

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

Институт природных ресурсов  
Направление подготовки «Нефтегазовое дело»  
Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
<b>Оценка эффективности применения многостадийного гидравлического разрыва пласта на горизонтальных скважинах Томской области</b>

УДК 622.276.66:622.243.24-027.236(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Безуглов Алексий Олегович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Цибулькинова М. Р.	к.г.н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гутарева Н. Ю.	к.п.н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков П. А.	д.т.н.		

Томск 2019 г.

**РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ПРОГРАММЕ**

№	Результаты обучения
1	2
P1	Использовать обширные знания для решения задач, связанных с техникой и технологией, экономикой и математикой в секторе нефтегазовой промышленности;
P2	Использовать приобретенные профессиональные знания, полученные при изучении нефтегазовой технологии для решения и анализа инженерных задач в области нефтегазовой промышленности;
P3	Проводить всевозможные исследования с использованием последних достижений в сфере науки и техники. Научиться оценивать результаты проведенной работы и делать самостоятельные выводы, которые могут быть получены в сложных условиях;
P4	Проявлять заинтересованность в получении сведений о современных и новейших открытиях в области изучения нефтегазовой технологии. Принимать во внимание опыт зарубежных компаний, уметь передать приобретенные новые знания прибывшим сотрудникам;
P5	Применять инновационный подход в процессе разработки и создания несуществующих ранее методов, которые будут использованы при проектировании объектов нефтегазового комплекса в процессе решения задач различной сложности в нефтегазовой промышленности;
P6	Детально исследовать и изучать принципы работы современных машин и механизмов для того, чтобы суметь самостоятельно реализовывать технологические процессы в нефтегазовой отрасли, знать и соблюдать правила безопасности труда и правила охраны здоровья. Соблюдать все приписанные требования, которые отвечают за защиту окружающей среды;
P7	Научиться в кратчайшие сроки принимать решения в сложных, многофакторных ситуациях, уметь прогнозировать дальнейший исход путем возможности математического моделирования различных объектов и процессов;
P8	Использовать знания в области иностранных языков на том уровне, который позволяет производить работы в интернациональной среде, защищать результаты проведенной работы при решении инженерных задач;
P9	Применять на практике весь спектр технических средств, которые позволяют максимально приблизить результат к поставленным ранее производственным целям при разработке проектов нефтегазовой промышленности, уметь доказать экономическую эффективность вложенных средств, анализировать и проводить исследования в области маркетинга;
P10	Применять все свои навыки для успешной индивидуальной работы в качестве руководителя команды, научиться самостоятельно составлять задания и специальные планы решения задач для различных видов деятельности. Осознавать ответственность за принятые решения;
P11	В течение ведения своей профессиональной деятельности постоянно повышать свою квалификацию.

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

---

Институт: природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): Нефтегазовое дело

Кафедра: Геологии и разработки нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

(Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Магистерская работа

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Р	Безуглов Алексей Олегович

Тема работы:

Оценка эффективности применения многостадийного гидравлического разрыва пласта на горизонтальных скважинах Томской области

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

**Исходные данные к работе**

*(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).*

Геолог-промысловые характеристики по месторождениям «А, Б, В», тексты и графические материалы отчетов и научно – исследовательских работ, фондовая и периодическая литература

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Геолого-физическая характеристика месторождения.</p> <p>Технология многостадийного гидравлического разрыва пласта</p> <p>Обоснование длины горизонтального ствола и расстояния между скважинами.</p> <p>Обоснование расстояния между трещинами</p> <p>Анализ эффективности применяемых методов МГРП.</p> <p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.</p> <p>Социальная ответственность.</p> <p>Заключение по проделанной работе.</p>
<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Сравнение проектных показателей с фактическими показателями скважин после запуска ГС с МГРП.</li> <li>2. Профиль трещины ГРП скважины</li> <li>3. Технология МГРП с применением мостовых пробок</li> <li>4. Технология МГРП с применением раздвижных муфт</li> <li>5. Технология МГРП с применением разрывных муфт BPS</li> <li>6. Технология МГРП с применением ГПП на ГНКТ</li> <li>7. Структура капитальных вложений при разработке месторождения «А»</li> <li>8. Дисконтированный поток наличности при различных вариантах длин ГС и расстояния между рядами</li> <li>9. Основные показатели экономической эффективности по вариантам различных длин ГС и расстояний между добывающими и нагнетательными рядами скважин</li> <li>10. Блок-схема сценариев возникновения и развития аварии</li> </ol>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Романюк В. Б.</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Черемискина М. С.</p>
<p>HORIZONTAL WELLS</p>	<p>Гутарева Н. Ю.</p>

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

1. Особенности геолого-физических характеристик месторождений.

2. Оценка эффективности применения МГРП на ГС месторождения Томской области

3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Horizontal wells

**Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику**

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Цибульникова М. Р.	к.г.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Безуглов Алексей Олегович		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 100 с., 17 рис., 11 табл., 26 источников.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, гидравлический разрыв пласта, многостадийный гидравлический разрыв пласта, геологические риски, трещина, низкопроницаемый коллектор.

Объектом исследования является разработка месторождений с помощью систем горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта

Определение оптимальной стратегии применения горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта на месторождениях Томской области

Актуальность данной работы заключается в том, что объект разработки месторождения «А, Б, В» относится к низкопроницаемым, его рентабельная разработка возможна только при помощи горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта.

В магистерской диссертации поставлены следующие задачи:

- Изучить теоретические основы и практический опыт применения МГРП на ГС месторождений АО «Томскнефть» ВНК;
- Провести анализ эффективности применения МГРП на ГС месторождениях АО «Томскнефть» ВНК;
- Предложить стратегию применения ГС с МГРП .

В результате исследования был проведен сравнительный анализ аналитических моделей для определения запускных параметров скважины после МГРП, а также для определения расстояния между трещинами МГРП. Составлены рекомендации по выбору технологии МГРП в условиях данного месторождения. Была подобрана наиболее оптимальная длина горизонтальной скважины и расстояние между рядами добывающих и нагнетательных скважин.

Результаты исследования могут применяться в дальнейшем для подбора длин горизонтальных скважин, расстояния между скважинами и расстояния между трещинами МГРП на месторождениях аналогов.

Экономическая эффективность работы представлена в части «Финансовый менеджмент, ресурсосбережение и ресурсоэффективность».

### **Определения, обозначения и сокращения**

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

**Гидравлический разрыв пласта:** это механический метод воздействия на продуктивный пласт, при котором порода разрывается по плоскостям минимальной прочности благодаря воздействию на пласт давления, создаваемого закачкой в пласт флюида;

**Многостадийный ГРП:** последовательное выполнение нескольких работ ГРП на одной скважине

### **Обозначения и сокращения**

ВНК – водонефтяной контакт

ГИС – геофизические исследования скважин

ГРП – гидравлический разрыв пласта

ЭЦН – электрический центробежный насос

УПСВ – установка предварительного сброса воды

МГРП – многостадийный гидравлический разрыв пласта

МУН – методы увеличения нефтеотдачи

ППД – поддержание пластового давления

ГПП – гидропескоструйная перфорация

ГНКТ – гибкие насосно-компрессорные трубы

КРС – капитальный ремонт скважин

ПЗП – призабойная зона пласта

ГС – горизонтальная скважина

УВС – углеводородное сырье

ГДМ – гидродинамическая модель

ТЭК – технико-экономический комплекс

ДНС – дожимная насосная станция

КНС – кустовая насосная станция

АГЗУ – автоматизированная групповая замерная установка

БКНС – блочно-комплектная насосная станция

Ведение.....	9
1 Геолого – промысловые характеристики месторождений.....	12
1.1 Геолого–физические характеристики пластов Ю1/2 на А, Б, В месторождениях – аналогах АО «Томскнефть» ВНК.....	12
1.2 Бурение горизонтальных скважин.....	13
1.3 Обоснование применения методов повышения извлечения и добычи углеводородов.....	16
1.3.1 Гидравлический разрыв пласта.....	16
1.3.2 Многостадийный гидравлический разрыв пласта.....	18
Технология МГРП с применением мостовых пробок:.....	19
1.3.3 Технология МГРП с применением раздвижных муфт:.....	20
1.3.4 Технология МГРП с применением разрывных муфт ВРС:.....	22
1.3.5 Технология МГРП с применением ГПП на ГНКТ:.....	23
1.4 Анализ скважин на А, Б, В месторождениях-аналогах АО «Томскнефть» ВНК.....	26
1.4.3 Факторный анализ недостижения запускных показателей по скважинам. ....	26
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	71
4.1 Экономические показатели.....	71
4.2 Оценка капитальных вложений.....	73
4.3 Налоговая система.....	74
4.4 Техничко-экономические показатели вариантов разработки.....	77
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	82
5.1 Вредные факторы на рабочем месте.....	82
5.2 Опасные факторы на рабочем месте.....	89
5.3 Охрана окружающей среды.....	93
5.4 Защита в чрезвычайных ситуациях.....	96
Заключение.....	102
Список использованной литературы:.....	104

## **ВЕДЕНИЕ**

Одна из основных составляющих Российской экономики является нефтяная промышленность, которая очень сильно влияет на бюджет страны.

Ресурсная база нефтяного комплекса является очень острой проблемой. Нефтяные ресурсы постепенно истощаются, очень много месторождений находятся на последней стадии разработки и имеют высокую обводненность. В старых и новых регионах открываются новые, маленькие и низкопродуктивные залежи, разработка которых требует значительных капитальных затрат. На сегодняшний момент количество трудноизвлекаемых и труднодоступных запасов нефти, в том числе низкопроницаемых коллекторов возрастает. Разработка таких месторождений с помощью различных модификаций традиционных технологий с использованием наклонно-направленных скважин с гидравлическим разрывом пласта малоэффективна, большая часть запасов остается в недрах.

Современное состояние работ в области разработки таких месторождений показывает, что использование горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта является одним из наиболее эффективных и современных методов вовлечения в разработку месторождений с трудноизвлекаемым запасами, эксплуатация которых с помощью системы наклонно-направленных скважин малоэффективна и нерентабельна. Как правило дебиты нефти горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта значительно выше дебитов наклонно-направленных скважин с ГРП

## **Цель работы:**

Определение оптимальной стратегии применения горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта на месторождениях Томской области

## **Задачи:**

1. Изучить теоретические основы и практический опыт применения МГРП на ГС месторождений АО «Томскнефть» ВНК;
2. Провести анализ эффективности применения МГРП на ГС месторождениях АО «Томскнефть» ВНК;
3. Предложить стратегию применения ГС с МГРП

## **Объект исследования**

МГРП на ГС УВ месторождений АО «Томскнефть» ВНК.

## **Предмет исследования**

Результаты проведения МГРП на ГС

## **Научная новизна**

Проведение факторного анализа причин не достижения проектных показателей и определение критериев для выбора оптимальной стратегии и технологии применения МГРП на ГС.

## **Основные защищаемые положения**

Для повышения эффективности применения МГРП на ГС, необходим факторный анализ результатов проведения МГРП и их сравнения с проектными показателями, что позволяет обосновывать длину ГС, расстояния между трещинами ГРП и проводить подбор технологии ГРП.

## **Теоретическая и практическая значимость**

Использование полученных данных для обоснования расположения горизонтальных скважин с применением технологии многостадийного гидравлического разрыва пласта.

Анализ накопленного опыта первичной эксплуатации скважин с применением технологии многостадийного гидравлического разрыва пласта на горизонтальных скважинах.

Технология МГРП не новая, однако, на месторождениях Томской области ее применения начались не так давно. Для данной технологии необходимо пробурить скважину с горизонтальным окончанием и провести на горизонтальном участке несколько стадий ГРП с определенным расстоянием между трещинами, тем самым получив рядом с горизонтальным участком ствола, зону с большой проницаемостью, что позволит отбирать больше жидкости.

## 1 Геолого – промысловые характеристики месторождений

### 1.1 Геолого–физические характеристики пластов Ю1/2 на А, Б, В месторождениях – аналогах АО «Томскнефть» ВНК

В ходе анализа рассматривались новые добывающие горизонтальные скважины из бурения, начиная с 2016 года. Данные приводятся по группе месторождений: А, Б, В все скважины пробурены на пласт Ю1/2 с похожими геолого–физическими характеристиками и фильтрационно емкостными свойствами.

Сопоставление параметров ГФХ месторождений–аналогов приведено в таблице 1.

Пласты А, Б, В месторождений являются типичными для юрских коллекторов Томской области. Они являются наиболее близкие по геолого–физическим параметрам, системам разработки и условиям эксплуатации скважин.

Таблица 1 – Сводная таблица геолого – физических характеристик по месторождениям аналогам

<b>Месторождение</b>	<b>А</b>	<b>Б</b>	<b>В</b>
<b>Пласт</b>	Ю1/2	Ю1/2	Ю1/2
<b>Глубина залегания кровли, м</b>	2647	2678	2586
<b>Тип коллектора</b>	Поровый, терригенный	Поровый, терригенный	Поровый, терригенный
<b>Средняя общая толщина, м</b>	4,70	6,70	2,80
<b>Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м</b>	3,40	2,90	2,50
<b>Коэффициент пористости, доли ед.</b>	0,18	0,16	0,15
<b>Коэффициент нефтенасыщенности пласта доли.ед</b>	0,61	0,51	0,54
<b>Проницаемость, мкм2</b>	0,00240	0,00690	0,00405
<b>Расчлененность, ед.</b>	1,80	2,30	1,20
<b>Начальное пластовое давление, Мпа</b>	28,60	28,30	27,50
<b>Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с</b>	0,86	1,12	1,42
<b>Плотность нефти в пластовых условиях, г/см3</b>	0,73	0,77	0,79

<b>Объемный коэффициент нефти, доли ед.</b>	1,26	1,16	1,11
<b>Содержание серы в нефти, %</b>	2,58	0,56	0,77
<b>Содержание парафина в нефти, %</b>	2,58	2,76	3,00
<b>Газосодержание, мЗ/т</b>	79,10	43,10	47,00
<b>Коэффициент вытеснения нефти (водой), доли ед.</b>	0,54	0,44	0,52

Разработка таких месторождений с помощью различных модификаций традиционных технологий с использованием наклонно-направленных скважин с гидравлическим разрывом пласта малоэффективна, большая часть запасов остается в недрах.

Разработка месторождений А, Б, В показывает, что использование горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта является одним из наиболее эффективных и современных методов вовлечения в разработку месторождений с трудноизвлекаемым запасами и низкопроницаемыми коллекторами эксплуатация которых с помощью системы наклонно-направленных скважин малоэффективна и нерентабельна. Как правило дебиты нефти горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта значительно выше дебитов наклонно-направленных скважин с ГРП.

## 1.2 Бурение горизонтальных скважин

Одним из наиболее перспективных направлений интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи является бурение горизонтальных скважин. Данное мероприятие позволяет увеличить коэффициент охвата воздействием, как по площади, так и по разрезу продуктивных отложений.

История возникновения идеи применения ГС для повышения нефтеотдачи пластов и темпов разработки месторождений насчитывает более 50 лет. Начиная с 70-х годов технологии разработки нефтегазовых месторождений с помощью ГС стали бурно развиваться как за рубежом, так и в России.

Новые технологии, основанные на применении ГС, коренным образом изменили практику и теорию мировой добычи углеводородов. Дебиты скважин, имеющих горизонтальные окончания большей протяженности, значительно возросли. В результате есть возможность эксплуатировать месторождения раздельными сетками скважин, снизить депрессии, увеличить продолжительность безводного периода эксплуатации скважин.

Доказано, что разработка залежей углеводородов системами горизонтальных скважин обладает преимуществом перед традиционной:

- планируется ориентация ствола, что обеспечивает возможность управления гидродинамикой потоков в пласте;
- происходит снижение объемов поступления в скважину нежелательных пластовых флюидов за счет проявления качественно нового эффекта «конусообразования» и снижения депрессии на пласт;
- значительно возрастает спектр применения вторичных и физико-химических методов воздействия на пласт.

Технология проектирования и разработки залежей углеводородов системами горизонтальных скважин позволяет:

- повысить коэффициент извлечения углеводородов из залежей;
- снизить экологическую напряженность в нефтегазодобывающих регионах;
- значительно повысить технико-экономические показатели разработки залежей углеводородов;
- вовлечь в разработку залежи с трудно извлекаемыми запасами углеводородов.

Горизонтальное бурение, как и любая новая технология довольно дорогостоящая (в среднем, горизонтальная скважина дороже наклонно-направленной в 1,5-2,5 раза). Но повышение продуктивности скважин и другие положительные аспекты разработки залежей углеводородов горизонтальными скважинами могут быть столь существенными, что

экономическая эффективность значительно превысит затраты на строительство скважин.

Основной предпосылкой применению горизонтальных скважин на месторождении является крайне низкая проницаемость продуктивных объектов, при которой наклонно-направленные скважины с ГРП характеризуются дебитами на грани рентабельности. В подобных условиях даже скважины с большой протяженностью горизонтальных участков могут характеризоваться не значительным увеличением дебитов по сравнению с наклонно-направленными скважинами с ГРП. Максимальной эффективности в этом случае можно достичь, совместив воедино два метода увеличения нефтеотдачи – бурение горизонтальных стволов и проведение МГРП.

Ключевыми вопросами при проведении МГРП на ГС являются, во-первых, взаимная ориентация горизонтального ствола и направления максимальных напряжений (которое определяет направление распространения трещины) и, во-вторых, определение оптимального количества трещин и расстояния между ними (в этом случае речь идёт об интерференции между трещинами).

Основными задачами проведения МГРП на горизонтальных скважинах являются:

- снятие скин-фактора;
- создание гидродинамического контакта горизонтального ствола со всеми продуктивными интервалами (пластами);
- интенсификация притока, изменение режима течения жидкости.

