

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

Институт Природных ресурсов  
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>Обоснование длины горизонтальной части ствола скважин и анализ факторов влияющих на длину ствола на примере нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений Томской области</b>

УДК 622.243.24-181(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3Д	Илыгеев Михаил Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Коровкин Михаил Владимирович	д.ф.м.н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пожарницкая Ольга Вячеславовна	к.э.н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры ЭБЖ	Немцова Ольга Александровна			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ГРHM	Чернова Оксана Сергеевна	к.г.-м.н.		

Томск – 2017 г.

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

---

Институт природных ресурсов  
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:  
Зав. кафедрой  
\_\_\_\_\_ О.С. Чернова

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗД	Илыгеев Михаил Сергеевич

Тема работы:

<b>Обоснование длины горизонтальной части ствола скважин и анализ факторов влияющих на длину ствола на примере нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений Томской области</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	31.03.2017 г., 2189/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	10.06.2017 г.
--	---------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Технологический регламент по эксплуатации НГКМ, нормативные документы, фондовая и периодическая литература, монографии, учебники
---------------------------------	--

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p>	<p>Введение</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Характеристика месторождения</li> <li>2. Горизонтальные скважины</li> <li>3. Постановка задачи исследования</li> <li>4. Оценка и обоснование длины горизонтальной части ствола скважины</li> <li>5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</li> <li>6. Социальная ответственность</li> <li>7. Результаты и их обсуждение</li> </ol> <p>Заключение</p>
<p><b>Перечень графического материала</b></p>	<p><i>Графическая часть выпускной квалификационной работы должна отражать основные результаты и этапы исследования:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li><i>а) Принципиальные технологические схемы, рассматриваемых технологий.</i></li> <li><i>б) графики выхода продуктов в зависимости от выбранной технологии получения холода</i></li> <li><i>в) Таблицы, полученных результатов</i></li> <li><i>г) Сравнительные графики, рассматриваемых технологий</i></li> </ol>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p>	

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p>01.03.2017 г.</p>
--	----------------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Коровкин Михаил Владимирович	д.ф.м.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗД	Ильгеев Михаил Сергеевич		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БЗД	Илыгеев Михаил Сергеевич

<b>Институт</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Кафедра</b>	<b>Геологии и разработки нефтяных месторождений</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	Нефтегазовое дело

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Расчет капитальных вложений и эксплуатационных затрат, связанных с проведением ЗБС
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

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

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Сравнительный анализ фактических затрат с проектными. При выявлении существенных различий в уровнях проектных и фактических затрат устанавливаются обуславливающие их причины и предлагаются методы их корректировки.</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>При выявлении существенных различий в уровнях проектных и фактических затрат устанавливаются обуславливающие их причины и предлагаются методы их корректировки</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Оценка эффективности применения ЗБС</i>

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Пожарницкая Ольга Вячеславовна	к.э.н		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БЗД	Илыгеев Михаил Сергеевич		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БЗД	Илыгеев Михаил Сергеевич

<b>Институт</b>	<b>ИПР</b>	<b>Кафедра</b>	<b>ГРНМ</b>
Уровень образования	Бакалавр	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	Объектом исследования данной работы является кустовая площадка промысла нефтяного месторождения на открытом воздухе, при производстве работ по зарезке бокового ствола (ЗБС) и наклонно направленному бурению (ННБ)
--	---

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

#### 1. Производственная безопасность

1.1. Анализ выявленных вредных факторов на объектах месторождения "X" (Томская область) Компании.	При выполнении работ по ЗБС и ННБ существует целая группа вредных факторов, которые снижают производительность труда. К таким факторам можно отнести: – утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу; – повышенный уровень шума и вибрации; – отклонения показателей климата на открытом воздухе; – повышенная загазованность рабочей зоны.
---	---

1.2. Анализ выявленных опасных факторов на объектах месторождения "X" (Томская область) Компании.	При выполнении работ по ЗБС и ННБ могут возникнуть опасные ситуации для обслуживающего персонала, к ним относятся: – Электрический ток; – Пожароопасность и взрывоопасность – Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные).
---	--

2. Экологическая безопасность:	При выполнении работ по ЗБС и ННБ будет оказываться негативное воздействие на: – Нарушение поверхности стока; – Нарушение почвенно-растительного покрова; – Разлив горюче-смазочных материалов, грунтовок, – Смол и других материалов; – Захламление территории отходами производства; – Возгорание из-за допуска к работе неисправных технических средств, способных вызвать возгорание.
--------------------------------	---

3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Во время проведения работ по ЗБС и ННБ возможно возникновение пожаров и фонтанов на нефтяных и газовых скважинах. Организационные и технико-технологические требования по предупреждению НГВП, открытых фонтанов, а также первоочередные действия производственного персонала при их возникновении должны проводиться согласно РД 08-254-98 «Инструкции по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при
---	---

	строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности».
<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b>	Законодательное регулирование проектных решений, в основу которых положен закон РФ «О защите населения и территории от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры ЭБЖ	Немцова Ольга Александровна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗД	Илыгеев Михаил Сергеевич		

№	Результаты обучения
1	2
P1	Применять <i>глубокие</i> естественнонаучные, математические, экономические и инженерные знания для решения научных и практических задач в нефтегазовом секторе экономики
P2	Применять <i>глубокие профессиональные знания</i> в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>междисциплинарных инженерных задач</i> нефтегазовой отрасли
P3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ;
P4	Проявлять <i>глубокую осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> , уметь <i>использовать новые знания при обучении сотрудников</i>
P5	Использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства; использовать <i>основы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности</i>
P6	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i>
P7	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов
P8	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат, экономической эффективности, маркетинговые исследования</i>
P9	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве члена и <i>руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i>
P10	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности
P11	Активно <i>владеть иностранным языком</i> на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 108 с., 39 рис., 14 табл., 15 источников.

Ключевые слова: нефть, горизонтальный ствол, состав, свойства, режим движения, материал труб, внутренний диаметр, температура, программный пакет, моделирующая схема, прогноз.

Объектом исследования являются залежи месторождений Томской области.

Цель работы – оценка и определение длины горизонтального ствола скважины путем применения аналитического расчета.

В процессе исследования рассмотрена и применена аналитическая методика определения длины горизонтального ствола.

В результате исследования получена аналитическая моделирующая схема, близкая к фактическим результатам, которая строит зависимость оптимального прогноза добычи от увеличения длины горизонтального ствола скважины, что в свою очередь позволяет выбрать наилучшие технологические, конструктивные и технические параметры при строительстве и заканчивании скважин на месторождении компании.

## **Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки**

ПЗП - призабойная зона пласта

АСПО - асфальтосмолопарафиновые отложения

АСВ - асфальтосмолистые вещества

ПАВ - поверхностно-активные вещества

ОАО - открытое акционерное общество

ЗАО - закрытое акционерное общество

НГДУ - нефтегазодобывающее управление

СКВ. - скважина

РФ - Российская Федерация

УПС - установка предварительного сброса (воды)

П- парафины

А - асфальтены

С - смолы

ЖОУ - жидкие отходы углеводородов

ЛНФ - легкая нефтяная фракция

ГПЗ - газоперерабатывающий завод

ГОСТ - государственный стандарт

ОСТ - отраслевой стандарт

СТП - стандарт предприятия

ТУ - технические условия

РД - руководящий документ

ППД - поддержание пластового давления

НКТ - насосно-компрессорные трубы

ПЭД - погружной электродвигатель

МОП - межочистой период

ГТМ - геолого-техническое мероприятие

ПРС - подземный ремонт скважин

КРС - капитальный ремонт скважин

## Оглавление

Введение .....	12
1 Горизонтальные скважины.....	14
1.1 Горизонтальные скважины и их применение.....	14
1.2 Увеличения охвата пласта .....	21
2 .....	Характеристика месторождения.....23
2.1 Мирное нефтегазоконденсатное месторождение.....	23
2.1.1. Общие сведения о месторождении и участке недр.....	23
2.1.2 Краткая геологическая характеристика .....	26
2.1.3 Геолого-промысловая характеристика продуктивных пластов.....	29
2.2 Болтное нефтяное месторождение .....	31
2.2.1 Общие сведения о месторождении и участке недр.....	31
2.2.2 Характеристика нефтегазоносности и геологического строения продуктивной части разреза Болтного месторождения .....	34
2.3 Казанское нефтегазоконденсатное месторождение.....	38
2.3.1 Общие сведения о месторождении и участке недр.....	38
2.3.2 Характеристика нефтегазоносности продуктивного разреза .....	40
2.4 Рыбальное нефтегазоконденсатное месторождение .....	47
2.4.1 Общие сведения о месторождении и участке недр.....	47
2.4.2 Характеристика нефтегазоносности продуктивного разреза .....	49
2.5 Пинджинское нефтяное месторождение .....	54
2.5.1. Общие сведения о месторождении и участке недр .....	54
2.5.2 Характеристика строения залежи нефти Пинджинского месторождения .....	56

