



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

Институт- Институт природных ресурсов  
Направление- Нефтегазовое дело  
Кафедра бурения скважин

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2610 МЕТРОВ НА ЛОМОВОМ НЕФТЯННОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>

УДК 622.323'324:622.243.23(24:181m2610)(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б32Г	Грозин Павел Владимирович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артём Владимирович	к.т.н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим Андрей Александрович	к. э. н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович	к.т.н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.о. Зав.кафедрой	Ковалев Артем Владимирович	к. т. н.		

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Приобретение <i>профессиональной эрудиции и широкого кругозора</i> в области <i>математических, естественных и социально-экономических наук</i> и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать <i>экологические последствия</i> профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение <i>безопасных условий труда</i>
P3	Уметь <i>самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать <i>профессиональные инженерные задачи</i> с использованием <i>современных образовательных и информационных технологий</i>
P5	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i>
P6	внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по <i>междисциплинарной тематике</i> , организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i>
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые <i>данные для экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>
P11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для составления <i>проектной и рабочей и технологической документации</i> объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

**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 бурения скважин

УТВЕРЖДАЮ:  
 И.о. кафедрой  
 \_\_\_\_\_ Ковалёв А.В.  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**  
 в форме бакалаврской работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
3-2Б32Т	Грозин Павел Владимирович

Тема работы:

<b>Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2610 метров на Ломовом нефтяном месторождении (Томская область)</b>
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b>  <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p align="center"><i>Пакет экспериментальной и промышленной информации по Ломовому месторождению, тексты и графические материалы отчётов и научно-исследовательских работ, фондовая и периодическая литература.</i></p>
<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>  <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,</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li><i>Общая и геологическая часть</i></li> <li><i>Технологическая часть</i></li> <li><i>Специальная часть</i></li> <li><i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i></li> </ol>

конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).	5. Социальная ответственность
<b>Перечень графического материала</b> (с точным указанием обязательных чертежей)	1. ГТН (геолого-технический наряд); 2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны).
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> (с указанием разделов)	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение	Доцент, к.э.н., Вазим А.А.
Социальная ответственность	Доцент, к.г.-м.н., Гуляев М.В.
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:</b>	
Отсутствуют	

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

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалёв А.В.	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б32Т	Грозин П.В.		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б32Т	Грозин П.В.

<b>Институт</b>	природных ресурсов	<b>Кафедра</b>	Бурения скважин
<b>Уровень образования</b>	бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	«Нефтегазовое дело» «Бурение нефтяных и газовых скважин»

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

1. <i>Справочник ЕНВ</i> 2. <i>Типовая смета</i>	Проектные данные, Сводная смета на строительство скважины глубиной 2610 метров на Ломовом нефтяном месторождении
3. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	
4. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	

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

1. <i>Расчет сводной сметы</i>	
2. <i>Построение календарного планирования</i>	Календарный график проведения проектируемых работ
3. <i>Определение нормативной продолжительности строительства</i>	Организационно-технический план мероприятий по повышению производительности труда и снижению себестоимости работ

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

1. <i>Линейно-календарный график проведения работ на объекте</i>
--

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
доцент	Вазим А.А.	К.Э.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б32Т	Грозин П.В.		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б32Т	Грозин П.В.

<b>Институт</b>	Природных ресурсов	<b>Кафедра</b>	Бурения скважин
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	«Нефтегазовое дело» «Бурение нефтяных и газовых скважин»

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

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Бурение наклонно-направленной скважины на Ломовом месторождении (Томской области).
--	--

