной воды. Ее присутствие в избыточном количестве также ускоряет процесс гидратообразования.

Существует два различных распространенных типа структур гидратов, которые обозначаются как Тип I и Тип II или Структура I и Структура II (Таблица 2.1). Обе структуры включают определенное количество полостей, образованных молекулами воды, большого и маленького размера. Только молекулы-гости с определенной геометрией и размером способны заполнять эти полости. Третий тип структуры гидратов – тип H – также может быть встречен, но значительно реже (Рисунок 2.30) [24].

Таблица 2.1. Сравнительные характеристики структур гидратов I и II типов

	Тип I	Тип II
<b>Количество молекул воды в одной ячейке решетки</b>	46	136
Количество полостей в одной ячейке решетки:		
малых	2	16
больших	6	8
<b>Теоретическая формула ячейки</b>		
при заполнении всех полостей	$X \cdot 5\frac{3}{4} \text{H}_2\text{O}$	$X \cdot 5\frac{2}{3} \text{H}_2\text{O}$
молярная доля гидратообразующего вещества	0,1481	0,1500
при заполнении только больших полостей	$X \cdot 7\frac{2}{3} \text{H}_2\text{O}$	$X \cdot 17 \text{H}_2\text{O}$
молярная доля гидратообразующего вещества	0,1154	0,0556
<b>Диаметр полости, Å</b>		
малой	7,9	7,8
большой	8,6	9,5
<b>Объем одной ячейки каркаса, м<sup>3</sup></b>	$1,728 \cdot 10^{-27}$	$5,178 \cdot 10^{-27}$
<b>Примеры гидратообразующих веществ</b>	$\text{CH}_4, \text{C}_2\text{H}_6, \text{H}_2\text{S}, \text{CO}_2$	$\text{C}_3\text{H}_8, \text{изо-C}_4\text{H}_{10}, \text{N}_2$
*X – молекулы гидратообразующего вещества.		

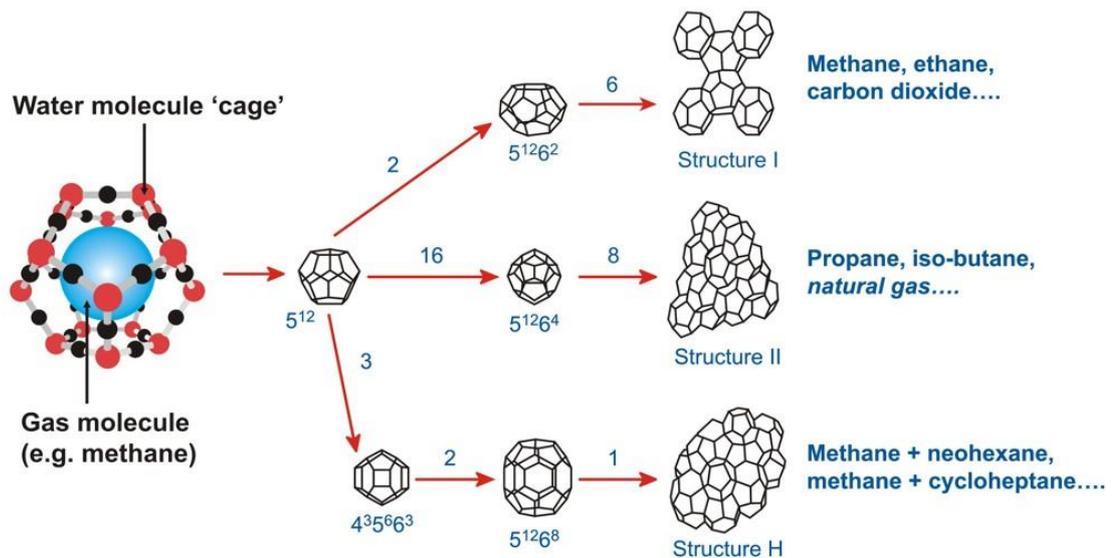


Рисунок 2.30. Структуры гидратов

### Выводы по подразделу:

1. В общем случае, скопления гидратов представляют собой серьезную проблему, закупоривая трубопроводы и тем самым способствуя порывам трубопроводов и другим более серьезным авариям.
2. Однако в данном случае, гидраты представляют собой полезный инструмент для контроля образования конуса газа, закупоривая поры порового пространства породы.
3. Природный газ обычно образует гидраты II типа.

### 2.5. Выводы по разделу

- На месторождениях с нефтяной оторочкой и газовой шапкой существует проблема борьбы с конусообразованием воды и газа. Однако газовые конусы встречаются гораздо чаще.
- Литературный обзор показал, что на данный момент большинство методов борьбы с конусообразованием газа существуют лишь в теории, промысловый опыт очень ограничен. Перспективным представляется использование жидкостных барьерных технологий на уровне ГНК.
- Газонефтяные залежи, как и все природные объекты, различаются по геологическим условиям и строению, характеристикам коллекторов, свойствам пластовых флюидов и т.п. Исходя из этого, невозможно создать универсальные технологии и составы для реализации одних и тех же жидкостных барьеров на разных пластах. Исследования, оборудование для закачки, необходимые материалы требуют дорогостоящих затрат.
- Условия Ямала и Восточной Сибири суровы, газонефтяные месторождения часто характеризуются низкой пластовой температурой (например, НГКМ Д). В данных условиях представляется перспективным для борьбы с образованием конуса газа создание газогидратных барьеров на ГНК.
- Существует очень ограниченный опыт применения газогидратов для целей газоизоляции, в данной работе будет подробно рассмотрена идея создания газогидратного барьера.

### 3. ANALYTICAL CALCULATIONS

#### 3.1. Evaluation of hydrate stable existence conditions for certain natural gas composition

The main problem during the designing of processes that involve hydrates is to predict the conditions of temperature and pressure at which there will occur hydrates formation.

Hand calculation methods are suitable for hydrate formation and existence conditions rapid estimation but they are frequently not highly accurate. Besides, the problem of estimating the hydrate formation conditions is too difficult in the presence of liquid hydrocarbons for calculations by hand [24]. That is why, calculation of the hydrate formation conditions was made in two ways: using software package CSMHYD (Colorado School of Mines in Golden, Colorado) and by several hand calculation methods.

Table 3.1. Input data

Input data												
Natural gas composition												
Component	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	nC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	He
$V_i$ % об	85.58	4.25	1.47	0.18	0.42	0.09	0.1	0.06	0.03	7.36	0.04	0.4
Natural gas density $\rho_g$ , kg/m <sup>3</sup>							0.768					
Natural gas specific gravity (relative density) $\gamma_g$ , u.f.							0.637					
Formation temperature T, °C							9					

#### 3.1.1. Gas Gravity Method

This method was proposed by Professor Katz and his colleagues in the 1940. It is a simple method involving only a single graph of P vs T with the natural gas specific gravity as a third constituent (Fig. 3.1).

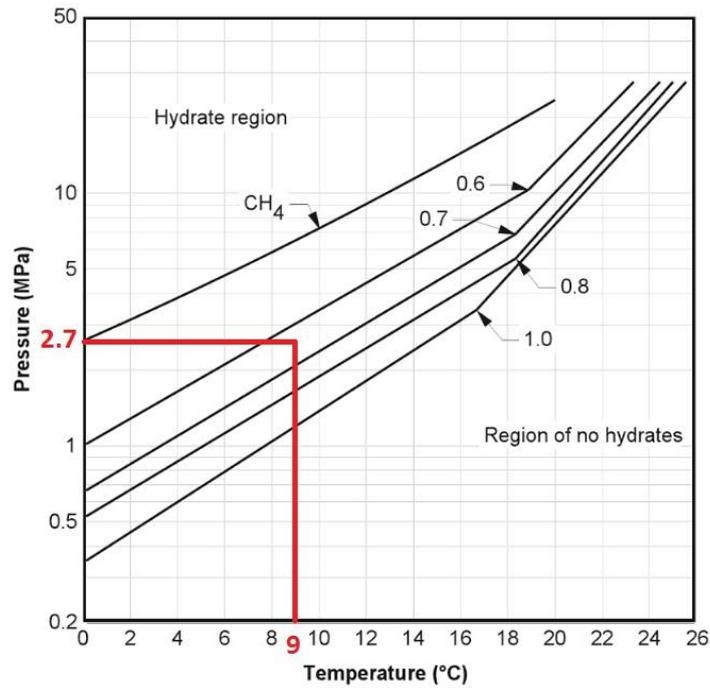


Figure 3.1. Hydrate locus for sweet natural gas [24]

Here, as it can be seen hydrate formation pressure is equal  $P_{\text{hform}}=2.7 \text{ MPa}=27 \text{ atm}$ . Consequently, this pressure is the minimum pressure at which (under the condition that temperature is equal  $9^{\circ}\text{C}$  and gas specific gravity is equal to 0.637 u.f.) hydrates may exist.

The main drawback of this method is that it accounts only for the relative density of natural gas and does not take into consideration composition of natural gas.

### 3.1.2. Skhaliakho and Makogon Method

This method describes gas hydrate formation conditions in the form of following formula:

$$\lg P = \beta + 0.0497(t + k \cdot t^2) \quad (3.1.2.1)$$

where  $P$  – pressure, atm;  $t$  – temperature,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $k$  and  $\beta$  – parameters that are related to specific gas gravity.

Table 3.2.  $k$  and  $\beta$  parameters [44]

$\rho$	$k$	$\beta$
0,60	0,0050	1,00
0,65	0,0060	0,90
0,70	0,0075	0,82
0,75	0,0087	0,76

$$\lg P = 0.9 + 0.0497(9 + 0.006 \cdot 9^2)$$

$$\lg P = 1.37$$

$$P_{hform} = 23.2 \text{ atm}$$

Drawback of this method is the same as in previous technique.

### 3.1.3. Ponomarev Method

This method is also empirical and is described by the relationship:

$$\lg P = 2.0055 + 0.0541(B + T - 273.1), T > 273.1 \text{ K}; \quad (3.1.3.1)$$

$$\lg P = 2.0055 + 0.0171(B_1 - T + 273.1), T > 273.1 \text{ K}. \quad (3.1.3.2)$$

where P – pressure, kPa, T – temperature, K.

Empirical parameters of B and B<sub>1</sub> related to ε – gas reduced density:

$$\varepsilon = \frac{\sum g_i \cdot \gamma_i}{\sum g_i} \quad (3.1.3.3)$$

where γ<sub>i</sub> – relative density of i-component of gas that is able to form hydrate; g<sub>i</sub> – mole fraction of i-component of gas that is able to form hydrate.

Table 3.3. V<sub>i</sub> and ρ<sub>i</sub> parameters

Component	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	nC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	He
V <sub>i</sub> % об	85.58	4.25	1.47	0.18	0.42	0.09	0.1	0.06	0.03	7.36	0.04	0.4
ρ <sub>i</sub> , kg/m <sup>3</sup>	0.656	1.356	2.0037	2.51	2.703	3.22	3.457	3.845	1.98	1.25	0.09	0.18

$$g_i = \frac{\rho_i}{\rho_{air}} \quad (3.1.3.4)$$

Table 3.4. g<sub>i</sub> calculation results

Component	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	nC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	He
g <sub>i</sub> , u.f.	0.544	1.125	1.662	2.082	2.242	2.671	2.87	3.19	1.64	1.04	-	-

$$\varepsilon = 0.64$$

Table 3.5.  $\epsilon$  and B,  $B_1$  parameters [44]

$\epsilon$	B	$B_1$	$\epsilon$	B	$B_1$	$\epsilon$	B	$B_1$
0,56	24,25	77,4	0,71	13,85	43,9	0,86	12,07	37,06
0,57	21,80	70,2	0,72	13,72	43,4	0,87	11,97	37,2
0,58	20,00	64,2	0,73	13,57	42,9	0,88	11,87	36,8
0,59	18,53	59,5	0,74	13,44	42,4	0,89	11,77	36,5
0,60	16,67	56,1	0,75	13,32	42,0	0,90	11,66	36,2
0,61	17,00	53,6	0,76	13,20	41,6	0,91	11,57	35,8
0,62	16,45	51,6	0,77	13,08	41,2	0,92	11,47	35,4
0,63	15,93	50,0	0,78	12,97	40,7	0,93	11,37	35,1
0,64	15,47	48,6	0,79	12,85	40,3	0,94	11,27	34,8
0,65	15,07	47,6	0,80	12,74	39,9	0,95	11,17	34,5
0,66	14,76	46,9	0,81	12,62	39,5	0,96	11,10	34,2
0,67	14,51	46,2	0,82	12,50	39,1	0,97	11,00	33,9
0,68	14,34	45,6	0,83	12,40	38,7	0,98	10,92	33,6
0,69	14,16	45,0	0,84	12,28	38,3	0,99	10,85	33,3
0,70	14,00	44,0	0,85	12,18	37,9	1,00	10,77	33,1

$$\lg P = 2.0055 + 0.0541(15.47 + 282.1 - 273.1) = 3.33$$

$$P_{hform} = 2134.652 \text{ kPa} = 21.07 \text{ atm}$$

### 3.1.4. CSMHYD

CSMHYD is a special computer program that is able to predict not only hydrate formation conditions (P and T) but also the hydrate Type (I or II) basing on certain natural gas composition.

The results of calculations are presented at Fig.3.2:

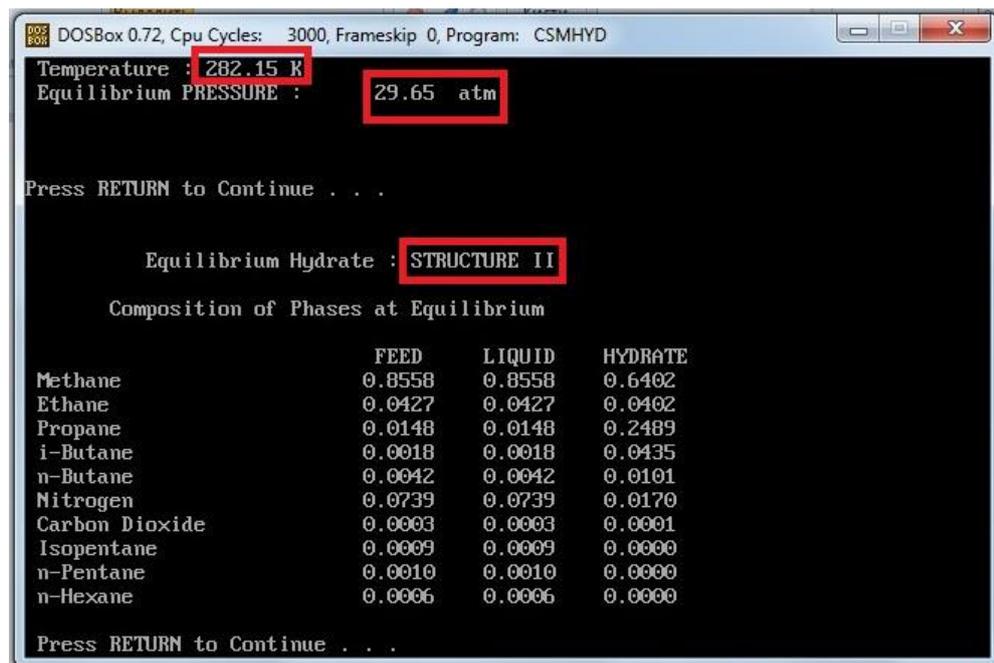


Figure 3.2. CSMHYD calculation results

As a conclusion, the following Tab. 3.6 represents the results of hand and computer calculations. Although, the difference is not so great in terms of formation and bottomhole temperature values, anyway, it exists. Thus, in the following chapters, CSMHYD calculation results will be taken as a base [25].