3	Оценка и обоснование длины горизонтальной части ствола скважины.....	69
3.1	Прибор для оценки сложного многофазного потока в горизонтальных скважинах.....	
		59
3.2	Оценка интенсивности притока в горизонтальную скважину.....	63
3.3	Методики расчета продуктивности горизонтальной скважины .....	72
4	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	82
5	Социальная ответственность.....	90
5.1	Производственная безопасность.....	90
5.1.1	Анализ вредных факторов рабочей зоны и обоснование мероприятий по их устранению.....	.91
5.1.2	Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	96
5.2	Экологическая безопасность .....	100
5.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	101
5.4	Законодательное регулирование проектных решений .....	105
	Заключение .....	107
	Список используемых источников.....	108

## **Введение**

Горизонтальные скважины имеют длительную историю применения во многих нефтегазодобывающих провинциях России. Эта статья базируется на опубликованных источниках, чтобы дать читателю общую и подробную информацию о применении горизонтальных скважин, их типах и поведении, о чем можно было составить представление по публикациям в российских журналах и книгах. Охвачен 60-летний период, с 1947 до 2007гг., в течение которого в России было пробурено около 3000 горизонтальных скважин. Текущий темп бурения составляет приблизительно 300 скважин в год. В докладе рассматриваются горизонтальные скважины в четырех регионах России: Волго-Уральском, Тиман-Печорском, в Западной Сибири и на Дальнем Востоке. В первое время сообщалось о впечатляющем увеличении добычи, в 10-20 раз по сравнению с добычей из вертикальных скважин. О меньших коэффициентах увеличения сообщается в последнее время из Татарстана, в 1,3-1,6 раз в пластах, сложенных известняком и в 1,5-3,5 раз в пластах, сложенных песчаником, но в одном случае в Западной Сибири сообщается о коэффициенте увеличения добычи в 10+ раз. На месторождениях тяжелой нефти дебит увеличивается в 5-10 раз. Успешно испытано бурение на депрессии с использованием смеси нефти-азота в качестве бурового раствора. Добыча из горизонтальных скважин, пробуренных на таком растворе на репрессии, увеличивается в 4 раза.

Из-за ухудшения выработки запасов нефти из терригенных отложений в последние годы все активнее в разработку вводятся карбонатные коллекторы с трудноизвлекаемыми запасами, для которых часто характерны высокие неоднородность фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и степень изменчивости типов пород как по вертикали, так и по латерали.

В связи с указанным эффективная разработка нефтяных пластов, особенно с низкими ФЕС, требует применения новых комплексных технологий воздействия на пласт с использованием горизонтальных скважин.

На увеличение нефтеотдачи карбонатных коллекторов существенное влияние может оказывать применение горизонтальных (ГС) и многозабойных (МЗС) скважин на этих объектах. Кроме обеспечения проводки горизонтального ствола в оптимальных геологических условиях, появляется возможность целенаправленной проводки каждого ствола многозабойной скважины на разные пласты и прослои эксплуатационного объекта. Это будет способствовать повышению коэффициента извлечения нефти (КИН), ее текущей добычи и за счет этого увеличению начальных извлекаемых запасов.

Цель работы - анализ факторов влияющих на длину ствола горизонтальных скважин месторождений Томской области.

При написании работы были рассмотрены и поставлены следующие задачи:

- изучить теоретические основы строительства горизонтальных скважин
- исследовать результаты строительства горизонтальных скважин;
- провести технико-экономический анализ.

Наиболее качественно оценить эффективность строительства горизонтальных скважин можно посредством анализа и построения диаграмм, реализованных в специальных компьютерных программах, а также проведения экономических расчетов.

## 1. ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ

### 1.1. Горизонтальные скважины и их применение

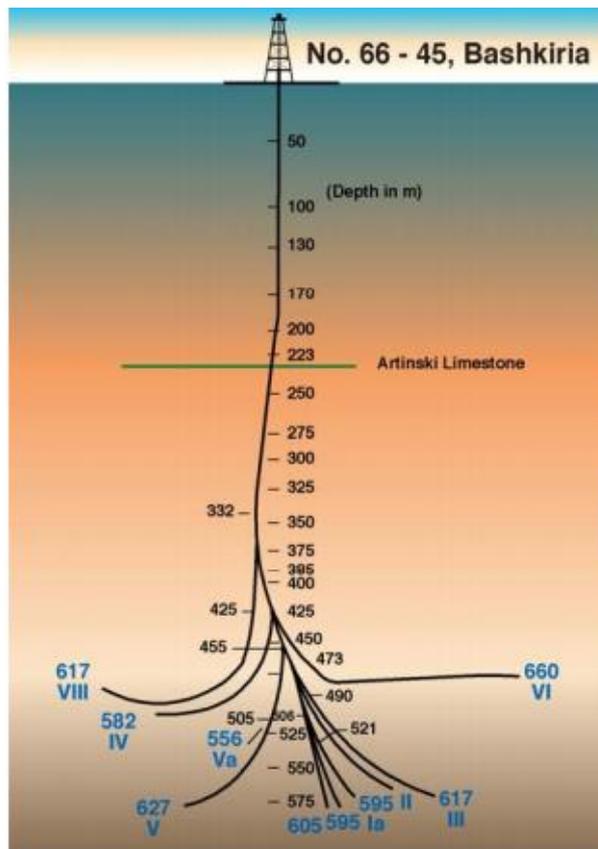
Горизонтальные скважины имеют длительную историю применения во многих нефтегазодобывающих провинциях мира и России. В России с 1947 (65-летний период) было пробурено около 3000 горизонтальных скважин. Текущий темп бурения составляет приблизительно 300 скважин в год.

В первое время сообщалось о впечатляющем увеличении добычи, в 10-20 раз по сравнению с добычей из вертикальных скважин. О меньших коэффициентах увеличения сообщается в последнее время из Татарстана, в 1,3-1,6 раз в пластах, сложенных известняком и в 1,5-3,5 раз в пластах, сложенных песчаником, но в одном случае в Западной Сибири сообщается о коэффициенте увеличения добычи в 10+ раз. На месторождениях тяжелой нефти дебит увеличивается в 5-10 раз. Успешно испытано бурение на депрессии с использованием смеси нефти-азота в качестве бурового раствора. Добыча из горизонтальных скважин, пробуренных на таком растворе на репрессии, увеличивается в 4 раза.