Существует три технологии проведения ГРП на горизонтальных скважинах:

1. Слепой ГРП если скважина уже пробурена со стандартной компоновкой с щелевым хвостовиком;
2. Стандартная операция МГРП на скважинах с запланированным МГРП и спущенной заранее компоновкой.

3. Технологии, предусматривающие поинтервальную (точечную) стимуляцию выбранных интервалов без использования механических пакеров

В условиях месторождения (при наличии двух пластов, характеризующихся значительной расчлененностью) более применима технология проведения на скважине нескольких полноразмерных МГРП (технология 2), чем поинтервальная стимуляция (технология 3).

Рекомендуется бурение горизонтальных скважин перпендикулярно предполагаемому направлению распространению трещин ГРП. Большая часть исследований в Томской области показывает направление распространения трещин ГРП с С-З на Ю-В, в связи с чем предлагается бурение одной наклонно-направленной скважины для проведения исследований по ориентации направления трещин ГРП.

### 1.3 Обоснование применения методов повышения извлечения и добычи углеводородов

#### 1.3.1 Гидравлический разрыв пласта

Одним из эффективных методов повышения продуктивности скважин и увеличения темпов отбора нефти, является гидравлический разрыв пласта (ГРП). Гидравлический разрыв – это механический метод воздействия на продуктивный пласт, при котором порода разрывается по плоскостям минимальной прочности благодаря воздействию на пласт давления, создаваемого закачкой в пласт флюида. Флюиды, посредством которых с поверхности на забой скважины передается энергия, необходимая для разрыва, называются жидкостями разрыва. После разрыва под воздействием давления жидкости трещина увеличивается, возникает ее связь с системой естественных трещин, не вскрытых скважиной, и с зонами повышенной проницаемости; таким образом, расширяется область пласта, дренируемая скважиной. В образованные трещины жидкостями разрыва транспортируется зернистый материал (проппант), закрепляющий трещины в раскрытом состоянии после снятия избыточного давления.

Проведение гидроразрыва преследует две главные цели:

- повысить продуктивность пласта путем увеличения эффективного радиуса дренирования скважины;
- создать канал притока в пристволенной зоне нарушенной проницаемости.

В результате ГРП кратно улучшается проницаемость и как следствие, повышается дебит добывающих или приемистость нагнетательных скважин за счет снижения гидравлических сопротивлений в призабойной зоне и увеличения фильтрационной поверхности скважины, а также увеличивается конечная нефтеотдача за счет приобщения к выработке слабо дренируемых зон и пропластков.

Метод ГРП имеет множество технологических решений, обусловленных особенностями конкретного объекта обработки и достигаемой целью. Технологии ГРП различаются, прежде всего, по объемам закачки технологических жидкостей и пропантов и, соответственно, по размерам создаваемых трещин.

В последние годы интенсивно развиваются технологии создания высокопроводящих трещин относительно небольшой протяженности в средне- и высокопроницаемых пластах, что позволяет снизить сопротивление призабойной зоны и увеличить эффективный радиус скважины.

Проведение гидроразрыва с образованием протяженных трещин приводит к увеличению не только проницаемости призабойной зоны, но и охвата пласта воздействием, вовлечению в разработку дополнительных запасов нефти и повышению нефтеизвлечения в целом. При этом возможно снижение текущей обводненности добываемой продукции. Оптимальная длина закрепленной трещины при проницаемости пласта 10-50 мД обычно составляет 40-60 м, а объем закачки - от десятков до сотен кубических метров жидкости и от единиц до десятков тонн пропанта.

Разработка низкопроницаемых коллекторов (объекты которого характеризуются низкой проницаемостью порядка 0,5 мД) без применения

ГРП является низкоэффективной, так как реализуются крайне низкие темпы отбора от начальных извлекаемых запасов и скважины эксплуатируются с дебитами на грани рентабельности.

### 1.3.2 Многостадийный гидравлический разрыв пласта

Многостадийный ГРП – последовательное выполнение нескольких работ ГРП на одной скважине. Цель – повышение продуктивности скважины, увеличение площади дренирования, повышение коэффициента извлечения углеводородов и, как следствие, экономической эффективности разработки месторождения.

Существует множество технологических возможностей проведения данной операции, и они постоянно совершенствуются, в связи с чем можно разделить их на три основных типа:

- 1) Слепой ГРП если скважина уже пробурена со стандартной компоновкой с щелевым хвостовиком;
- 2) Стандартная операция МГРП на скважинах с запланированным МГРП и спущенной заранее компоновкой.
- 3) Технологии, предусматривающие поинтервальную (точечную) стимуляцию выбранных интервалов без использования механических пакеров

Слепой ГРП проводится только в тех случаях, когда на скважине не была запланирована операция МГРП, основным недостатком данного метода является то что невозможно контролировать место проведения операции в стволе, но возможно использование технологии ГПП с МГРП достоинством которой является возможность контроля места проведения ГРП, а недостатком является то что эта технология позволяет проводить только малообъемные ГРП.

При проведении стандартной операции МГРП с заранее спущенной компоновкой можно выделить две отличительные особенности:

- Полная цементация ствола;
- Заколонные пакеры.

При полной цементации ствола проводят операции с мостовыми пробками, а с заколонными пакерами применяют раздвижные муфты и муфты ВРС.

В настоящее время основной объем работ приходится на раздвижные муфты с технологией шаров, основными проблемами которой является осложнения КРС (разбуривание шаров, прихват ГНКТ и прочее), своевременный сброс шара и правильная их последовательность (короткий интервал времени на операцию, человеческий фактор при проведении ГРП), но возможно использование системы растворимых шаров, которая сократит сроки освоения и снимет риски по кольматации ПЗП.

При использовании системы неизвлекаемых пакеров существует дополнительная возможность продления срока службы скважины путем изоляции обводнившихся интервалов.

Технологии, предусматривающие поинтервальную (точечную) стимуляцию выбранных интервалов без использования механических пакеров; к данной группе можно отнести точечную стимуляцию пласта с использованием инструмента HydraJet и использование так называемого «жидкого пакера» (геля повышенной вязкости, которым заполняется колонна для предотвращения циркуляции жидкости ГРП и направления её строго в выбранный интервал). Принцип стимуляции основан на создании направленной струи жидкости гидроразрыва с проппантом, благодаря чему инициируется и создаётся трещина ГРП.

Технология МГРП с применением мостовых пробок:

Пакер спускается в зону нижнего стимулируемого интервала хвостовика (интервала перфорации) и производится 1 стадия МГРП, далее проводится очистка ствола после ГРП. Установкой мостовой пробки в хвостовике изолируется нижний стимулируемый интервал и производится перфорация следующего интервала и ГРП. После очистки забоя и разбуривания пробки операции повторяются.

К достоинствам данного метода можно отнести:

- Механическая простота;
- Отсутствие ограничений более сложных компоновок заканчивания (сложности доведения шара при раздвижных портах и др.);
- Возможность МГРП со значительным количеством стадий (в т.ч. в скважинах малого диаметра 102 мм.);
- Возможность гибкого изменения расположения точек инициации трещин.

К недостаткам данного метода относят:

- Необходимость нескольких операций ПВР;
- Осложнения КРС при проведении (преждевременная активация пробки, посадка мостовой пробки, несколько операций ПВР в горизонтальном стволе, разбуривание мостовых пробок и вымывание проппанта, нормализация забоя на скважинах с низким Рпл);
- Длительная последовательность работ КРС и ГРП.

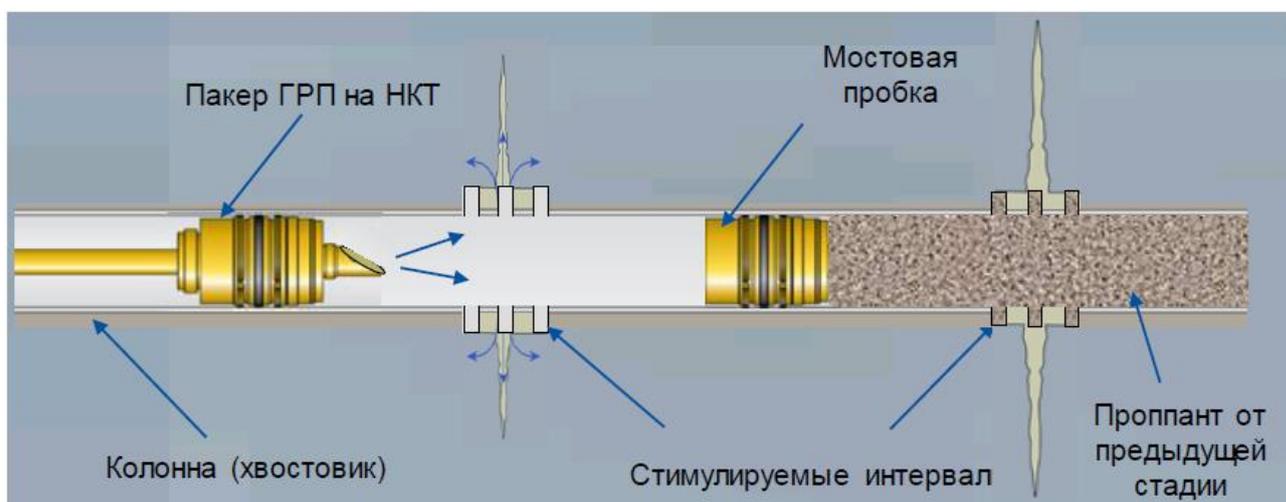


Рисунок 1 – Технология МГРП с применением мостовых пробок

### 1.3.3 Технология МГРП с применением раздвижных муфт:

Производится спуск стингера (специальное пакерующее устройство) с посадкой и оперессовкой в голове хвостовик. ГРП проводится последующим сбросом шаров (от меньшего к большему) в зависимости от количества стадий. При сбросе, шар попадает в седло муфты ГРП в связи с чем происходит рост

давления, срезаются установочные штифты и открываются окна муфты, через которые проводится ГРП. После проведения всех стадий необходимо выполнить нормализацию хвостовика от проппанта с фрезерованием муфт ГРП силами бригады КРС или ГНКТ. Так же существует технология растворимых шаров (растворение происходит за счет взаимодействия с пластовой жидкостью, время до выхода шара из седла составляет 8-20 часов, а полное растворение до 14 суток), которая позволяет запускать скважину без фрезерования муфт ГРП.

Преимущества данной технологии:

- Проведение до 12 стадий ГРП за один подход флота ГРП (ограничение по диапазону диаметра шаров);
- Нет ограничений по объему закачиваемого проппанта;
- Возможно применение растворимых шаров (сокращаются сроки освоения и снимаются риски по кольматации ПЗП);
- Нет ограничений по глубине спуска хвостовик;
- Потенциальная возможность изоляции обводненных интервалов закрытием портов;
- Контроль за развитием трещины ГРП (точка инициации трещины, объем продавки).

Недостатки данной технологии:

- Не открытие раздвижного порта в связи с недоходом шара;
- Поглощения при разбурировании раздвижных муфт (высокие риски прихвата инструмента и кольматация ПЗП);
- При получении «СТОПа» при ГРП необходима постановка флота ГНКТ, для промывки муфт;
- Дорогостоящая операция по разбурированию оснастки с применением ГНКТ.
- Сложность компоновки;
- Сложность проведения заканчивания скважины;

- Риск развития многотрещинности;
- Человеческий фактор, ошибки (подбор оборудования, сброс шаров);

На рисунке 6.3 изображена технология с применением раздвижных муфт, где:

1. Пакер–подвеска хвостовика «RSB–1»;
2. Пакер гидравлический заякоривающийся;
3. Пакер с разбухающим уплотнительным элементом с активацией на нефти;
4. Циркуляционная муфта для ГРП «ISO–Port», управляемая шарами;
5. Циркуляционная муфта для ГРП «Hydro–Port», управляемая гидравлическим давлением;
6. Башмак циркуляционный с клапаном–отсекателем, управляемым шаром.

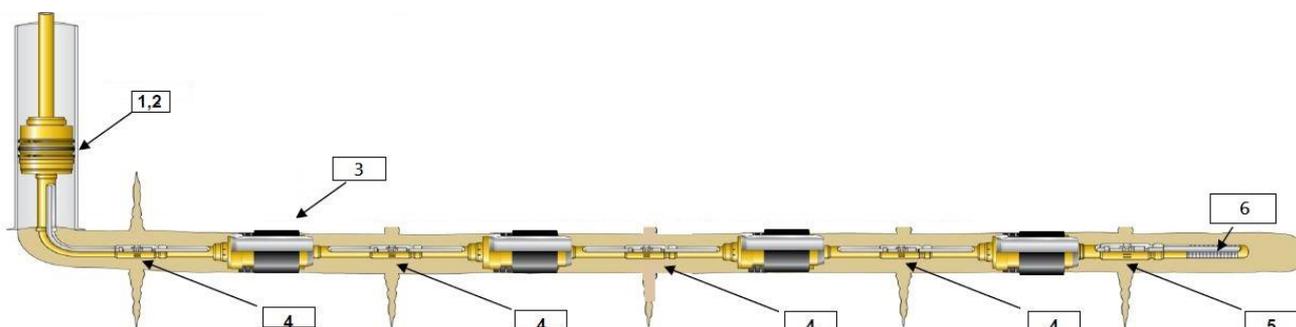


Рисунок 2 – Технология МГРП с применением раздвижных муфт

#### 1.3.4 Технология МГРП с применением разрывных муфт BPS:

Разрывные-порты устанавливаются в муфтах колонны или хвостовика при спуске в скважину. Порты при ГРП открываются с использованием специального селективного пакера давлением. После открытия каждого порта осуществляется закачка. Далее переход на следующий интервал.

К достоинствам данного метода можно отнести:

- Механическая простота;

- Являются частью обсадной колонны – упрощены спуск и заканчивание скважины;
- Могут применяться как для цементируемых, так и для нецементируемых колонн;
- Отсутствие потребности в промывке скважины после ГРП;
- Быстрая нормализация забоя после «СТОПа» без привлечения ГНКТ.

К недостаткам данного метода относят:

- Риск недостаточной герметичности установленных пакеров;
- Риск развития многотрещинности;
- Риск прорыва трещин между секциями и активация муфт или деформация хвостовика (при нецементируемом хвостовике);
- Риск наличия каверн с цементом напротив участка установки BPS;
- Риск активации муфт при срыве пакера во время ГРП;
- Риск неактивации муфт;
- Риск повышенных потерь давления на трение на муфтах;
- Частая потребность в замене чашечных пакеров;
- Сложность изоляции обводнившихся интервалов пласта;
- Дороговизна оборудования.



Рисунок 3 – Технология МГРП с применением разрывных муфт BPS

### 1.3.5 Технология МГРП с применением ГПП на ГНКТ:

Данная технология применяется по следующему сценарию:

- Компоновка спускается в скважину. Осуществляется привязка перфоратора. Пакер – отсекатель «сажается» в заданном интервале, затем проводится его опрессовка.

- Через колонну гибких насосно-компрессорных труб начинается циркуляция жидкости, с подачей необходимой для проведения абразивной перфорации.
  - Начинается закачка смеси с концентрацией абразивного материала  $100 \text{ кг/м}^3$  для перфорации обсадной колонны. Перфорация занимает около 10–15 минут.
  - Проводится операция МГРП в соответствии с программой работ. Запись давления в ГНКТ позволяет контролировать забойное давление в реальном времени (в ГНКТ неподвижная колонна жидкости с известной плотностью).
  - Путем механического натягивания открывается уравнивающий клапан и срывается пакер-отсекатель. Компоновка поднимается на следующий интервал.
  - Пакер-отсекатель «сажается» в данном интервале и опрессовывается, процессы проведения перфорации и ГРП повторяются.
- К достоинствам данного метода можно отнести:
- Быстрое проведение ГРП;
  - Создание трещины в точно заданном интервале (по сравнению с вариантом открытого ствола);
  - Контроль забойного давления во время проведения ГРП (неподвижный столб жидкости в ГНКТ);
  - В случае «СТОПа» быстрая очистка ствола скважины от пропанта;
  - Не требуются отсыпки, после ГРП в скважине не остаются пакера, порты с посадочными седлами;
  - Экономия на проведении перфорации, спусках и посадках пакеров;
  - Возможность применения в горизонтальных и вертикальных скважинах.

К недостаткам данного метода относят:

- ГРП через межтрубное пространство – эксплуатационную колонну должна выдерживать требуемые давления;
- Затраты на цементирование эксплуатационной колонны или хвостовика.



Рисунок 4 – РТехнология МГРП с применением ГПП на ГНКТ

Технологию ГПП с МГРП на данном месторождении применить невозможно в связи с тем, что данное месторождение обусловлено очень низкой проницаемостью, а она предназначена только для малообъемных операций и для получения положительного эффекта необходимо проводить больше объемные операции ГРП.

Полноценное цементирование ствола так же не представляется возможным в связи с тем, что обладает достаточно большими затратами, поэтому чаще всего используются технологии с заколонными пакерами.

Возможно использование водонабухающих пакеров которые настроены на химический состав пластовой воды, что исключает вероятность взаимодействия с буровым раствором и как следствие более быстрой реакции разбухания.

Применение разрывных муфт BPS невозможно в связи с тем, что имеет ограничение по глубине в 2030 м. по А.О.

## 1.4 Анализ скважин на А, Б, В месторождениях-аналогах АО «Томскнефть» ВНК

### 1.4.3 Факторный анализ недостижения запускных показателей по скважинам.

Анализ горизонтальных скважин с недостижением проектных показателей после проведения МГРП и вывода на режим. Причины недостижения дебита по нефти.