### 3.1.5. Results

Table 3.6. Overall results

Method	Temperature, °C	Hydrate formation pressure $P_{\text{hform}}$ , atm
Gas Gravity	9	27
Skhaliakho and Makogon		23.2
Ponomarev		21.07
<b>CSMHYD</b>		<b>29.65</b>

### 3.2. Critical rate estimation

Except the stable conditions of hydrate formation and existence it is necessary to evaluate the producer performance in the presence of the barrier. This evaluation can be made by analytical comparison of the critical rates in without barrier and with it [26].

In the field D case, large gas cap exists over the oil-saturated part of oil rim. This fact is proved by fluid sampling and well-logging interpretation results. Thus, it can be considered that gas coning phenomenon may be observed later during production. The coning considerably limits oil production and make profitable production of oil rim oil is particularly questionable.

Such problem has been, therefore, studied previously both in laboratories and on fields. However, it is clear that field results are difficult to interpret due to uncertainties in bottomhole conditions of wells, cement jobs results, reservoir heterogeneity, etc. Moreover, it is hard in practice to vary completion conditions. In laboratories, the presence of 2 phases is also problematic to simulate.

On the other hand, due to involvement of a great number of parameters, hand theoretical calculations are difficult to achieve without drastic simplifications assumption. That is why a lot of existent theoretical models are too partial, inconclusive and approximate to be reliable. Some of

them do not take into account reservoir anisotropy, some – flow curvature near the wellbore because of partial perforation of well, some – the perforation interval length and its location, etc.

### **3.2.1. Vertical Producers**

One of the first works published on the phenomena of coning was by Wyskoff and Muskat. Their technique involves Laplace's equation solution for single phase, steady-state and incompressible flow that is the basis of approximate solution of the critical flow rate in isotropic formations presented by them [27]. Muskat and Wyskoff method was simplified by other researchers – Meyer and Garder[28] for radial flow while Chierici et al [29] and Chaney et al [30] applied potentiometric model approach to receive the value of critical flow rate. Schols [31] found an empirical critical rate expression from conducted on Hele-Shaw models experiments. Schols method can be applied to both water and gas coning; however, only when water or gas coning exists separately.

Also, Wheatley [32] presented an approximate theory for estimation of critical oil rate in reservoirs with anisotropy considering an OWC interface as a streamline. Then, in the same way, Chaperon [33] derived an expression of a critical rate in anisotropic reservoirs in a closed system and proved that if the vertical permeability value decreases, the value of critical rate slightly increases and the critical cone elevation changes insignificantly.

Then analytical and numerical method was proposed by Hoyland et al [34] for critical rate prediction in the case of water coning in homogeneous anisotropic formations. Here, the basis for analytical solution composes an assumption that wellbore is infinitely conductive. The results of Hoyland et al work were presented in the form of dimensionless critical rate vs dimensionless radius graphic graph, as a function of partial penetration of the well for isotropic and anisotropic reservoirs.

Addington [35] derived generalized critical rate and post-breakthrough GOR correlations basing on the Prudhoe Bay simulation study. Then Sobocinski and Cornelius [36] developed correlation for water cone rise prediction in no-gas cap incompressible homogeneous system. Other references 37-43 also represent different results of coning study for vertical wells.

### 3.2.1. Technology

Firstly, vertical producers were considered. In the case of vertical well the first step is drilling of the vertical well and perforating of it some distance above GOC level. The second step is lowering of heating unit through the well for the purpose of hydrate formation prevention in the wellbore during the injection of water if occasionally gas from gas cap enters the wellbore. The third step is injection of certain volume of fresh water at the temperature above the hydrate formation temperature in order to increase the area of water distribution in reservoir without premature hydrates formation. Subsequent well shutoff is necessary for injected water and reservoir temperature equalization. Then the well is brought into production and gas cap gas enters the well starting to displace water from pore space. Residual fresh water and gas interaction activates hydrate formation under reservoir conditions. Decrease of the gas rate indicates the hydrate barrier formation [37]. Hydrate crystals specific volume is twenty percent larger than water specific volume allowing hydrates to plug all the pore space. Afterwards, existent perforations are plugged and new perforations are made below, in oil-saturated part. Then the well can be brought into permanent productions of the oil rim reserves (Fig. 3.3).

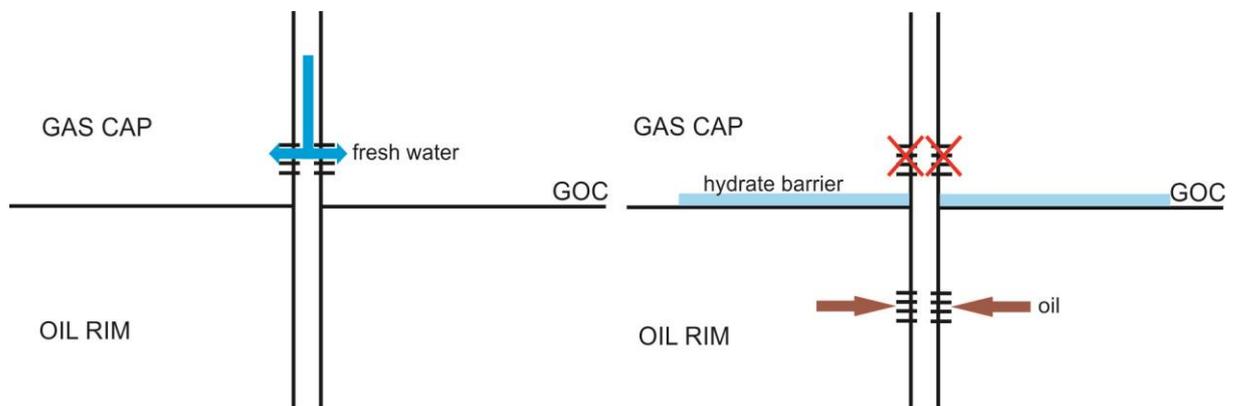


Figure 3.3. Hydrate barrier creation technology in vertical well

#### 3.2.1.2. Critical rate without barrier

Estimation of the critical rate without barrier was made applying seven theoretical models of Meyer-Garder, Chierici-Ciucci, Hoyland et al, Chaney et al, Chaperon, Schols [45] and modified method of Muskat that includes skin for partial penetration by Brons and Marting [46].

Trying to find the most accurate model, the last approach was taken as a basis because it accounts for reservoir anisotropy and flow curvature near the wellbore due to partial perforation of well. However, all the calculations are presented below.

Table 3.7. Input data

<b>Input data</b>	
Oil density $\rho_o$ , g/cc	0.83
Water density $\rho_w$ , g/cc	1.249
Gas density $\rho_g$ , g/cc	0.000768
Oil column thickness $h$ , ft	53.8
Perforated interval $h_p$ , ft	6.56
Oil formation volume factor $B_o$ , RB/STB	1.119
Wellbore radius $r_w$ , ft	0.246
Drainage radius $r_e$ , ft	656.17
Absolute permeability $k_h$ , mD	899.1
Oil phase permeability $k_o$ , mD	584.415
Oil viscosity, $\mu_o$ , cp	10.6
Anisotropy, $k_v/k_h$	0.01

### **Meyer-Garder Method**

Meyer and Garder suggest that coning development is a result of the radial flow of the oil and associated pressure sink around the wellbore. In their derivations, Meyer and Garder assume a homogeneous system with a uniform permeability throughout the reservoir, i.e.,  $k_h = k_v$ . It should be pointed out that the ratio  $k_h/k_v$  is the most critical term in evaluating and solving the coning problem.

Consider the schematic illustration of the gas-coning problem shown in Figure 3.4.

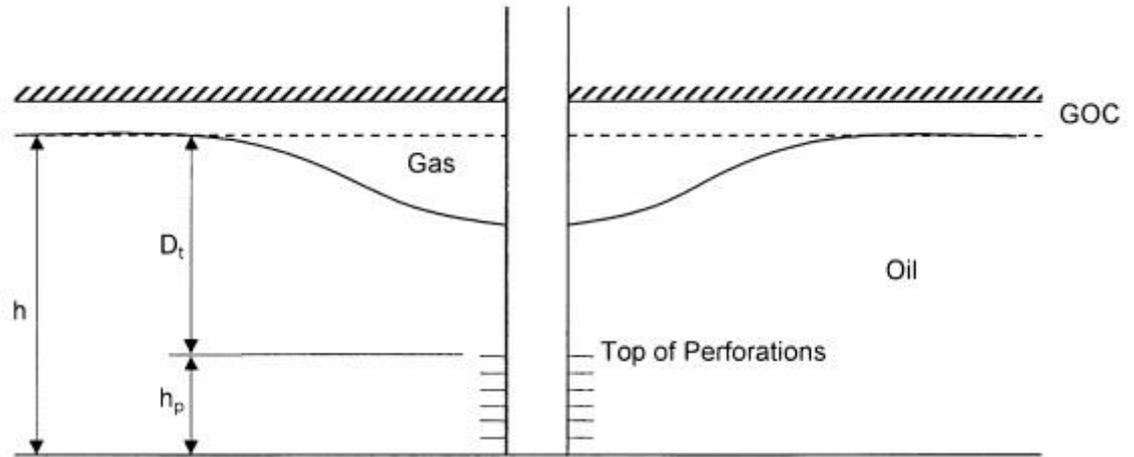


Figure 3.4. Gas coning

Meyer and Garder correlated the critical oil rate required to achieve a stable gas cone with the following well penetration and fluid parameters:

- difference in the oil and gas density;
- depth  $D_t$  from the original gas-oil contact to the top of the perforations;
- the oil column thickness  $h$ .

The well perforated interval  $h_p$ , in a gas-oil system, is essentially defined as:

$$h_p = h - D_t \quad (3.2.1.2.1)$$

Meyer and Garder propose the following expression for determining the oil critical flow rate in a gas-oil system:

$$q_{cg} = 0.246 \cdot 10^{-4} \left[ \frac{\rho_o - \rho_g}{\ln \frac{r_e}{r_w}} \right] \left( \frac{k_o}{\mu_o B_o} \right) [h^2 - (h - D_t)^2] \quad (3.2.1.2.2)$$

where

$q_{cg}$  – critical oil rate, STB/day;

$\rho_g, \rho_o$  – density of gas and oil, respectively, lb/ft<sup>3</sup>;

$k_o$  – effective oil permeability, md;

$r_e, r_w$  – drainage and wellbore radius, respectively, ft;

$h$  – oil column thickness, ft;

$D_t$  – distance from the gas-oil contact to the top of the perforations, ft.

Thus, inserting the values into the expression (3.2.1.2.2):

$$\begin{aligned}
q_{cg} &= 0.246 \cdot 10^{-4} \left[ \frac{0.83 \cdot 62.428 - 0.000768 \cdot 62.428}{\ln \frac{656.17}{0.246}} \right] \left( \frac{584.415}{10.6 \cdot 1.119} \right) [53.8^2 - (53.8 - 47.24)^2] \\
&= 22.68 \text{ STB/day} \\
22.68 \frac{\text{STB}}{\text{day}} \cdot 0.159 \cdot \rho_o &= \mathbf{2.99 \frac{\text{tones}}{\text{day}}}
\end{aligned}$$

### **Chierici-Ciucci Method**

Chierici and Ciucci used a potentiometric model to predict the coning behavior in vertical oil wells. The results of their work are presented in dimensionless graphs that take into account the vertical and horizontal permeability. The authors introduced three dimensionless parameters that can be determined from a graphical correlation to determine the critical flow rates [38].

The first dimensionless parameter that the authors used to correlate results of potentiometric model is called the effective dimensionless radius and is defined by:

$$r_{De} = \frac{r_e}{h_p} \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \quad (3.2.1.2.3)$$

$$r_{De} = 6.56\sqrt{0.01} = 10$$

where

$h_p$  – perforated interval, ft;

$r_e$  – drainage radius, ft;

$k_v, k_h$  – vertical and horizontal permeability, respectively.

The second dimensionless parameter that the authors used in developing their correlation is termed the dimensionless perforated length and is defined by:

$$\varepsilon = \frac{h_p}{h} \quad (3.2.1.2.4)$$

$$\varepsilon = \frac{6.56}{53.8} = 0.12$$

The authors introduced the dimensionless gas cone ratio as defined by the following relationship:

$$\delta_g = D_t/h \quad (3.2.1.2.5)$$

where

$D_t$  is the distance from the original GOC to the top of perforations, ft.

$$\delta_g = \frac{D_t}{h} = \frac{47.24}{53.8} = 0.88$$

Chierici and coauthors proposed that gas-oil contact is stable only if the oil production rate of the well is not higher than the following:

$$q_{cg} = 0.246 \cdot 10^{-4} \cdot \frac{h^2(\rho_o - \rho_g)}{B_o \mu_o} k_o q_{Dc} \quad (3.2.1.2.6)$$

where

$\Delta\rho$  – density difference (lb/ft<sup>3</sup>);

$B_o$  – average oil formation volume factor (FVF);

$\mu_o$  – average oil viscosity (cp);

$k_o$  – oil permeability (md);

$q_{Dc}$  – dimensionless critical producing rate;

$h$  – pay thickness (ft);

$q_c$  is given in STB/day.

The authors provided a set of working graphs for determining the dimensionless function  $q_{Dc}$  from the calculated dimensionless parameters  $r_{De}$ ,  $\epsilon$ , and  $\delta$ .