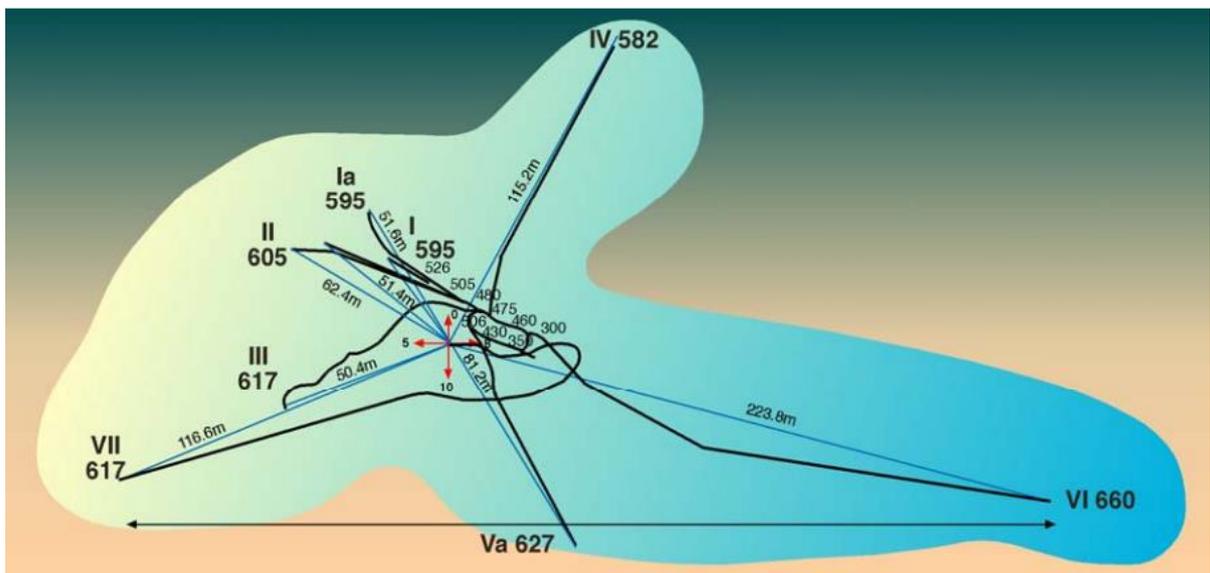


**Рисунок 1: Карта Российской Федерации с обозначением некоторых центров нефтяной промышленности**

Первые горизонтальные скважины (ГС) появились в России в 1947 г. Их пробурили на Ишимбайском месторождении в Башкирии (столица Уфа, см. карту на Рис. 3) под руководством А.М.Григоряна и В.А.Брагина. Позже разветвленно-горизонтальные скважины (РГС) бурили в Башкирии в 1952-53 гг. на Карташевском нефтяном месторождении НГДУ «Ишимбайнефть». Скважины 65/45 и 66/45 имели соответственно 8 и 10 дополнительных ответвлений, пробуренных до глубины около 600м с максимальным горизонтальным смещением 224м (Библ. 1 и 2 и Рис. 3 и 4). Технология бурения горизонтальных и многоствольных скважин была внедрена в Закарпатье (нынешняя Украина) и Краснодарском крае; объектами бурения были песчано-глинистые последовательности; мощность залежей превышала 40м на глубинах менее 2000м. Большая часть скважин была пробурена на истощенных месторождениях со средними дебитами по нефти меньше 10 т/сут. Полученные дебиты более чем в 20 раз превышали дебиты соседних вертикальных скважин. Лучшие результаты были достигнуты в «Бориславнефти» (Закарпатье, Украина), где 4 горизонтально-разветвленные буровые скважины удвоили дебит по нефти, и в «Черноморнефти» (Южно-Кайрская площадь), на месторождении высоковязкой нефти, где 3 горизонтально-разветвленные скважины дали до 300 т/сут., в то время как из 11 вертикальных скважин получили около 110 т/сут [7].



**Рисунок 2: Вертикальный разрез первой в мире разветвленно-горизонтальной скважины, месторождение ООО «Ишимбайнефть», Башкортостан**



**Рисунок 3: Вид сверху первой в мире разветвленно-горизонтальной скважины, месторождение ООО «Ишимбайнефть», Башкортостан**

Другой пример применения ГС в этот период - использование горизонтальных скважин в системе шахтных стволов на Ярегском месторождении вязкой нефти недалеко от г.Ухта, Республика Коми. Добыча началась из вертикальных скважин, затем из наклонных скважин, и с 1971 г. начали закачку пара в горизонтальные нагнетательные скважины, в то время как нефть добывают из шахтного ствола (Рис. 5). [8]



**Рисунок 4: Подземные работы на Ярегском месторождении, Республика Коми, Россия**

В 1964 г. Борисов и соавторы представили следующую корреляцию для коэффициента продуктивности горизонтальной скважины в изотропном коллекторе. [9]

$$J_h = \frac{q_h}{\Delta p} = \frac{0.536 \times k_h \times h}{\mu_o \times B_o \times \left[ \ln\left(\frac{L}{r_e}\right) + \frac{h}{L} \times \ln\left(\frac{L}{2\pi r_w}\right) \right]} \quad (1).$$

В течение двадцати лет эта корреляция наиболее обычно использовалась в России. В дальнейшем корреляция была дополнена Джоши (Joshi), где он включил влияние анизотропии в 1988 г. [10], и Ренару и Дюпуи (Renard and Dupuy) в 1990 г. [11]

Технология, использовавшаяся в вышеупомянутых случаях, не давала возможности ориентировать бурение скважины, что приводило к

недостаточной точности в достижении объекта бурения. Скважины были обсажены перфорированными хвостовиками. «Грознефтегеофизика» разработала инклинометры, которые могли измерять отклонения буровой скважины в диапазоне  $30^{\circ} - 105^{\circ}$  и были испытаны в скважинах до 160м длиной при толщине пласта менее 2м. Григорян, Лепешинский и Михайлов разработали каротажные приборы, устанавливаемые в составе компоновки низа бурильной колонны (КНБК), что позволило измерять ориентацию ствола скважины и пластовые параметры. Опыт в использовании данной технологии позволил увеличить дебиты горизонтальных скважин в 2-20 раз по сравнению с соседними вертикальными скважинами. В 1950-1970 гг. в СССР было пробурено около 80 горизонтальных и многозабойных скважин.

Вслед за этими начальными достижениями, в 1972-1976 гг. 7 ГС были пробурены на турнейские отложения на месторождениях Сиреневское и Тавельское в Татарстане (столица г.Казань), [12, 13]. В течение 1978-1980 гг. были пробурены 3 скважины со схождением забоев (использование системы «Паук») и одной ГС [14]. Применение местной технологии в бурении в береговом секторе месторождения Одопту на острове Сахалин в 1971-73гг., позволило пробурить несколько ГС, включая скважину с рекордным горизонтальным смещением 2345м; ее измеренная конечная глубина равна 3406м.

В конце 1970-ых гг. интерес к горизонтальным скважинам, стимулируемый ценой на нефть \$35/баррель, принял международный характер, и крупнейшие сервисные компании начали предоставлять системы бурения, возможность проведения каротажа и инклинометрии. В то же самое время возможность моделировать и прогнозировать поведение ГС улучшилась [15]. В 1987 г. в СССР добыча снижалась, и правительство страны приняло решение начать систематическую программ «Горизонт», чтобы внедрить горизонтальные скважины в разработку месторождений газа и нефти. Первая ГС в Западной Сибири, пробуренная на Салымском месторождении в 1986г., имела длину ствола 376м [16]. Опорную скважину

пробурили на Самотлорском месторождении примерно в то же время. Разработка месторождения с использованием горизонтальных скважин становилась успешной, и к 1990 г. была одобрена Центральной комиссией по разработке (ЦКР) для применения в Башкирии, Удмуртии, Татарстане, Тюменской области и Якутии.

Согласно протоколам совещания по разработке с помощью технологии горизонтального бурения, к началу 1990-ых гг. было пробурено 126 горизонтальных скважин, но из них только третья часть была в удовлетворительном состоянии.

**Табл. 1 Рост количества горизонтальных скважин в России**

Год	Пробуренные скважины	Суммарное количество скважин
1947-69	80	80
1970-79	10	90
1980-89	36	126
1990	14	140
1991	38	178
1992	56	234
1993	43	277
1994	68	345
1995	91	436
1996	102	538
1997	114	652
1998	128	780
1999	143	923
2000	198	1121
2001	185	1306
2002	(>174)	(>1480)
2003	(>232)	(>1712)
2004	(>300)	(>2012)
2005	(>300)	(>2312)
2006	(>300)	(>2612)

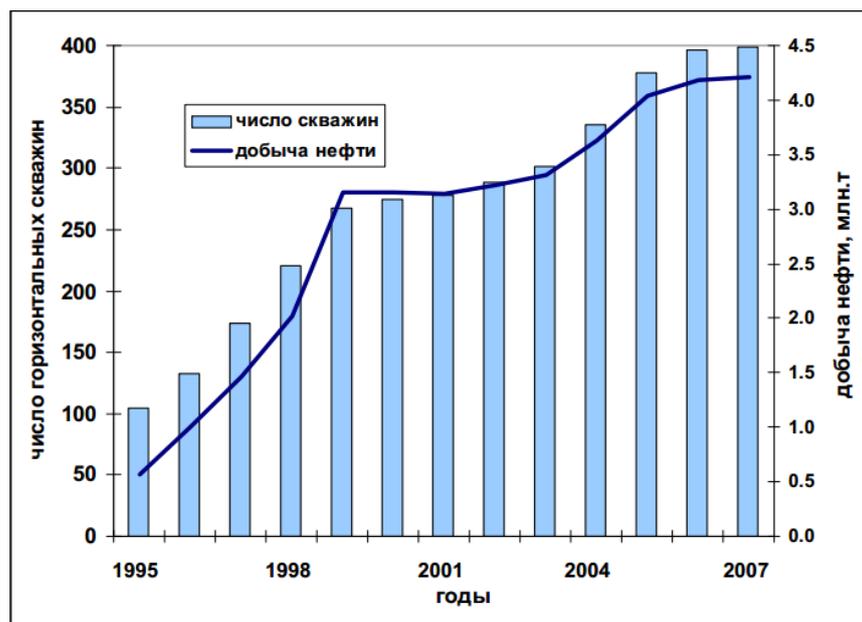
Опыт по бурению и эксплуатации ГС показывает, что для достижения высокой эффективности ГС (увеличения дебита в 2-10 раз по сравнению с сопоставимыми вертикальными скважинами), требуется не только учитывать особые геологические и эксплуатационные характеристики пласта, но также и применять эффективные методы бурения и вскрытия пласта. Проблему достижения и увеличения продуктивности ГС можно решить с использованием недавно разработанных технологий, например, бурения на депрессии, бурения с большим отходом от вертикали и применения методов гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах. Планы разработки месторождения при представлении в ЦКР РФ теперь должны включать вариант с применением бурения ГС.