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

<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при бурение наклонно-направленной скважины на Ломовом месторождении (Томской области).</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при бурение наклонно-направленной скважины на Ломовом месторождении (Томской области).</p>	<p>Вредные факторы: повышенные шумы, недостаточная освещенность, неудовлетворительные метеорологические условия, повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны, повышенные уровни вибрации.</p> <p>Опасные факторы: движущиеся части машин и механизмов, пожаровзрывоопасность, поражение электрическим током.</p>
<p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p>	<p>Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы). Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы). Анализ воздействия объекта на литосферу (отходы). Разрушение плодородного слоя, загрязнение почвы, загрязнение водоемов, загрязнение недр, мероприятия по обеспечению экологической безопасности. Разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками НТД по охране окружающей среды.</p>
<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p>	<p>Перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения. Выбор наиболее типичной ЧС. Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС. Наиболее вероятные ЧС на объекте возгорание, взрыв, подтопление, выброс. Разработка действий в результате возникшей</p>

	ЧС и мер по ликвидации её последствий.
<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b>	Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев М.В.	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б32Т	Грозин П.В.		

**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»  
Уровень образования: бакалавриат  
Кафедра бурения скважин  
Период выполнения: осенний / весенний семестр 2016/2017 учебного года  
Форма представления работы: бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН  
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

<b>Дата контроля</b>	<b>Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)</b>	<b>Максимальный балл раздела (модуля)</b>
	<i>Общая и геологическая часть</i>	<i>10</i>
	<i>Технологическая часть</i>	<i>40</i>
	<i>Специальная часть</i>	<i>10</i>
	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>15</i>
	<i>Социальная ответственность</i>	<i>15</i>
	<i>Оформление работы</i>	<i>10</i>

Составил преподаватель:

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Ковалёв А.В.	к.т.н.		

**СОГЛАСОВАНО:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
И.о. кафедрой	Ковалёв А.В.	к.т.н.		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 90 страниц, 20 рисунков, 53 таблицы, 12 источников, 2 листа графического материала, презентация в формате PowerPoint.

Ключевые слова: БУРОВАЯ УСТАНОВКА, БУРОВОЙ РАСТВОР, ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИЙ ИНСТРУМЕНТ, РЕЖИМ БУРЕНИЯ, ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ЗАБОЙ, КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНА, ЭКСПЛУАТАЦИОННАЯ КОЛОННА.

Представленная работа эксплуатационная наклонно- направленная скважина Ломового нефтяного месторождения .

Цель работы – разработка технологии строительства скважины глубиной 2610 метров на Ломовом месторождении.

Работа выполнена по геологическим материалам месторождения Ломового.

В результате работы спроектирована конструкция, технология проводки и технология заканчивания скважины глубиной 2610 метров.

Достигнутые результаты: сокращены сроки строительства скважины, уменьшены затраты на сооружение скважины за счет конструкции эксплуатационного забоя, сокращены сроки освоения скважины.

Современные достижения достигнуты в области технологии строительства нефтяных скважин.

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

**Скважина** -цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа в неё человека, которая характеризуется относительно небольшим диаметром по сравнению с ее длиной.

- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;
- ПАВ – поверхностно-активные вещества;
- ПЗП – призабойная зона пласта;
- РУО – раствор на углеводородной основе;
- СПО – спуско-подъемные операции;
- ФБР – фильтрат бурового раствора

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

1. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
2. СанПин 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совместному освещению жилых и общественных зданий.
3. ПБ НГП Правила нефтяной и газовой промышленности
4. ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
5. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
6. ГОСТ 12.1.005-88 Нормирование содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
7. ГОСТ 12.2.009-80 Станки металлообрабатывающие общие требования безопасности.
8. ГОСТ 12.2.003-74 Оборудование производственное.
9. ГОСТ 12.4.026-76 ССБТ. Цвета сигнальные и знаки безопасности.
10. (ГОСТ 12.1.009-82. ССБТ. Электробезопасность.
11. ПУЭ Правила устройства электроустановок.
12. Технический регламент № 123 от 22.07.2008 г. с изменениями от 10.07.2012г.
13. Федеральный закон «О безопасности производственных процессов добычи, транспортировки и хранения газа»
14. Крепша Н.В., Свиридов Ю.Ф. «Безопасность жизнедеятельности»: Учебное пособие – Томск: Издательство ТПУ, 2003-144с.
15. Должностная инструкция инженера по бурению