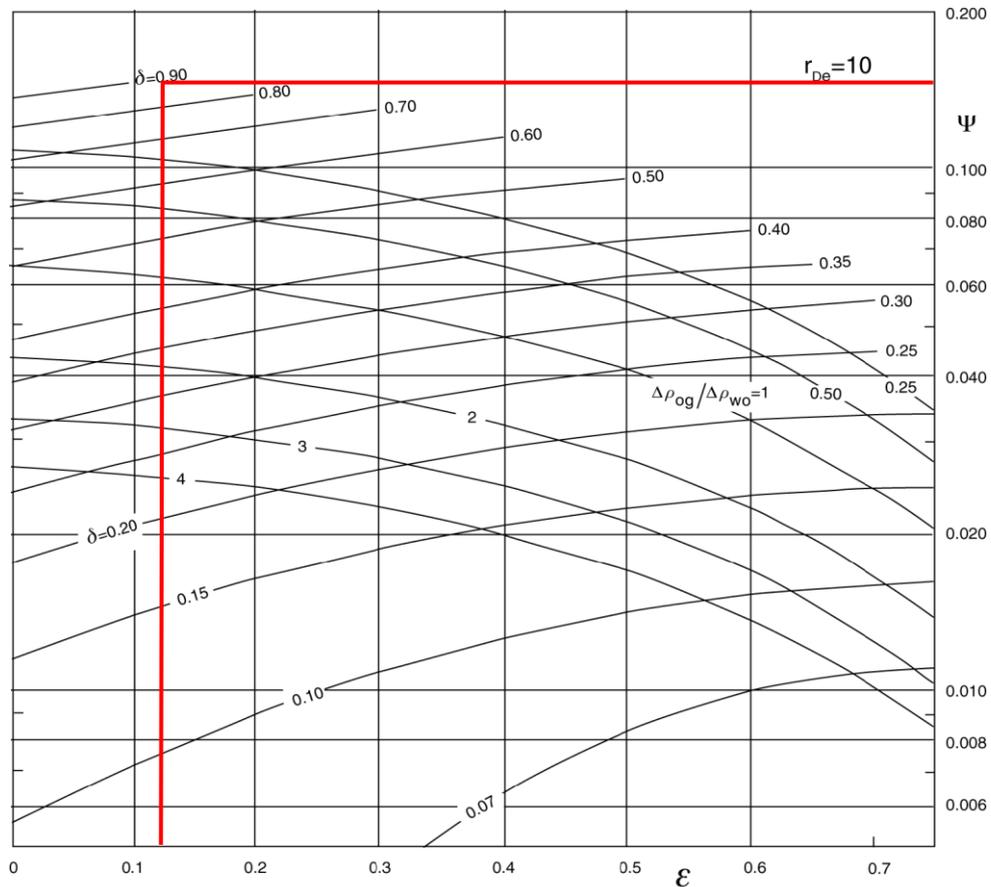


Figure 3.5. Dimensionless critical rate chart for  $r_{De}=10$

From the plot:

$$q_{Dc} = 0.15$$

Thus,

$$q_{cg} = 0.246 \cdot 10^{-4} \cdot \frac{53.8^2 (0.83 \cdot 62.428 - 0.000768 \cdot 62.428)}{1.119 \cdot 10.6} 584.415 \cdot 0.15 = 27.2 \text{ STB/day}$$

$$27.2 \frac{\text{STB}}{\text{day}} \cdot 0.159 \cdot \rho_o = 3.6 \frac{\text{tones}}{\text{day}}$$

## Hoyland et al Method

Hoyland, Papatzacos, and Skjaeveland presented two methods for predicting critical oil rate for coning in anisotropic, homogeneous formations. The first method is an analytical solution, and the second is a numerical solution to the coning problem.

### The Analytical Solution Method

Using the expressions from previous method (3.2.1.2.3; 3.2.1.2.4):

$$r_{De} = 10$$

$$\varepsilon = 0.12$$

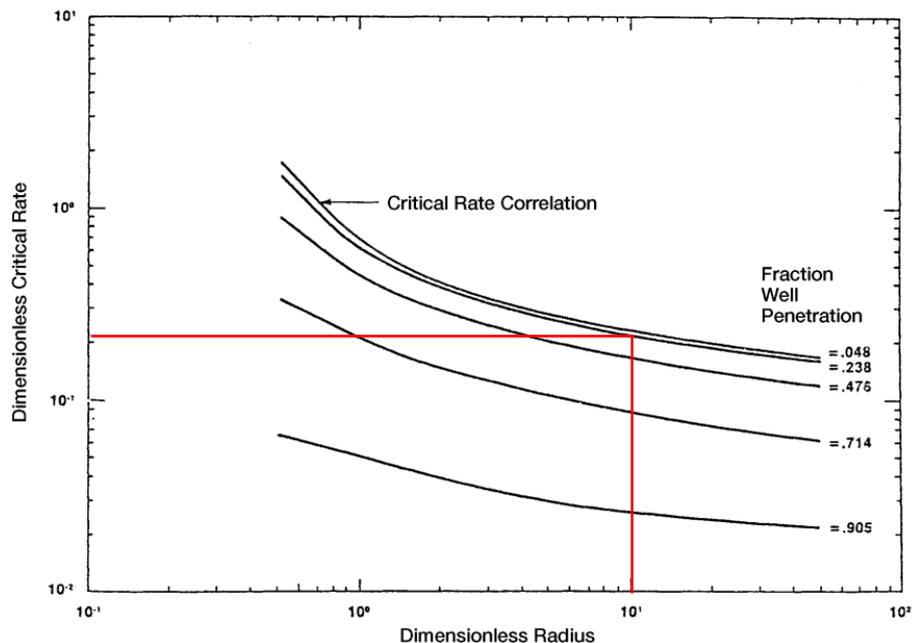


Figure 3.6. Critical rate correlation

$$q_{cD} = 0.21$$

Then, applying formula (3.2.1.2.6), obtain:

$$q_{cg} = 0.246 \cdot 10^{-4} \cdot \frac{53.8^2(0.83 \cdot 62.428 - 0.000768 \cdot 62.428)}{1.119 \cdot 10.6} 584.415 \cdot 0.21 = 38.1 \text{ STB/day}$$

$$38.1 \frac{\text{STB}}{\text{day}} \cdot 0.159 \cdot \rho_o = 5 \frac{\text{tones}}{\text{day}}$$

### The Numerical Solution Method

$$r_{De} = 10$$

Table 3.8.  $q_{cD}$  vs  $h_p$  relationship

$q_{cD1}(0.905)$	0.025	$h_{p1}$	0.905
$q_{cD2}(0.714)$	0.09	$h_{p2}$	0.714
$q_{cD3}(0.476)$	0.18	$h_{p3}$	0.476
$q_{cD4}(0.238)$	0.22	$h_{p4}$	0.238
$q_{cD5}(0.048)$	0.23	$h_{p5}$	0.048

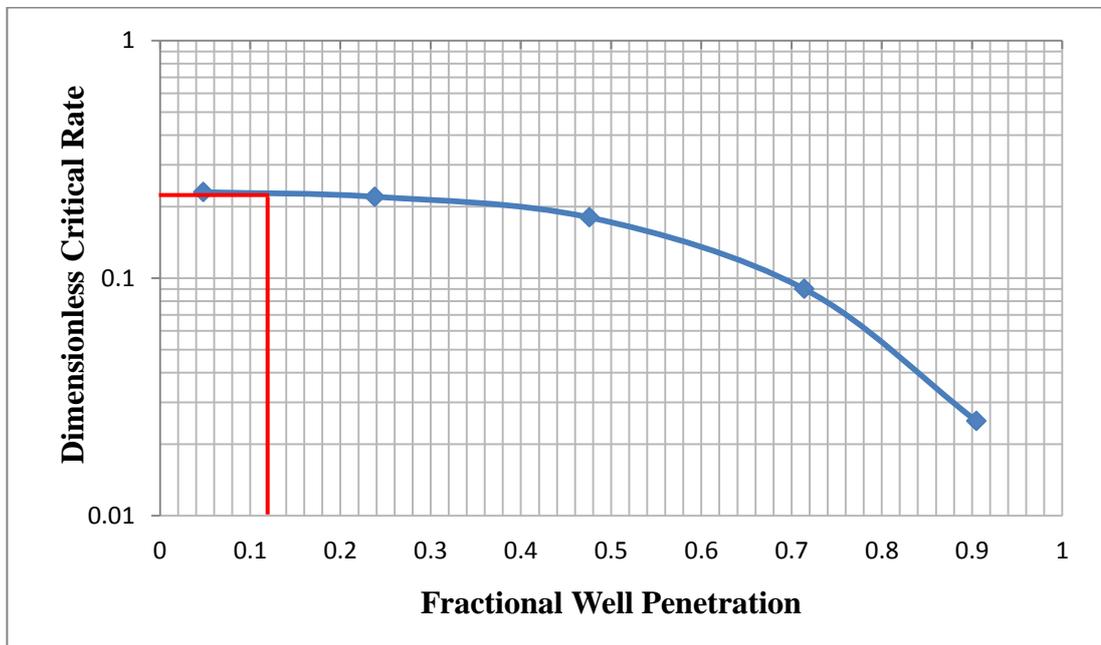


Figure 3.7. Plot  $q_{cD}$  vs  $h_p$

$$q_{cD} = 0.22$$

$$q_{cg} = 0.246 \cdot 10^{-4} \cdot \frac{53.8^2(0.83 \cdot 62.428 - 0.000768 \cdot 62.428)}{1.119 \cdot 10.6} 584.415 \cdot 0.22 = 40 \text{ STB/day}$$

$$40 \frac{STB}{day} \cdot 0.159 \cdot \rho_o = 5.27 \frac{tones}{day}$$

### Chaney et al Method

Chaney et al developed a set of working curves for determining oil critical flow rate. The authors proposed a set of working graphs that were generated by using a potentiometric analyzer study and applying the water coning mathematical theory as developed by Muskat-Wyckoff [39].

$$Q_{curve} = 570$$

$$q_{cg} = 0.2676 \cdot 10^{-4} \left[ \frac{k_o(\rho_o - \rho_g)}{\mu_o B_o} \right] Q_{curve} \quad (3.2.1.2.7)$$

$$q_{cg} = 0.2676 \cdot 10^{-4} \left[ \frac{584.415(0.83 \cdot 62.428 - 0.000768 \cdot 62.428)}{1.119 \cdot 10.6} \right] 570 = 38.22 \text{ STB/day}$$

$$38.22 \frac{STB}{day} \cdot 0.159 \cdot \rho_o = 5.043 \frac{tones}{day}$$

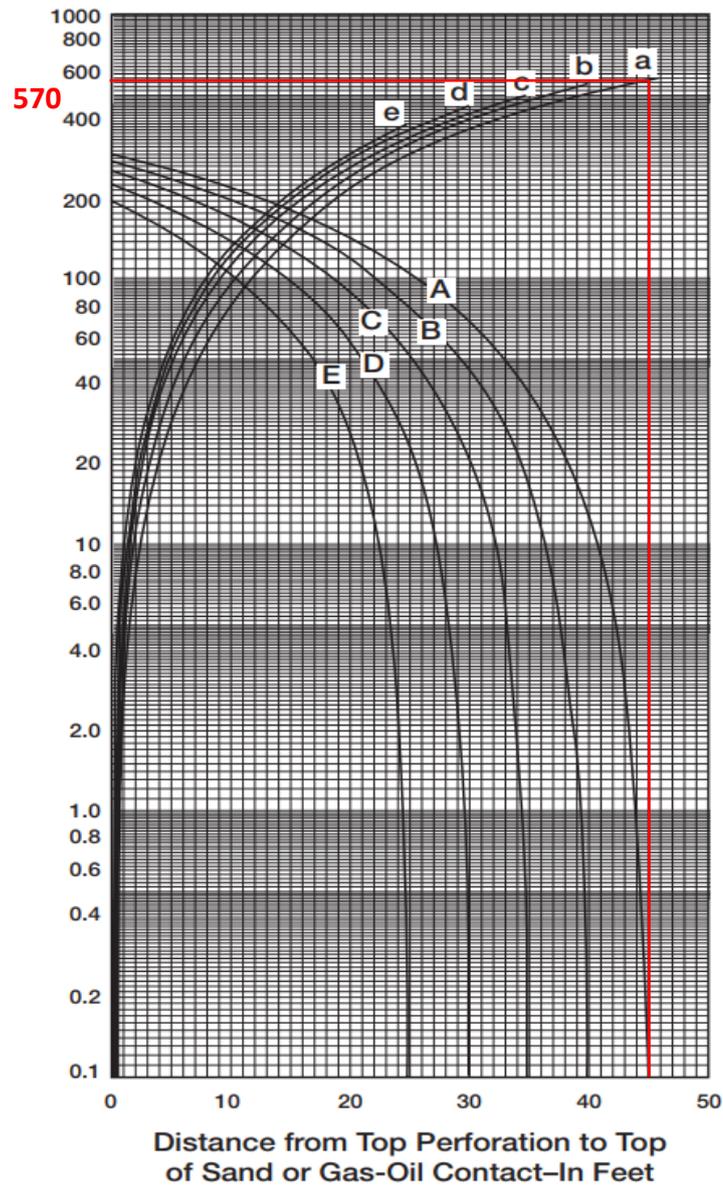


Figure 3.8. Critical production rate curves

### Chaperon Method

Chaperon proposed a simple relationship to estimate the critical rate of a vertical well in an anisotropic formation. The relationship accounts for the distance between the production well and boundary [40].

$$q_{cg} = 0.0783 \cdot 10^{-4} \left[ \frac{k_o (h - h_p)^2}{\mu_o B_o} \right] \Delta \rho q_c^* \quad (3.2.1.2.8)$$

$$q_c^* = 0.7311 + \left(\frac{1.943}{\alpha''}\right) \quad (3.2.1.2.9)$$

$$\alpha'' = \left(\frac{r_e}{h_p}\right) \sqrt{\frac{k_v}{k_h}} \quad (3.2.1.2.10)$$

$$\alpha'' = \left(\frac{656.168}{6.56}\right) \sqrt{0.01} = 10$$

$$q_c^* = 0.7311 + \left(\frac{1.943}{10}\right) = 0.92$$

$$q_{cg} = 0.0783 \cdot 10^{-4} \left[ \frac{584.415(53.8 - 6.56)^2}{1.119 \cdot 10.6} \right] (0.83 \cdot 62.428 - 0.000768 \cdot 62.428) \cdot 0.92$$

$$= 41.24 \text{ STB/day}$$

$$41.24 \frac{\text{STB}}{\text{day}} \cdot 0.159 \cdot \rho_o = \mathbf{5.44 \frac{\text{tones}}{\text{day}}}$$

## Schols Method

Schols developed an empirical equation based on results obtained from numerical simulator and laboratory experiments. His critical rate equation has the following form:

$$q_{cg} = 0.0783 \cdot 10^{-4} \left[ \Delta\rho \frac{k_o(h - h_p)^2}{\mu_o B_o} \right] \cdot [0.432 + 3.142/\ln(\frac{r_e}{r_w})] \left(\frac{h}{r_e}\right)^{0.14} \quad (3.2.1.2.11)$$

$$q_{cg} = 0.0783 \cdot 10^{-4} \left[ (0.83 \cdot 62.428 - 0.000768 \cdot 62.428) \frac{584.415(53.8 - 6.56)^2}{10.6 \cdot 1.119} \right] \cdot [0.432$$

$$+ 3.142/\ln(\frac{656.17}{0.246})] \left(\frac{53.8}{656.17}\right)^{0.14} = 33.3 \text{ STB/day}$$

$$33.3 \frac{\text{STB}}{\text{day}} \cdot 0.159 \cdot \rho_o = \mathbf{4.4 \frac{\text{tones}}{\text{day}}}$$

## Muskat Method

This method is based on relatively simple hydrostatic considerations and critical coning rate here is the rate of oil production at which the gas cone rises to a point just above the nearest perforations but stabilizes and no gas is produced (Fig. 3.9) [41].