## 1.2. Увеличения охвата пласта

Горизонтальные скважины, безусловно, могут рассматриваться как один из инструментов увеличения охвата пласта воздействием, поскольку имеют значительную протяженность стволов в продуктивном пласте и обеспечивают значительно более существенный контакт с пластом, чем вертикальные скважины. За счет использования горизонтальных скважин, в значительной мере, может быть увеличен коэффициент охвата пласта в залежах с газовыми шапками и подошвенной водой, а также в карбонатных пластах с системой естественных трещин. В залежах с обширными газонефтяными и водонефтяными зонами эффект от применения горизонтальных скважин определяется не только «геометрическим фактором» (охватом горизонтального ствола значительных площадей залежи), но и еще возможностью существенно уменьшить проявление водяных и газовых конусов за счет снижения депрессии на пласт. Тем самым, наряду с улучшением текущих показателей добычи (уменьшение обводненности скважин и газовых факторов), повышается выработка запасов нефти пласта, особенно в его приконтактных зонах. Повышение охвата пласта за счет использования горизонтальных скважин в карбонатных трещиноватых коллекторах достигается за счет обеспечения большего контакта основных фильтрационных каналов пласта – трещин со стенками скважин. При рациональных технологических режимах эксплуатации скважин это позволяет вовлечь в дренирование больший объем пласта. И наконец, за счет горизонтальных скважин возможно вовлечение в разработку низкопродуктивных зон пластов, которые оказываются по экономическим причинам не привлекательными для эксплуатации вертикальными скважинами.

Количество ежегодно вводимых в эксплуатацию в России горизонтальных скважин неуклонно растет (Рис.6) и в 2007 году оно достигло значений около 400 ед. Годовая добыча по введенным в 2007 г.

горизонтальным скважинам составила больше 4 млн.т нефти. Горизонтальные скважины используются на различных по своим характеристикам месторождений и для решения разнообразных задач, в том числе и для указанных выше проблем повышения охвата пласта воздействием. Применяются как одиночные горизонтальные скважины на участках, разбуренных вертикальными и наклонно-направленными скважинами, так и системы горизонтальных скважин.



**Рисунок 5. Ввод горизонтальных скважин по годам**

Результаты бурения горизонтальных скважин наглядно демонстрируют возможности увеличения охвата пласта за счет их применения. Кроме того, довольно эффективно используются боковые стволы с горизонтальным окончанием. В тоже время, горизонтальные скважины не могут рассматриваться как «панацея» для всех без исключения случаев и месторождений. Имеются также отдельные примеры невысокой эффективности горизонтальных скважин вследствие различных причин: не учет геологического строения пласта и его неоднородности, значительной интерференции скважин с дренированием удельных объемов соседних скважин и т.д. Поэтому, возможность применения горизонтальных скважин в каждом конкретном случае должна обосновываться технико-экономическими

расчетами показателей разработки месторождения или отдельных его залежей и блоков.

**Главы 2, 3 являются конфиденциальной информацией и коммерческой тайной компании ОАО «Томскгазпром»**

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

##### **Организационная структура управления и основные направления деятельности ООО "Компании"**

ООО «Компания» занимается добычей нефти на территории Томской области с 1999 года.

На данный момент компания имеет 14 лицензий на право недропользования, регулярно платит налоги в областной бюджет, выделяет несколько миллионов в год на социальное развитие.

##### **Исходные данные для расчета эффективности внедрения методов увеличения нефтеотдачи**

Применение ЗБС пласта – одна из основных технологий, которая применяется на данном месторождении, находящемся на 4 стадии разработки. При достаточно невысокой стоимости бурения (3 млн. р) (отсутствие обсадки) и незначительном росте эксплуатационных затрат (на 0,2 млн. р) позволяет в среднем добиваться увеличения дебита с 15 до 35 м<sup>3</sup>/сут.

Проведем расчет экономической эффективности внедрения данной технологии.

Исходные данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 7. Принятые цены, курсы валют, коэффициенты для расчётов

	Наименование показателя	ед. измерения	Значение
1	Курс \$ к рублю Центральным Банком РФ	руб./долл.	65.2
2	Цена реализации нефти (www/ NCE.ru), Томская область**	руб. за тонну	12500
3	Цена реализации нефти (www/ NCE.ru)	\$ за баррель	236
4	Средняя капитализация геологоразведочных работ (ГРР)	\$ за тонну	10
5	Коэффициент пересчёта баррель в тонны	*	7,21
6	Коэффициент пересчёта дебита куб. м. в тонны	*	0,87
7	Количество дней работы скважины в год,	дни	340
8	Норма рентабельности,	%	20
9	Налог на прибыль	%	20
10	Срок действия лицензионного соглашения	лет	25
11	Среднесуточный дебит скважины (прогноз), куб. м. в сутки до внедрения мероприятия	15	
12	Среднесуточный дебит скважины (прогноз), куб. м. в сутки после внедрения мероприятия	35	
13	Объём капитальных вложений на проведение операции, млн. руб.	3	
14	Увеличение эксплуатационных затрат в результате внедрения Гидравлического разрыва пласта, млн. руб.	+0,2	
15	Организационные затраты, млн. руб. в год	1,5	
16	Стоимость 1 скважины, млн. руб.	220,0	

### Расчет экономической эффективности применения метода увеличения нефтеотдачи

На первом этапе оценки эффективности проектов определяется общий объём инвестиций. Всего инвестиционные затраты на рассматриваемый период определяются по формуле:

$$I_0 = I_1 + I_2 + I_3 + I_4, \quad (1)$$

где  $I_0$  – общие инвестиционные затраты компании, млн. руб.;

$I_1$  – финансирование геологоразведочных работ, млн. руб.;

$I_2$  – стоимость лицензионного участка, млн. руб.;

$I_3$  – затраты на научно-исследовательские работы и проектно-сметную документацию, млн. руб.;

$I_4$  – организационные затраты, млн. руб.

Капитализация затрат на лицензионном участке определяется по формуле:

$$I_k = s * \sum_{i=1}^n Qi, \quad (2)$$

где  $I_k$  – капитализация затрат, млн. руб.;

$s$  – средний уровень капитализации геологоразведочных работ по отрасли, рублей за тонну;

$Q$  – прирост доказанных запасов нефти в  $i$ -том году, млн.тонн;

$n$  – период расчёта, лет.

Выручка от реализации проектов определяется следующим образом:

$$R_o = q * F * \sum_{i=1}^n k \quad (3)$$

где  $R_o$  – выручка от реализации, млн. руб.;

$q$  – среднесуточный дебит скважины, тонн в сутки;

$F$  – количество рабочих дней в году;

$k$  – количество вводимых скважин в  $i$ -том году нарастающим итогом, ед.

Прибыль ( $p$ ) определяется исходя из среднего уровня рентабельности по отрасли. В данном случае рентабельность составила 20%.

Движение денежных средств (поток наличности) определяется как разница между общими инвестиционными затратами и выручкой от реализации продукции в каждом периоде и с учётом нарастания показателей.

Для оценки эффективности проектов рассчитываются показатели:

- рентабельность капитализированных затрат;
- доходность инвестиций;
- срок окупаемости;
- отношение стартовой цены лицензионного участка к расчётным извлекаемым запасам, руб./тонну;
- отношение объёма финансирования к приросту извлекаемых запасов, руб./тонну.

Рентабельность капитализированных затрат (return on capitalized costs) определяется по формуле:

$$ROCC = p_i / I_k \quad (4)$$

В данном случае считается не целесообразным дисконтировать стоимость капитала, так как на стадии выбора участка расчёт будет с большой погрешностью, т. е. неопределённостью. Это так же связано и с тем, что не определены источники финансирования: структура собственного и заёмного капитала. Поэтому доходность инвестиций (return on investment) в данном случае может быть определена по формуле:

$$ROI = p_i / I_i \quad (5)$$

Срок окупаемости  $T_p$  (payback period) определяется как соотношение инвестиций и прибыли, которая получена за счёт данных инвестиций:

$$T_{pi} = I_i / P_i \quad (6)$$

Выручка от реализации продукции ( $V_t$ ) рассчитывается как произведение цены реализации нефти на объем добычи:

$$V_t = (C_n \times Q_n + C_g \times Q_g)'$$

где  $C_n$ ,  $C_g$  - соответственно цена реализации нефти и газа в  $t$ -м году тыс. руб.;

$Q_n$ ,  $Q_g$  - соответственно добыча нефти и газа в  $t$ -м году тыс. тонн.