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	13
1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	
1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ	14
1.2. Геологические условия бурения	16
1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения	18
1.4. Зоны возможных осложнений	22
1.5. Исследовательские работы	23
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	
2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	24
2.2. Обоснование конструкции скважины	25
2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины	25
2.2.2. Построение совмещенного графика давлений	26
2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	27
2.2.4. Выбор интервалов цементирования	27
2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	27
2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины	28
2.3. Углубление скважины	29
2.3.1. Выбор способа бурения	29
2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента	29
2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	30
2.3.4. Расчет частоты вращения долота	30
2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя	31
2.3.6. Расчет требуемого расхода бурового раствора	32
2.3.7. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	34
2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	37
2.3.9. Выбор гидравлической программы промывки скважины	38
2.3.10. Технологические средства и режимы бурения при отборе керна	39
2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин	40
2.4.1. Расчет обсадных колонн	40
2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений	40
2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений	43
2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине	46
2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины	47
2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн	47
2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов	47
2.4.2.3. Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей	47
2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины	48
2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества	

цементировочного оборудования	48
2.4.2.4.2. Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси	48
2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн	49
2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин	50
2.5. Выбор буровой установки	50
3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ	
<i>Работа заколонных пакеров при заканчивании горизонтальных скважин</i>	52
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	
4.1. Сводная смета на строительство скважины	65
4.2. Календарный график проведения проектируемых работ	67
4.3. Организационно-технический план мероприятий по повышению производительности и снижению себестоимости	71
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	
Введение	74
5.1. Профессиональная социальная ответственность	75
5.1.1. Анализ вредных производственных факторов	76
5.1.2. Анализ выявленных опасных факторов	80
5.2. Экологическая безопасность	82
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	83
5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	83
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	84
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	85
ПРИЛОЖЕНИЕ А	87
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	89
ОПТИЧЕСКИЙ ДИСК С ЭЛЕКТРОННОЙ ВЕРСИЕЙ ВКР	

## **Введение**

Темпам развития нефтяной и газовой промышленности постоянно уделяется большое внимание, поскольку нефть и газ и продукты их переработки оказывают огромное влияние на развитие экономики страны. В Западной Сибири, остающейся основным нефтедобывающим регионом страны, усилия направлены как на освоение новых нефтяных и газовых месторождений, так и на интенсификацию разработки эксплуатируемых месторождений, повышение нефтеотдачи пластов, комплексную механизацию и автоматизацию добычи нефти и газа.

Данный дипломный проект посвящен расчету строительства добывающей скважины на Ломовом нефтяном месторождении. В дипломном проекте приведены все технологические операции, начиная с выбора конструкции скважины и заканчивая цементированием эксплуатационной колонны.

Специальная часть дипломного проекта посвящена работе заколонных пакеров при заканчивании горизонтальных скважин.

В дипломе уделено внимание экономической стороне строительства скважины, где приведены сметные расчеты на бурение и крепление скважины.

В настоящее время актуальной стала проблема по охране окружающей среды и земных недр. В дипломе предусмотрен раздел по охране окружающей среды при строительстве скважины.

# 1. ОБЩАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

## 1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Географическая характеристика района строительства представлена в таблице 1, а экономическая характеристика и пути сообщения – в таблице 2.

Таблица 1 – Географическая характеристика района строительства

Наименование данных	Характеристика
Площадь (месторождение)	Ломовое
Административное положение Республика Область (край) Район	Россия Томская Каргасокский
Температура воздуха, градус: среднегодовая наибольшая летняя наименьшая зимняя	- 1 +36 - 50
Среднегодовое количество осадков, мм	500
Максимальная глубина промерзания грунта, м	1.0-1.5
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	244
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	188
Азимут преобладающего направления ветра, град	45
Рельеф местности	расчленённая рванина
Состояние местности	заболочена на 40-70%
Растительный покров	болото, лес представлен сосной, осиной, берёзой
Толщина почвенного слоя, см	10
Толщина снежного покрова, см	40-100
Водоснабжение	Артезианская скважина, водовод диаметром 0,073 метра в две нитки напо поверхности земли, теплоизолирован.
Местные стройматериалы	Карьер, грунт 2 категории