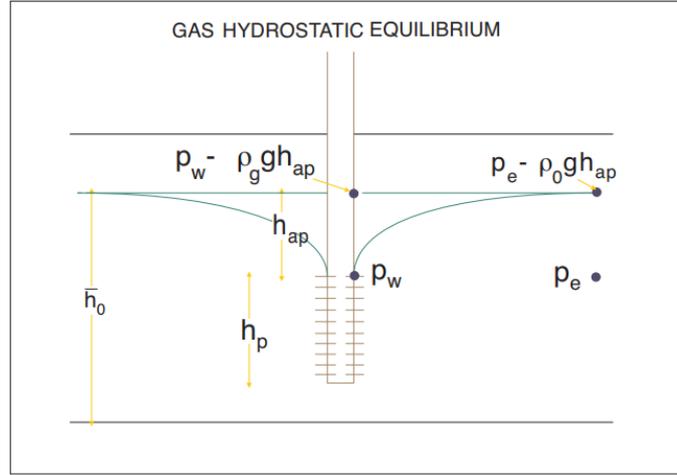


Figure 3.9. Gas Hydrostatic Equilibrium

For the case of single gas coning,

$$p_w - \rho_g g h_{ap} = p_e - \rho_o g h_{ap} \quad (3.2.1.2.12)$$

i.e.

$$p_e - p_w = (\rho_o - \rho_g) g h_{ap}$$

and critical rate in the case of single gas coning will be equal to:

$$q_{cg} = \frac{2\pi k_o h (p_e - p_w)}{B_o \mu_o (\ln \frac{r_e}{r_w} + S_{pp})} \quad (3.2.1.2.13)$$

consequently,

$$q_{cg} = \frac{2\pi k_o h (\rho_o - \rho_g) g h_{ap}}{B_o \mu_o (\ln \frac{r_e}{r_w} + S_{pp})} \quad (3.2.1.2.14)$$

However, to delay gas coning maximally, it is necessary to find primarily the location of optimum perforation. In the case of field D with inactive aquifer, the perforation should be located at the bottom of oil-saturated part for the purpose of maximum breakthrough time [25, 26].

The next step is to estimate  $S_{pp}$  – Brons and Marting pseudo-skin for partial penetration which is the function of  $b = \frac{h_p}{h}$  and  $h_D = \sqrt{k_v/k_h} \cdot \frac{h_s}{r_w}$  ( $h_s$  is illustrated at the Fig.3.10).

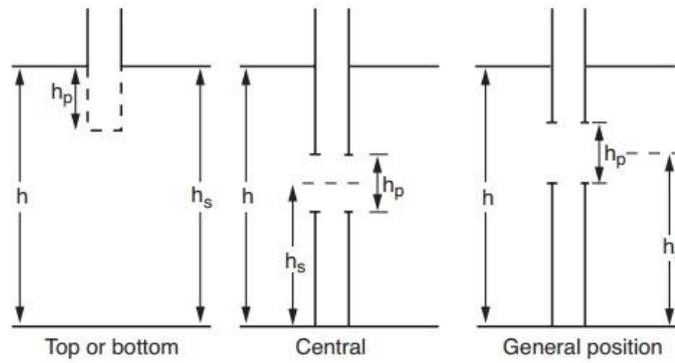


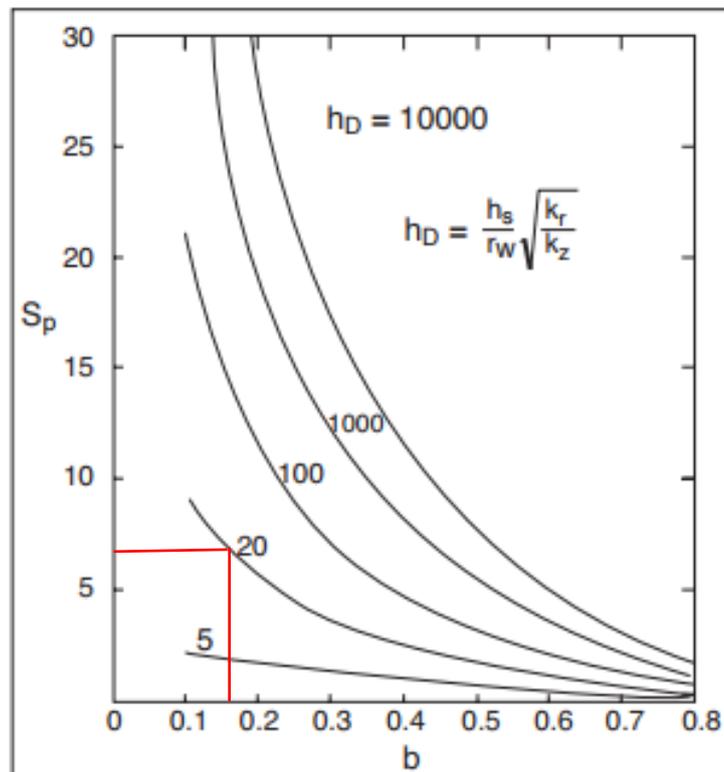
Figure 3.10.  $h_s$  variations

$$b = \frac{h_p}{h} = \frac{6.56}{53.8} = 0.12$$

$$h_s = h = 53.8 \text{ ft}$$

$$h_D = \sqrt{k_v/k_h} \cdot \frac{h_s}{r_w} = \sqrt{0.01} \cdot \frac{53.8}{0.492} = 21.9$$

Then, the value of  $S_{pp}$  from the plot can be found:



$$b = \frac{h_p}{h} \text{ Penetration ratio}$$

Figure. 3.11. Pseudo-skin due to partial penetration

$$S_{pp} = 7$$

Consequently, water and gas free oil critical rate can be estimated using formulae (3.2.1.2.14):

$$q_{cg} = \frac{2\pi k_o h (\rho_o - \rho_g) g h_{ap}}{B_o \mu_o \left( \ln \frac{r_e}{r_w} + S_{pp} \right)}$$

$$= \frac{2 \cdot 3.14 \cdot 584.415 \cdot 10^{-15} \cdot 53.8 \cdot 0.3048 \cdot (0.83 \cdot 1000 - 0.000768 \cdot 1000) \cdot 32.174 \cdot 0.3048 \cdot 53.8 \cdot 0.3048}{1.119 \cdot 10.6 \cdot 10^{-3} \left( \ln \frac{656.17 \cdot 0.3048}{0.246 \cdot 0.3048} + 7 \right)}$$

$$= 0.00004 \frac{m^3}{sec} = 3.45 \frac{m^3}{day}$$

Converting m<sup>3</sup> to tones:

$$q_{cg} = 2.46 \cdot \rho_o = 2.46 \cdot 0.83 = 2.86 \frac{tones}{day}$$

The results of other estimations are presented in the Table 3.9.

Table 3.9. Critical rates

Method	Meyer and Garder	Chierici-Ciucci	Hoyland et al	Chaney et al	Chaperon	Schols	Muskat	
Critical rate, t/day	2.99	3.6	5	5.27	5.04	5.44	4.4	2.86

### 3.2.1.3. Critical rate in presence of barrier

It is necessary to know what increase in production rate will be in the presence of barrier for the purpose of comprehension of barrier installation profitability [42]. The barrier size must be a reservoir rock properties and wellbore constants function. Thus, an expression that ties all these functional dependence together is the equation of critical coning rate. Thus, analysis leading to selection of the barrier size starts with critical rate equation generalization. So, Muskat critical rate equation may be written as:

$$q_{cg} = \frac{C_o}{\ln \frac{r_e}{r_w} + S_{pp}} \quad (3.2.1.3.1)$$

where

$$C_o = \frac{2\pi k_o h(\rho_o - \rho_g) g h_{ap}}{B_o \mu_o} \quad (3.2.1.3.2)$$

When a barrier of radius  $r_b$  has been formed at the GOC level, the applicable equation for new critical rate estimation becomes:

$$q_{cg}' = \frac{C_o}{\ln \frac{r_e}{r_b} + S_{pp}} \quad (3.2.1.3.3)$$

Obviously,  $q_{cg}'$  must be greater than or equal to  $q_{cg}$  or else the idea of barrier creation will be useless. By the same arguments,  $\ln(r_e/r_w) + S_{pp}$  must be greater than  $\ln(r_e/r_b) + S_{pp}$ . So,  $\ln(r_e/r_w) + S_{pp}$  equals to  $\ln(r_e/r_w) + S_{pp}$  if and only some constant  $(\gamma + S_{pp})$  is subtracted from it. Applying this knowledge, expression  $q_{cg}'$  may be rewritten:

$$q_{cg}' = \frac{C_o}{(\ln \frac{r_e}{r_w} + S_{pp}) - (\gamma + S_{pp})} = \frac{C_o}{(\ln \frac{r_e}{r_w} - \gamma)} \quad (3.2.1.3.4)$$

Thus, the comparison of equations 3.2.1.3.3 and 3.2.1.3.4 gives after simplification:

$$r_b = r_w e^\gamma \quad (3.2.1.3.5)$$

To restrict the barrier radius, it is obvious that the maximum value of  $\gamma$  should be such that the equation 3.2.1.3.4 denominator remains be positive. To achieve that:

$$\gamma_{max} = \ln \frac{r_e}{r_w} \quad (3.2.1.3.6)$$

Thus,

$$\gamma_{max} = \ln \frac{656.17}{0.246} = 7.89$$

Then, critical rates under different barrier radius conditions were estimated (Tab. 3.10) and the plot of barrier radius vs new critical rate was constructed (Fig. 3.12).

Table 3.10. Critical rates in presence of barrier

$\nu$	$e^\nu=r_b/r_w$	$r_b=r_w \cdot e^\nu$ , ft	$r_b$ , m	$\ln(r_e/r_b+S_{pp})$	$\ln(r_e/r_w+S_{pp})/\ln(r_e/r_b+S_{pp})$	$Q_{oc}'$ , STB/day	$Q_{oc}'$ , t/day
0	1	0.246	0.075	7.89	1	21.686	2.862
1	2.718	0.669	0.204	6.902	1.144	24.816	3.275
2	7.388	1.818	0.554	5.924	1.332	28.965	3.822
3	20.08	4.941	1.506	4.982	1.584	34.639	4.571
4	54.58	13.43	4.093	4.125	1.914	42.538	5.613
5	148.34	36.5	11.125	3.433	2.299	53.178	7.017
6	403.18	99.207	30.238	2.976	2.652	65.538	8.648
7	1095.8	269.65	82.188	2.737	2.884	76.250	10.062

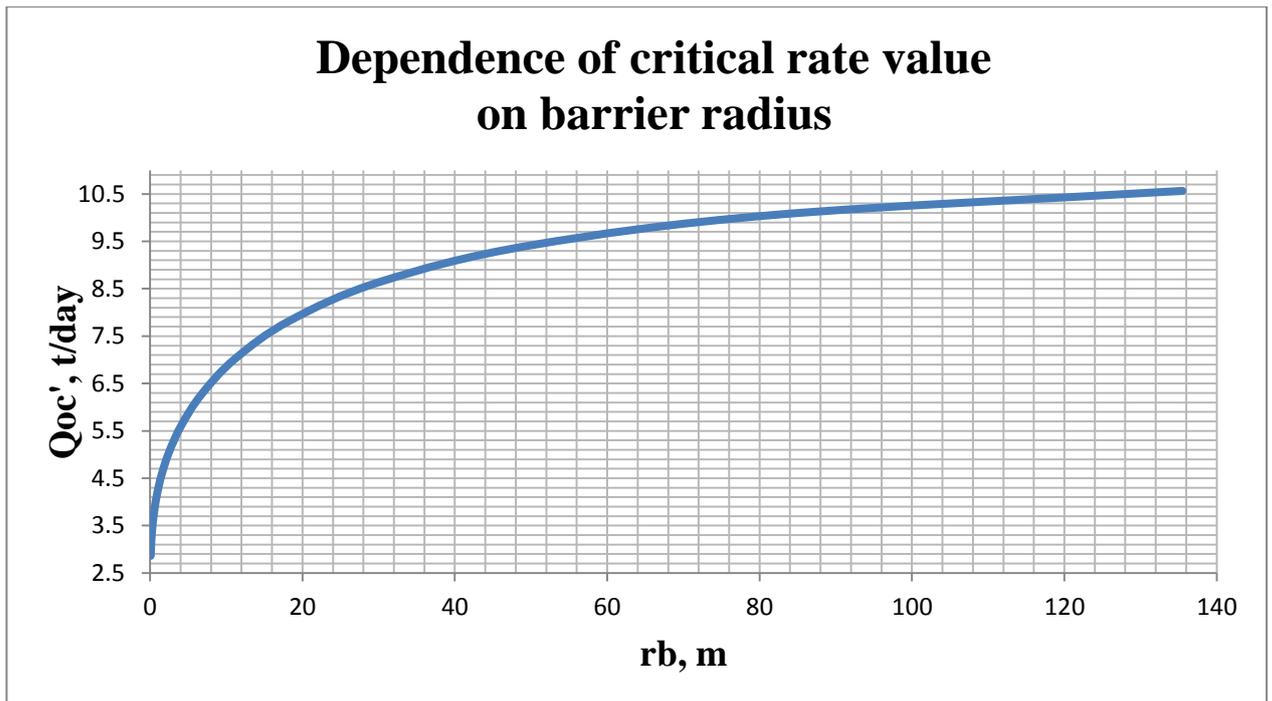


Figure 3.12. Dependence of critical rate value on barrier radius

### 3.2.2. Horizontal Producers

#### 3.2.2.1. Technology

The essence of the technique involves initial drilling of a branch horizontal injector that will be located at the level of gas-oil contact, having the same or greater length and direction as main horizontal producer.