А месторождение

Скв. 2906

По результатам бурения скв. № 2906 ГС с МГРП (1 ствол) фактическая а.о. кровли коллектора пласта Ю1/2 – 2654,0м (прогноз – 2665,2м ), ГС фактическая а.о. кровли коллектора пласта Ю1/2 – 2654,0м. Структурный план претерпел изменения. Бурение ГС скважины № 2906 не внесло изменения в нефтенасыщенные толщины пласта Ю1/2.

Причины недостижения дебита по нефти:

Недостижение связано с прорывом в нижний водонасыщенный пласт о чем свидетельствует привышение плановой обводненности и продуктивности. Для компенсации потерь по добычи рекомендуется проведение ИДН.

Скв. 4006

По результатам бурения скв. № ГС структурный план претерпел изменения: фактическая а.о. кровли пласта Ю1/2 – 2660,4м (прогноз – 2662,5м), ГС фактическая а.о. 2658,1м. Бурение ГС скважины № не внесло изменений в нефтенасыщенные толщины пласта Ю1/2.

Причины недостижения дебита по нефти:

Фактическая обводненность выше расчетной. Неподтверждение насыщения. Скважина расположена в краевой зоне.

Недостижение расчетных параметров ГРП По результатам мини ГРП 2, 3, 4, стадий в связи с высокими давлениями заккчки и высокими забойными

напряжениями, были уменьшены общие массы закачиваемого пропанта, уменьшена максимальная концентрация до 500х600 кг/м<sup>3</sup>.

Б месторождение

Не достижение запланированного прироста по БП

Скв. 502

По результатам бурения скв. ГС фактическая а.о. кровли пласта Ю1/2 – 2670,3м. прогноз – 2669,8м. Структурный план подтвердился. В нефтенасыщенные толщины бурение изменений не в несло (подошва пласта не вскрыта).

Причины недостижения дебита нефти:

Превышение плановой обводненности, вероятно развитие полудлин трещин гидроразрыва в водонефтяную зону с более низкой нефтенасыщенностью.

Фактическая длина горизонтального участка – 700 м по ГП – 700м.

Фактическая эффективная длина горизонтального участка – 471,8м. по ГП – 490м.

Скв. 699

По результатам бурения скв. №699 ГС фактическая а.о. кровли пласта Ю1/2 – 2671,8м. прогноз – 2676,6м. Структурный план подтвердился. В нефтенасыщенные толщины бурение изменений не в несло (подошва пласта не вскрыта).

Причины недостижения дебита нефти:

Превышение плановой обводненности в связи с неподтверждением нефтенасыщения пласта Ю1/2. По результатам бк анализа ввода из скважины соответствует пластовой воде водонефтенасыщенного горизонта Ю1/2 с наличием технической жидкости

Фактическая длина горизонтального участка – 499.9 м по ГП – 500м.

Фактическая эффективная длина горизонтального участка – 277,8м. по ГП – 350м.

701 скв.

По результатам бурения скв. 701. ГС фактическая а.о. кровли пласта Ю1/2 – 2666м.. прогноз – 2672м. Структурный план претерпел изменения.

Бурение скв.701 ГС не внесло изменений в нефтенасыщенные толщины пласта обводнения.

Ю1\2.

По результатам шести компонентный анализ попутная вода, отобранная со скважины, соответствует пластовым водам водонефтенасыщенного горизонта Ю1/2 с наличием технической жидкости.

Причины недостижения дебита нефти:

Недостижение расчетного дебита нефти, вероятно, связано с кольматацией ПЗП, которая обусловлена совокупностью причин:

Снижением масс пропанта при МГРП с 21т до 15т и, как следствие, слабой упаковкой трещин и глушением после ГРП раствором 1.16г/см<sup>3</sup>.

Обводненность продукции выше планируемой, связана с недовыводом скважины на режим (Тзап план-12 дней, факт-7 дней), что косвенно подтверждает шестикомпонентный анализ.

Контроль параметров дебита нефти и обводненности продукции.

Фактическая длина горизонтального участка – 551 м по ГП – 700м.

Фактическая эффективная длина горизонтального участка – 364м. по ГП – 490м.

Скв. 703

По результатам бурения скв. №703 ГС фактическая а.о. кровли пласта Ю1/2 – 2677м. прогноз – 2677м. Структурный план не претерпел изменений.

Бурение скв.703 ГС не внесло изменений в нефтенасыщенные толщины пласта Ю1/2 ( подошва пласта ГС не вскрыта).

Причины недостижения дебита нефти:

Обводненность продукции выше планируемой, обусловлена недовыводом скважины на режим по обводненности ( Тзап план-12 дней, факт 3 дня). Отмечается снижение обводненности.

Текущие прарметры 26.9/52 – 39%.

Недостижение расчетного дебита жидкости связано с осложнениями при МГРП ( по ГП планировалось 7 стадий, фактически проведено 3 стадии +2 СТОПа +2 оказа).

Фактическая длина горизонтального участка – 484,2 м по ГП – 500м.

Фактическая эффективная длина горизонтального участка – 133,1м. по ГП – 350м.

Скв.1101

По результатам бурения скв. 1101 ГС фактическая а.о. кровли пласта Ю1/2 – 2674.8м, прогноз – 2674.0м. Структурный план подтвердился. В нефтенасыщенные толщины бурение скв. 1101 изменений не внесло (подошва пласта не вскрыта).

Причины недостижения дебита нефти:

Превышение плановой обводненности. Вероятно причиной является ФНВ соседних скважин.

Не подтверждение плановой проницаемости

Фактическая длина горизонтального участка – 699,7 м по ГП – 700м.

Фактическая эффективная длина горизонтального участка – 432,6м. по ГП – 490м.

Скв. 509

По результатам бурения скв.509 ГС структурный план претерпел незначительные изменения (а.о. кровли Ю1/2 прогноз – 2670м, факт – 2674м).

Бурение скв.509 ГС не внесло изменений в нефтенасыщенные толщины, подошва пласта Ю1/2 не вскрыта.

По результатам 6-ти компонентного анализа попутная вода,отобранная со скважины, не соответствует показателям пластовых вод горизонта Ю1/2. В пробе диагностируется наличие технической жидкости.

Причины недостижения дебита нефти:

Фактическая обводненность продукции выше расчетной, что, вероятно связано с недовыводом скважины на режим по обводненности. Есть тенденция к снижению обводненности.

Фактическая длина горизонтального участка – 499 м по ГП – 500м.

Фактическая эффективная длина горизонтального участка – 376м. по ГП – 400м.

Скв.512

По результатам бурения скв.512 ГС структурный план не претерпел изменений (а.о. кровли Ю1/2 прогноз – 2659,6м, факт – 2659,5м). Бурение ГС скважин №512 не внесло изменений в нефтенасыщенные толщины пласта Ю1/2 (подошва пласта не вскрыта ).

По результатам 6-ти компонентного анализа попутная вода отобранная со скважины соответствует показателям пластовых вод водонефтенасыщенного горизонта Ю1/2.

Причины недостижения дебита нефти:

Фактическая обводненность продукции выше расчетной связана с недовыводом скважины на режим.

Полученная высокая прдуктивность свидетельствуют о возможности прорыв трещины ГРП в водонасыщенный пласт Ю1(3+4).

В месторождение

Детальный анализ по скважинам ВНС с недостижением запланированного пророста по БП.

Скв. 2047

По результатам бурения скважины №2047 факт а.о. кровли пласта Ю1/2 – 2553,3м (прогноз а.о. – 2559,5). Структурный план претерпел изменения. Изменено местоположение и тип заканчивания с МЗС на ГС с МГРП.

Причины недостижения дебита по нефти:

Превышения плановой обводненности. Отмечается нехарактерная продуктивность для пласта Ю1(2). На стадии №2 отмечается вероятное приобщение трещиной ГРП нецелевой пласт Ю1(3).

Фактическая длина горизонтального участка – 500 м по ГП – 500м.

Фактическая эффективная длина горизонтального участка – 343,5м. по ГП – 400м.

Скв.2061

По БП скв. № 2061 планировалось как многозабойная (ГС1 на пласт Ю1/2, ГС2 на Ю1(3)). Однако при бурении второго ГС на Ю1(3) в связи с осложнениями (осыпания углей) принято решение об изменении геологических целей и проводке ГС2 на пласт Ю1(3) и ГС1. Таким образом, в работе участвует только ГС2 с МГРП.

Превышение плановой обводненности связано с неподтверждением нефтенасыщенности пласта Ю1(2)

Фактическая длина горизонтального участка (ГС1) – 500 м по ГП – 500м.

Фактическая эффективная длина горизонтального участка (ГС1) – 397м.  
по ГП – 400м.

Фактическая длина горизонтального участка (ГС2) – 501 м по ГП – 500м.

Фактическая эффективная длина горизонтального участка (ГС2) – 252м.  
по ГП – 400м.

## **4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

В магистерской диссертации рассматриваются особенности применения систем горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта с целью увеличения коэффициента извлечения нефти низкопроницаемых коллекторов, эксплуатация которых невозможна с помощью наклонно-направленных скважин, в связи с тем, что неэффективна и нерентабельна. Поэтому целью экономической части является расчет капитальных вложений и дисконтированного потока наличности для различных вариантов длин горизонтальных скважин и расстояния между рядами добывающих и нагнетательных скважин, для выбора наиболее оптимального варианта разработки месторождений «А, Б, В».

### **4.1 Экономические показатели**

Коммерческая эффективность разработки месторождения «А» оценивалась с использованием системы показателей, отражающих деятельность предприятия применительно к условиям рыночной экономики, с включением в экономические расчеты платежей и налогов, предусмотренных действующим законодательством в области налогообложения согласно действующим “Методическим рекомендациям по оценке эффективности инвестиционных проектов” (издательство «Экономика», 2000 г.) и «Национальным стандартом РФ ГОСТ Р53710-2009 «Месторождения нефтяные и газонефтяные Правила проектирования разработки» (издательство «Стандартинформ» 2010 г.).

В соответствии с этими документами принимается:

– дисконтированный поток денежной наличности - сумма прибыли от реализации углеводородов и амортизационных отчислений, уменьшенная на величину капиталовложений, направляемую на освоение месторождений «А, Б, В», приведенная к начальному году по ставке дисконта 10%;

– рентабельный срок разработки - период от начала реализации проекта до момента, когда величина накопленного дисконтированного денежного потока (NPV) после достижения положительного значения начинает уменьшаться;

– срок окупаемости капитальных вложений определяется количеством лет, по истечении которых начальные отрицательные значения накопленной денежной наличности полностью компенсируются последующими ее положительными значениями;

– внутренняя норма возврата капитальных вложений (IRR) представляет собой значение дисконта, при котором величина суммарного потока наличности за расчетный период равна нулю. IRR не может быть вычислена в следующих ситуациях: все значения годового потока наличности отрицательны, все значения годового потока наличности положительны;

– индекс доходности дисконтированных инвестиций (PI) – отношение суммы дисконтированных элементов денежного потока от операционной деятельности к абсолютной величине дисконтированной суммы денежного потока от инвестиционной деятельности. PI равен увеличенному на единицу отношению NPV к накопленному дисконтированному объему инвестиций;

– доход государства - налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные фонды страны.

Экономическая оценка разработки месторождения «А, Б, В», (в условиях безналоговой среды) отражает эффективность проекта с точки зрения интересов недропользователя и государства в целом и определяется как разница между выручкой от реализации углеводородов и затратами - капитальными вложениями и чистыми эксплуатационными (текущими) расходами. [3, 19]

#### 4.2 Оценка капитальных вложений

Капитальные вложения на разработку месторождения «А, Б, В», включают в себя затраты на строительство скважин и их обустройство, рассчитанные в планируемых на 2019 г. ценах без учета НДС.

Расчет стоимости строительства скважин производился исходя из запланированной на 2019 г. стоимости 1 метра проходки и средней глубины скважины, сложившиеся в ОАО «Томскнефть» ВНК. В стоимости скважин не учтены затраты на подготовительные работы. Затраты на строительство скважин представлены в таблице 3.1.

Таблица – 39 Стоимости строительства скважин на месторождении «А, Б, В», тыс. руб.

Бурение скважин:	Стоимость 1 м., тыс. руб.	Глубина, м.	Стоимость ГРП, тыс. руб.
- наклонно-направленной	14,193	2000	-
- наклонно-направленной с отбором керна	17,204	2000	
- горизонтальной	22,256		
- водозаборной	12,530	1 800	
- ГРП			3220
- многостадийный ГРП			3775

Расчет капитальных вложений производился по укрупненным нормативам, с учетом существующего обустройства, в разрезе следующих направлений:

- бурение;
- подготовительные работы;
- сбор и транспорт нефти и газа;
- заводнение и промводоснабжение;
- прочие объекты и затраты.

Прочие капитальные вложения рассчитываются в процентном отношении (10%) к сумме затрат на нефтепромысловое строительство.

Затраты на оборудование, не входящее в сметы строек рассчитаны исходя из необходимости замены каждые 5 лет быстро изнашивающегося оборудования, средняя стоимость оборудования 1 755 тыс. руб. на 1 новую скважину и 515 тыс. руб. на 1 скважину действующего добывающего механизированного фонда.

Затраты на природоохранные мероприятия исчисляются как 2% от общей суммы капитальных затрат на бурение и межпромысловое обустройство и 7% на обустройство скважин с учетом прочих затрат. Данные пропорции рассчитаны исходя из фактической доли затрат на природоохранные мероприятия при строительстве капитальных объектов, сложившиеся в ОАО «Томскнефть» ВНК.

#### 4.3 Налоговая система

Недропользователь выплачивает все налоги, предусмотренные действующим законодательством РФ, с учетом поправок, вступивших в силу на момент расчетов. В таблице 3.2 представлен перечень налогов и платежей, включенных в экономическую оценку вариантов разработки, и показан порядок их расчета.

Таблица 40 – Основные налоги Российской Федерации для нефтегазодобывающих предприятий

Вид налога	Ставка налога и база начисления
1	2
<i>Налоги, относимые на себестоимость</i>	
1. Налог на добычу полезных ископаемых	<p>Расчетная ставка:            Нефть 2017 г. – 6 584 руб. за тонну;            2018 г. – 6 635 руб. за тонну;            2019 г. – 6 706 руб. за тонну;            с 2020 г. – 6 278 руб. за тонну.            Налоговая ставка 919 – с 2019 г. умножается на коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть – К<sub>ц</sub>.            Полученное произведение уменьшается на величину показателя Д<sub>м</sub>, характеризующего особенности добычи нефти.  <math>K_{ц} = (Ц-15)*P/261</math>, где</p>

	<p>Ц – средний за налоговый период уровень цен нефти «Юралс» в долларах США за баррель;</p> <p>Р – среднее значение за налоговый период курса доллара США к рублю, устанавливаемого Центральным банком РФ;</p> <p><math>D_M = K_{НДПИ} * K_C * (1 - K_B * K_3 * K_D * K_{ДВ} * K_{КАН}) - K_K</math>, где</p> <p><math>K_{НДПИ}</math> равно 559 – с 1 января 2016 г.</p> <p><math>K_K</math> равно 306 – с 1 января по 31 декабря 2017 г., 357 – с 1 января по 31 декабря 2018 г., 428 – с 1 января по 31 декабря 2019 г., 0 – с 1 января 2020 г.</p> <p><math>K_B = 3,8 - 3,5 * N/V</math>, где</p> <p>N – сумма накопленной добычи нефти на конкретном участке недр (включая потери при добыче) по данным государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода;</p> <p>V – начальные извлекаемые запасы нефти, утвержденные в установленном порядке с учетом прироста и списания запасов нефти и определяемые как сумма извлекаемых запасов всех категорий на 1 января 2006 года и накопленной добычи с начала разработки конкретного участка недр в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых на 1 января 2006 года..</p> <p>В случае, если степень выработанности запасов не превышает 0,8, то коэффициент <math>K_B</math> принимается равным 1, если степень выработанности запасов превышает 1 коэффициент <math>K_B</math> принимается равным 0,3;</p> <p>В случае, если величина начальных извлекаемых запасов нефти (<math>V_3</math>) по конкретному участку недр меньше 5 млн. тонн и степень выработанности запасов (<math>C_{B3}</math>) конкретного участка недр, меньше или равна 0,05, коэффициент <math>K_3</math> рассчитывается по формуле:</p> <p><math>K_3 = 0,125 * V_3 + 0,375</math></p> <p>Коэффициент, характеризующий степень сложности добычи нефти (<math>K_D</math>), принимается:</p>
	<p>1) равным 0,2 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья с утвержденным показателем проницаемости не более <math>2 \cdot 10^{-(3)}</math> мкм<sup>2</sup> и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта по указанной залежи не более 10 метров;</p> <p>2) равным 0,4 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья с утвержденным показателем проницаемости не более <math>2 \cdot 10^{-(3)}</math> мкм<sup>2</sup> и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта по указанной залежи более 10 метров;</p> <p>3) равным 0,8 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья, отнесенной к продуктивным отложениям тюменской свиты в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых;</p> <p>4) равным 1 - при добыче нефти из прочих залежей углеводородного сырья, характеристики которых не соответствуют характеристикам стикам, указанным в подпунктах 1 - 3.</p> <p>Коэффициент <math>K_D</math> в размере, установленном <u>подпунктами</u> 1 - 3, применяется до истечения 180 налоговых периодов,</p>