Таблица 2 – Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения

Наименование	Значение
Электрификация	ЛЭП Резервный источник – ДЭС-200
Теплоснабжение	Котельная ПКН-2
Основные пути сообщения и доставки грузов - в летнее время  - в зимнее время	автотранспорт по дороге с твёрдым покрытием  автотранспорт по зимникам
Блилежащие населенные пункты и расстояние до них	Пионерный (50 км) Новый Васюган (85 км) Катыльга (30 км)

Обзорная карта района работ представлена на рисунке 1.

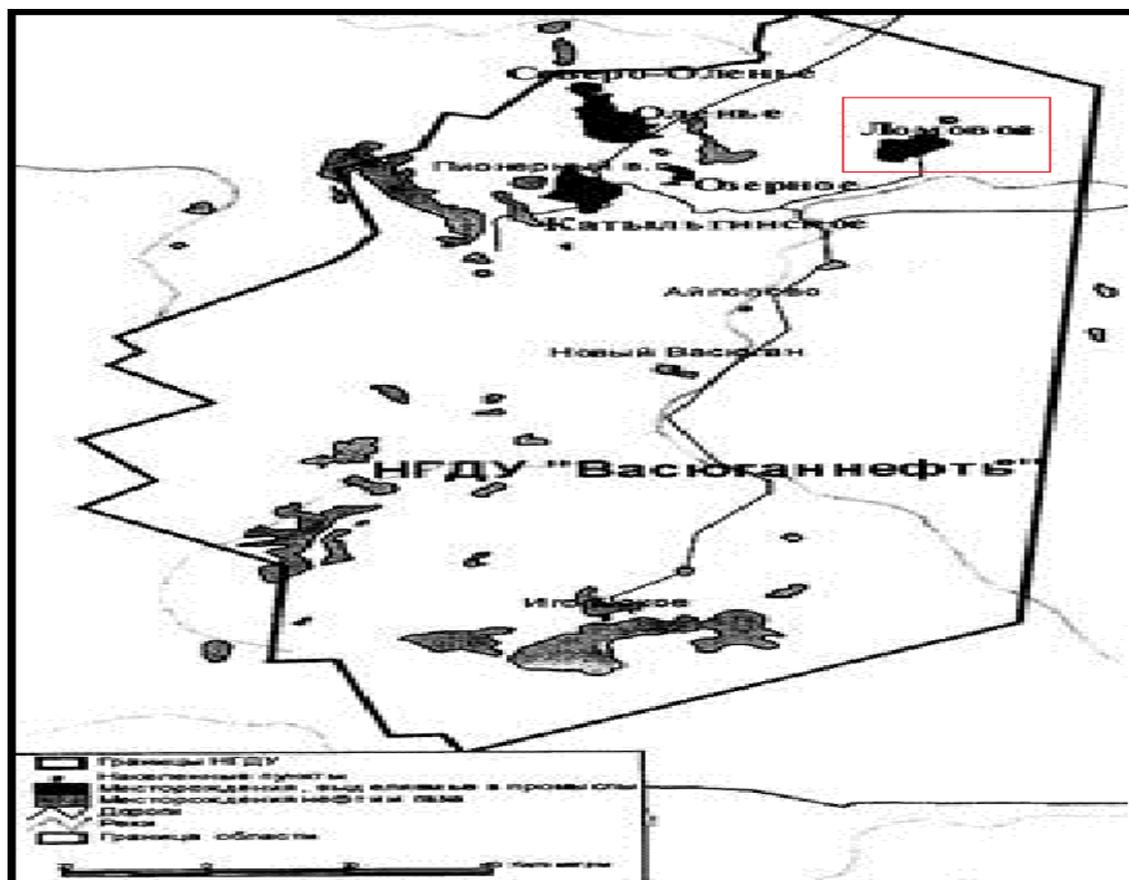


Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

## 1.2. Геологические условия бурения

Стратиграфический разрез скважины представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое деление разреза.		Коэффициент кавернозности
от	до	Название	Индекс	
0	20	Четвертичные отложения	Q	1,2
20	210	Некрасовская свита	P <sub>g3-Nnk</sub>	1,2
210	430	Чеганская свита	P <sub>g2-Pg3cg</sub>	1,2
430	560	Люлинворская свита.	P <sub>g2 ll</sub>	1,2
560	610	Талицкая свита.	P <sub>g1 tl</sub>	1,2
610	780	Ганькинская свита.	K <sub>2 gn</sub>	1,2
780	840	Славгородская	K <sub>2 sl</sub>	1,4
840	910	Ипатовская свита	K <sub>2 ip</sub>	1,4
910	920	Кузнецовская свита.	K <sub>2 kz</sub>	1,4
920	1710	Покурская свита.	K <sub>1-2 pk</sub>	1,4
1710	1766	Алымская свита.	K <sub>1 al</sub>	1,4
1766	2176	Вартовская свита.	K <sub>1 vr</sub>	1,4
2176	2350	Тарская свита	K <sub>1 tr</sub>	1,2
2350	2455	Баженовская свита	J <sub>3bg</sub>	1,2
2455	2610	Васюганская свита	J <sub>3vs</sub>	1,2

Литологическая характеристика разреза скважины представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4
Q	0	20	Почвенно – растительный слой. Пески серые и тёмно – серые, буровато–серые мелкозернистые, полимиктовые, с прослоями глин и суглинков
P <sub>g3-N nk</sub>	20	210	Пески серые и желтовато – серые кварцевые, кварц – полевошпатовые. Глины серые, тонкослоистые, песчано – алевритистые.