This branch injector is intended for temporary existence. That is why its completion does not require cementing or equipping with liner. After injector construction, water will be injected until well injectivity decreases by the factor of ten. The decrease will confirm that the process of hydrate formation has been started. After oil rim reserves production this injector can be used for the purpose of gas production [43].

As a result of above-described actions, an ellipsoidal water pillow forms (Fig. 3.13). The water pillow interacts with gas cap gas leading to gas hydrates creation. Eventually formed gas hydrate barrier directly above producer drainage area is impermeable to reservoir fluids. Due to the fact that the drainage area of well is of the least pressures in the reservoir, there is the greatest possibility of cresting. This possibility will be fully eliminated by formed gas hydrate barrier.

The next step consists of main horizontal producer drilling from the same vertical well part as the injector. This producer will be located closer to WOC and will be equipped with slotted liner.

After all the producer construction operations, the well will be brought into production. The bottomhole pressure should not be less than the minimal pressure of hydrate formation at existent formation temperature. All these measures will allow keeping the hydrate barrier.

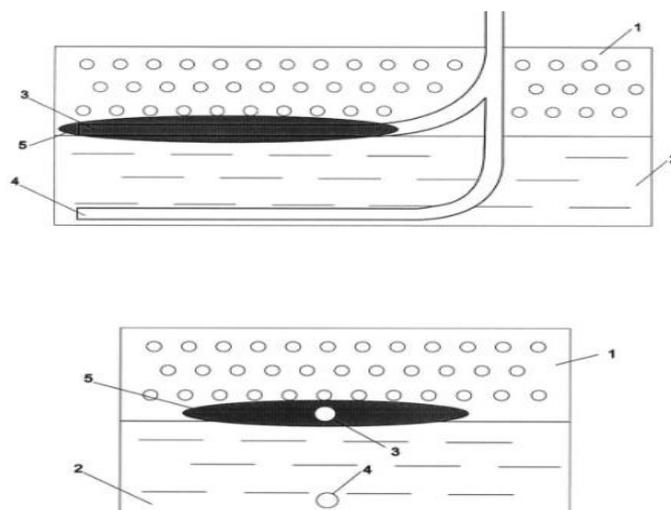


Figure 3.13. Schematic of the hydrate barrier creation method

(1 – gas-saturated reservoir part, 2 – oil-saturated reservoir part, 3 – branch horizontal injector, 4 – main horizontal producer, 5 – hydrate barrier)

### 3.2.2.2. Critical rate without barrier

The calculations of critical rate were also applied to horizontal wells, using the input data mentioned previously. There were used 4 models: Chaperon, Efros, Karcher and Joshi [45]. Again, there was selected the most accurate model of Joshi that accounts for anisotropy. All the calculated approaches are presented below.

#### Chaperon Method

Chaperon suggested a following method:

$$q_{cgs} = 0.0783 \cdot 10^{-4} \left( \frac{Lq_c^*}{y_e} \right) (\rho_o - \rho_g) \frac{k_h [h - (h - D_t)]^2}{\mu_o B_o} \quad (3.2.2.2.1)$$

The above equation is applicable under the following constraint:  $1 \leq \alpha'' < 70$  and  $2y_e < 4L$

$$\alpha'' = \left( \frac{y_e}{h} \right) \sqrt{\frac{k_v}{k_h}} \quad (3.2.2.2.2)$$

where

$D_t$  – distance between the GOC and the horizontal well;

$q_{cgs}$  – critical oil rate, STB/day;

$\rho$  – density, lb/ft<sup>3</sup>;

$k_h$  – horizontal permeability, md;

$h$  – oil column thickness, ft;

$y_e$  – half distance between two lines of horizontal wells (half drainage length perpendicular to the horizontal well);

$L$  – length of the horizontal well;

$q_c^*$  – dimensionless function.

Joshi correlated the dimensionless function  $F$  with the parameter  $\alpha''$ :

$$q_c^* = 3.9624955 + 0.0616438\alpha'' - 0.000504(\alpha'')^2 \quad (3.2.2.2.3)$$

Table 3.11. Input data estimation results

L, m	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
L,ft	328.08	656.17	984.25	1312.34	1640.42	1968.50	2296.59	2624.67	2952.76	3280.84
y <sub>e</sub> ,m	200									
y <sub>e</sub> ,ft	656.168									
α'	1.22									
q <sub>c</sub> *	4.04									

Table 3.12. Critical rate estimation results, t/day

Distance from WOC, m \ Length of the wellbore, m	Length of the wellbore, m										
	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000	
0	15.40	30.80	<b>46.20</b>	61.60	77.00	92.40	107.80	123.20	138.60	154.00	
1	13.58	27.16	<b>40.74</b>	54.32	67.90	81.48	95.05	108.63	122.21	135.79	
2	11.87	23.75	<b>35.62</b>	47.49	59.36	71.24	83.11	94.98	106.86	118.73	
3	10.28	20.56	<b>30.84</b>	41.12	51.41	61.69	71.97	82.25	92.53	102.81	
4	8.80	17.61	<b>26.41</b>	35.22	44.02	52.82	61.63	70.43	79.24	88.04	
5	7.44	14.88	<b>22.32</b>	29.76	37.21	44.65	52.09	59.53	66.97	74.41	
6	6.19	12.39	<b>18.58</b>	24.77	30.96	37.16	43.35	49.54	55.74	61.93	
7	5.06	10.12	<b>15.18</b>	20.24	25.30	30.36	35.41	40.47	45.53	50.59	

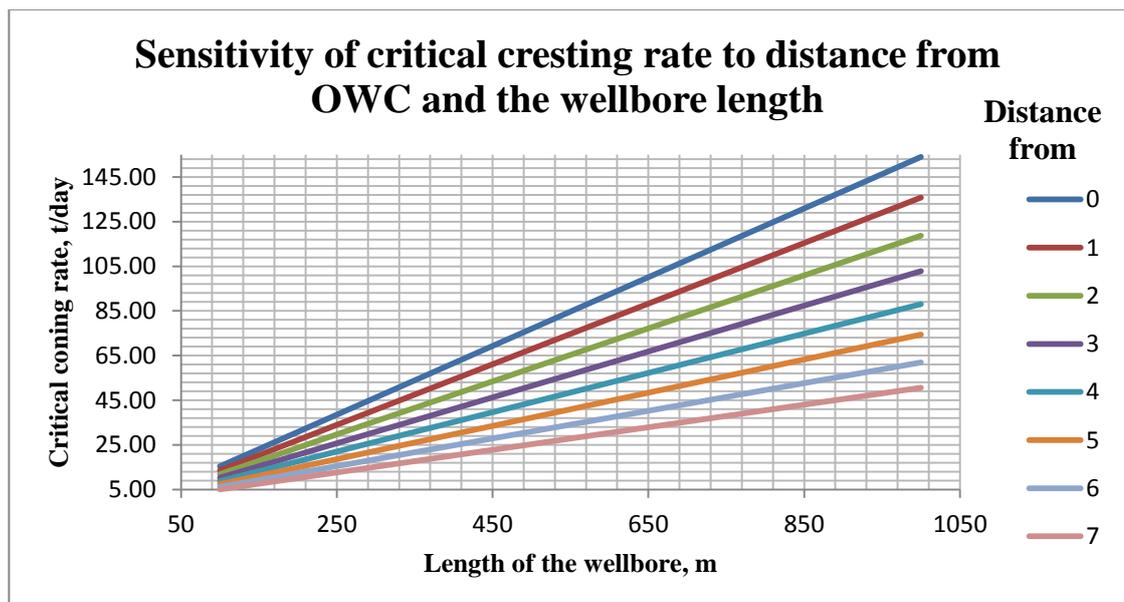


Figure 3.14. Sensitivity analysis of critical coning rate dependence on wellbore length and distance from OWC

## Efros Method

Efros proposed a critical flow rate correlation that is based on the assumption that the critical rate is nearly independent of drainage radius. The correlation does not account for the effect of the vertical permeability.

$$q_{cg} = 0.0783 \cdot 10^{-4} \frac{k_h(\rho_o - \rho_g)[h - (h - D_t)]^2 L}{\mu_o B_o [y_e + \sqrt{y_e^2 + \left(\frac{h^2}{3}\right)}]} \quad (3.2.2.2.4)$$

where

$D_t$  – distance between the GOC and the horizontal well;

$L$  – length of the horizontal well, ft;

$y_e$  – half distance between two lines of horizontal wells, ft;

$\rho$  – density, lb/ft<sup>3</sup>;

$h$  – net pay thickness, ft;

$k$  – permeability, md.

Table 3.13. Input data estimation results

L, m	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
L,ft	328.08	656.17	984.25	1312.34	1640.42	1968.50	2296.59	2624.67	2952.76	3280.84
$y_e$ ,m	200									
$y_e$ ,ft	656.168									

Table 3.14. Critical rate estimation results, t/day

Distance from WOC, m \ Length of the wellbore, m	Length of the wellbore, m									
	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
0	1.91	3.81	<b>5.72</b>	7.63	9.53	11.44	13.34	15.25	17.16	19.06
1	1.68	3.36	<b>5.04</b>	6.72	8.40	10.09	11.77	13.45	15.13	16.81
2	1.47	2.94	<b>4.41</b>	5.88	7.35	8.82	10.29	11.76	13.23	14.70
3	1.27	2.55	<b>3.82</b>	5.09	6.36	7.64	8.91	10.18	11.45	12.73
4	1.09	2.18	<b>3.27</b>	4.36	5.45	6.54	7.63	8.72	9.81	10.90
5	0.92	1.84	<b>2.76</b>	3.68	4.61	5.53	6.45	7.37	8.29	9.21
6	0.77	1.53	<b>2.30</b>	3.07	3.83	4.60	5.37	6.13	6.90	7.67
7	0.63	1.25	<b>1.88</b>	2.51	3.13	3.76	4.38	5.01	5.64	6.26

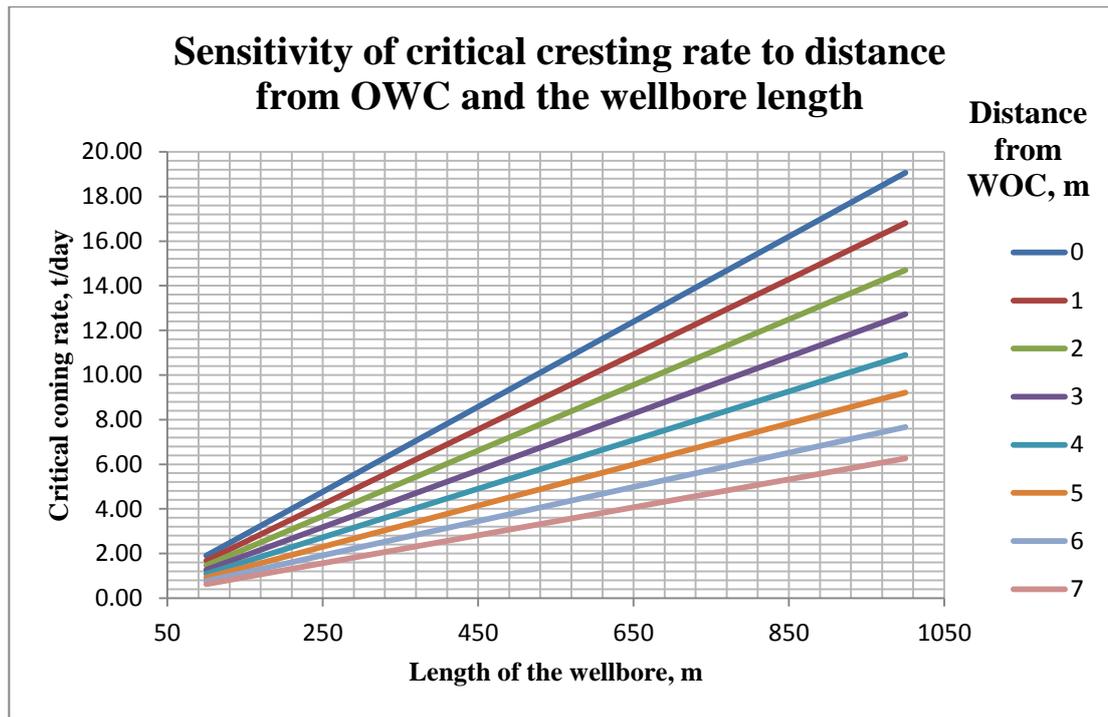


Figure 3.15. Sensitivity analysis of critical cresting rate dependence on wellbore length and distance from OWC

### Karcher's Method

Karcher proposed a correlation that produces a critical oil flow rate value similar to that of Efros' equation. Again, the correlation does not account for the vertical permeability.

$$q_{cg} = 0.0783 \cdot 10^{-4} \frac{k_h(\rho_o - \rho_g)[h - T]^2 L}{\mu_o B_o (2y_e)} \cdot \left[1 - \left(\frac{h - T}{y_e}\right)^2 \left(\frac{1}{24}\right)\right] \quad (3.2.2.2.5)$$

where

$$T = h - D_t$$

$D_t$  – distance between the GOC and the horizontal well.