	<p>начинающихся с 1 января года, в котором степень выработанности запасов конкретной залежи углеводородного сырья превысила 1 процент. По истечении указанного срока значение коэффициента принимается равным 1.</p> <p>Степень выработанности запасов конкретной залежи углеводородного сырья для целей расчета коэффициентов <math>K_d</math> и <math>K_{дв}</math> рассчитывается налогоплательщиком в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода</p> <p>В случае, если значение коэффициента <math>K_d</math> для залежи углеводородного сырья составляет менее 1 и степень выработанности запасов указанной залежи углеводородного сырья больше или равна 0,8 и меньше или равна 1, коэффициент <math>K_{дв}</math> рассчитывается по формуле:</p> $K_{дв} = 3,8 - 3,5 * N_{дв} / V_{дв}, \text{ где}$ <p><math>N_{дв}</math> - сумма накопленной добычи нефти по конкретной залежи углеводородного сырья (включая потери при добыче) в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода;</p> <p><math>V_{дв}</math> - начальные извлекаемые запасы нефти, утвержденные в установленном порядке с учетом прироста и списания запасов нефти и определяемые как сумма извлекаемых запасов всех категорий на 1 января года, предшествующего году налогового периода, и накопленной добычи с начала разработки конкретной залежи углеводородного сырья в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода;</p> <p>В случае, если значение коэффициента <math>K_d</math> для залежи углеводородного сырья составляет менее 1 и степень выработанности запасов не превышает 0,8, то коэффициент <math>K_{дв}</math> принимается равным 1, если степень выработанности запасов превышает 1 коэффициент <math>K_v</math> принимается равным 0,3;</p> <p>Коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти (<math>K_{кан}</math>), принимается равным 1. В отношении нефти вязкостью более 200 мПа x с и менее 10 000 мПа x с (в пластовых условиях), а также нефти на участках недр, расположенных полностью или частично в том числе в границах Республики Саха (Якутия), Иркутской области, Красноярского края, в Азовском, Каспийском, Черном, Охотском морях и некоторых других участках недр, коэффициент <math>K_{кан}</math> принимается равным 0 при соблюдении определенных условий.</p>
2.Страховые взносы	Всего 2017-2019 гг. – 30 %. С 2020 г. – 34% от начисленной суммы ФОТ, в том числе:
-пенсионный фонд	2017-2019 гг. – 22 %, с 2020 г. – 26% от начисленной суммы фонда оплаты труда (но не более 876 тыс. руб./чел. в год)
-фонд социального страхования	2,9 % от начисленной суммы фонда оплаты труда (но не более 755 тыс. руб./чел. в год)
-фонд медицинского страхования	5,1 % от начисленной суммы фонда оплаты труда

3. Страхование несчастного случая	от	0,5 % от начисленной суммы фонда оплаты труда
4. Прочие налоги		Взяты по фактическим данным ОАО «Томскнефть» ВНК за 2016 год по Игольско-Таловой группе месторождений в доле от добычи нефти и составляют 55 тыс. руб.
<i>Налоги, относимые на выручку от реализации и финансовый результат</i>		
1. Экспортная пошлина		С 2017г. – 4 394 руб. за тонну (при сложившейся за предшествующий месяц средней ценой нефти сырой марки «Юралс» в долларах США за тонну менее 109,5 доллара США – 0 %, при превышении за предшествующий месяц сложившейся средней цены нефти сырой марки «Юралс» 109,5 доллара США за тонну, но не более 146 долларов США за тонну (включительно) – 35 % от разницы; свыше 146, но не более 182,5 доллара США (включительно) – в размере 12,78 доллара за тонну и 45 % от разницы, свыше 182,5 доллара США – 29,2 доллара за тонну и с 2017 г. – 30% от разницы,).
2. Налог на имущество предприятий		2,2 % от стоимости основных фондов.
3. Налог на прибыль		20% от балансовой прибыли, остающейся от выручки после компенсации эксплуатационных затрат и выплаты всех налогов.

#### 4.4 Технико-экономические показатели вариантов разработки

Экономическая оценка вариантов разработки месторождения «А, Б, В» проведена с целью выбора наиболее эффективной системы разработки, обоснования максимально возможных коэффициентов извлечения и извлекаемых запасов УВС, в том числе максимально возможных рентабельных коэффициентов извлечения и рентабельно извлекаемых запасов.

Технико-экономический анализ проектных решений разработки месторождения «А, Б, В» проведен отдельно для каждого варианта с различными длинами горизонтальных скважин и расстояниями между рядами добывающих и нагнетательных скважин.

Исходя из показателей таблицы 3.1 был рассчитан NPV за временной промежуток в 20 лет с 2017 года, но так как расчеты на секторе ГДМ были проведены для трех скважин (1 добывающая и 2 нагнетательных), был использован максимальный радиус отхода от кустового основания при

предполагаемых длинах ствола и техническими возможностями бурения для того чтобы оценить экономическую эффективность куста скважин.

Исходя из технико-экономического анализа вариантов выбора длин ГС и расстояний между добывающими и нагнетательными рядами скважин наиболее перспективным является выбор горизонтальных скважин длиной 700 м и расстоянием между рядами 500 м, что даст наибольший экономический эффект.

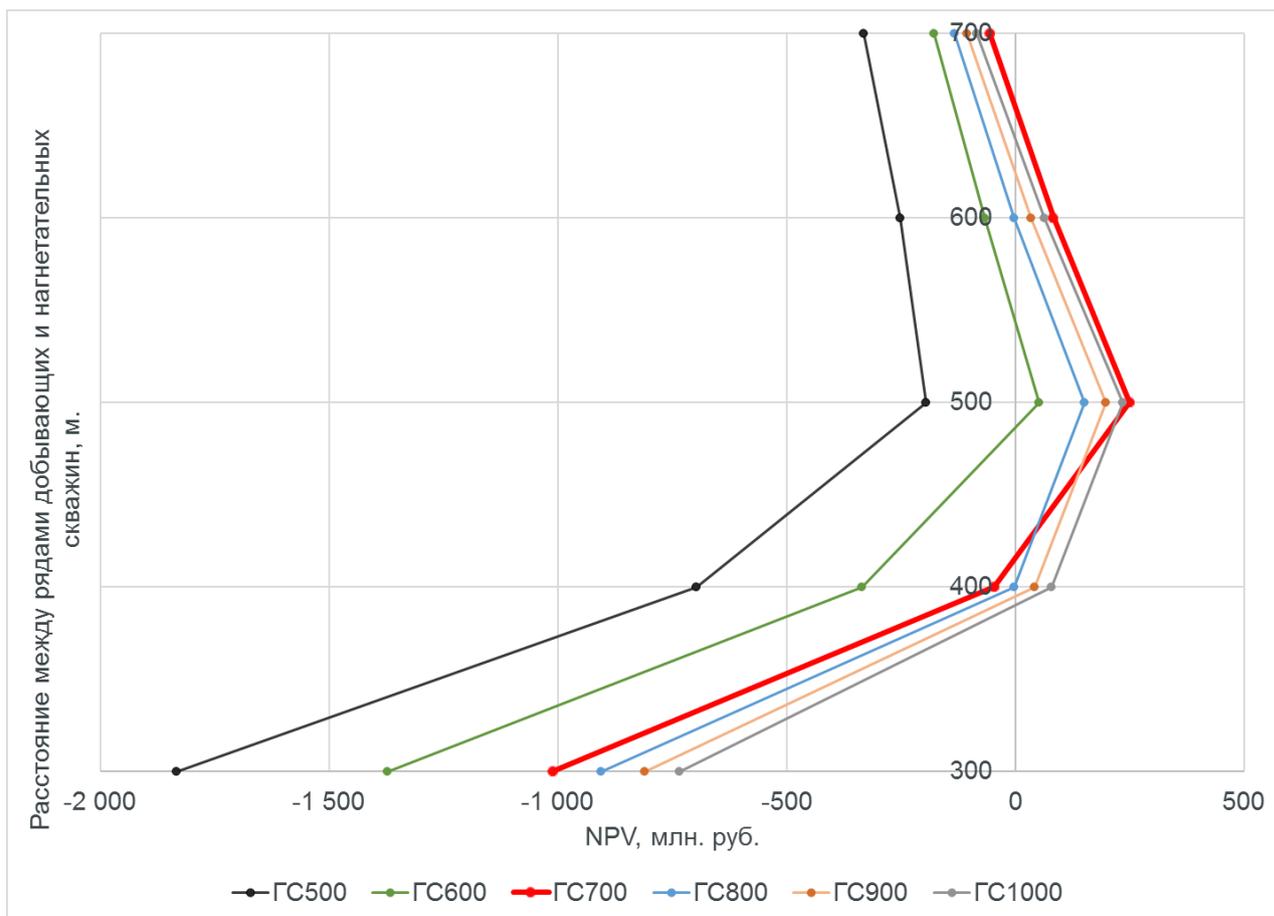


Рисунок 12 – Дисконтированный поток наличности при различных вариантах длин ГС и расстояния между рядами

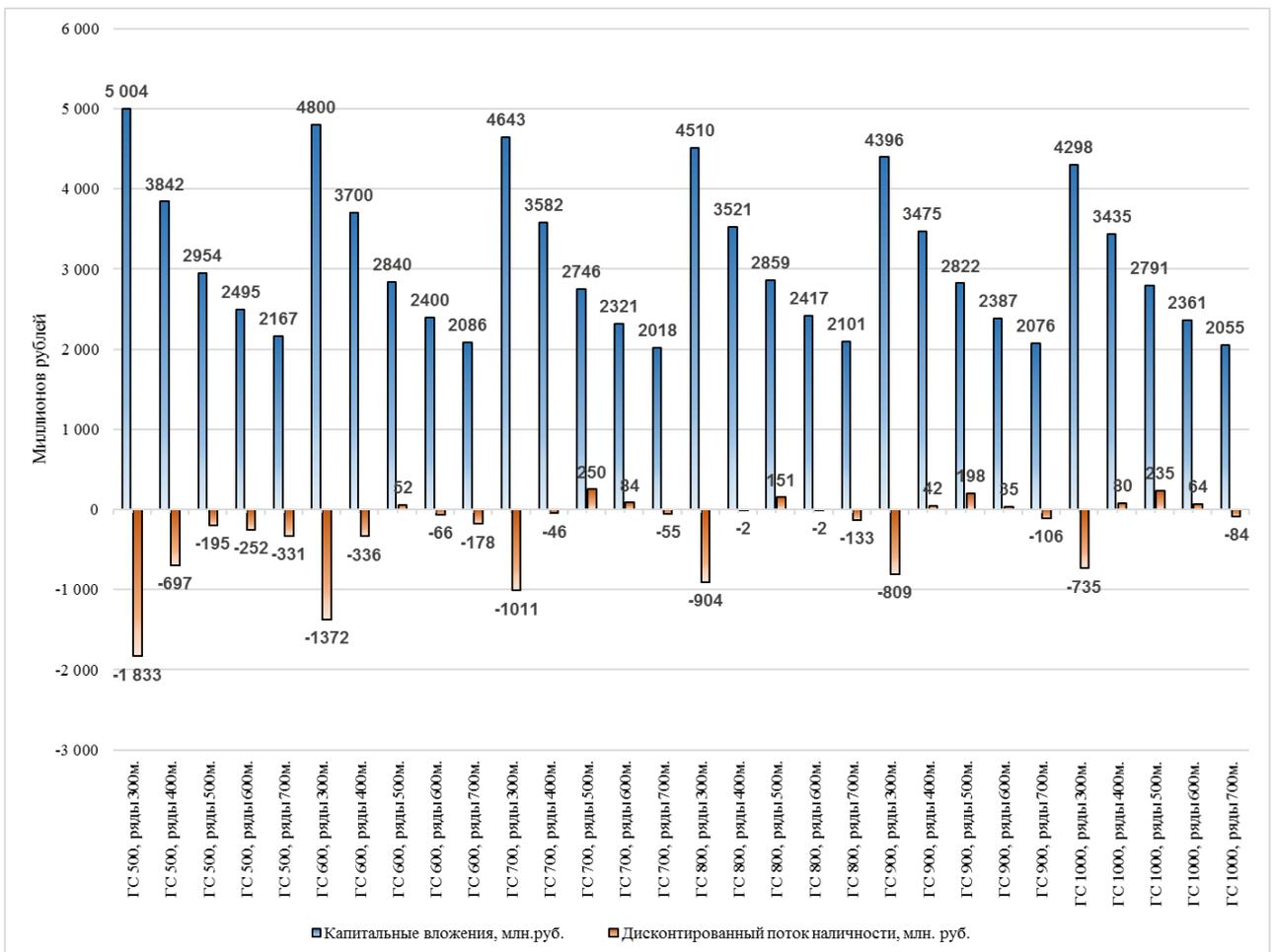


Рисунок 13 – Основные показатели экономической эффективности по вариантам различных длин ГС и расстояний между добывающими и нагнетательными рядами скважин

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Р	Безуглов Алексей Олегович

Институт	природных ресурсов	Кафедра	ГРHM
Уровень образования	магистр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Оценка эффективности применения многостадийного гидравлического разрыва пласта на горизонтальных скважинах месторождений Томской области
--	--

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

1. Производственная безопасность	Описание вредных проявлений факторов производственной среды (токсичные вещества, метеорологические условия, производственный шум, освещение производственных помещений); Описание опасных проявлений факторов производственной среды (электробезопасность, пожаробезопасность)
2. Экологическая безопасность	Мероприятия по охране атмосферного воздуха Мероприятия, направленные на охрану водных объектов
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Описание чрезвычайной ситуации (разгерметизация оборудования)
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	Организационные вопросы обеспечения безопасности

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Безуглов А.О.		

## **Введение**

В разработанной Минтопэнерго России с участием институтов Академии наук России, Минэкономики России и других организаций программе «Энергетическая стратегия России» ставится цель существенно снизить техногенную нагрузку ТЭК на окружающую среду, сохранить и укрепить энергетическую независимость России.

На долю предприятий ТЭК приходилось в 1994 г. около 48% выбросов вредных веществ в атмосферу (11.5 млн.т.), до 36% сточных вод (2,15 млрд. м<sup>3</sup>), свыше 30% твердых отходов (около 10 млн.т.)

Предприятия нефтегазового комплекса оказывают существенное воздействие на окружающую среду. На ряде месторождений юга, европейской части страны, обнаружено загрязнение территорий за счет выноса на поверхность из глубинных горизонтов с продуктами бурения естественных радионуклидов.

В факелах ежегодно сжигается около 6 млрд. м<sup>3</sup> нефтяного газа, т.е. около 20% извлекаемого. Основная часть этих потерь приходится на долю предприятий Западной Сибири.

Помимо буровых установок, добывающих и нагнетательных скважин, большую опасность для окружающей среды представляют магистральные трубопроводные коммуникации, на месторождениях промысловые трубопроводы, повреждение которых приводит к значительному загрязнению почв нефтепродуктами. Землепользователям возвращено в 1994 г. более 50 тыс. гектаров рекультивированных земель, в нефтегазовом комплексе введены новые мощности по очистке сточных вод (56,7 тыс. м<sup>3</sup>), наращиваются мощности оборотного водоснабжения.

## 5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

### 5.1 Вредные факторы на рабочем месте

#### **Метеоусловия на рабочих местах**

Климат района резко континентальный с продолжительной зимой и коротким тёплым летом. Зима морозная и снежная. Самый холодный месяц года - январь (среднемесячная температура -19,5 градусов С). Абсолютный минимум -52 градуса С. Самым тёплым является июль (среднемесячная температура +17 градусов С), абсолютный максимум +33 градуса С. Среднегодовое количество осадков 500-550 мм в год, причём 75% приходится на тёплое время года. Снежный покров устанавливается во второй половине октября и продолжается до начала июня. Мощность снежного покрова от 0,7 м до 1,5-2 м. Глубина промерзания почвы 1-1,5 м.

В геоморфологическом отношении данный район представляет собой слаборасчлененную пологую, сильно заболоченную равнину с абсолютными отметками рельефа 25-40 м над уровнем моря.

При оценке параметров микроклимата, воздействующих на работников в помещениях и на промышленных площадях, принимаются во внимание поправки по нормам, учитывающим тяжесть физического труда (ГОСТ 12.005-76).

Температура на открытом воздухе подвержена сезонным и суточным колебаниям. На основании результатов исследования влияния температуры на работающих разработаны санитарные нормы.

В холодный период года при температуре наружного воздуха ниже -5 °С температура в помещениях с незначительными тепловыделениями допускается в пределах 19-20 °С при легкой работе и 13-17 °С при тяжелой. В теплый период года температура воздуха в производственных помещениях поддерживается на уровне, при котором она не превышала бы наружную более чем на 3-5 °С соответственно для помещений с незначительными и

значительными тепловыделениями. Так как основные мощности т.е. скважины, расположены на открытой площади, то влияние погодных УСЛОВИЙ сильно сказывается на производственном процессе. В зимнее время года не редки обморожения, так как в условиях Западной Сибири минимальные температуры достигают  $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Поэтому необходимо уделять большое внимание дисциплине труда и обеспечению необходимых условий.

### **Производственное освещение**

Рациональное освещение помещений и рабочих мест один из важнейших элементов благоприятных условий труда, улучшаются условия безопасности труда, снижается утомляемость.

На месторождении освещение обеспечивает взрыво- и пожаробезопасность при освещении как помещений, так и наружных установок, где возможно образование взрыво- и пожароопасных смесей.

В производственной обстановке используются в основном естественное освещение в условиях открытого пространства (на скважинах), смешанное на производственных объектах (ДНС, КНС, цеха, АГЗУ и т.д.). Нормы естественного освещения, сведенные к нормированию коэффициента естественной освещенности, приведены в СНиП 23-05-95.

К гигиеническим требованиям, отражающим качество производственного освещения, относятся:

- равномерное распределение яркостей в поле зрения и ограничение теней;
- ограничение прямой и отраженной блескости;
- ограничение или устранение колебаний светового потока.

Светильники - источники света, заключенные в арматуру, - предназначены для правильного распределения светового потока и защиты глаз от чрезмерной яркости источника света. Арматура защищает источник света от механических повреждений, а также дыма, пыли, копоти, влаги, обеспечивает крепление и подключение к источнику питания.