Внутренняя

На этапе выбора проекта необходимо знать запас его финансовой устойчивости (зону безопасности). С этой целью предварительно все затраты предприятия следует разбить на две группы в зависимости от объёма производства и реализации продукции: переменные и постоянные. Следует отметить, что классификация затрат на постоянные и переменные носит условный характер, поскольку одна и та же статья расходов в различных условиях может быть зависимой и независимой от объёма производства.

Переменные затраты увеличиваются или уменьшаются пропорционально объёму производства продукции. Это расходы сырья,

материалов, энергии, топлива, зарплаты работников на сдельной форме оплаты труда, отчисления и налоги от зарплаты и выручки и так далее. Постоянные затраты не зависят от объёма производства и реализации продукции. К ним относятся амортизация основных средств и нематериальных активов, суммы выплаченных процентов за кредиты банка, арендная плата, расходы на управление и организацию производства, зарплата персонала предприятия на повременной оплате и другое. В соответствии с Международными стандартами финансовой отчётности (МСФО) прибыль и калькулирование себестоимости можно формировать двумя способами: *absorption costing* (традиционный способ, с полным распределением затрат); *marginal costing* (маржинальный метод, по переменным издержкам).

В калькуляции себестоимости с полным распределением затрат постоянные производственные накладные расходы включаются в себестоимость продукции и если готовая продукция не реализована остаются в остатках готовой продукции на складе. В системе калькуляции себестоимости по переменным издержкам постоянные производственные накладные расходы не включаются в себестоимость продукции, а относятся непосредственно на счёт прибылей и убытков в том периоде, когда они произошли. При использовании *absorption costing* в период роста объёма продаж прибыль может уменьшаться несмотря на то, что цена реализации и структура затрат не изменились. А такие корректировки искажают данные о движении прибыли. Напротив, при использовании системы калькуляции себестоимости по переменным издержкам вычисления показывают, что при увеличении объёма продаж прибыль так же растёт, а при уменьшении объёма продаж – падает. Причина этих изменений заключается в том, что при использовании маржинального метода прибыль зависит только от объёма продаж при условии, что продажная цена и структура затрат неизменны. Однако в системе *absorption costing* прибыль зависит как от объёма продаж, так и от объёма производства. Кроме того, маржинальный метод ясно

показывает сколько необходимо производить продукции, чтобы работать безубыточно. Преимущества маржинального подхода данный метод обеспечивает более полезную информацию для принятия управленческих решений; на прибыль не влияет изменение запасов готовой продукции на складе; метод позволяет избежать капитализации постоянных накладных расходов в неликвидных запасах.

Деление затрат на постоянные и переменные, и использование маржинального дохода позволяет рассчитать порог рентабельности, то есть ту сумму выручки, которая необходима для того, чтобы покрыть все постоянные расходы предприятия. Прибыли при этом не будет, но не будет и убытков. Рентабельность при такой выручке будет равна нулю.

Величина маржинального дохода показывает вклад предприятия в покрытие постоянных затрат и получение прибыли.

Расчет порога рентабельности и запаса финансовой устойчивости проведем с использованием международных стандартов финансовой отчетности.

Данный расчет для наглядности представим в табличном варианте. В дипломной работе удельный вес условно – постоянных затрат принимается студентом самостоятельно в пределах 35%; удельный вес условно – переменных затрат в пределах – 65 %.

Цель анализа безубыточности (*Cost-profit analysis*) или CVP- анализа – установить, что произойдет с финансовыми результатами, если определённый уровень производительности (дебит скважины) или объём производства изменится. Анализ безубыточности основан на зависимости между доходами от продаж, издержками и прибылью в течение короткого периода, когда выход продукции предприятия ограничен уровнем имеющихся в настоящее время в её распоряжении действующих производственных мощностей.

Точка безубыточности – это точка, где доход от реализации равен совокупным затратам, т.е. нет ни прибыли ни убытков. Критическая точка (точка безубыточности) определяется по формуле:

$$T_k = B / (w - a), \quad (9)$$

где  $T_k$  – точка безубыточности проекта, в натуральных единицах;

$B$  – условно- постоянные затраты, тыс. руб. в год;

$w$  – цена одной тонны нефти, тыс. руб.;

$a$  – условно-переменные затраты на единицу продукции, тыс. руб./тонну.

Расчет порога рентабельности, запаса финансовой устойчивости на лучшем лицензионном участке на пятый год реализации проекта

Таблица 8. Результаты расчета порога рентабельности

№ п/п	Показатели	Проект		
		до внедрения мероприятия	после внедрения	изменения
1.	Основные экономические показатели			
	Эксплуатационные затраты на мероприятие	1,5	1,7	0,2
	Выручка от реализации, млн. руб.:	63,75	148,75	85,00
	- себестоимость добычи;	51,00	51,20	0,20
	- прибыль	12,75	97,55	84,80
2.	Эффективность от деятельности			
	Рентабельность, %	20,0	65,6	45,6
	Срок окупаемости капитальных вложений, лет		0,11	2 месяца

Таблица 9. Расчет порога рентабельности

Наименование показателя	Условное обозначение	Значение показателя
1. Выручка от реализации продукции, тыс. руб.	ВР	148750
2. Налогооблагаемый доход, тыс. руб.	НД	97550
3. Себестоимость реализуемой продукции	с	51200
4. Сумма переменных затрат, тыс. руб.	А	30720
5. Сумма постоянных затрат, тыс. руб.	В	20480
6. Сумма маржинального дохода, тыс. руб.	МД	118030
7. Доля маржинального дохода в выручке, %	Дмд	79,35
8. Порог рентабельности, тыс. руб.	ПР	24000

9. Запас финансовой устойчивости, тыс. руб.	Зфу	148736
- в натуральном выражении, тыс. руб.		128250

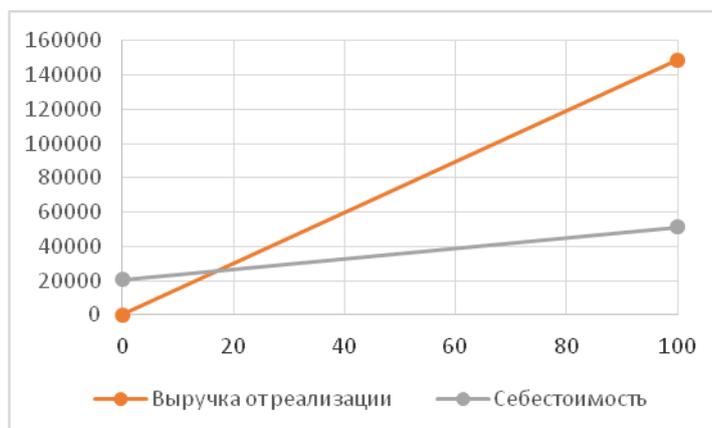


Рисунок 38. График порога рентабельности

Таблица 10. Результаты расчета точки безубыточности проекта

Наименование показателя	Условное обозначение	Значение показателя
1. Выручка (доход) от реализации продукции, тыс. руб.	ВР	148750
2. Налогооблагаемый доход (прибыль), тыс. руб.	НД	97550
3. Себестоимость реализуемой продукции	с	51200
4. Сумма переменных затрат на единицу продукции, руб.	а	2581
5. Сумма постоянных затрат, тыс. руб.	В	20480
6. Цена 1 тонны, руб.	w	12500
7. Объем добычи, тонн в год	Q	11900
8. Точка безубыточности, тонн	Тк	2000

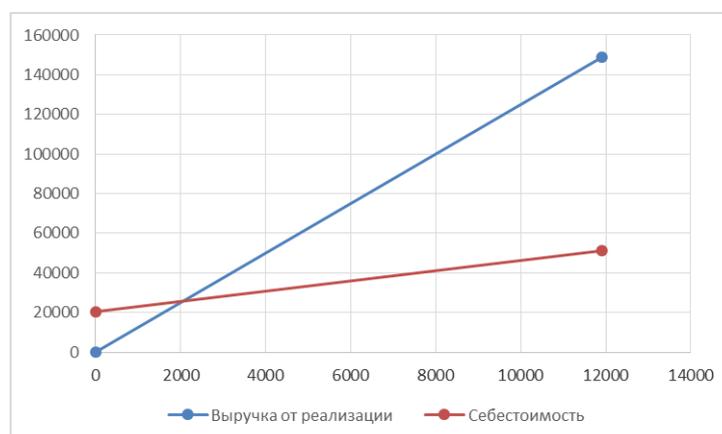


Рисунок 39. График точки безубыточности проекта

Вывод: В результате проведения мероприятия по зарезке бокового ствола прирост дебита составил 10 т/сут, рентабельность возросла с 20% до 59,9%.