Table 3.15. Input data estimation results

L, m	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
L,ft	328.08	656.17	984.25	1312.34	1640.42	1968.50	2296.59	2624.67	2952.76	3280.84
$y_e$ ,m	200									
$y_e$ ,ft	656.168									

Table 3.16. Critical rate estimation results, t/day

Length of the wellbore, m \ Distance from WOC, m	100	200	<b>300</b>	400	500	600	700	800	900	1000
0	1.91	3.81	<b>5.72</b>	7.63	9.53	11.44	13.35	15.25	17.16	19.07
1	1.68	3.36	<b>5.04</b>	6.73	8.41	10.09	11.77	13.45	15.13	16.81
2	1.47	2.94	<b>4.41</b>	5.88	7.35	8.82	10.29	11.76	13.23	14.70
3	1.27	2.55	<b>3.82</b>	5.09	6.37	7.64	8.91	10.19	11.46	12.73
4	1.09	2.18	<b>3.27</b>	4.36	5.45	6.54	7.63	8.72	9.81	10.90
5	0.92	1.84	<b>2.76</b>	3.69	4.61	5.53	6.45	7.37	8.29	9.22
6	0.77	1.53	<b>2.30</b>	3.07	3.83	4.60	5.37	6.14	6.90	7.67
7	0.63	1.25	<b>1.88</b>	2.51	3.13	3.76	4.39	5.01	5.64	6.27

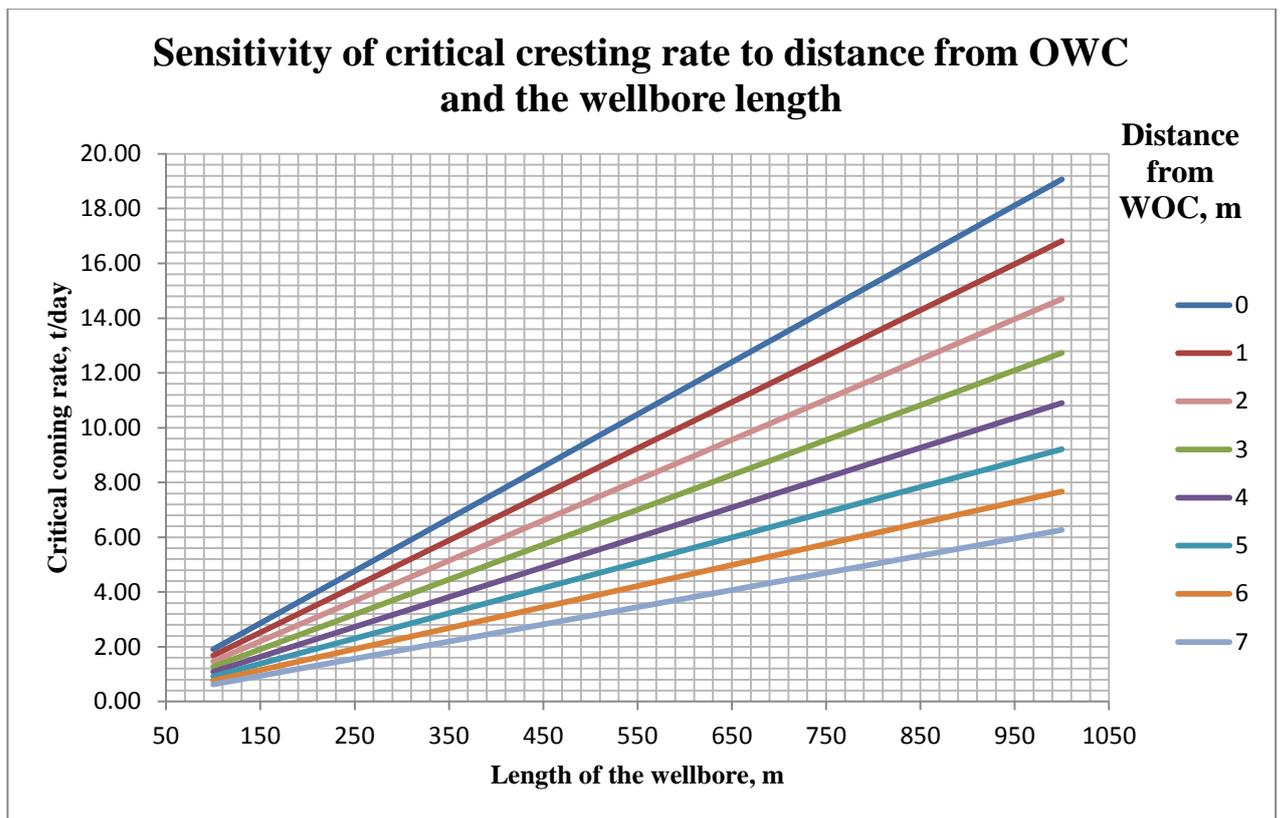


Figure 3.16. Sensitivity analysis of critical coning rate dependence on wellbore length and distance from OWC

## Joshi Method

Joshi suggested the drainage area of a horizontal well to be represented by 2 half circles with radius which is equal to  $b$  (and the same as a vertical well radius  $r_{ev}$ ) at both ends and a rectangle, of dimensions of  $L(2b)$ , in the rectangle center. Thus, the drainage area:

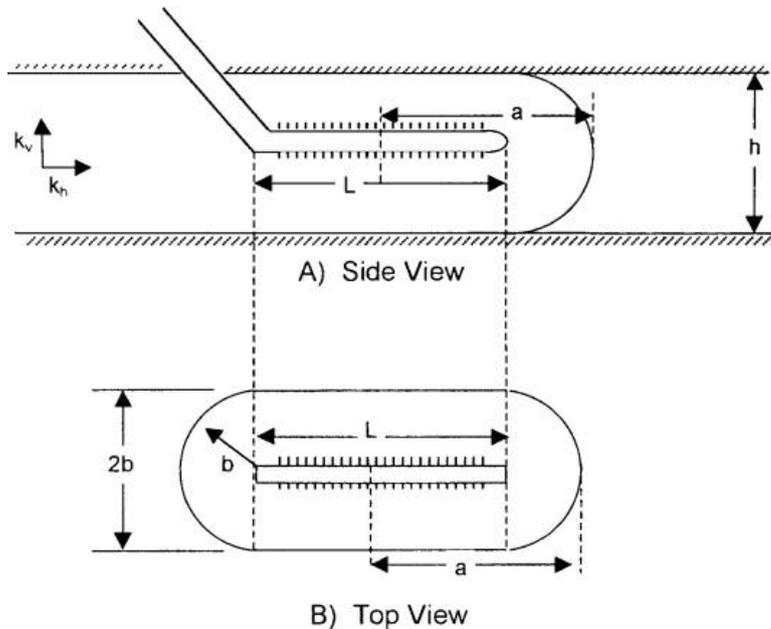


Figure 3.17. Horizontal well drainage area [45]

$$A = \frac{L(2b) + \pi b^2}{43.56} \quad (3.2.2.2.6)$$

where

$A$  – drainage area, acres;

$L$  – length of the horizontal well, ft;

$b$  – half minor axis of an ellipse, ft.

Then, it is necessary to estimate well drainage radius  $r_{eh}$ :

$$r_{eh} = \sqrt{\frac{43.56A}{\pi}} \quad (3.2.2.2.7)$$

Next step includes half the major axis of drainage ellipse  $a$  and effective wellbore radius  $r_w'$  calculation:

$$a = \left(\frac{L}{2}\right) \left[0.5 + \sqrt{0.25 + \left(\frac{2r_{eh}}{L}\right)^4}\right]^{0.5} \quad (3.2.2.2.8)$$

$$r_w' = \frac{r_{eh} \left[ \frac{L}{2a} \right]}{\left[ 1 + \sqrt{1 - \left[ \frac{L}{2a} \right]^2} \right] \left[ \frac{h}{2r_w} \right]^{h/L}} \quad (3.2.2.2.9)$$

Then critical rate may be estimated:

$$q_{cg} = 0.0246 \cdot 10^{-3} \frac{(\rho_o - \rho_g) k_h [h^2 - (h - D_t)^2]}{\mu_o B_o \left( \frac{\ln(r_{eh})}{r_w'} \right)} \quad (3.2.2.2.10)$$

where

$r$  = density, lb/ft<sup>3</sup>;

$k_h$  = horizontal density, md;

$D_t$  = distance between the horizontal well and GOC, ft;

$r_w$  = wellbore radius, ft.

Table 3.17. Input data estimation results

L, m	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
L,ft	328.08	656.17	984.25	1312.34	1640.42	1968.50	2296.59	2624.67	2952.76	3280.84
b,m	200									
b,ft	656.168									
A, acres	38815	46578	54341	62104	69867	77630	85393	93157	100920	108683
$r_{eh}$ , ft	733.62	803.64	868.03	927.96	984.25	1037.49	1088.13	1136.52	1182.92	1227.58
A, ft	783.27	915.54	1050.38	1186.49	1323.18	1460.10	1597.02	1733.83	1870.46	2006.86
$r_w'$ , ft	35.97	101.35	167.05	230.94	293.07	353.81	413.52	472.51	531.07	589.49

Table 3.18. Critical rate estimation results, t/day

Length of the wellbore, m Distance from WOC, m										
	100	200	<b>300</b>	400	500	600	700	800	900	1000
0	7.88	11.36	<b>14.13</b>	16.57	18.85	21.02	23.16	25.27	27.41	29.59
1	7.85	11.32	<b>14.07</b>	16.51	18.78	20.95	23.07	25.18	27.31	29.48
2	7.77	11.19	<b>13.92</b>	16.33	18.57	20.71	22.81	24.90	27.00	29.15
3	7.62	10.98	<b>13.65</b>	16.02	18.22	20.32	22.38	24.43	26.49	28.60
4	7.41	10.68	<b>13.29</b>	15.59	17.73	19.77	21.78	23.77	25.78	27.83
5	7.15	10.30	<b>12.81</b>	15.03	17.10	19.07	21.00	22.92	24.86	26.84

6	6.83	9.84	<b>12.24</b>	14.35	16.32	18.21	20.06	21.89	23.74	25.63
7	6.45	9.29	<b>11.55</b>	13.55	15.41	17.19	18.94	20.67	22.42	24.20

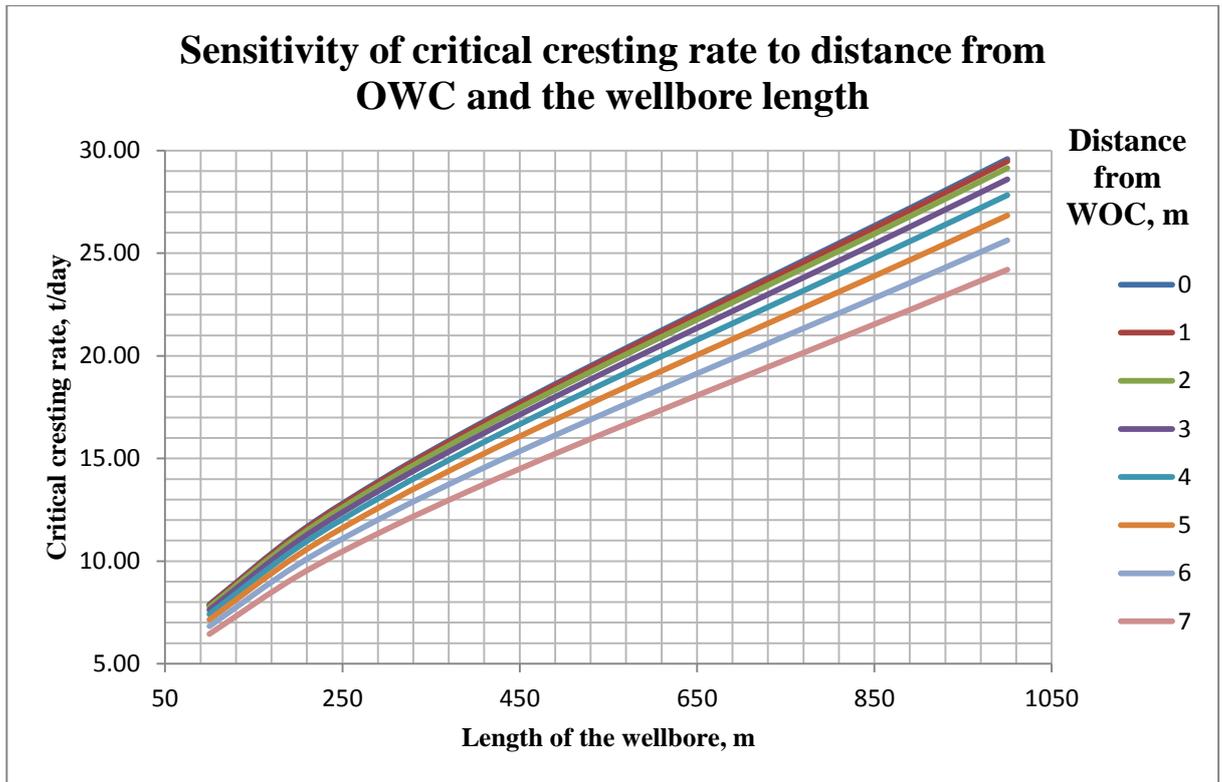


Figure 3.17. Sensitivity analysis of critical cresting rate dependence on wellbore length and distance from OWC

### 3.3. Conclusion on the chapter

- The minimum pressure that must exist in the reservoir and well against the GOC level for reservoir temperature 9 ° is 29.65 atm which is the pressure of hydrate formation in given conditions.
- Critical coning rate estimation has demonstrated that the presence of barrier in vertical wells does not have such significant effect although increases critical coning rate in this type of wells.
- Critical cresting rate estimation has demonstrated that horizontal wells show better performance than vertical even without barrier.
- Due to the facts described above, horizontal wells should be chosen for further reservoir simulation analysis.

## **6. БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА**

### **6.1. Основные направления обеспечения безопасности и экологичности производственных процессов**

При разработке нефтегазоконденсатных месторождений на людей, экологическую систему и инженерно-технический комплекс предприятия негативное действие оказывают следующие факторы:

- психофизические факторы (нервно-психические и физические перегрузки организма работников);
- физические факторы (тепловые и световые излучения, ударные волны, электрический ток, механизмы, движущиеся машины, незащищенные элементы производственного оборудования, виброакустические факторы);
- химические факторы (действие вредных веществ, распространившихся на поверхности земли, территории рабочих площадок и помещений, в воздухе, водной среде).

Углеводороды, входящие в состав природного газа, нефти и газового конденсата образуют с воздухом пожаровзрывоопасные смеси. При взрыве газозудной или паровозудной смеси или пыли образуется ударная волна.

Удары током могут произойти при недостаточном заземлении оборудования, при накоплении статического электричества, при отсутствии молниеотводов на зданиях. Возможные источники поражения электрическим током: линии электропередач, трансформаторы, различное оборудование, находящееся под напряжением.

Действие вредных веществ на организм приводит к его отравлению и зависит от концентрации самого вещества, токсичных свойств и продолжительности воздействия. Отравление людей может произойти вследствие разлива нефти, метанола, конденсата или других опасных жидкостей, при вдыхании паров или через кожу.

Шум возникает при движении нефти и газа в оборудовании, в цехах, при исследованиях и продувке скважин. При постоянном воздействии на работника шум приводит к нарушению деятельности сердечно-сосудистой и нервной систем.

К основным видам загрязнений экосистемы в результате деятельности предприятия относятся следующие: выбросы в почву, водоемы и атмосферу значительного количества производственных отходов, загрязняющих почву, воду и воздух; выбросы нефти и газа на устье скважины при продувке или исследованиях, неполное сгорание газа на факелах.

Разлившиеся углеводороды, опасно изменяя состав и свойства воды, превращают ее в токсичное вещество, которое опасно воздействует на рыб и других обитателей водоемов. Проникая в плодородную почву, загрязнители изменяют ее физико-химические свойства, разрушают почвенную структуру, диспергируют частицы, изменяют соотношение между углеродом и азотом, режим почв и корневого питания растений.

При высоких уровнях воздействия негативных факторов на человека наблюдаются острые или хронические заболевания, а также травмирование людей.