По светораспределению светильники подразделяются на светильники прямого, рассеянного и отраженного света. Светильники прямого света более 80% светового потока направляют в нижнюю полусферу за счет внутренней отражающей эмалевой поверхности. Светильники рассеянного света излучают световой поток в обе полусферы: одни - 40-60% светового потока вниз, другие - 60-80% вверх. Светильники отраженного света более 80% светового потока направляют вверх на потолок, а отражаемый от него свет направляется вниз в рабочую зону.

Для защиты глаз от блескости светящейся поверхности лампы служит защитный угол светильника - угол, образованный горизонталью от поверхности лампы (края светящейся нити) и линией, проходящей через край арматуры.

Светильники для люминисцентных ламп в основном имеют прямое светораспределение. Мерой защиты от прямой блескости служат защитный угол, экранирующие решетки, рассеиватели из прозрачной пластмассы или стекла.

Местное освещение предназначено для освещения рабочей поверхности и может быть стационарным и переносным, для него чаще применяются лампы накаливания, так как люминисцентные лампы могут вызвать стробоскопический эффект.

Аварийное освещение устраивается в производственных помещениях и на открытой территории для временного продолжения работ в случае аварийного отключения рабочего освещения (общей сети). Оно должно обеспечивать не менее 5% освещенности от нормируемой при системе общего освещения.

Таблица 41 – Нормируемые параметры естественного и искусственного освещения (СанПиН 2.2 1/2.1.1.1278-03)

Помещения	Рабочая поверхность и плоскость нормирования КЕО и освещенности (Г-горизонтальная, В-вертикальная) и высота плоскости над полом, м	Естественное освещение		Совместное освещение		Искусственное освещение		
		КЕО $e_{нв}$ %		КЕО $e_{нв}$ %		Освещенность, лк		
		При верхнем или комбинированном освещении	При боковом освещении	При верхнем или комбинированном освещении	При боковом освещении	При комбинированном освещении		При общем освещении
Всего	От общего							
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Проектные залы и комнаты конструкторские, чертежные бюро	Г-0,8	4	1,5	2,4	0,9	600	400	500

#### Токсичные вещества

Опасность поражения на месторождении токсичными веществами возникает при авариях отдельных узлов нефтепромыслового оборудования (сальники, резервуары, клапана), коррозии трубопроводов. При этом возможно выделение в окружающую среду газов, паров нефти и конденсата при работе в АГЗУ или на УПН, химических реагентов, в частности, деэмульгаторы применяемые для обезвоживания и обессоливания нефти в ЦППН. Природные и нефтяные газы пары нефти и конденсата не вызывают сильных отравлений, но вредны для организма человека, при длительном их вдыхании человек теряет сознание, поражается центральная нервная система, прекращается дыхание.

Общие требования безопасности, ПДК, класс вредности токсичных веществ регламентируют ГОСТ 12.1.007.76 ССБТ и ГОСТ 12.016-79 ССБТ.

Таблица 42 – Перечень вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу

Наименование загрязняющих веществ	Источник загрязнений, класс опасности	Масса загрязняющих веществ т/год	Значение ПДК	Веществ
			в воздухе населенных пунктов, мг/м <sup>3</sup>	
Углеводороды (по дизтопливу)	автомобили, АЗС (4)	2651		
Углеводороды (по бензину)	продукт сгорания, АЗС, автомобили (4)	947	5	100
Углеводороды (по метану)	утечки в технологическом оборудовании, факел (3)	35,716	50	
Диоксид серы	продукты сгорания факелах (4)	6,657	0.5	10
Оксид азота	продукты сгорания факелах (3)	28,095	0,4(оксид) 0,085(диоксид)	30(оксид) 2(диоксид)
Оксид углерода	продукты сгорания факелах (2)	213,553	5	20
Свинец	продукты сгорания факелах (1)	0,162	0.001	
Метанол	утечки в установках ввода реагентов (3)	0,63	1	5
Сажа	факел, дежурные горелки (3)	2,258	0,15	3,5

Повышенный уровень шума и вибрации на рабочем месте

Производственные процессы на месторождении такие как бурение скважин, спускоподъемные операции при ремонте скважин, процессы перекачки процесс гидроразрыва пласта сопровождаются значительными шумом и вибрацией. Современное развитие техники, оснащение предприятий мощными и быстродействующими машинами и механизмами приводит к тому, что человек постоянно подвергается воздействию шума.

В случаях работы при бурении, ремонте скважин и т.д., шум и вибрация действуют одновременно. При невысоком уровне звукового давления шум оказывает вредное влияние на нервную систему человека и его организм в частности, на органы слуха, вызывая раздражение, утомление, ослабление внимания.

Например, при текущем и капитальном ремонтах скважин интенсивный шум в месте расположения машины-подъемника, в кабине машиниста и у глушителя автомобиля.

Допустимые шумовые характеристики рабочих мест в России регламентируются ГОСТ 12.1.005.83 и СНиП 3223-85.

Гигиенические допустимые уровни вибрации регламентируют ГОСТ 12.1.012-78 "Вибрация. Общие требования безопасности". При разработке мероприятий для защиты от шума и вибрации следует руководствоваться ГОСТ 12.1.029-80 "Средства и методы защиты от шума". По характеру спектра шумов подразделяются на широкополосные и тональные.

По временным характеристикам шумов подразделяются на постоянные и непостоянные. В свою очередь непостоянные шумов подразделяются на колеблющиеся во времени, прерывистые и импульсные.

В качестве характеристик постоянного шума на рабочих местах, а также для определения эффективности мероприятий по ограничению его неблагоприятного влияния, принимаются уровни звукового давления в децибелах (дБ) в октавных полосах со среднегеометрическими частотами 31,5; 63; 125; 250; 1000; 2000; 4000; 8000 Гц.

В качестве общей характеристики шума на рабочих местах применяется оценка уровня звука в дБ(А), представляющая собой среднюю величину частотных характеристик звукового давления.

Характеристикой непостоянного шума на рабочих местах является интегральный параметр - эквивалентный уровень звука в дБ(А).

Основные мероприятия по борьбе с шумом - это технические мероприятия, которые проводятся по трем главным направлениям:

- устранение причин возникновения шума или снижение его в источнике;
- ослабление шума на путях передачи;
- непосредственная защита работающих.

Наиболее эффективным средством снижения шума является замена шумных технологических операций на малозумные или полностью бесшумные, однако этот путь борьбы не всегда возможен, поэтому большое значение имеет снижение его в источнике. Снижение шума в источнике достигается путем совершенствования конструкции или схемы той части оборудования, которая производит шум, использования в конструкции материалов с пониженными акустическими свойствами, оборудования на источнике шума дополнительного звукоизолирующего устройства или ограждения, расположенного по возможности ближе к источнику.

Таблица 43 – Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука (ГОСТ 12.1.003-83 с изм. 1999 г.)

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

## 5.2 Опасные факторы на рабочем месте

### **Опасность поражения электрическим током**

Важнейшими факторами, влияющими на исход поражения - электрическим током, являются вид и величина тока протекающего через тело человека, продолжительность и частота его, путь тока и индивидуальные свойства организма человека.

На месторождении используется ток напряжением 1000, 380, 220 В частотой 50 Гц, являющейся наиболее опасным.

Основными условиями возникновения поражения является прикосновение к металлическим частям электроустановок, находящимся под напряжением (электродвигатели, трансформаторные узлы, щиты распределители, кабели погружного электрического двигателя).

Электробезопасность на предприятии обеспечивается в соответствии с ГОСТ 12.1.009-76 ССБТ "Электробезопасность. Общие требования".

Различают два вида поражения организма электрическим током:

- Электрические травмы
- Электрические удары.

Электрические травмы - это местные поражения тканей и органов. К ним относятся электрические ожоги, электрические знаки и электрометаллизация кожи, механические повреждения в результате непроизвольных судорожных сокращений мышц при протекании тока, а также электроофтальмия – воспаление глаз в результате воздействия ультрафиолетовых лучей электрической дуги.

Электрический удар представляет собой возбуждение живых тканей организма проходящем через него электрическим током, сопровождается непроизвольным сокращением мышц. Различают четыре степени электрических ударов:

- I- судорожное сокращение мышц без потери сознания;

II- судорожное сокращение мышц с потерей сознания, но с сохранением дыхания и работы сердца

III- потеря сознания и нарушение сердечной деятельности или дыхания и работы сердца

IV- клиническая смерть.

Поражение человека электрическим током может произойти при прикосновениях: к токоведущим частям, находящимся под напряжением; отключенным токоведущим частям, на которых остался заряд или появилось напряжение в результате случайного включения; к металлическим нетокведущим частям электроустановок после перехода на них напряжения с токоведущих частей. Кроме того, возможно электропоражение напряжением шага при нахождении человека в зоне растекания тока на землю, электрической дугой в установках с напряжением более 1000 В; при приближении к частям, находящимся под напряжением, на недопустимо малое расстояние, зависящее от значения высокого напряжения.

Существуют следующие опасности:

- Опасность трехфазных электрических цепей с изолированной нейтралью.
- Опасность трехфазных электрических цепей с заземленной нейтралью.
- Опасность сетей однофазного тока.
- Растекание тока в грунте.

Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования должны проводиться в соответствии с требованиями "Правил устройства электроустановок" (ПУЭ).
- обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- применение блокировочных устройств;

- применение защитного заземления электроустановок;
- применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок;
- допускать к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV.

### **Пожаробезопасность**

Нефтяная промышленность с точки зрения пожарной опасности характеризуется взрыво- и огнеопасностью нефти и газа.

Практически все технологические процессы на месторождении характеризуются высокими давлениями и температурами, которые в отдельных случаях могут сопровождаться взрывами. Причинами пожаров могут быть нарушения технологических процессов производства: отступления от требований номенклатурных документов, неисправность оборудования и некачественный ее ремонт, несоответствие оборудования категории производства, нарушение противопожарного режима и трудовой дисциплины, также причинами МОГУТ быть выбросы нефти, газопроявления, аварии электрооборудования.

Требования к взрыво и пожаробезопасности промышленных объектов сформулированы в ГОСТ 12.1.010.85 "Пожарная безопасность. Общие требования", ГОСТ 12.1.003-81 "Пожарная безопасность. Термины и определения.", ГОСТ 12.1.010-76 "Взрывобезопасность. Общие требования".

Для предупреждения возникновения пожара необходимо устанавливать молниезащиту, заземление, устье скважины обвязывать противовыбросовым оборудованием и осуществлять постоянный контроль за ним, выхлопные трубы дизелей и автомобилей оборудовать искрогасителями, организовывать места для курения за пределами буровой установки, осторожное обращение с открытым огнем (сварные работы, курение), применять обмедненный инструмент, устанавливать автоматические предохранители, проверять

сопротивление изоляции (один раз в год), соблюдать правила хранения и эксплуатации горючесмазочных материалов.

Первичные средства пожаротушения представлены в табл. 4.4

Таблица 44 – Первичные средства пожаротушения.

Наименование	ГОСТ, ОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Количество, шт
Огнетушитель пенный ОХП-10	ГОСТ 16005-70	8
Ящик с песком объемом 0.5 м <sup>3</sup>	-	4
Ящик с песком объемом 1 м <sup>3</sup>	-	2
Лопаты	ГОСТ 3620-76	5
Ломы	ГОСТ 16714-71	2
Топоры	ГОСТ 16714-71	2
Багры	ГОСТ 16714-71	2
Ведро пожарные	-	4

На месторождении на случай возникновения пожара должна находиться пожарная часть.

### 5.3 Охрана окружающей среды

#### **Охрана атмосферного воздуха**

Основная деятельность, осуществляемая на месторождении – добыча и транспортировка нефти

На месторождении, в составе предприятий ОАО «Томскнефть» ВНК, основными существующими источниками выброса ЗВ в атмосферу являются:

- факел - организованный источник выбросов углеводородов по метану, диоксида азота, оксида углерода, диоксида углерода, сажи, бенз(а)пирена;
- свеча рассеивания на БКНС - организованный источник выбросов углеводородов по метану;
- неплотности фланцевых соединений запорно-регулирующей арматуры скважин – неорганизованные источники выбросов предельных углеводородов;
- неплотности соединений, насосов и сепараторов, расположенных на площадке установки подготовки нефти - неорганизованный источник выбросов предельных углеводородов, бензола, ксилола, толуола;
- нефтепровод - неорганизованный источник выбросов предельных углеводородов;
- неплотности фланцевых соединений запорно-регулирующей арматуры на площадке БКНС - неорганизованные источники выбросов предельных углеводородов, масла минерального;
- передвижной сварочный пост - неорганизованный источник выбросов оксидов железа, соединений марганца, пыли неорганической, фторидов, фтористого водорода, диоксида азота, оксида углерода, хрома шестивалентного.

Загрязняющие вещества (ЗВ), выбрасываемые в атмосферу от существующих источников на месторождении, относятся к 1 – 4 классам опасности. В приземный слой атмосферы выбрасываются следующие вещества: оксид железа, соединение марганца, метанол, оксид углерода, диоксиды азота и серы, соединение кремния, сажа, фтористый водород, фториды, бензол, ксилол, толуол, бенз(а)пирен, акролеин, углеводороды, пыль металлическая.

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферу от планируемых объектов разработки месторождения являются:

- передвижная котельная с котлами ПКН-2С, работающая в период бурения и крепления новых скважин;
- дизельная установка А-50;
- передвижная котельная с котлами, работающая в период освоения новых скважин и в период бурения и крепления бездействующих скважин методом зарезки;
- мобильная установка «Cardwell», работающая в период освоения бездействующих скважин методом зарезки;
- дизельная электростанция ДЭ104СЗ, работающая в период монтажа и демонтажа бурового оборудования при зарезке боковых стволов с существующих скважин со старых кустовых оснований;
- добывающие скважины и замерные установки;
- котельная;
- двигатели внутреннего сгорания автомобильной и строительной техники.

Основными ЗВ, выбрасываемыми в приземный слой атмосферы, от планируемых источников являются: углеводороды, оксид азота, диоксид азота, оксид углерода, оксид серы, сажа, бенз(а)пирен, формальдегид, сернистый ангидрид, взвешенные вещества, акролеин.

## **Охрана поверхностных и подземных вод**

На нефтепромысле вода используется на производственные и хозяйственные нужды, для заводнения нефтяных пластов.

Забор воды из поверхностных водоемов для нужд разработки месторождения не предусматривается.

Водоснабжение объектов добычи нефти на территории месторождения осуществляется из артезианских скважин. Для хозяйственных нужд используется привозная питьевая вода.

Источником водоснабжения работающих буровых установок являются подземные воды.

В период эксплуатации месторождения попутные пластовые воды и буровые сточные воды после отстоя и реагентной коагуляции используются в системе ППД для закачки в продуктивный пласт, что исключает их сброс в поверхностные водоемы.

Негативное воздействие планируемой разработки месторождения на водную среду возможно при сбросе сточных вод и аварийных разливах добываемой жидкости.

Хозяйственная деятельность в пределах водоохранной зоны водных объектов осуществляется с соблюдением мероприятий, предотвращающих загрязнение, засорение и истощение вод.

В границах водоохранных зон запрещается:

- использование сточных вод для удобрения почв;
- размещение кладбищ, скотомогильников, мест захоронения отходов производства и потребления, радиоактивных, химических, взрывчатых, токсичных, отравляющих и ядовитых веществ;
- осуществление авиационных мер по борьбе с вредителями и болезнями растений;
- движение и стоянка транспортных средств (кроме специальных транспортных средств), за исключением их движения по дорогам и стоянки на дорогах и в специально оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

В границах прибрежных защитных полос наряду с установленными ограничениями запрещаются:

- распашка земель;
- размещение отвалов размываемых грунтов;
- выпас сельскохозяйственных животных и организация для них летних лагерей, ванн.

В границах водоохранных зон допускается проектирование, размещение, строительство, реконструкция, ввод в эксплуатацию, эксплуатация хозяйственных и иных объектов при условии оборудования таких объектов сооружениями, обеспечивающими охрану водных объектов от загрязнения, засорения и истощения вод в соответствии с водным законодательством и законодательством в области охраны окружающей среды.

При разработке и дальнейшем обустройстве месторождения хозяйственную деятельность в пределах водоохранной зоны следует осуществлять с соблюдением мероприятий, предотвращающих загрязнение, засорение вод, заиление русел, истощение водотоков.

#### 5.4 Защита в чрезвычайных ситуациях

Площадка куста скважин относится к категории опасных производственных объектов. Технологические сооружения площадки куста скважин являются взрыво-пожароопасными: в аварийной ситуации возможна разгерметизация оборудования и трубопроводов с неконтролируемым выходом нефти и нефтяного газа в помещение замерной установки и на территорию площадки с последующим воспламенением и взрывом. Причинами аварии могут быть неполадки оборудования, ошибочные действия персонала, отступления от норм технологического регламента, внешние воздействия природного и техногенного характера.

Практика показывает, что наиболее вероятным является полное разрушение оборудования и трубопроводов, чем образование локальных повреждений. Поэтому для оценки воздействия объекта в случае аварийной ситуации рассматриваются сценарии аварий с максимальным выбросом опасных веществ (нефть, газ).

Негативное действие на окружающую среду в случае аварийной ситуации может проявиться в загрязнении атмосферного воздуха продуктами сгорания углеводородных газов, термическим воздействием.

Последствия аварий на человека выражаются в потере трудоспособности, здоровья.

Анализ работы аналогичных объектов в нормальном режиме и анализ чрезвычайных ситуаций, возникающих на них, показывает, что для кустовой площадки скважин наиболее вероятны следующего характера аварии:

- взрыв парогазовой смеси при разгерметизации сепарационной емкости в ЗУ;
- разгерметизация выкидного трубопровода, приводящая к авариям по нескольким сценариям - ранний взрыв выделившегося газа из трубопровода, поздний взрыв с участием паров разлитой нефти, пожар пролива;
- взрыв парогазовой смеси при разгерметизации подземной емкости.