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

При разработке низкопроницаемых коллекторов все большее применение находят технологии, связанные с разработкой залежей с трудно извлекаемыми запасами нефти. В связи с этим возникает необходимость оценки бурения боковых стволов и их длины на процесс извлечения нефти.

Рабочей зоной инженера по наклонно направленному бурению (ННБ) боковых стволов является куст, скважина. Основной деятельностью инженера по ННБ является поддержание правильного режима; контроль параметров ННБ; разборка, ремонт и сборка оборудования и арматуры; обработка паром высокого давления подземного и наземного оборудования скважин и выкидных линий в зимний период; опрессовка цементного камня и всего оборудования.

Работа на кусте ведется круглый год, несмотря на экстремальные погодные условия.

### **5.1 Производственная безопасность**

Для целостного представления об источниках вредностей и опасностей и всех основных выявленных вредных и опасных факторах на рабочем месте, ниже представлена таблица 13 «Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при наклонно направленном бурении».

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием «Классификации вредных и опасных производственных факторов по ГОСТ 12.0.003–74 (с измен. № 1, октябрь 1978 г., переиздание 1999 г.) [3]. Название вредных и опасных производственных факторов в работе соответствуют приведенной классификации. Определены название характерных видов работ и вредных производственных факторов (ОВПФ).

### 5.1.1 Анализ вредных факторов рабочей зоны и обоснование мероприятий по их устранению

Для анализа вредных факторов рабочей зоны рассмотрим основные элементы производственного процесса, приведенные в таблице 10.

**Таблица 11 - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при ПВР**

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Разборка, ремонт и сборка отдельных узлов и механизмов простого нефтепромыслового оборудования и оборудования необходимого для ННБ (наклонно-направленное бурение). 2. Обработка паром высокого давления оборудования скважин и выкидных линий; 3. Контроль параметров ННБ; 4. Расшифровка показаний приборов контроля и автоматики.	1. Превышение уровней вибрации; 2. Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 3. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу	1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные) 2. Электрический ток; 3. Пожаровзрывоопасность	ГОСТ 12.1.003-83 [1]. ГОСТ 12.1.012-90 [2]. ГОСТ 12.1.005-88[4]. ГОСТ 12.1.030-81 [5]. ГОСТ 12.4.011-89[6]. ГОСТ 12.2.062-81[7]. ГОСТ 12.2.003-91[8]. ГОСТ 12.1.038-82[10]. ГОСТ 12.1.019-79[11]. ГОСТ 12.1.004-91[15]. ГОСТ 12.1.011-78[16]. ГОСТ 12.1.010-76[17].

#### Превышение уровней вибрации

В непосредственной близости от места проведения ННБ находится насосный агрегат, для удаления шлама из бокового ствола, который создает уровень звука, не превышающий допустимый (max 80 ДБА) согласно ГОСТ 12.1.003-83[1] (1999). При осуществлении ННБ пласта создаются определенные вибрации, в зависимости от скорости подачи жидкости глушения и промывки. Согласно ГОСТ 12.1.012-90[2] технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации при работе в непосредственной близости от места проведения ПВР составляет менее 101 дБ, что превышает норму.

Основные методы борьбы с вибрацией:

- виброизоляция (резинометаллические упоры, поронитовые прокладки, обрезиненные втулки);

- соблюдение режима труда и отдыха;
- виброгашение (применение муфт из эластичных материалов, установка на виброгасящее основание).

### **Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе**

Резкие изменения температуры окружающей среды, да и просто работа в условиях пониженных температур несет пагубное влияние на человека. Двигательная активность работника обеспечивается всеми жизненными процессами в теле человека. Энергия на преобразование теплообмена используется даже в большей степени, чем на выполнение работы. Нарушение баланса тепла может привести к перегреву либо, наоборот, к переохлаждению человека. Это приводит к нарушению в работе, снижению активности и т.д.

Средняя температура в Парабельского районе составляет: в июле плюс 14-20° С, в январе минус 25-45° С.

Организации, работники которых трудятся на открытом воздухе, обязаны придерживаться ряда ограничений по температурным режимам. Температурные режимы, при которых приостанавливаются работы на открытом воздухе показаны в таблице 11.

**Таблица 12 - Температурный режим, при котором приостанавливаются работы на открытом воздухе [3]**

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха °С
При безветренной погоде	– 40
Не более 5,0	– 35
5,1–10,0	– 25
10,0–15	–15
15,1–20,0	–5
Более 20,0	0

Работники, которые все-таки трудятся на открытом воздухе при низких температурах, рискуют получить травмы:

- переохлаждение организма (гипотермия);
- обморожение (руки, пальцы, нос).

Для профилактики обморожений работники должны быть обеспечены специализированной одеждой для низких температур. Одежда должна соответствовать всем требованиям, подходить по размеру и не сковывать движения. Она должна состоять из нескольких слоев, где каждый несет свою функциональность: внутренний слой (нижнее белье); средний слой (свитер); внешний слой (куртка). Помимо одежды к работам должны допускаться работники с хорошей физической формой и годные по состоянию здоровья.

Работники, которые трудятся на открытом воздухе при высоких температурах, рискуют получить травмы:

- перегревание организма (гипертермия);
- солнечный удар.

Профилактика перегревания осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в местах с нормальным климатом. От перегрева головного мозга предусматривают головные уборы.

Для защиты от гнуса и клещей работникам выдается набор репеллентов, в состав которого входят аэрозоль и крем для защиты от гнуса и мошки, аэрозоль для защиты от клещей, средство после укусов (бальзам). Летняя спецодежда включает в себя противоэнцефалитные костюмы.

### **Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу**

При ННБ есть риск возникновения утечек нефти из скважинной арматуры. При этом непременно происходит контакт человека с парами этого вещества, которые опасны не только для его здоровья, но и жизни. Нефть относится к 4-му классу опасности, ее допустимая концентрация составляет 300 мг/л [3]. Не стоит забывать и о продуктах нефтепереработки: масло, бензин, керосин, которые так же несут опасность для здоровья человека.

Путь попадания вредных веществ в организм человека может быть одним из двух:

- через кожу (при попадании вредных веществ на нее);
- через дыхательные пути (вдыхание вредных паров в организм).

В первом случае при частом попадании продуктов нефти на кожу человека, есть риск получить заболевания кожного покрова: аллергия, сыпь, мелкие язвы. Во втором же случае все более серьезно. При вдыхании человеком паров нефти и ее продуктов большой концентрации происходит наркотическое и раздражающее воздействие. Есть риск потери сознания, при этом нарушается сердечная активность. Головокружение, сухость во рту и тошнота далеко не весь перечень побочных эффектов. При длительном нахождении человека под действием паров нефти и нефтепродуктов, может произойти удушье, и как следствие смерть.

Нефть и нефтепродукты опасны для человека из-за их состава, в котором большое количество сернистых соединений: сероводород, оксид серы, азот. Воздействие на человека, всего перечисленного более подробно представлено в таблице 12.

**Таблица 13. Физиологическое воздействие на организм человека некоторых газов, содержащихся в нефти [24]**

Газ	Содержание		Длительность и характер воздействия
	об. %	мг/л	
Оксид углерода	0,1	12,5	Через 1 час – головная боль тошнота, недомогание
	0,5	6,25	Через 20-30 мин – смертельное отравление
	1	12,5	Через 1-2 мин – сильное смертельное отравление
Оксиды азота	0,006	0,29	Кратковременное воздействие – раздражение горла
	0,01	0,48	Продолжительное воздействие – опасно для жизни
	0,025	1,2	Смертельное отравление
Сероводород	0,01-0,015	0,15-0,23	Через 1 мин – сильное или смертельное отравление
	0,02	0,031	Через 5-8 мин – сильное раздражение глаз, носа, горла
	0,1-0,34	1,54-4,62	Быстрое смертельное отравление

Каждый работник, который контактирует с нефтью, должен иметь специальные средства защиты. На предприятиях нефтяной промышленности используются противогазы различных типов, и респираторы. Противогазы должны соответствовать индивидуальным размерам человека и соответствовать требованиям по защите.

Если отравление все же произошло, то необходимо непременно обратиться в медицинскую службу. Обеспечить пострадавшему свежий воздух, вынести его из зоны поражения. Проверить пульс, дыхание. Освободить пострадавшего от поясов и ворота. Контролировать состояние до приезда медиков.