Последствия действия негативных факторов оценивают в следующих формах: чрезвычайная ситуация (ЧС), чрезвычайное происшествие (ЧП) и несчастный случай.

Для месторождения возможны следующие виды чрезвычайных ситуаций и происшествий:

- взрывы паровоздушной смеси в результате утечки газа, нефти и конденсата, с последующим разрушением инженерно-технического комплекса;
- крупномасштабные пожары на промысловых трубопроводах или на промыслах;
- разливы на больших площадях таких сильнодействующих веществ как метанол, кислота, щелочь и другие.

Обеспечение безопасности жизнедеятельности в техносфере на территории предприятия осуществляется по следующим направлениям:

- обеспечение защиты в чрезвычайных ситуациях людей, являющихся работниками инженерно-технического комплекса предприятия;
- разработка эффективных мероприятий, обеспечивающих безопасность технологических процессов и технических систем, а также их внедрение;
- проведение комплекса мероприятий по обеспечению безопасности в области экологии в районе хозяйствующего объекта.

Решением задач по вышеперечисленным направлениям на предприятии занимается отдел по делам гражданской обороны и чрезвычайным ситуациям и отдел охраны окружающей среды и природы. Отделом по охране окружающей среды ведется постоянный контроль количества выбросов в атмосферу вредных веществ. Кроме этого, за производственной деятельностью предприятия ведут надзор службы, непосредственно не относящиеся к деятельности предприятия: пожарный надзор, районные экологические службы, санэпидемстанция, Госгортехнадзор и другие.

Для того, чтобы сделать вывод о безопасности и экологичности дипломного проекта ниже будет проведена оценка достигнутого уровня безопасности на предприятии.

## **6.2. Оценка эффективности мероприятий по обеспечению безопасности технических систем и технологических процессов**

### **6.2.1. Обеспечение пожаро- и взрывобезопасности**

В целях обеспечения пожаро- и взрывобезопасности на предприятии проводят нижеперечисленные организационные и инженерно-технические мероприятия.

Проводится обучение персонала действиям и обязанностям при пожаре в целях пожарной безопасности: порядку осмотра и приведения в пожаробезопасное состояние установок и помещений, порядку отключения вентиляции, аварийной остановки оборудования, электрооборудования, правилам вызова пожарной охраны, правилам применения первичных средств пожаротушения. По всем мероприятиям, перечисленным выше, проводятся практические периодические тренировки.

На видных местах необходимо размещать схемы эвакуации людей в случае пожара, инструкции, определяющие действие персонала по обеспечению безопасной и быстрой эвакуации, устройства систем оповещения о пожаре, таблички с указанием телефона пожарной части.

В цехах главными системами по обеспечению пожарной безопасности являются системы противопожарной защиты и предотвращения пожаров, включая организационно-технические мероприятия.

Система предотвращения пожара представляет собой комплекс организационных мероприятий и технических инструментов, направленных на исключение возможности пожара.

Предотвращение пожара достигается:

- поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой;
- устранением образования в горючей среде источника зажигания;
- поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого.

Пожаротушение осуществляется от сети хозяйственно-питьевого и противопожарного надземного водопровода через незамерзающие пожарные гидранты. Внутренние пожаротушения осуществляются от пожарных кранов, установленных внутри помещений. Противопожарный запас воды хранится в двух резервуарах, оборудованных огневыми

подогревателями и тепловой изоляцией. Необходимый расход и напор достигаются стационарными насосами, размещенными в насосной оборотного водоснабжения.

Управление пожарными насосами осуществляется дистанционно и по месту. Резервный насос автоматически включается при падении на рабочем насосе давления нагнетания.

Автоматическое пожаротушение в технологических корпусах осуществляется воздушно-механической пеной через пеногенераторы средней кратности типа ГПС-600.

В производственных помещениях, сооружениях предусмотрены порошковые огнетушители типа ОПА – 100, которые размещаются вблизи мест наиболее вероятного их применения и могут применяться как в автоматическом, так и в ручном режиме. Автоматическая система пуска огнетушителя срабатывает при появлении в защищаемом пространстве открытого пламени или при повышении температуры.

В насосной пенотушения приняты насосы марки Д-320/70. Раствор пенообразователя хранится в резервуарах, оборудованных подогревающими змеевиками и тепловой изоляцией.

Ответственность за пожарную безопасность участков, отдельных цехов, складов и других технологических помещений несут лица, исполняющие обязанности специалистов промысла или сами специалисты промысла, в ведении которых эти объекты находятся. Разрабатываются инструкции о мерах и средствах пожарной безопасности руководителем технологических участков, затем до ввода объекта в эксплуатацию, они утверждаются главным инженером.

Сооружения, подсобные и производственные помещения, склады, установки обеспечены пожарным инвентарем и первичными инструментами пожаротушения.

На территории, где возможно скопление природных или техногенных горючих газов, проезд тракторов и автомашин разрешается только в случае их оборудования искрогасителями. Курение разрешается в специально оборудованных и отведенных для этого местах. Для контроля за состоянием воздуха на производственных объектах и складах установлены автоматические газоанализаторы.

Все здания предусмотрены III степени огнестойкости [СНиП 21-01 97]. Помещения категории «А» отделены от помещений категории «Д» и коридоров противопожарными перегородками.

В местах проемов в противопожарных перегородках, отделяющих помещения категории «А» от помещений других категорий, коридоров, предусмотрены тамбур шлюзы с постоянным подпором воздуха.

## **6.2.2. Защита от действия токсичных и вредных веществ при их сбросах и выбросах**

Для защиты от вредного воздействия природных газов, действующих удушающе при содержании в больших концентрациях, используют индивидуальные средства защиты такие, как: изолирующие противогазы марки КИП-7 и РКК-1, фильтрующий противогаз с коробкой марки М или КД.

## **6.2.3. Обеспечение электробезопасности**

Электрический ток представляет большую опасность при неправильном обращении с ним. Если другие производственные опасности имеют определенные внешние проявления, то электрический ток их не имеет. Это обстоятельство требует особо серьезного внимания к вопросам электробезопасности со стороны работников промысла.

Для обслуживания электроустановок применяют электроизолирующие средства, такие как: оперативные штанги, диэлектрические перчатки, указатели напряжения, измерительные и изолирующие клещи, инструмент с изолирующими рукоятками; кроме этого применяются следующие средства: изолирующие подставки, резиновые коврики, диэлектрические галоши (боты), изолирующие дорожки.

При работе на высоте используют страховочные канаты и предохранительные пояса, монтерские когти. Для защиты от механических, тепловых, световых и химических негативных воздействий используют рукавицы, защитные очки, противогазы, каски.

Установлено 5 квалификационных групп по электробезопасности, каждая из которых предусматривает соответствующий объем требований в отношении профессиональных знаний, стажа работы в электроустановках и практических навыков.

Электробезопасность обеспечивается устройством защитного зануления всех нетоковедущих частей электрооборудования, которые в результате повреждений могут быть под напряжением. В помещении с нормальной средой для зануления используются нулевые провода сети, металлические конструкции зданий с обеспечением непрерывности электрической цепи, поэтому зануление производится в соответствии со СНиП 3.05.06-85 и «Инструкцией по устройству сетей заземления и молниезащите» и должно соответствовать «Правилам устройства электроустановок» ПУЭ-7.

Во взрывоопасных зонах используются для зануления проводники, специально предназначенные для этой цели.

Для сокращения вероятности поражения током во время применения переносных светильников, ручного электроинструмента и ламп используется пониженное напряжение. Источниками такого напряжения являются аккумуляторы или понижающие трансформаторы.

С целью защиты от статического электричества технологическое оборудование и трубопроводы заземлены. Наибольшее сопротивление контура заземления от статического электричества не превышает 100 Ом.

Для минимизации генерирования зарядов статического электричества различные диэлектрические материалы, включая ЛВЖ, транспортируются с малыми скоростями по трубопроводам. Лимиты скорости транспортирования принимаются индивидуально в зависимости от длины трубопроводов, диаметра и свойств жидкости.

С целью избегания накопления и, в первую очередь, образования статического электричества от падающей струи, трубы для заполнения емкостей спущены почти до уровня дна, под уровень имеющейся в емкости жидкости.

Также предусмотрена защита технологических установок технологических помещений и сооружений от электромагнитной и электрической индукции. Предупреждение ударов молний осуществляется дымовыми трубами, которые присоединены к заземлителям.

#### **6.2.4. Обеспечение комфортных условий труда работников**

Главным документом, предписывающим санитарно-гигиенические нормы и требования, являются «Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий». На каждого работника предписан объем технологических помещений не менее 15 м<sup>3</sup>, высота технологических помещений не менее 3,2 м, площадь не менее 4,5 м<sup>2</sup>. Полы в помещениях нескользкие и ровные.

Площади санитарно-бытовых помещений (умывальные, гардеробные, помещения для сушки спецодежды, помещения для приема пищи, отдыха, туалеты) и оборудование соответствуют санитарным нормам. Помещения бытового назначения оборудованы канализацией, водопроводом, вентиляцией, электрическим освещением, отоплением.

Все технологические помещения категории А оборудованы системами аварийной вентиляции, а также приточно-вытяжными вентиляционными установками, есть естественная вентиляция.

Общеобменная приточно-вытяжная вентиляция предусмотрена для создания воздухообмена внутри производственных помещений во время ведения технологического процесса. Забор воздуха вентиляционными установками производится через воздухозаборную камеру.

При массовом выделении паров и газов в технологических цехах, способных создавать в смеси с воздухом взрывоопасные концентрации, есть аварийная вентиляция.

На рабочих местах предусмотрено равномерное распределение яркости, достаточная освещенность, постоянство освещенности во времени, отсутствие резких теней.

Работники нефтегазодобывающих предприятий снабжаются спецобувью и спецодеждой общего назначения: плащ непромокаемый, костюм (комбинезон) хлопчатобумажный, рукавицы брезентовые, сапоги кирзовые или резиновые, костюм утепленный для метеоусловий – со сроками носки в месяцах согласно нормам в особом климатическом поясе, к которому относится и территория республики Саха (Якутия), дополнительно к теплой спецодежде выдаются: шапка-ушанка, полушубок, рукавицы меховые, валенки. Для работающих на открытом воздухе в летнее время в условиях Восточной Сибири предусматривается дополнительная выдача костюмов защитных от гнуса, обладающих репеллентными (отпугивающими) свойствами.

Кроме этого работникам для выполнения определенных видов работ выдаются дополнительно: защитные щитки и маски для одновременной защиты глаз и лица, защитные очки различных типов, средства защиты органов дыхания (респираторы, противогазы), предохранительные пояса ВР и ВМ, средства защиты органов слуха (вкладыши, наушники, шлемы), электрозщитные средства (диэлектрические перчатки, галоши, боты), защитные каски, защитные мази и пасты.

В целом по предприятию уровень безопасности технологических систем и проводимых мероприятий остается высоким, о чем свидетельствует уменьшение показателей производственного травматизма, профзаболеваемости и отсутствие аварий. Рассматриваемые в дипломном проекте мероприятия не снижают уровень безопасности.

### **6.3. Мероприятия по обеспечению безопасности в чрезвычайных ситуациях**

Отдел по делам ГО и ЧС предприятия обеспечивает безопасность в ЧС, поэтапно решая задачи:

- выявление потенциальных видов ЧС и оценка риска их возникновения;
- прогнозирование последствий ЧС;
- выбор, обоснование и реализация комплекса организационных и инженерно-технических мероприятий по предотвращению и снижению ущерба от ЧС.

Основные виды возможных чрезвычайных ситуаций – это техногенные и природные ЧС. К техногенным ЧС относятся: взрывы паровоздушных смесей, отключение электроэнергии, разливы ядовитых сильнодействующих веществ.

Для предотвращения и снижения ущерба от чрезвычайных ситуаций, на территории Ямало-Ненецкого автономного округа организован мониторинг потенциально опасных хозяйственных объектов и природной среды. Его целями являются оценка состояния природной и техногенной среды и наблюдение с целью обнаружения вероятной опасности для хозяйственных объектов и населения.

Для координации действий в области контроля и прогнозирования опасных природных и технических процессов на федеральном уровне создана межведомственная автономная сеть наблюдения и лабораторного контроля (СНЛК). В нее включены учреждения гидрометеослужбы, здравоохранения, контролирующие радиоактивное, химическое, биологическое и другие виды заражения, службы охраны окружающей среды, сельскохозяйственные учреждения, а также организации и учреждения мелиорации и водного хозяйства, пищевой, молочной промышленности, министерства морского и речного флота, путей сообщения и т.п.

Контроль за обстановкой на хозяйственных объектах организован следующим образом. На территории всех потенциально опасных объектов и прилегающей к ним территории ведется повседневный контроль за обстановкой. К потенциально опасным хозяйственным объектам относятся химически, радиационно, пожаро-взрывоопасные, гидродинамические и биологически опасные объекты. Контроль осуществляют службы и подразделения соответствующих хозяйственных объектов, оснащенные всеми необходимыми техническими средствами, материалами и обученным персоналом. На хозяйственных объектах, не отнесенных к категории потенциально опасных, контроль за обстановкой осуществляют только при непосредственной угрозе заражения или затопления объекта и прилегающей к нему территории. Для этого заблаговременно создают, оснащают и обучают необходимые формирования (звенья, группы, посты специальной разведки, связи).

Планирование действий по предупреждению и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций осуществляется отделом по делам гражданской обороны и чрезвычайных ситуаций республики Саха (Якутия).

Чрезвычайная ситуация может возникнуть:

- при обнаружении в основных элементах аппаратов трещин, выпучин, пропуска газа и жидкости, запотевания в сварных швах, разрыва прокладок;
- при возникновении пожара непосредственно угрожающего оборудованию;
- при повышении давления выше допустимого технической характеристикой аппаратов, арматуры и трубопроводов;
- при неисправности указателей и регуляторов уровня и отсутствия других способов контроля уровня;
- при обнаружении в воздухе помещений вредных веществ, в концентрациях превышающих ПДК;
- при неисправности манометров и отсутствии возможности определить давление по другим приборам.

Эффективность мероприятий по обеспечению безопасности жизнедеятельности в чрезвычайных ситуациях во многом определяется готовностью к действиям руководящих органов и сил РСЧС, а также рабочих, служащих предприятия.

Основной задачей подготовки является практическое усвоение всеми категориями обучаемых их обязанностей в чрезвычайных ситуациях. Каждая категория обучаемых имеет свою программу обучения, которая реализуется с помощью наиболее эффективных форм и методов подготовки. Работники предприятий обучаются непосредственно по месту работы.