Определение сценариев возникновения и развития аварийных ситуаций проводится по блок-схеме (рис. 4.1).

Определены нижеследующие возможные сценарии аварий при разгерметизации емкостного оборудования и трубопроводов площадок скважин.

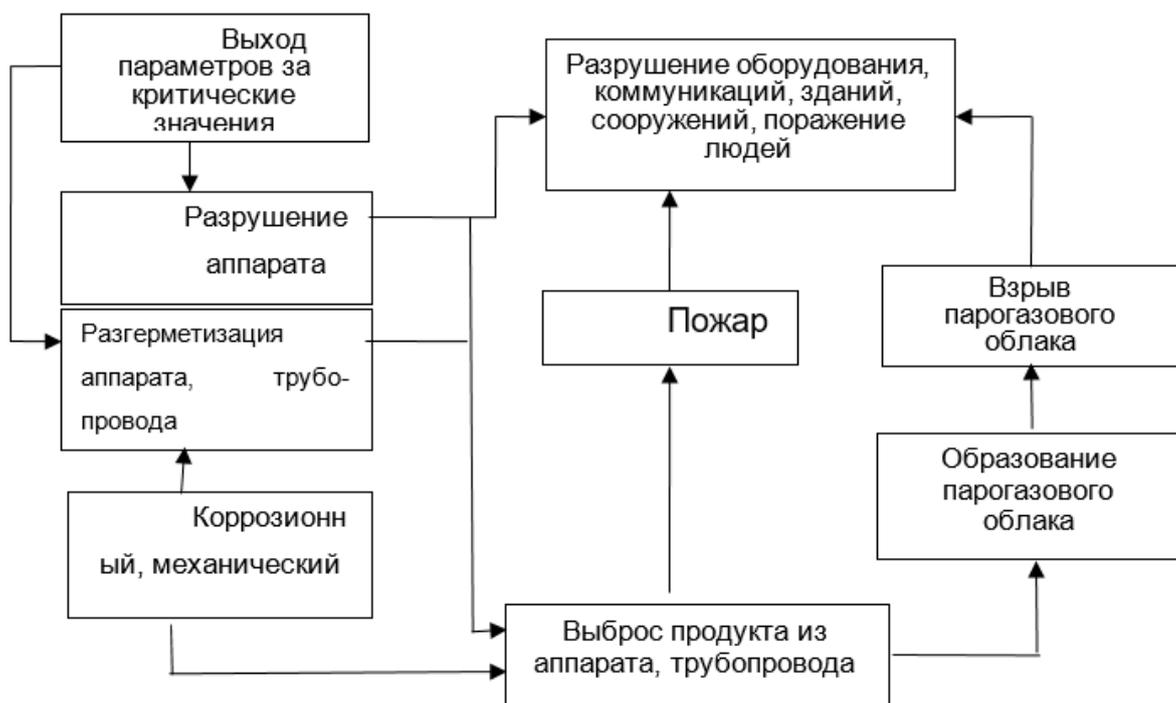


Рисунок 14 – Блок-схема сценариев возникновения и развития аварии

**Определение сценариев развития аварии.** При разгерметизации выкидного трубопровода возможно образование первичного газового и вторичного парогазового облака, с реализацией раннего (С1) и позднего (С2) взрывов, пролив жидкости с последующим загоранием (С4).

1. Разгерметизация сепарационной емкости в помещении ЗУ приведет к выходу опасных веществ и возможному последующему взрыву по достижении стехиометрической концентрации паров с воздухом (С3).

В случае неисправности дыхательного клапана подземной емкости возможна разгерметизация подземной емкости с выходом газа с реализацией сценария раннего взрыва (С1).

В основу получения количественной оценки опасных веществ положены следующие предпосылки и допущения:

1. Каждый производственный участок (элемент) объекта рассматривается как отдельная физико-химическая система во взаимосвязи со смежными стадиями технологической линии.

2. Начало возникновения (по времени) аварийных ситуаций ограничивается одним технологическим аппаратом, участком трубопровода, характеризующимися определенными факторами опасностей.

3. Количество веществ, участвующих в создании поражающих факторов, оценивалось исходя из типового набора оборудования для обустройства площадки куста скважин, с учетом рекомендованного дебита скважин и характера развития аварии.

Для каждого из рассматриваемых сценариев развития аварий, были рассчитаны зоны действия поражающих факторов (ПФ): воздушная ударная волна (ВУВ) и тепловое излучение.

Основные результаты расчетов сведены в таблицу 4.5

Таблица 45 – Параметры зон поражающих факторов

п/п	Сценарий аварий	Основной поражающий фактор	Параметр ПФ	Значение ПФ, м
1.	Взрыв парогазовой смеси в ЗУ	Избыточное давление ВУВ	Расстояние для ВУВ с давлением:	В пределах блока
			100 кПа	
			53 кПа	
			28 кПа	
			12 кПа	
3 кПа				
.	Ранний взрыв при разгерметизации трубопровода нефти	Избыточное давление ВУВ	Расстояние для ВУВ с давлением:	
			100 кПа	37
			53 кПа	52
			28 кПа	76
			12 кПа	136
3 кПа	422			
3.	Поздний взрыв при разгерметизации трубопровода нефти	Избыточное давление ВУВ	Расстояние для ВУВ с давлением:	
			100 кПа	38
			53 кПа	54
			28 кПа	78
			12 кПа	140
3 кПа	433			
.	Пожар пролива при разгерметизации	Тепловое излучение	Расстояние для теплового потока интенсивности:	
			1.4 кВт/м <sup>2</sup> 1.4 кВт/м <sup>2</sup>	18
			4.2 кВт/м <sup>2</sup>	11

	трубопровода нефти		7.0 кВт/м <sup>2</sup>	8
			10.5 кВт/м <sup>2</sup>	7
.	Взрыв парогазовой смеси при разгерметизации подземной емкости	Избыточное давление ВУВ	Расстояние для ВУВ с давлением:	
			100 кПа	6
			53 кПа	8
			28 кПа	12
			12 кПа	22
			3 кПа	67

Примечание:

- *Зоны действия ударной волны на сооружения:*

100 кПа – полное разрушение зданий;

53 кПа – 50 %-ное разрушение зданий;

28 кПа – средние повреждения зданий;

12 кПа – умеренные повреждения зданий (повреждения внутренних перегородок, рам, дверей);

3 кПа – расстекление зданий.

- *Зоны действия ударной волны на персонал:*

100 кПа – летальный исход;

53 кПа – серьезные повреждения легких, летальный исход вероятен;

28 кПа – серьезные повреждения тканей, летальный исход возможен;

12 кПа – временная потеря слуха, легкие травмы;

3 кПа – возможны легкие травмы от осколков.

- *Зоны действия теплового излучения на персонал:*

1.4 кВт/м<sup>2</sup> – без негативных последствий в течение длительного времени;

4.2 кВт/м<sup>2</sup> – безопасно для человека в брезентовой одежде; кратковременное пребывание без последствий для человека без спецодежды.

7.0 кВт/м<sup>2</sup> – непереносимая боль через 20-30 сек., ожог 2 степени через 30-40 сек.

10.5 кВт/м<sup>2</sup> – непереносимая боль через 3-5 сек., ожог 2 степени через 12-16 сек.

На основе полученных расчетных данных проведена оценка воздействия зон поражения на производственный персонал и окружающую среду. Эксплуатация площадок скважин производится без постоянного присутствия производственного персонала. Максимальное количество людей, которые могут находиться на площадках скважин – 5÷6 человек (бригада по ремонту скважин и обслуживающий персонал).

Соответственно, возможное число пострадавших при реализации наиболее опасного сценарии аварии (при разгерметизации выкидного трубопровода, частота реализации аварии составляет  $4.5 \times 10^{-6}$  1/год) составит 6 человек. Пролив нефти, зоны основных поражающих факторов не выходят за обвалование площадок кустов скважин. [7]

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполненной работы, были проанализированы геологические данные месторождений «А, Б, В», выбрана наиболее благоприятная система разработки. Была выбрана наиболее точная аналитическая модель при адаптации к условиям данного месторождения, отклонение от показателей реальной скважины составляет всего 0,2%. Проанализированы различные технологии МГРП и была выбрана наиболее подходящая технология для геолого-физических характеристик месторождения «А, Б, В», а именно применение раздвижных муфт с разбуриваемыми или растворимыми шарами, разобщение зон ГРП рекомендуется проводить с помощью гидромеханических пакеров.

Согласно целям и задачам выпускной квалификационной работы выполнено:

- Проведен анализ геологических особенностей месторождения;
- С помощью расчета на гидродинамической модели определена оптимальная длина горизонтального ствола скважины и расстояние между рядами добывающих и нагнетательных скважин;
- Проведено исследование влияния расстояния между стадиями гидравлического разрыва пласта на запускной дебит скважины;
- Подобрано оптимальное расстояние между стадиями ГРП;
- Рекомендована наиболее подходящая технология МГРП для данного месторождения;
- Определен экономический эффект бурения.

Был проведен экономический анализ с помощью которого была выявлена вполне ожидаемая закономерность что при увеличении расстояния между рядами добывающих и нагнетательных скважин капитальные затраты уменьшаются, наиболее прибыльным показал себя вариант с длиной ГС семьсот метров и расстоянием между рядами пятьсот метров,

дисконтированный поток наличности при этом варианте, составил 250 млн. руб. при капитальных вложениях в 2 746 млн. руб.

Исходя из результатов данной работы можно утверждать, что бурение горизонтальных скважин длиной семьсот метров и расстоянием между рядами добывающих и нагнетательных скважин в пятьсот метров является наиболее оптимальным вариантом, при этом расстояние между фрак портами должно составлять сто метров.

## **СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ:**

- 1) Гидрогеология СССР том XVI Западно-Сибирская равнина (под ред. В.А. Нуднера). М., Недра, 1970. 368 с.
- 2) Конторович А. Э., Нестеров И. И., Салманов Ф. К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. – М.: Недра, 1975. – 680 с.
- 3) Коссов В. В., Лившиц В. Н., Шахназаров А. Г. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов. – М.: Экономика, 2000. – 421 с.
- 4) Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы бакалавров и магистров Института природных ресурсов / Сост. Н.В. Крепша. – Томск: Изд. ТПУ, 2014. – 53 с.
- 5) Методические указания к выполнению индивидуальных заданий для студентов дневного и заочного обучения всех направлений и специальностей ТПУ / Сост. О.Б. Назаренко. – Томск: Изд. ТПУ, 2008. – 20 с.
- 6) Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 05.08.2000 N 25-ФЗ (ред. от 07.03.2017).
- 7) «Правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленности». Москва, Недра, 1974 г.
- 8) Словарь по геологии нефти и газа. – Л.: Недра, 1988. – 679 с.
- 9) Сергей Соколов ООО «ТННЦ» Какая система разработки самая лучшая? / Сергей Соколов // Нефтегазовая вертикаль – 2011. – №17 – С. 100-102
- 10) ГОСТ 12.005-76 «ОБЩИЕ САНИТАРНО-ГИГИЕНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ВОЗДУХУ РАБОЧЕЙ ЗОНЫ»
- 11) ГОСТ 12.1.007.76 ССБТ «ВРЕДНЫЕ ВЕЩЕСТВА Классификация и общие требования безопасности»
- 12) ГОСТ 12.1.012-78 "Вибрация. Общие требования безопасности"
- 13) ГОСТ 12.1.029-80 "Средства и методы защиты от шума"

- 14) ГОСТ 12.1.009-76 ССБТ "Электробезопасность. Общие требования".
- 15) ГОСТ 12.1.010.85 "Пожарная безопасность. Общие требования"
- 16) ГОСТ 12.1.003-81 "Пожарная безопасность. Термины и определения."
- 17) ГОСТ 12.1.010-76 "Взрывобезопасность. Общие требования".
- 18) ГОСТ 12.1.003-83 с изм. 1999 г. "ШУМ Общие требования безопасности".
- 19) ГОСТ Р 53710-2009 "Месторождения нефтяные и газонефтяные Правила проектирования разработки".
- 20) СанПиН 2.2 1/2.1.1.1278-03 "Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий"
- 21) СНиП 3223-85 «САНИТАРНЫЕ НОРМЫ ДОПУСТИМЫХ УРОВНЕЙ ШУМА НА РАБОЧИХ МЕСТАХ»
- 22) Norris, S.O., Hunt, J.L., Soliman, M.Y. and Puthigai, S.K.: "Predicting Horizontal Well Performance: A Review of Current Technology," paper SPE 21793 presented at the Western Regional Meeting, Long Beach, CA, March 20-22, 1991.
- 23) Karcher, R.J., Giger, F.M. and Combe, J.: "Some Practical Formulas to Predict Horizontal Well Behavior," paper SPE 15430 presented at the 61st Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineer held in New Orleans, LA, October 5-8, 1986.
- 24) Soliman, M.Y., Hunt, J.L. and Ei Rabbaa: "Fracturing Aspects of Horizontal Wells," JPT (August 1990) 966.
- 25) Mukhetjee, H. and Economidcs, M.J.: "A Parametric Comparison of Horizontal and vertical Well Performance," SPE Formation Evaluation (June 1991) 209.
- 26) Hujun Li, Zhengqi Jia, and Zhaosheng Wei "A New Method to Predict Performance of Fractured Horizontal Wells" paper SPE 37051,

International Conference on Horizontal Well Technology held in Calgary,  
Canada, 18-20 November 1996.

**ПРИЛОЖЕНИЕ А**  
(Обязательное)  
**HORIZONTAL WELLS**

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Безуглов Алексей Олегович		

Консультант-лингвист кафедры

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гутарева Н. Ю.	к.п.н.		

## HORIZONTAL WELLS

### Introduction

Horizontal wells have become an extremely popular development option (Figure 1).

This chapter introduces the basics of designing and completing a horizontal well. Well trajectory, geosteering, reservoir flow regimes and drainage areas are discussed. Most horizontal wells use a medium or long radius build section rather than the short radius technique that only allows a short lateral length and a limited completion technique.

### Drilling and completion of horizontal wells

The production casing (e.g. 9<sup>5/8</sup> in) of a horizontal well is usually set at a high angle (>70°) just above or just within the reservoir and an (8<sup>1/2</sup> in) pilot hole (Figure 2) drilled through the reservoir. A pilot hole can be employed when there is limited geological or reservoir knowledge; the increased cost of the pilot hole being weighed against the potential cost of the geological and other risks, which will be mitigated once the pilot hole has been fully evaluated. The pilot hole is plugged and abandoned after evaluation, the well-turned horizontal and then extended through reservoir to the planned length and finally the well completion is installed.

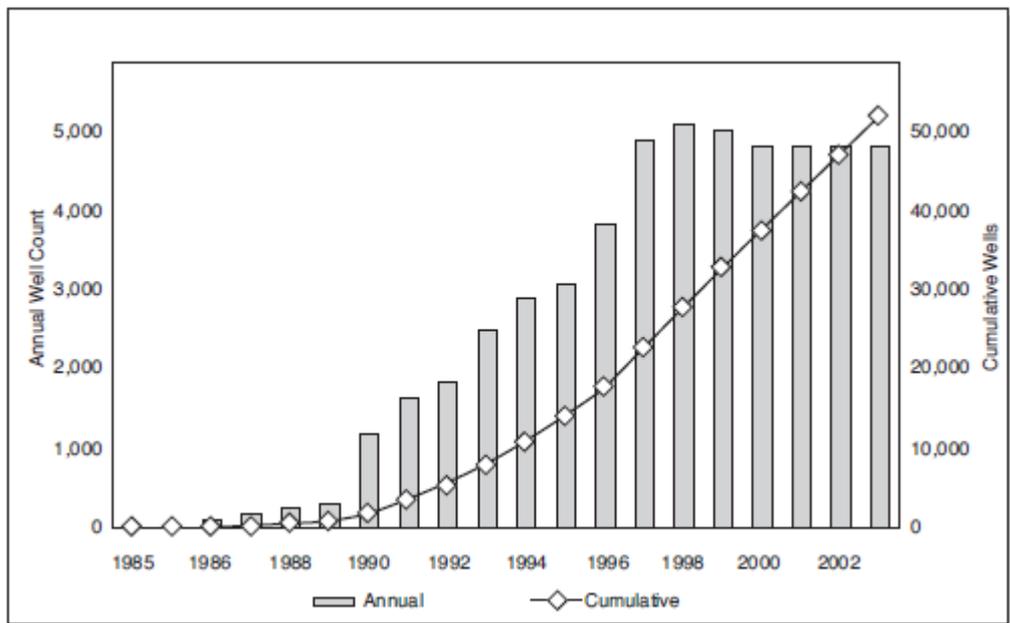


Figure 1 Increase in horizontal well numbers.

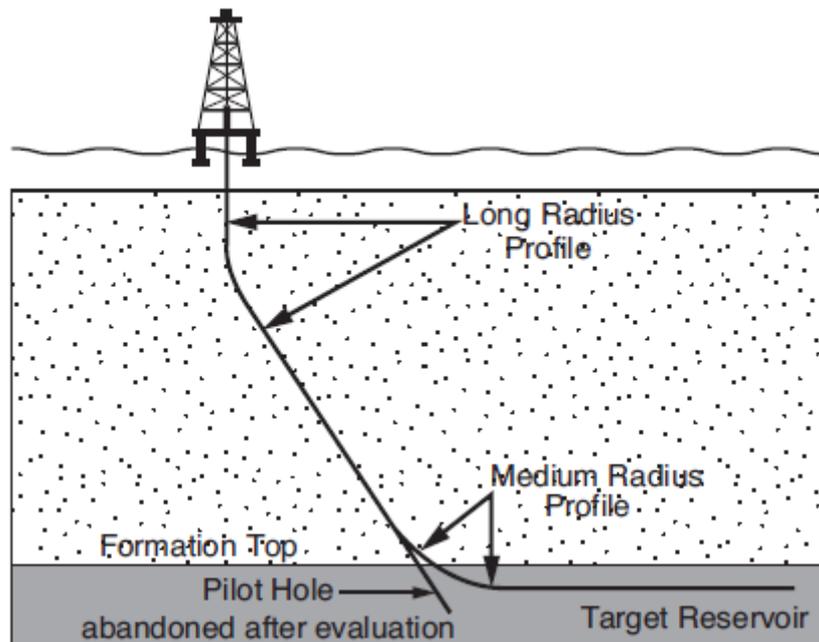


Figure 2 A horizontal well with pilot hole.