## **5.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

### **Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в том числе грузоподъемные)**

При несоблюдении техники безопасности травму можно получить и при движении машин и механизмов. Невнимательность и отсутствие защитных средств, приводит к ушибам, переломам и вывихам различных частей тела человека.

Необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм[23]:

- проверка наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов;
- плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств;
- проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, - устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81[4] ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

В качестве профилактических мер планируется систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановую и внеплановую проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов (ГОСТ 12.2.003-91[5])

## Электрический ток

Опасность поражения электрическим током существует при работе со станцией управления насосом.

Электрический ток оказывает следующие воздействия на человека[20]:

- **Термическое действие** - подразумевает появление на теле ожогов разных форм, перегревание кровеносных сосудов и нарушение функциональности внутренних органов, которые находятся на пути протекания тока.
- **Электролитическое действие** - проявляется в расщепление крови и иной органической жидкости в тканях организма вызывая существенные изменения ее физико-химического состава.
- **Биологическое действие** - вызывает нарушение нормальной работы мышечной системы. Возникают непроизвольные судорожные сокращения мышц, опасно такое влияние на органы дыхания и кровообращения, таких как легкие и сердце, это может привести к нарушению их нормальной работы, в том числе и к абсолютному прекращению их функциональности.

Значение напряжения в электрической цепи должно удовлетворять ГОСТ 12.1.038-82[16].

Аварийный режим работы электроустановок на нефтегазодобывающих предприятиях не допускается.

Поражение человека электрическим током может произойти в следующих случаях[6]:

- при прикосновении человеком, неизолированного от земли, к нетоковедущим металлическим частям электроустановок, оказавшимся под напряжением из-за замыкания на корпусе;
- при однофазном (однополюсном) прикосновении неизолированного от земли человека к неизолированным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

Все применяемое электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежат занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее сечения рабочих жил или заземляющий провод диаметром 16 см<sup>2</sup>.

Корпуса и все открытые проводящие части применяемого электрооборудования должны быть защищены от косвенного прикосновения и т.д. в соответствии с требованиями ПУЭ (пункт 1.7.51) путем заземления с помощью заземлителей.

Для защиты персонала от поражения электрическим током при косвенном прикосновении в соответствии с требованиями ПУЭ (пункт 1.7.59) электрооборудование должно быть оборудовано устройством защитного отключения (УЗО).

С целью предупреждения рабочих об опасности поражения электрическим током, широко используются плакаты и знаки безопасности.

Мероприятия по созданию безопасных условий:

- инструктаж персонала;
- аттестация оборудования;
- соблюдение правил безопасности и требований при работе с электротехникой.

### **Пожароопасность и взрывоопасность**

Источником пожара на нефтяных кустах может быть: электрическое оборудование, которое работает неправильно и вследствие нагрева происходит воспламенение; неправильное отношение к продуктам отходов (бутылкам и окуркам); искры от сварки и т.д. Взорваться в свою очередь может баллон с газом или кислородом, канистра с горючим материалом и т.д.

Последствия взаимодействия открытого огня и человека приводит к ожогам различных степеней у последнего, не исключение и летальный исход. Взрыв же для человека опасен, если он находится в эпицентре, но взрыв, как правило, сопровождается пожаром, поэтому опасность нельзя недооценивать.

При обеспечении пожарной безопасности следует руководствоваться «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности ФЗ №123» от 2008 года, РД-13.220.00-КТН-367-06 и другим утвержденным в установленном порядке федеральным законом от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 02.07.2013) [13].

Кусты скважин, где производятся работы, должны быть укомплектованы первичными средствами пожаротушения:

- огнетушители порошковые ОП-10 - 10 шт., или углекислотные;
- ОУ-10 - 10 штук или один огнетушитель ОП-100 (ОП-50 2 шт.);
- лопаты - 2 шт.;
- топор, лом - по 1 шт.

Допуск работников к проведению работ должен осуществляться после прохождения ими противопожарного инструктажа. Если происходит изменение специфики работ, то необходимо провести внеочередной инструктаж.

Вся передвижная техника в зоне проведения работ должна быть обеспечена искрогасителями заводского изготовления.

Машины, компрессоры, опрессовщики, задействованные в производстве подготовительных и огневых работ, должны оснащаться не менее чем двумя огнетушителями ОУ-10, ОП-10.

Тушение пожара производится специальными средствами пожаротушения: огнетушители, стволы с водой, сухой песок. Для постоянного контроля, на пожароопасных работах дежурит пожарный экипаж. Для предотвращения небольшого очага возгорания подойдут подручные средства: одеяла, вода.

## 5.2. Экологическая безопасность

**Таблица 14. Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при проведении ЗБС и ННБ [21]**

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Уничтожение и повреждение почвенного слоя, элементов ландшафта, растительности	Соблюдение нормативов отвода земель. Рекультивация земель. Восстановление ландшафта
	Загрязнение почвы химреагентами и др.	Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов, мусора, загрязненной земли и т.д.
Лес и лесные ресурсы	Лесные пожары	Уборка и уничтожение порубочных остатков и другие меры ухода за лесосекой
	Оставление недорубов, захламление лесосек	Оборудование пожароопасных объектов, создание минерализованных полос, использование вырубленной древесины
	Порубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций.	Попенная плата, соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, минеральными водами и рассолами и др.)	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; сооружение водоотводов, накопителей, отстойников, уничтожение мусора
	Загрязнение бытовыми стоками	Очистные сооружения для буровых стоков (канализационные устройства, септики, хлораторные и др.)
	Механическое и химическое загрязнение водотоков в результате сталкивания отвалов, нарушение циркуляции водотоков отвалами, траншеями и др.	Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад и т. д.
	Загрязнение подземных вод при смешении водоносных горизонтов	Ликвидационный тампонаж буровых скважин
	Нарушение циркуляции подземных вод и иссушение водоносных горизонтов при нарушении водоупоров буровыми скважинами и подземными выработками	Оборудование скважин оголовками
Недра	Нарушение состояния геологической среды (подземные воды, изменение инженерно-геологических свойств пород)	Ликвидационный тампонаж скважин. Гидрогеологические, гидрогеохимические и инженерно- геологические наблюдения в скважинах и выработках
	Не комплексное изучение недр	Оборудование и аналитические работы на сопутствующие компоненты, породы вскрыши и отходы будущего производства. Научные исследования по повышению комплексности изучения недр
	Неполное использование извлеченных из недр полезных компонентов	Организация рудных отвалов и складов
Животный мир	Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, браконьерство	Проведение комплекса природоохранных мероприятий, планирование работ с учетом охраны животных

### **5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Чрезвычайные ситуации могут возникнуть в результате стихийных бедствий, воспламенения веществ и оборудования, серьезное нарушение герметичности или разрушение корпуса любого элемента, через который подается газ, а также при неконтролируемом газонефтеводопроявлении. На случай стихийных бедствий и аварий предусматривается план по ликвидации их последствий.

Наиболее часто встречающаяся ЧС происходит в следствии серьезного нарушения герметичности или разрушения корпуса любого элемента, что приводит к утечке газа и возможного воспламенения.

При обнаружении утечек, необходимо принять меры по предотвращению ее самовоспламенения. Обнаружение утечек производят газоанализатором или мыльным раствором.

Мероприятия по устранению ЧС:

- создать бригаду быстрого реагирования со специализированной техникой, которая в случае ЧС может откачать лишнюю воду и вывезти за пределы куста; незамедлительно сообщать начальнику участка о возникновении данной ЧС или о возможном ее возникновении;
- в случае возникновения отключить всю автоматику;
- принять возможные меры по предотвращению ЧС до приезда бригады в случае несвоевременного обнаружения ЧС;

- в случае полной потери связи и невозможности сообщить о ЧС запустить сигнальную ракету, которая расположена в щитке безопасности.

Газонефтеводопроявление (ГНВП) - вид осложнения, при котором поступление флюида из пласта в скважину или через ее устье можно регулировать или приостанавливать с помощью запорного оборудования.

Газонефтеводопроявления не только нарушают процесс бурения, но и являются причиной тяжелых аварий. При интенсивных проявлениях возможны случаи разрушения устьев скважин и бурового оборудования, возникновения взрывов и пожаров, сильного загрязнения окружающей среды и даже человеческих жертв.

Основной способ, позволяющий управлять состоянием скважины в случае начинающегося притока пластовой жидкости и предотвращать нерегулируемые выбросы промывочной жидкости, – герметизация устья специальным противовыбросовым оборудованием.