P <sub>g2- Pg3cg</sub>	210	430	Глины тёмно – тёмно серые, голубовато зелёные, с прослоями песков серых и светло – серых, кварцевых.

Продолжение таблицы 4

Pg <sub>2</sub> ll	430	560	Глины желтовато – серые, разнозернистые, слабоуплотнённые с частыми прослоями серых глин песчано – алевролитовых с включениями древесных растительных остатков.
Pg <sub>1</sub> tl	560	610	Глины тёмно – серые, до чёрных, вязкие, жирные, с прослоями песчаников мелкозернистых полевошпатово – кварцевых.
K <sub>2</sub> gn	610	780	Глины серые, зеленовато – серые, песчано – алевритистые, известковистые, плотные с редкими прослоями песчаника, глинистого алевролита.
K <sub>2</sub> sl	780	840	Глины тёмно – зелёные, серые, опоковидные, плотные, тёмно – серые, с линзами слабосцементированных песчаников и глинистых разнозернистых песков.
K <sub>2</sub> ip	840	910	Глины серые.тёмно – серые, опоковидные, плотные, тёмно – серые, с линзами слабосцементированных песчаников и глинистых разнозернистых песков
K <sub>2</sub> kz	910	920	Глины тёмно-серые, тонкополосчатые, листоватые, плотные
K1-2 pk	920	1710	Чередования песчаников, глин, алевролитов, аргиллитоподобных глин, редко известняков с включениями мелких углефицированных растительных остатков.
K1 al	1710	1766	Аргиллиты серые, плотные; песчаники глинистые, серые, тёмно–серые, мелкосреднезернистые, кварц полевошпатные, нередко с тонкими прослоями и линзами аргиллитов и алевролитов.
K1 vr	1766	2176	Чередования песчаников, аргиллитов и алевролитов
K1 tr	2176	2350	Песчаники серые, мелкозернистые, слюдистые, кварц – полевошпатные, от известковистых до известковых, среднекрепкие. Аргиллиты тёмно – серые, известковистые, массивные, средней крепости.
J3bg	2350	2455	Аргиллиты тёмно – серые до чёрных, участками алевритистые, известковые крепкие; песчаники серые, светло – серые, мелко и среднезернистые,
J3vs	2455	2610	Переслаивание аргиллитов серых, тёмно – серых алевритистых, косослоистых и кварц полевошпатовых и алевролитов серых.