### Horizontal Well Trajectory and Build Radii

The trajectory from surface to an entry point close to the reservoir is drilled using “conventional” drilling technology with a long radius ( $1^{\circ}$ - $6^{\circ}$ /100 feet) build-up section to give the correct “sail” angle and well azimuth so that drill is directed to the well target specified by the reservoir engineer. The build-up into the reservoir section often increases to medium radius ( $8^{\circ}$ - $20^{\circ}$ /100 feet) (Table 1). The entry point into the reservoir is called the “heel” and the far end of the well away is called the “toe” (Figure 3).

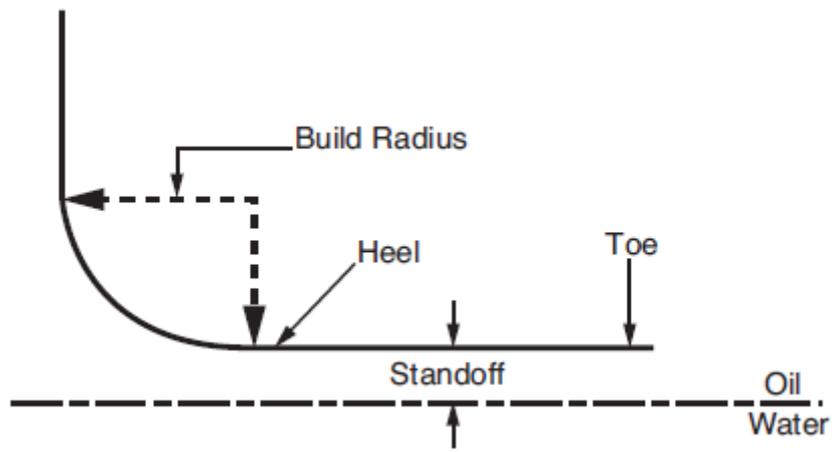


Figure 3 Horizontal well nomenclature

Hole Type	Build Radius for 90° turn (ft/m)
Long Radius	1,000-2,000 / 300-600
Medium Radius	300-800 / 100-250
Short Radius	30-200 / 10-60
Ultrashort Radius	1 – 6 / 0.3 - 2

Table 1 Build radii.

The well is frequently drilled parallel to a fluid contact or reservoir / non-reservoir rock contrast. The vertical distance to that contact is called the “standoff”. Directional control can be  $\pm 1.0$  m in the vertical direction by using "logging-while-drilling" techniques that measure the distance between the tool and the fluid contact or other property contrast. The horizontal section can be in excess of 2000 m. The limit is usually set by reservoir requirements, completion or well access considerations but not usually from drilling difficulties. Horizontal sections have exceeded 6 km in some fields. The toe of the well can be more than 13 km horizontally from the surface well location if the horizontal section is combined with "Extended Reach" technology in the upper section of the well.

### Horizontal Well Completion

Horizontal Well Completions are one or two orders of magnitudes longer than conventional completions.

The greatly increased cost of the horizontal wells completion has to be considered along with the increased complexity and the other Production Technology requirements, e.g.

Sand Control, Zonal isolation, selectivity for water or gas shut-off and stimulation operations which are correspondingly complex. Tractor technology is now available to overcome operational constraints affecting wireline and coiled tubing access to single well bore horizontal wells. Obtaining access to multi-lateral wells still presents a problem.

The well production capacity depends on the reservoir's inflow performance the completion design and the wells production casing or liner diameter. The relationship between these factors is summarised in Figure 4.

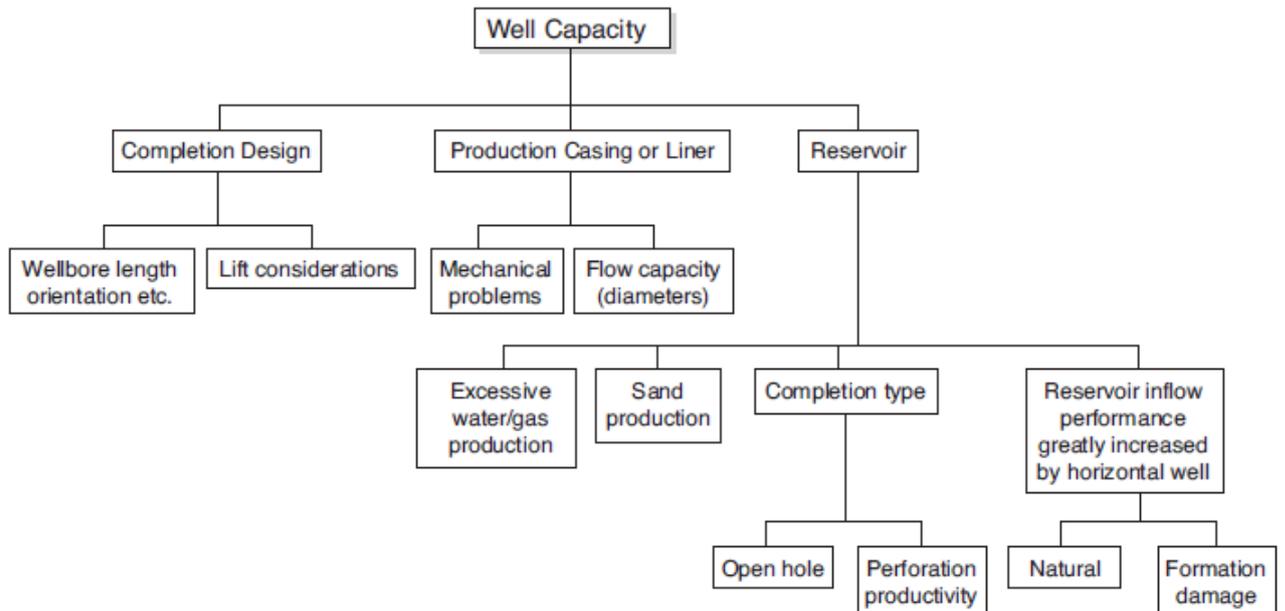


Figure 4 Well Production Capacity.

Sketches of three type generic horizontal well completions are shown in Figure 5. Table 2 summarises their advantages and disadvantages.

System	Advantages	Disadvantages
Open Hole barefoot completions (Fig 5a)	low cost, large internal diameter	risk of hole collapse, difficult to abandon, no sand control
Open Hole liner completions (Fig 5b)	liner provides access for wireline or coiled tubing, maintains access if hole collapses, provides sand control if wire wrapped screen installed	isolation and selectivity problematic, difficult to abandon
Cemented and cased completion (Fig 5c)	provides zonal isolation, allows multiple hydraulic fracturing treatments, can be completed as a 'smart' well	Higher cost, achieving a good cement bond requires good practices

Table 2 Horizontal well completion options.

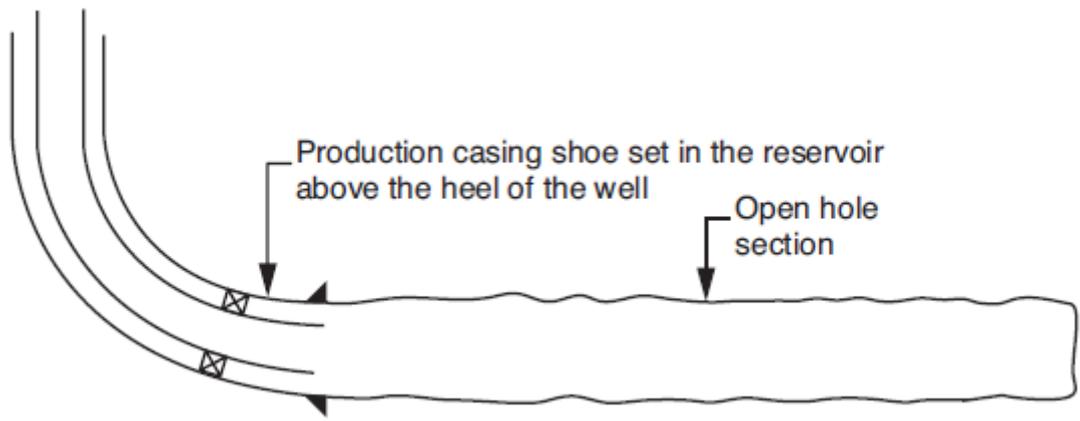


Figure 5(a) Open hole completion.

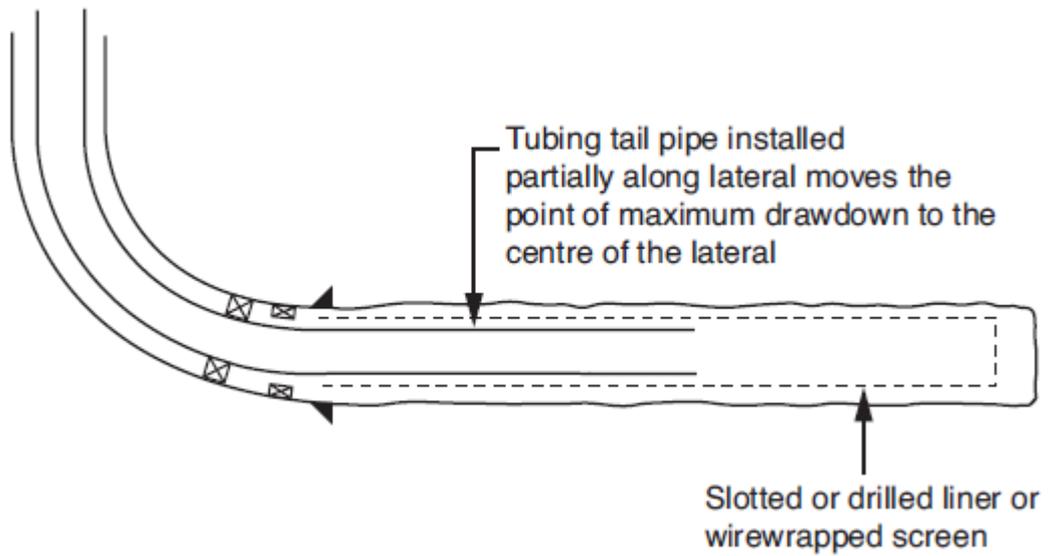


Figure 5(b) Open hole liner completion with (optional) extended tubing tailpipe.

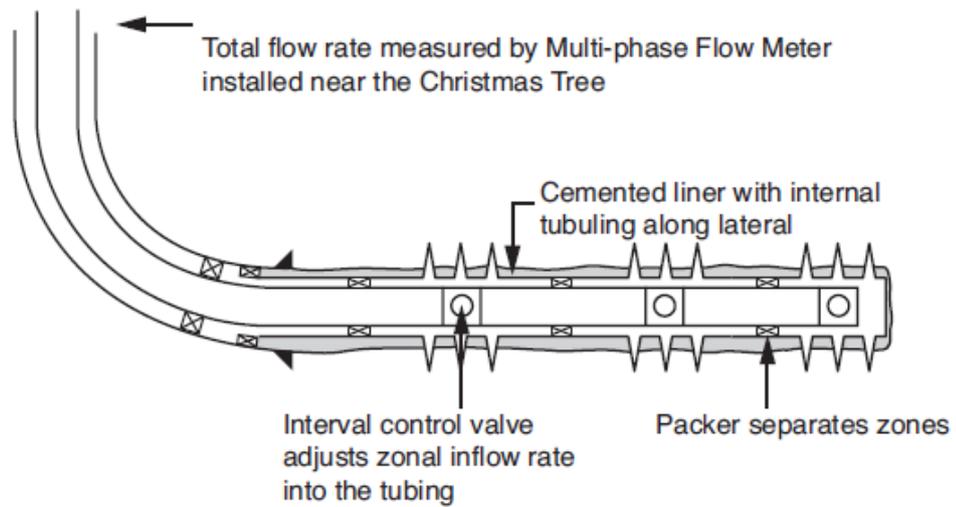


Figure 5(c) Selective completion divides the lateral into three zones.

## "Smart" or "Intelligent" Wells

Smart wells are normally, but not necessarily, horizontal wells equipped with downhole monitoring and control. Surface readout of the zonal downhole measurements (e.g. temperature, pressure) is often available and combined with the total well flow rate measured by a Multi-phase Flow Meter installed near the christmas tree. The data is analysed and the information used to adjust the zonal flow control devices. This could be by a command from the surface or by a wireline/coiled tubing intervention to shift a sleeve in the well. The downhole information could be used directly for automatic downhole flow control; but this step has not yet been taken.

The main driver leading to smart wells has been the problem of reservoir management in horizontal wells. Reservoir management has the objective of ensuring that the reserves of each flow unit are efficiently extracted with a minimum of unwanted fluids (e.g. water). This requires the ability to close off perforated intervals and/or open new perforated intervals. The methods of perforating and of setting bridge plugs and scab liners in cemented casing used in conventional vertical wells are more difficult in horizontal wells. More efficient reservoir management could be practiced if the well were divided into a number of segments, each of which could be monitored and controlled separately. It would also reduce the operating and processing costs as well as reducing the workover frequency; avoiding the increased risks and costs associated with conventional workover methods:

**Timing:** Waiting for availability of equipment, crews, drilling rig etc.

**Cost:** A typical straddle isolation (zone change) can take up to 10 days rig time plus deferred oil. A subsea zonal isolation workover can be ten times more expensive than a platform job.

**Risk:** Of problems developing during the workover.

**Constraints:** Deepening the well after initial completion requires drilling out plugs etc.

Subsea (possibly deep water) field developments with real-time management zonal flow management from an FPSO or other type of remote production facility is now frequently practised.

## The Well Productivity Improvement Factor

The stabilised, well productivity index J is defined as:

$$J = \frac{Q_{hc}}{(\bar{P} - P_{wf})}$$

Where

$Q_{hc}$  – Hydrocarbon Production Rate at Standard Conditions

P – Average reservoir pressure in drainage volume of well

$P_{wf}$  – Bottomhole flowing pressure measured at same datum level as P

Productivity Improvement Factor (PIF) is defined as the ratio of the horizontal well productivity index (JH) to vertical well productivity index (JV):

$$PIF = \frac{J_H}{J_V}$$

Figure 6 shows the PIF value of a 500 m long well placed in a 15 m thick reservoir as a function of the  $k_v/k_h$  ratio. At low  $k_v/k_h$  values the horizontal well performs more poorly than a vertical well; while for  $k_v/k_h = 1$  the horizontal well productivity is 4.3 times that of a vertical well.

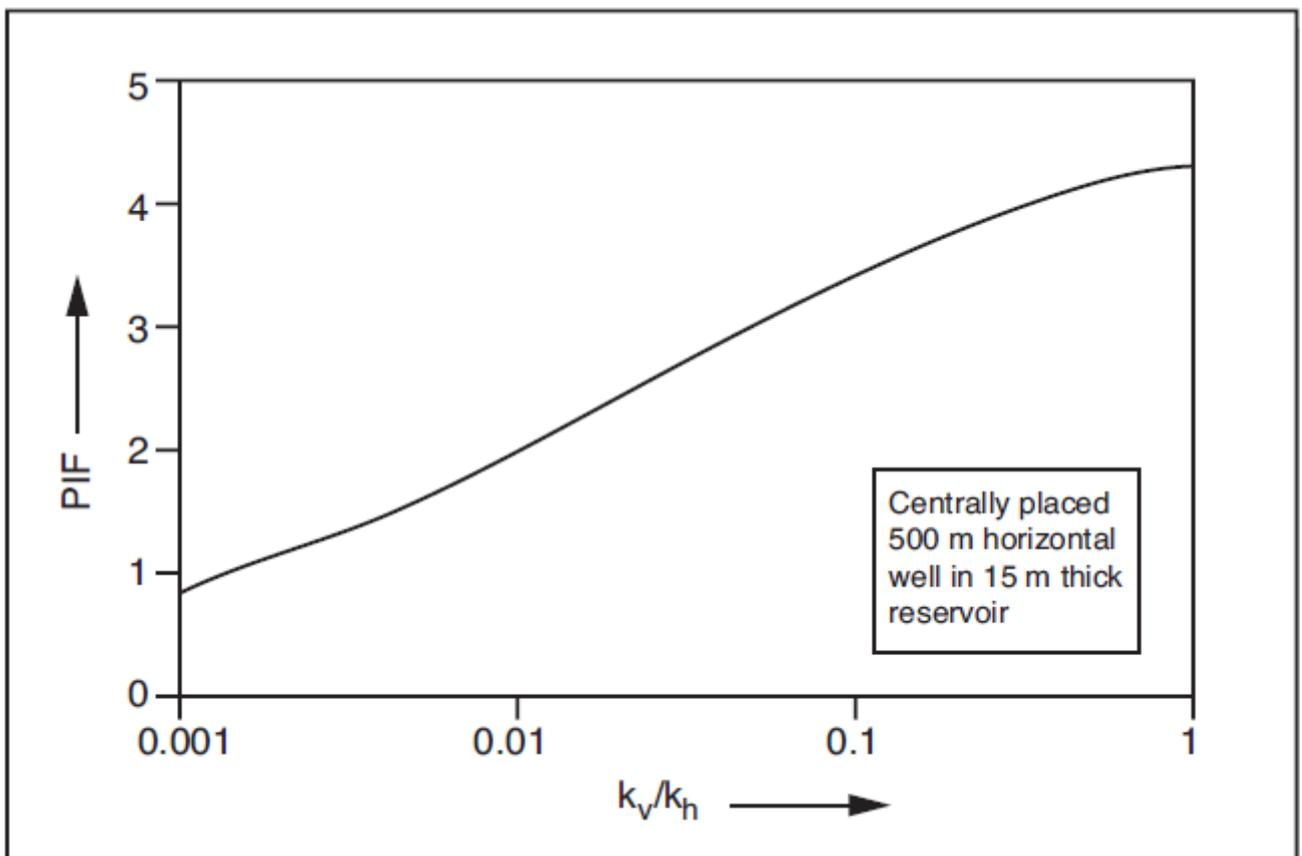


Figure 6 The Production Improvement Factor (PIF) for a horizontal well as a function of the vertical and horizontal permeability ratio ( $k_v/k_h$ ).