При сигнале, извещающем об аварийном положении, персонал надевает изолирующие или шланговые противогазы, прекращаются ремонтные работы, удаляются в безопасные места люди, не участвующие в ликвидации аварийного положения. Об аварийном положении сообщается дежурному диспетчеру, принимаются меры по устранению источника пожара, используя для этого средства пожаротушения установки.

Отключается аварийный аппарат или участок трубопроводов, а при отсутствии возможности отключения или при угрозе увеличения размера аварии останавливается и освобождается от продукта установка.

При возникновении пожара в производственных помещениях категорий А и Б вентиляция с механическим приводом отключается, за исключением систем, предназначенных для подачи воздуха в тамбур-шлюзы помещений.

При загазованности помещений, достигшей 20% нижнего предела взрываемости газа, производится автоматическое включение системы аварийной вентиляции от датчиков-газоанализаторов.

При организации защиты населения в чрезвычайных ситуациях на нефтегазовых промыслах могут быть использованы различные способы: эвакуация населения, укрытие в убежищах и применение средств индивидуальной защиты.

Общее руководство, планирование эвакуационных мероприятий и разработку их осуществляют органы управления по делам ГО и ЧС. Непосредственное руководство эвакуационными мероприятиями управляют эвакуационные комиссии различного уровня.

Для обеспечения надежной защиты производственного персонала в течение двух суток и более на территории оборудованы убежища для коллективной защиты в чрезвычайных ситуациях.

На нефтегазовых промыслах средства индивидуальной защиты и медицинские средства хранятся на складах, причем место хранения выбирается с таким расчетом, чтобы обеспечить выдачу средств защиты в кратчайшие сроки. При угрозе или возникновении чрезвычайной ситуации средства индивидуальной защиты выдают рабочим и служащим.

Разрушение производственных зданий в большинстве случаев влечет за собой поломку оборудования и выход из строя коммуникаций, инженерных сетей. Особенно чувствительны к воздействию взрыва различные приборы.

Устойчивость зданий и сооружений от взрыва достигается повышением их механической прочности и огнестойкости. Цеха, в которых размещено дорогостоящее оборудование, защищаются дополнительными устройствами, воспринимающими на себя давление ударной волны или собираются из легких конструкций на основе алюминиевого сплава, которые при разрушении в меньшей степени повредят оборудование. Сооружения, где хранятся легко воспламеняющиеся жидкости, целесообразно окружать обваловкой.

В целом по предприятию уровень обеспечения безопасности в ЧС остается высоким, о чем свидетельствует отсутствие за последние несколько лет чрезвычайных ситуаций, что обусловлено эффективностью проводимых организационно-технических мероприятий по обеспечению безопасности в ЧС.

#### **6.4. Оценка эффективности мер по обеспечению экологической безопасности**

В процессе производственной деятельности возможно частичное загрязнение воздушного бассейна, недр, водоемов.

В соответствии с нормативами технологического проектирования для предотвращения попадания углеводородных газов в производственные помещения и атмосферу проектом предусмотрена полная герметизация всего оборудования, аппаратов и трубопроводов. В связи с этим отсутствуют систематические выбросы в атмосферу газов и жидкости. Возможны лишь периодические выбросы из аппаратов в атмосферу перед остановкой их на ремонт или в аварийных случаях. При этом количество сбросных газов незначительно и атмосфера практически не загрязняется.

На случай превышения давления сверх предусмотренного технологическим режимом оборудование оснащено предохранительными клапанами. Вся принятая запорная арматура, устанавливаемая на трубопроводах, транспортирующих нефть, газ, конденсат, метанол, соответствует первому классу герметичности затвора по ГОСТ 9544-2005, а предохранительная аппаратура по первому классу по ГОСТ 31294-2005. В производственных помещениях, насосных, перекачивающих ЛВЖ, устанавливаются ДТХ горючих газов с дистанционным включением аварийной вентиляции.

С целью предотвращения загрязнения почв предприятие осуществляет следующие мероприятия:

- планомерно проводит биологическую рекультивацию нарушенных земель посевом, специально разработанной для условий нефтегазоконденсатных месторождений, универсальной травосмеси;
- захоронение твердых бытовых отходов, утилизация строительных отходов производится на специальных полигонах;
- хранение горюче-смазочных материалов, метанола, производится в емкостях, установленных на бетонированных площадках с надежной гидроизоляцией и обваловкой;
- передвижение по тундре тяжелой техники разрешается только в зимний период.

Для сброса жидких стоков и отходов предусмотрены две системы канализации: хозяйственно-бытовая и промышленная.

Промышленные стоки, содержащие значительные количества загрязняющих веществ, не поддающихся эффективной очистке, утилизируются закачкой в пласт, предварительно пройдя очистку на флотационных установках. Эффективность очистки сточной воды на КОСах постоянно контролируется работниками технологической и ведомственной

лабораторией охраны окружающей среды. Сброс неочищенных и необеззараженных стоков категорически запрещается.

Отделом по охране окружающей среды ведется постоянный контроль количества выбросов вредных веществ. При увеличении допустимого количества выбросов принимаются незамедлительно меры по снижению выбросов в окружающую среду и экологию ведения технологических процессов.

#### **6.5. Выводы по разделу**

- На предприятии достигнут достаточно высокий уровень обеспечения производственной безопасности, защиты в чрезвычайных ситуациях и экологичности при добыче нефти и газа.
- Рассматриваемые в дипломном проекте мероприятия не снижают уровень безопасности.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Целью данной работы являлось оценка применимости технологии установки газогидратного барьера на уровне ГНК для замедления конусообразования газа из газовой шапки.

В данной работе было показано, что с технологической и экономической точек зрения, данная технология является перспективной в условиях низкотемпературных пластов газонефтяных и газонефтеконденсатных месторождений Восточной Сибири. С помощью инструментов гидродинамического моделирования (ПО Petrel) и экономического анализа были произведены подтверждающие расчеты. Кроме того, аналитическими методами было доказано, что в условиях НГКМ Д бурение горизонтальных нагнетательных и добывающих стволов является более оптимальным, чем бурение вертикальных скважин, исходя из полученных критических дебитов конусообразования.

Однако стоит помнить, что каждое месторождение уникально по своим геологическим и физико-химическим условиям. Поэтому существует большое количество неопределенностей, которые играют важную роль в степени успешности применения технологии установки газогидратного барьера. К ним относятся:

- Степень минерализации пластовой воды и ее влияние на условия образования и стабильного существования газовых гидратов в пласте. В газонасыщенной части пластовая вода присутствует в связанном состоянии, однако закачка пресной воды извне может ее активизировать. При смешении внешней и пластовой воды изменится общая степень минерализации, что может повлечь за собой сдвиг фазового равновесия газогидратов.
- Распространение закачиваемой воды в пласте. Площадное распространение закачиваемой воды напрямую влияет на размер и проницаемость газогидратного барьера, а соответственно, на качество газоизоляции.
- Активность аквифера. Является одной из самых больших неопределенностей. В случае если аквифер активный, величина критического дебита будет контролироваться не только вероятностью образования конуса газа, но и вероятностью формирования конуса воды.
- Вероятность образования вторичной газовой шапки. Разница между пластовым давлением в нефтяной оторочке и давлением насыщения нефти составляет 1-2 атмосферы. В случае нефти с большим газовым фактором увеличивается опасность

образования вторичной газовой шапки под газогидратным барьером, и соответственно, вероятность формирования вторичного газового конуса.

Исходя из всего вышесказанного, технология газогидратного барьера является перспективной, однако требует тщательного анализа всех неопределенностей и изучения пластовых условий конкретного месторождения для увеличения вероятности успешного применения данной технологии.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сулова А. А. Газоизоляция в пластах нефтегазовых месторождений // диссертация: 02.00.11. – Москва, 2015.- 125 с.
2. Razak, E.A., Chan, K.S., Darman, N.H.: “Risk of Losing Oil Reserve by Gas-Cap Gas Production in Malaysian Thin Oil Rim Reservoirs”, SPE 132070, paper presented at the SPE International Oil & Gas Conference and Exhibition in China, Beijing, 8-10 June 2010.
3. Karp J.C. Horizontal Barriers for Controlling Water Coning. JPT Jul 1962: 783-90.
4. Закиров С. Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Струна, 1998. – 628 с.
5. Боксерман А. А. Востребованность современных методов увеличения нефтеотдачи – обязательное условие преодоления падения нефтеотдачи в стране // Нефтяное хозяйство – 2004. - №10. – с. 34-38.
6. Косачук Г. П., Сагитова Д. З., Титова Т. Н. Опыт разработки газовых и газоконденсатных месторождений с нефтяными залежами и оторочками // Газовая промышленность. – 2006. - №2. – с. 27-30.
7. Закиров И. С. Совершенствование разработки нефтегазовых залежей со слоисто-неоднородными: диссертация: Москва, 1996 – 158 с.
8. Гавура В. Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений. – ОАО ВНИИОЭНГ, Москва, 1995 г., 496 с.
9. Гавура В. Е., Исячев В. В., Курбанов А. К. Современные методы и системы разработки газонефтяных залежей. – М. : ВНИИОЭНГ, 1994. – 345 с.
10. 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.
11. Karp J.C., Lowe D. K., Marvsov N. Horizontal Barriers for Controlling Water Coning. – Jour. Pet. Tech. – 1962 – 8 с.
12. Craft B.C., Hawkins M.H. Applied Petroleum Reservoir Engineering. – Englewood Cliff, New Jersey, Prentice-Hall Inc., 1959, pp. 300-302.
13. Sparlin D.D. An Evaluation of Polyacrylamides for Reducing Water Production. – Jour. Pet. Tech (Aug., 1976) – 9 с.
14. McAuliffe C.: Oil-in-Water Emulsions and their Flow Properties in Porous Media, Jour. Pet. Tech. (June, 1973) – 12 с.

15. I. Lakatos and J. Lakatos-Szabo Restriction of Gas Coning by a Novel Gel/Foam Technique. – SPE 39654 – 1998 – 6 с.
16. Singhal A.K. Water and Gas Coning/Cresting: A Technology Overview – Jour. Of Canadian Petroleum Technology – 1996 – 7 с.
17. Абраев Н. С. Повышение эффективности разработки нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных залежей. – ТПУ, Томск – 2015 – 8-15 с.
18. Синцов И. А., Игнатъев Н. А., Фахртдинова Г. М., Евдокимова А. С. Способ разработки нефтегазоконденсатного месторождения. – Патент – RU 2015142601 А – Тюмень, 2015.
19. Кайгородов С. В. Способ разработки месторождений нефти с газовой шапкой и низкой пластовой температурой. – Патент – RU 2537721 С1 – Казань, 2015 – 12 с.
20. Афанасьев В. А., Малышев А. Г. Способ изоляции газопроявлений в нефтяных скважинах газонефтяных месторождений. – Патент – Сургутнефтегаз – 2001 – 14-18 с.
21. Маляренко А. В., Каюмов Р. Ш., Краснов И. И. Способ изоляции газового пласта. – Патент – RU 2059064 С1 – Западно-Сибирская инновационная фирма «Петрохим» – 1996 – 28 с.
22. Certificate of authorship USSP 11150346, E 21 V 43/00 – Prototype – 1985 – 31 с.
23. E. Dendy Sloan Jr. Natural Gas Hydrates. – SPE, Colorado school of Mines – 1991 – 18 с.
24. John Carroll. Natural Gas Hydrates. A Guide for Engineers. – USA, 2003 – 521 с.
25. Arthur M.G. Fingering and coning of water and gas in homogeneous oil sand. – Transactions of AIME, Vol.155 and 160 – 1994 – 16 с.
26. Allen T.O. Thin oil column completion and production practices. – World Oil – 1954 – 13-18 с.
27. Muskat M., Wyskoff R.D. An approximate theory of water coning in oil production. – Trans, AIME. – 1935 6-8 с.
28. Meyer H.I., Garder A.O. Mechanics of two immiscible fluids in porous media. – J. Appl. Phys., 25, No 11. – 1954 – 17 с.
29. Chierici G.L., Ciucci G.M, Pizzi G. A systematic study of gas and water coning by potentiometric models. – JPT (Aug. 1964) – Trans. AIME,231 – 17-27 с.
30. Chaney P.E., Noble M.D., Henson W.L., Rise T.D. How to perforate your well to prevent water and gas coning. – Oil and Gas Jour. (May 7, 1956) – 14-15 с.
31. Schols R.S. An Empirical Formula for Critical Oil Production Rate. – Erdoel Erdgas – Jan. 1972 – 17-20 с.

32. Wheatley M.J. An Approximate theory of Oil/Water coning. – SPE 14210 – 1985 – 18-22 c.
33. Chaperon I. Theoretical Study of Coning Towards Horizontal and Vertical Wells in Anisotropic Formations: Subcritical and Critical Rates. – SPE 15377 – 1986 – 4-8 c.
34. Hoyland L.A., Papatzacos P., Skjaeveland S. M. Critical rate for water coning: correlation and analytical solution. – SPHERE – Nov, 1989 – 16-18 c.
35. Addington D.V. An Approach to Gas-Coning Correlations for a Large Grid Reservoir Simulator. – JPT – Nov, 1981 – 20-25 c.
36. Sobocinski D.P., Cornelius A.J. A correlation for predicting Water Coning Time. – JPT, - May, 1965 – 21-22 c.
37. Bournazel C, Jeanson B. Fast Water-Coning Evaluation Method. – SPE 3628 – 1971 13-17 c.
38. Byrne W.B., Morse R.A. The Effects of Various and Well Parameters on Water-Coning Performance. – SPE 4287 – 1973 – 36-40 c.
39. Blades D. N., Stright D.H. Predicting High Volume Lift Performance in Wells Coning Water. – J. Ca.Pet.Tec. – 1975 – 10-11 c.
40. Kabir C.S. Predicting Gas Well Performance Coning Water in Bottom Water-Drive Reservoirs. – SPE 16206. – 1987 – 12-18 c.
41. Mungan N. A Theoretical and Experimental Coning Study. – SPE – June, 1975 – 19-20 c.
42. Kuo M.C.T., DeBrissay C.L. A Simplified Method for Water-Coning Predictions. – SPE 12068 – 1983 1-3 c.
43. Piper L.D. Calculation of the critical oil production and optimum completion interval. – SPE 16206 – 1987 – 12-16 c.
44. Истомин В. А., Квон В. Г. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. – 509 с.
45. Tarek Ahmed Reservoir Engineering Handbook. – Gulf Professional Publishing. – USA – 2001 – 1125 с.
46. Stewart G., Jamiolahmady M. Well Test Analysis G11WT. – Heriot Watt University. – 2016 – 827 с.
47. Rene H. Cottin, Rene L. Ombret Application of a Multiphase Coning Model to Optimize Completion and Production of Thin Oil Columns. – SPE 4632 – 1973 – 1-3 c.