### 1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) представлены в таблице 7 и 8.

Таблица 5 - Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины.

Индекс стратигра- фического оподраз- деления	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Пористость, %	Проницаемость, мдарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Соленость %	Твердость, кгс/мм <sup>2</sup>	Сплошность породы	Абразивность	Категория породы по промысловой классификации
	от	до											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Q	0	20	пески глины	2,0 2,2	- 30	2500 0	5 90	0 0	0 0	- 10	2 4	10 04	мягкая мягкая
Pg <sub>3</sub> -Nnk	20	210	глины пески	2,22,0	30	1000	10	0	0	25 -	4 2	04 10	мягкая мягкая
Pg <sub>2</sub> - Pg <sub>3cg</sub>	210	430	глины пески	2,22,0	25	0 50	100 10	0 0	0	25 -	4 2	04 10	мягкая мягкая
Pg <sub>2ll</sub>	430	560	глины пески	2,22,1	10 15	0 5	100 50	0 0	0	10 10	4 3	04 06	мягкая мягкая
Pg <sub>1tl</sub>	560	610	глины алевролиты	2,22,1	25 15	0 10	95 50	0 0	0	25 10	4 3	04 06	мягкая мягкая

Продолжение таблицы 5

K <sub>2</sub> gn	610	780	глины	2,22,2	20	0	90	10	0	30	4	04	мягкая	
			алевролиты		21	15	20	10		35		06	мягкая	
K <sub>2</sub> sl	780	840	глины	2,22,1	20	0	95	3	0	30	3	04	мягкая	
			песчаники		21	20	10	3		35		10	мягкая	
			пески		2,0	20	10	3		-		10	мягкая	
K <sub>2</sub> ip	840	910	глины пески	2,22,1	20	0	100	2	0	30	4	04	мягкая	
					50	5	2	35		10		мягкая		
K <sub>2</sub> kz	910	920	глины	2,2	20	0	90	10	0	40	4	04	мягкая	
K <sub>1-2</sub> pk	920	1710	песчаники	2,12,3	25	500	10	5	0	100	3	10	средняя	
			глины		15	0	95	3		50		04	средняя	
			алевролиты		2,2	18	100	15		4		100	10	средняя
			аргиллиты		2,3	13	0	95		3		80	06	средняя
K <sub>1</sub> al	1710	1766	аргиллиты	2,42,2	12	0	97	3	0	100	3	06	средняя	
			песчаники		24	300	5	3		150		10	средняя	
K <sub>1</sub> vr	1766	2176	песчаники	2,22,3	22	200	15	2	0	150	3	10	средняя	
			алевролиты		16	100	15	2		140		10	средняя	
			аргиллиты		2,4	12	0	95		2		100	06	средняя
K <sub>1</sub> tr	2176	2350	песчаники	2,22,4	22	300	10	3	0	-	3	10	средняя	
			аргиллиты		12	0	95	3				06	средняя	
J <sub>1</sub> bg	2350	2455	аргиллиты	2,42,2	10	0	90	5	0	150	4	06	средняя	
			песчаники		15	200	5	0		20		10	средняя	

Продолжение таблицы 5

J <sub>1vs</sub>	2455	2610	аргиллиты алевролиты	2,42,3	5 15	0 10	95 10	0 0		20 25	4 3	04 03	твёрдая средняя
------------------	------	------	-------------------------	--------	---------	---------	----------	--------	--	----------	--------	----------	--------------------

Таблица 6 - Давление и температура по разрезу скважины.