### Connection of Laterally Discontinuous Features

Naturally, fractured reservoirs contain large volumes of hydrocarbons. The matrix permeability is often too low for commercial production rates. However,

wells intersecting open, natural fractures can produce at high rates due to their large area open to flow. These fractures are normally close to vertical in deeper reservoirs. A horizontal well-aligned normal to the stress direction at the time of fracture creation has a much better chance of intersecting the fractures (Figure 7a).

The key parameter is the fracture density. If the fracture density is sufficiently sparse, it is unlikely that a vertical or deviated well will intersect a fracture. The horizontal well can be extended until it intersects a sufficient number of fractures to give the required well production rate.

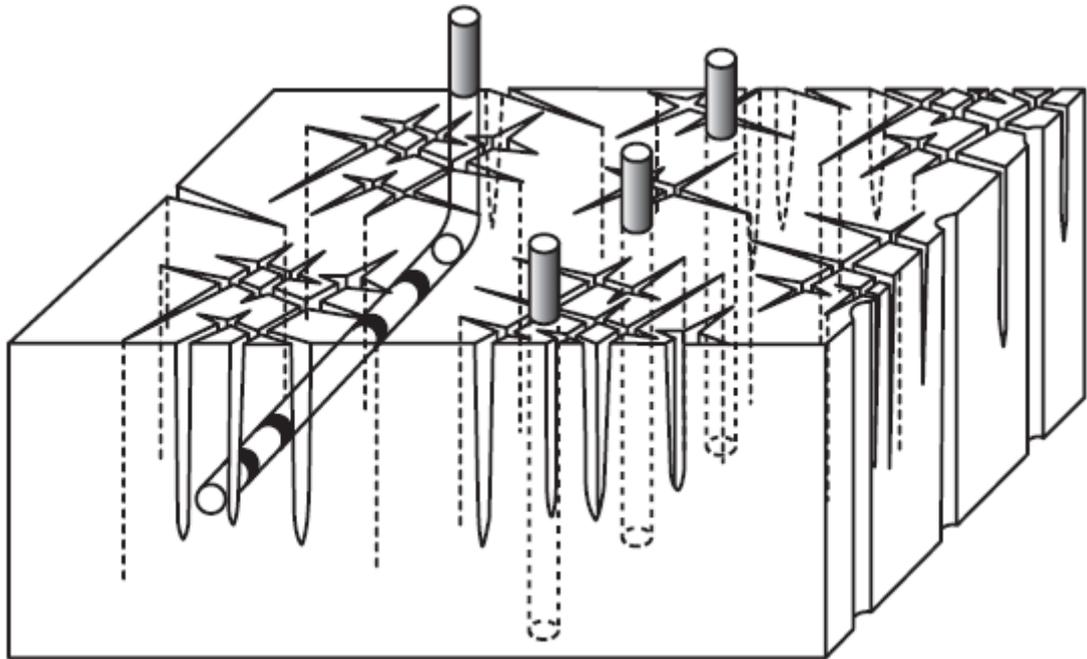


Figure 7(a) Vertical and horizontal wells connecting to an open fractures.

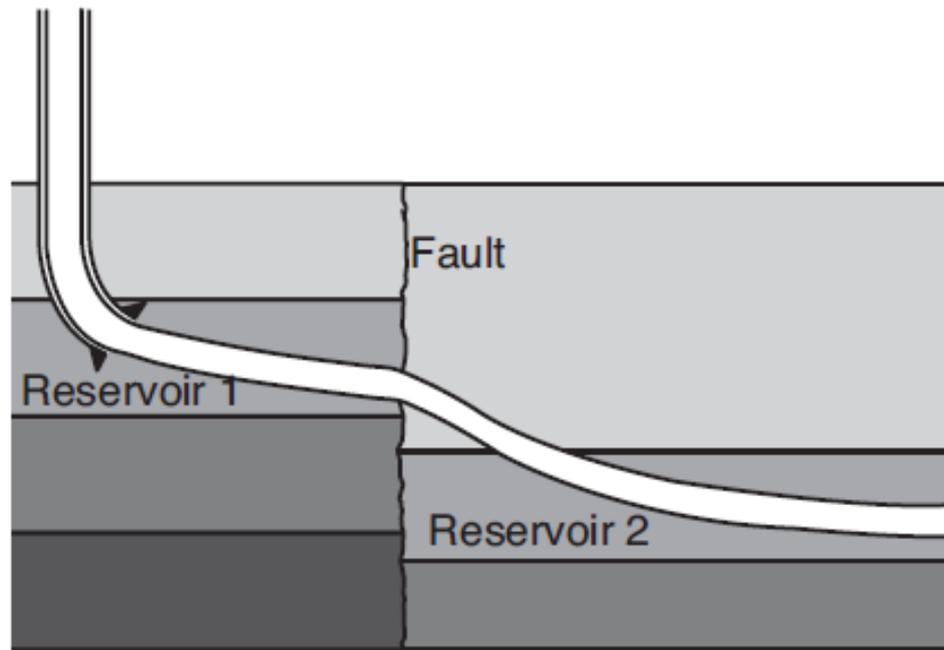


Figure 7(b) Reservoirs separated by a sealing fault can be produced by a single horizontal well.

The horizontal well can also connect reserves in different fault blocks. The LWD response while drilling the horizontal section may suddenly indicate a change from reservoir to non-reservoir (Figure 7). The well must now, depending on the type of fault, be directed upwards or downwards in a search for the reservoir. Good quality seismic and an understanding of the field's structural history are required here. The reservoirs in the two fault blocks may have significantly different initial pressures or the pressures may diverge during exploitation. Management of the inflow from the separate blocks using an intelligent well may be beneficial here.

### **Reservoir Flow Regimes**

Vertical wells that are fully perforated across the entire reservoir section show a radial flow regime with no vertical flow within the reservoir (Figure 8). For horizontal wells it is essential that fluid flows vertically to the level of the horizontal well (Figure 8). The well would drain oil from a horizontal layer whose thickness is the well diameter if vertical flow was not possible (i.e.  $k_v = 0$ ). A horizontal well

completed in an ideal, homogenous reservoir whose width is shorter than the length of the well will show consecutively radial, linear, pseudo radial and finally hemispherical flow regimes.

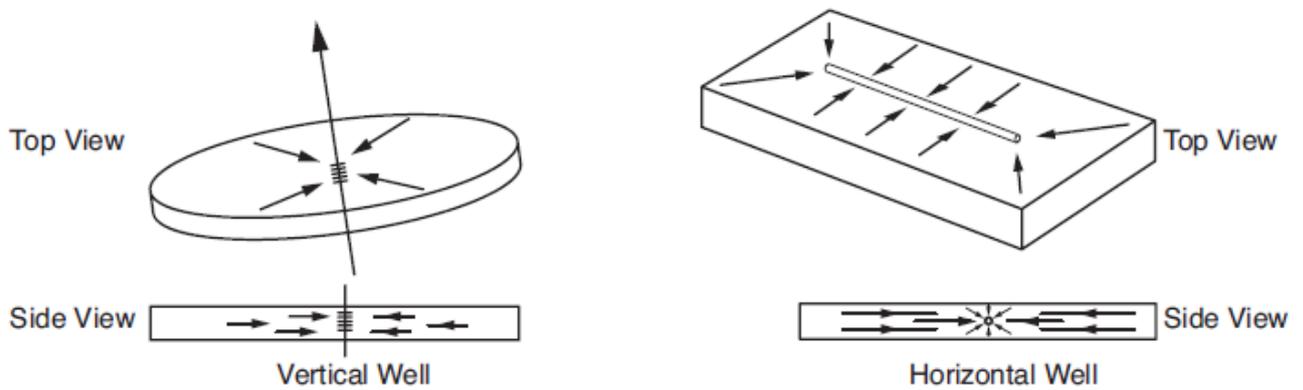


Figure 8 Flow regimes for vertical and horizontal wells in a homogeneous reservoir.

### Reservoir Drainage Area

The length of horizontal well that can be drilled is comparable to the well spacing between vertical wells. A horizontal well can therefore drain the same formation volume as several vertical wells, typically replacing between two and four vertical wells (Figure 9). This expectation needs to be confirmed by long-term production experience for a given field, as it depends upon the reservoir structure and continuity. It can only be definitively known at the time of field abandonment, as with all matters concerning the field's ultimate reserves.

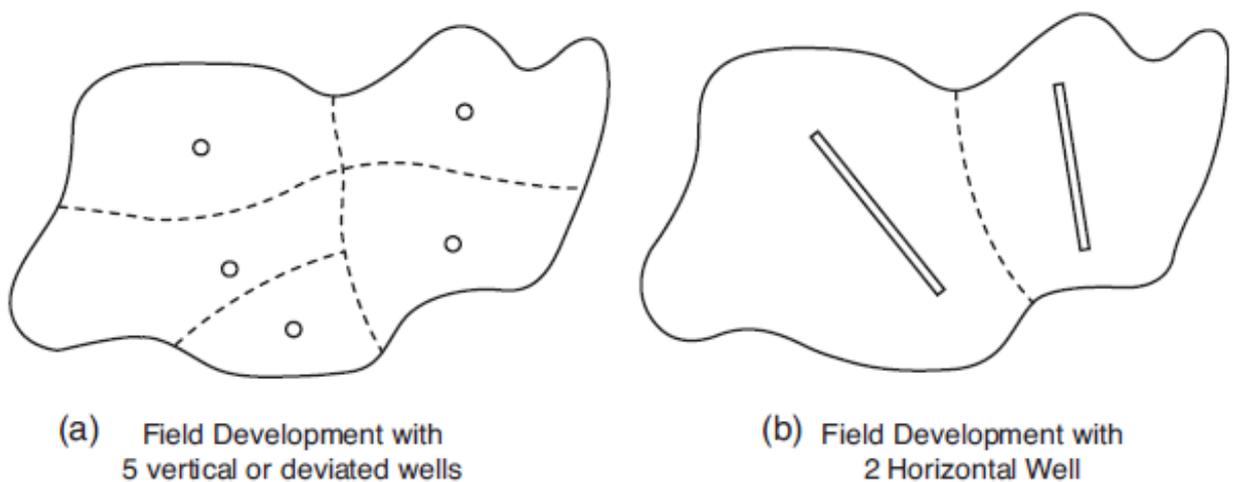


Figure 9 Horizontal and vertical well drainage areas compared.

## **Fractured Horizontal Wells**

### **Introduction**

Use of horizontal wells has become an effective means in oil field development. The number of horizontal wells in the world has been continually increasing in the recent years. Methods to predict performance of horizontal wells are very important in the oil production from horizontal wells. A great deal of research concerning this area has been done in the past years.

In 1987, Joshi summarized methods to predict performance of horizontal wells. Later, following the form of Vogel's equation, a method to predict performance of horizontal wells was proposed by Ben Dakhli. These methods are basically based on the radial flow formula derived from Darcy's law. They are used to predict performance of horizontal wells without fractures.

In 1991, Norris et al reviewed methods for predicting performance of hydraulically fractured horizontal wells. Prediction of performance of horizontal wells with several vertical fractures was studied by Karcker et al and Soliman et al using numerical method. Mukhejee et al also proposed a method to predict performance of horizontal wells with vertical fractures using type curves. In 1989, Economides et al investigated prediction of performance of horizontal wells with lateral fractures.

The methods for predicting performance of horizontal wells fall into four categories: (1) equations deviated from Darcy's law, (2) equations similar to Vogel's equation, (3) reservoir numerical simulation method, and (4) type curve method. The methods in the first two categories are basically used in predicting performance of horizontal wells without hydraulic fractures, while that in the last two categories can be used in predicting performance of horizontal wells with hydraulic fractures.

The first horizontal well drilled in the Daqing Oilfield is located in Yushuling area in the southern part of the oilfield. The horizontal well was numbered Shuping Well 1. After the horizontal well was drilled, it was hydraulically fractured at three

different regions. The three formed fractures were believed to be vertical. After producing oil for a few months, the well was partially re-perforated.

The second horizontal well drilled in the Daqing Oilfield, numbered Maoping Well 1, was drilled in Toutai area in the southern part of the oilfield. The well was hydraulically fractured before being put into production. The four fractures were confirmed to be vertical.

Based on a reformed flow resistance theory, a practical method for predicting performance of a horizontal well which is hydraulically fractured and partially perforated has been presented in this paper. The method has been successfully applied to the two hydraulically fractured horizontal wells in the Daqing Oilfield, one of which was partially perforated.

### **Model**

**Physical Model.** To understand oil flow mechanism from drainage boundary to the wellbore of a horizontal well with hydraulic fractures in a reservoir, electrolytic simulation experiments were conducted in the laboratory. The electrolytic simulation models were constructed based on the well completion configurations of Shuping Well 1.

Based on the experimental results, which were obtained from electrolytic simulation of a horizontal well 8, horizontal wells with different well completion configurations under the condition of steady state flow may be simulated by the following two simplified models:

(1) If a horizontal well is hydraulically fractured with  $n$  vertical fractures, two stages of oil flow may be assumed: oil flows in the formation from the drainage boundary into fractures and then flows from the fractures into the horizontal wellbore. The whole flow area can be divided into  $n$  flow regions along the horizontal wellbore, each having one fracture in its center.

(2) If a horizontal well is hydraulically fractured with  $n$  vertical fractures and then partially re-perforated, it is assumed that oil flows from the formation into the horizontal wellbore in two ways: (a) the oil flows from the formation into the

fractures and then flows from the fractures into the horizontal wellbore; and (b) the oil flows into the horizontal wellbore directly from the formation near the wellbore. The whole flow area can be divided into n flow regions along the horizontal wellbore, each having one fracture in its center.

Mathematical Model Based on the above physical models and the assumptions, a mathematical model for predicting performance of horizontal wells has been derived using the flow resistance principle. In the following derivation of equations, skin factor S is assumed to be negligible. In oil fields, skin factor is usually not equal to zero. If skin factor S can not be ignored, it is easy to include it in the flowing equations.

A Horizontal Well with n Vertical Fractures. Oil flows from the formation into the fractures and then flows from the fractures into the horizontal wellbore. To calculate the total flow rate, what we need to do is to calculate the oil flow rate in each flow region and then sum all the oil flow rates in the whole flow area.

The pressure drawdown caused by oil flow in the formation of a flow region is expressed as

$$\Delta p_1 = \frac{Q_i \mu_o (L^* - x_f)}{2Kh(L_{f1} + L_{f2})} + \frac{Q_i \mu_o}{2Khx_f \left( \frac{1}{L_{f1}} + \frac{1}{L_{f2}} \right)} \quad (1)$$

The pressure drawdown caused by oil flow in a fracture is

$$\Delta p_2 = \frac{Q_i \mu_o x_f}{2K_f h \omega} \quad (2)$$

The pressure drawdown caused by the convergence of oil flow near the horizontal wellbore is given by

$$\Delta p_3 = \frac{1}{2\pi} \frac{Q_i \mu_o}{K_f \omega} \left( \ln \frac{h}{2r_w} - \frac{\pi}{2} \right) \quad (3)$$

Consequently, the total pressure drawdown resulted in one flow region is

$$\Delta p = p_r - p_{wf} = \Delta p_1 + \Delta p_2 + \Delta p_3 = \frac{Q_i \mu_o}{2} \left[ \frac{L^* - x_f}{Kh(L_{f1} + L_{f2})} + \frac{1}{Khx_f \left( \frac{1}{L_{f1}} + \frac{1}{L_{f2}} \right)} + \frac{x_f}{K_f h \omega} + \frac{1}{K_f h \pi} \left( \ln \frac{h}{2r_w} - \frac{\pi}{2} \right) \right] \quad (4)$$

Customary units are used in Eqs. (1), (2), (3) and (4). In the above equations,  $L_{f1}$  the half distance between the interested fracture and the other on its left, while  $L_{f2}$  is the half distance between the interested fracture and the other on its right. If the interested fracture is at an end of a horizontal well, then  $L_f$ , or  $L_{f1}$  is assumed to be equal to the distance between the fracture and the flow boundary. From Eq. (4), the flow rate (in  $m^3/d$ ) of the oil flow into the horizontal wellbore from one fracture is

$$Q_i = \frac{170.54\Delta p}{A} \quad (5)$$

Where

$$A = \mu_0 B_0 \left[ \frac{L^* - x_f}{Kh(L_{f1} + L_{f2})} + \frac{1}{Khx_f \left( \frac{1}{L_{f1}} + \frac{1}{L_{f2}} \right)} + \frac{x_f}{K_f h w} + \frac{1}{K_f h \pi} \left( \ln \frac{h}{2r_w} - \frac{\pi}{2} \right) \right] \quad (6)$$

The units in Eqs. (5) and (6) are SI metric units. If a horizontal well has  $n$  vertical fractures, the total flow rate for a well in  $10^3 kg/d$  is

$$Q = \rho_0 \sum_{i=1}^n Q_i \quad (7)$$