Для предотвращения выбросов и открытого фонтанирования в случае начавшегося газонефтеводопроявления необходимо (согласно «Инструкции по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности» [РД 08-254-98] [25] с учетом специфики работ, проводимых в условиях Западной Сибири):

1) герметизировать устье скважины преенторами, регулярно следить за их исправностью, проверять надежность системы управления ими и своевременно устранять выявленные дефекты;

2) систематически контролировать качество промывочной жидкости, выходящей из скважины, прежде всего плотность и газосодержание; с момента подхода к горизонту с повышенным коэффициентом аномальности, особенно к газонасыщенному, целесообразно контроль плотности и газосодержания вести непрерывно;

3) перед вскрытием горизонтов с повышенными коэффициентами аномальности заблаговременно увеличивать плотность промывочной

жидкости в скважине до уровня, достаточного для поддержания небольшого избытка давления над пластовым, но меньше того, при котором возможно поглощение промывочной жидкости;

4) для вскрытия горизонтов со значительно повышенными коэффициентами аномальности применять промывочные жидкости с малой водоотдачей, возможно малым статическим напряжением сдвига (достаточным, однако, для удержания утяжелителя во взвешенном состоянии), малым динамическим напряжением сдвига и практически нулевым суточным отстоем;

5) тщательно дегазировать промывочную жидкость, выходящую из скважины; в случае значительного увеличения газосодержания целесообразно временно приостановить углубление скважины и, не прекращая промывки, заменить газированную жидкость на свежую с несколько повышенной плотностью;

6) тщательно следить за тем, чтобы в дегазаторах практически полностью удалялся из промывочной жидкости пластовый газ; если дегазация неполная, отрегулировать режим работы дегазаторов и при необходимости установить дополнительный дегазатор в очистной системе;

7) если при разбурировании газоносного объекта и нормальной дегазации промывочной жидкости газосодержание в выходящем из скважины потоке опасно велико, уменьшить механическую скорость проходки до уровня, при котором опасность выброса будет практически исключена;

8) иметь на буровой запас промывочной жидкости того качества, которое требуется для вскрытия горизонта с повышенным коэффициентом аномальности, в количестве не менее двух-трех объемов скважины;

9) при подъеме колонны труб доливать в скважину промывочную жидкость с таким расчетом, чтобы уровень ее всегда находился у устья;

10) в составе бурильной колонны иметь обратный клапан или над вертлюгом — шаровой кран высокого давления;

11) не допускать длительных простоев скважины без промывки.

12) при каждой промывке восстанавливать циркуляцию целесообразно при закрытом превенторе на устье.

Открывать превентор можно лишь после того, как вся газированная жидкость вышла из скважины и избыточное давление на выходе из последней снизилось до атмосферного.

#### **5.4. Законодательное регулирование проектных решений**

Нефтяные и газовые скважины, как и любой предмет человеческой деятельности, несет негативный вред на окружающую среду. И кроме правил и норм эксплуатации скважин, для снижения воздействий на экологию, органами государственной власти приняты ряд законов, регулирующих деятельность нефтеперекачивающих компаний и обслуживающих организаций.

Точно так же, с законодательной стороны регулируются и действия организаций в случае чрезвычайных ситуаций. В основу управления положен закон РФ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» [9].

Чрезвычайная ситуация - это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Целями настоящего Федерального закона являются:

- предупреждение возникновения и развития чрезвычайных ситуаций;
- снижение размеров ущерба и потерь от чрезвычайных ситуаций;
- ликвидация чрезвычайных ситуаций;
- разграничение полномочий в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций между федеральными органами исполнительной власти, органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органами местного самоуправления и организациями.

Основными задачами единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций являются:

- разработка и реализация правовых и экономических норм по обеспечению защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций;

- осуществление целевых и научно-технических программ, направленных на предупреждение чрезвычайных ситуаций и повышение устойчивости функционирования организаций, а также объектов социального назначения в чрезвычайных ситуациях;
- обеспечение готовности к действиям органов управления, сил и средств, предназначенных и выделяемых для предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций;
- сбор, обработка, обмен и выдача информации в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций;
- подготовка населения к действиям в чрезвычайных ситуациях, в том числе организация разъяснительной и профилактической работы среди населения в целях предупреждения возникновения чрезвычайных ситуаций;
- организация оповещения населения о чрезвычайных ситуациях и информирования населения о чрезвычайных ситуациях, в том числе экстренного оповещения населения;
- прогнозирование угрозы возникновения чрезвычайных ситуаций, оценка социально-экономических последствий чрезвычайных ситуаций;
- создание резервов финансовых и материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций;
- осуществление государственной экспертизы, государственного надзора в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций;
- ликвидация чрезвычайных ситуаций;
- осуществление мероприятий по социальной защите населения, пострадавшего от чрезвычайных ситуаций, проведение гуманитарных акций;
- реализация прав и обязанностей населения в области защиты от чрезвычайных ситуаций, а также лиц, непосредственно участвующих в их ликвидации;
- международное сотрудничество в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций.

## **Заключение**

Потери давления на трение в ГС образуются в результате трения пластового флюида о стенки скважины в момент его течения по ее стволу. Эти потери давления зависят от длины горизонтального ствола, диаметра скважины (хвостовика), скорости течения пластового флюида в скважине, шероховатости ее внутренней поверхности, плотности флюида, режима течения флюида в пласте. Для обеспечения наибольшей эффективности работы ГС необходимо оптимизировать длину горизонтального участка с учетом потерь давления на трение.

В ходе работы была предложена аналитическая методика оптимизации длины горизонтальной скважины, учитывающая потери давления на трение в ее стволе:

- 1) аналитический расчет оптимальной длины горизонтальной скважины в зависимости от дебита и потерь давления на трение;
- 2) аналитический расчет в зависимости от экономической эффективности проекта.

### **Список использованной литературы:**

1. Леванов А.Н., Медведский Р.И., Ручкин А.А. Развитие технологий разработки юрских отложений месторождений Западной Сибири. - Тюмень: "Вектор бук", 2010. - 300 с.
2. Гильмиев Д.Р., Байсов Р.Р., Бриллиант Л.С. Расчет входных дебитов горизонтальных скважин, Нефтяное хозяйство. №2, 2011, С – 100-101
3. Стельмак Р.В. Расчет потерь давления в горизонтальной трубе на примере Федоровского месторождения, Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. №7, 2005, С – 20-21
4. Вахрушева И.А., Ручкин А.А., В.И. Саунин, В.З. Сухер, А.Н. Леванов, Ю.В. Масалкин, М.А. Романчев Результаты строительства и эксплуатации горизонтальных скважин на месторождениях нефти Западной Сибири, Нефтяное хозяйство. №2, 2010, С -35-39
5. Бондаренко В.В. Обоснование равномерности дренирования многопластовых залежей нефти при их освоении горизонтальными скважинами, Нефтяное хозяйство. №12, 2007, С – 74-76
6. Монахов В.В. Разработка экспресс-метода оценки работающего интервала горизонтальной скважины, Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». №3, 2007, С – 19-23
7. Григорян А.М., «Вскрытие пластов многозабойными и горизонтальными скважинами», изд-во «Недра», М.,1969 г.
8. Шкандратов В.В., Герасимов И.В., Коноплев Ю.П., «Опыт разработки и перспективы увеличения добычи нефти на Ярегском нефтяном месторождении», ж. «Нефтяное хозяйство», 2007, №8
9. Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П. «Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами», М., «Недра», 1964г.
10. Joshi S.D.: “Augmentation of Well Productivity using Slant and Horizontal Wells”, SPE 15375, 1988

11. Renard G.I. & Dupuy J.M.: “Influence of Formation Damage on the Flow Efficiency of Horizontal Wells”, SPE 19414, 1990

12. Сулейманов Э.И., Фазылев Р.Т. Создание систем разработки месторождений с применением горизонтальных скважин. Нефтяное хозяйство, №10, 1994. С.32-37).

13. Муслимов Р.Х., Хайруллин М.Х, Садовников Р.В, Шамсиев М.Н., Морозов П.Е., Хисамов Р.С., Фархуллин Р.Г. Интерпретация результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин. Нефтяное хозяйство, №10, 2002. С.76-77

14. Гайфулин Я.С., Кнеллер Л.Е., Грезина О.А. К оценке влияния особенностей геологического разреза на потенциальные дебиты горизонтальных скважин. Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. , №9, 200. С.29–35

15. Бердин Т.Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. – М: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001.– 199 с.

16. Европейцев Р.Н., Нефтяная промышленность, 1986г.

17. Joshi S.D. Horizontal well technology. – Tulsa: “Pennwell publishing company”, 1991. –535 p.

18. Близнюков В.Ю., Стельмак Р.В. Обоснование оптимальной длины горизонтального участка скважины, Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. №7, 2006, С -4-5

19. Батлер Р.М. Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов. – М. – Ижевск:Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2010. – 536 с.