Индекс стратиграфического оподраздела	Интервал, м		Градиент								Температура в конце интервала, °С
	от	до	Пластового давления, кгс/см <sup>2</sup> на м		Порового давления, гс/см <sup>2</sup> на м.		Гидроразрыва пород, кгс/см <sup>2</sup> на м		Горного давления , кгс/см <sup>2</sup> на м		
			от	до	от	до	от	до	от	до	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q	0	20	0,0	0,100	0,0	0,100	0,0	0,2	0,0	0,21	20
Pg <sub>3</sub> -Nnk	20	210	0,10 0	0,100	0,100	0,100	0,2	0,2	0,21	0,22	23
Pg <sub>2</sub> -Pg <sub>3</sub> cg	210	430	0,10 0	0,100	0,100	0,100	0,2	0,2	0,22	0,22	23
Pg <sub>2</sub> ll	430	560	0,10 0	0,100	0,100	0,100	0,2	0,2	0,22	0,22	23
Pg <sub>1</sub> tl	560	610	0,10 0	0,100	0,100	0,100	0,2	0,2	0,22	0,22	31
K <sub>2</sub> gn	610	780	0,10 0	0,100	0,100	0,100	0,2	0,2	0,22	0,22	34
K <sub>2</sub> sl	780	840	0,10 0	0,100	0,100	0,100	0,2	0,2	0,22	0,22	34
K <sub>2</sub> ip	840	910	0,10 0	0,100	0,100	0,100	0,2	0,2	0,22	0,22	37
K <sub>2</sub> kz	910	920	0,10 0	0,100	0,100	0,100	0,2	0,2	0,22	0,22	37
K <sub>1-2</sub> pk	920	171 0	0,10 1	0,101	0,101	0,101	0,18	0,18	0,22	0,23	65
K <sub>1</sub> al	171 0	176 6	0,10 2	0,102	0,102	0,102	0,18	0,18	0,24	0,22	68
K <sub>1</sub> vr	176 6	217 6	0,10 2	0,102	0,102	0,102	0,18	0,18	0,23	0,23	84
K <sub>1</sub> tr	217 6	235 0	0,10 2	0,102	0,102	0,102	0,18	0,18	0,23	0,23	86
J <sub>1</sub> bg	235 0	245 5	0,10 2	0,102	0,102	0,102	0,17	0,17	0,23	0,23	86

Продолжение таблицы 6

J <sub>1vs</sub>	245 5	261 0	0,10 2	0,102	0,102	0,102	0,17	0,17	0,23	0,24	87
------------------	----------	----------	-----------	-------	-------	-------	------	------	------	------	----

Таблица 7 - Характеристика водоносности.

Индекс с страти г- графич ес- кого подраз -дела	Интервал, м		Свобод- ный дебит м <sup>3</sup> /сут	Тип кол- лекто -ра.	Химический состав воды в г/л - эквивалентной формы					
	От	до			Анионы			Катионы		
					Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Na <sup>+</sup>	Mg <sub>+2</sub>	Ca <sub>2</sub> <sup>+</sup>
1	2	3	4	5	7	8	9	10	11	12
K <sub>1-2pk</sub>	920	1710	50-300	поров	98,6 6	0,00 4	1,33	96,6	1,19	2, 2
K1	1746	1766	1-20	поров	98,6 8	0,03 9	1,29	73,4	6,20	20 ,3
K1	2250	2310	2,2-2,8	поров	98,8 0	-	1,49	70,3	1,47	28 ,1

Таблица 8- Характеристика нефтеносности.

Индекс стра ти- граф и- ческ ого одра з- дела	Интервал , м.		Тип кол- лек- тора	Плотн ость в пласто - выхус лови- ях г/см <sup>3</sup>	Подви жность, дарси на сантиме трах	Содер- жание серы, %	Свобо д-ный дебит, м <sup>3</sup> /сут.	Газо- вый факто р, м/м <sup>3</sup>	Отно с.пов озд. плот- ности газа.
	от	до							
Ю <sub>1</sub>	2430	254 0	поров ый	0,74	<0,03	0,6	160	30-40	1,3

Планируется разработка нефтеносного пласта Ю<sub>1</sub> в интервале 2430-2540 м.

#### 1.4. Зоны возможных осложнений

Таблица 9 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Вид осложнения	Условия возникновения
от	до		
0	600	Поглощение бурового раствора	Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт больше 20 % сверх гидростатического давления
0 780 2430	600 2150 2610	Осыпи и обвалы стенок скважины	Соблюдение технологии скорости бурения и СПО, проработка ствола скважины, промывка, увеличение плотности бурового раствора и снижение водоотдачи промывочной жидкости
920 1766	1766 2220	Водопроявление	Снижение противодавления на пласт до гидростатического, несоблюдение проектных параметров бурового раствора
2430	2440	Нефтепроявление	
0 780 2350	600 2166 2425	Прихватопасные зоны	Несоблюдение режима промывки, недостаточная очистка скважины от выбуренной породы. Несоблюдение параметров раствора. Оставление бурового инструмента без движения. Установления плотности бурового раствора выше проектной. Несоблюдение параметров раствора (плотности, водоотдачи)

Осложнения, описанные в таблице 9 являются типичными для данных горных пород. Для предотвращения их уходит большое количество времени и затрат. Поэтому нужно соблюдать мероприятия по предупреждению осложнений и вовремя реагировать на изменение поведения скважины.

### 1.5. Исследовательские работы

Запланированные испытания и исследования в процессе бурения представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Исследовательские работы

Интервал, м		Тип работ	Общие параметры	Оборудование
От	До			
0	600	Стандартный каротаж	Группа сложности – 2. В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения.	Э-1, Э-2; КЗ-741; ЭК-М
600	2610	Геолого-технические исследования	Группа сложности – 2-3. В открытом стволе. В процессе бурения.	Станция ГТИ «Разрез-2»

## 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 2.1.Обоснование и расчёт профиля (траектории) скважины

В настоящее время в Западной Сибири самым распространенным типом профиля является четырехинтервальный тип профиля, который включает вертикальный участок, участок набора зенитного угла, участок стабилизации и участок уменьшения зенитного угла.

Таблица 11 – Данные по запроектированному профилю скважины

Тип профиля	четырёхинтервальный				
Исходные данные для расчета					
Глубина скважины по вертикали, м	2610	Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/м	-		
Глубина вертикального участка скважины, м	100	Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град	0,15		
Отход скважины, м	823	Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/м	-		
Длина интервала бурения по пласту, м	-	Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла зенитного угла, град/м	0,015		
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м	-	Зенитный угол в конце участка набора угла, град	-		
Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м	-	Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град	-		
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град	-	Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град	-		

Продолжение таблицы 5

	Длина по вертикали			Отход			Зенитный угол		Длина по стволу		
	от	до	всего	от	до	всего	в начале	в конце	от	до	всего
1	0	100	100	0	0	0	0	0	0	100	100

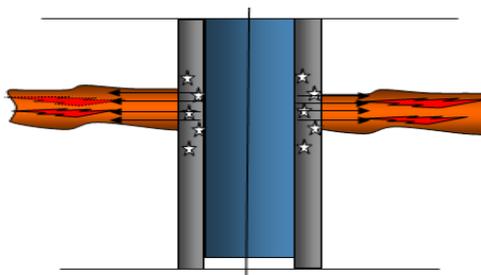
2	100	257	157	0	33,8	33,8	0	24,32	100	262	162
3	257	1561	1304	33,8	577,9	544,11	24,32	24,32	262	1679	1417
4	1561	2600	1039	577,9	823	245,13	24,32	2,28	1679	2757	1078
Итого	Σ		2610	Σ		823	-	-	Σ		2757

## 2.2. Обоснование конструкции скважины

### 2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

На выбор конструкции забоя влияет строение пласта, его коллекторские свойства, состав содержащихся в нём жидкостей и газов, число продуктивных пластов и коэффициенты аномальности пластовых давлений. Принимая во внимание, что устойчивость призабойной зоны равна 61,9 МПа, выбираем конструкцию закрытого забоя.

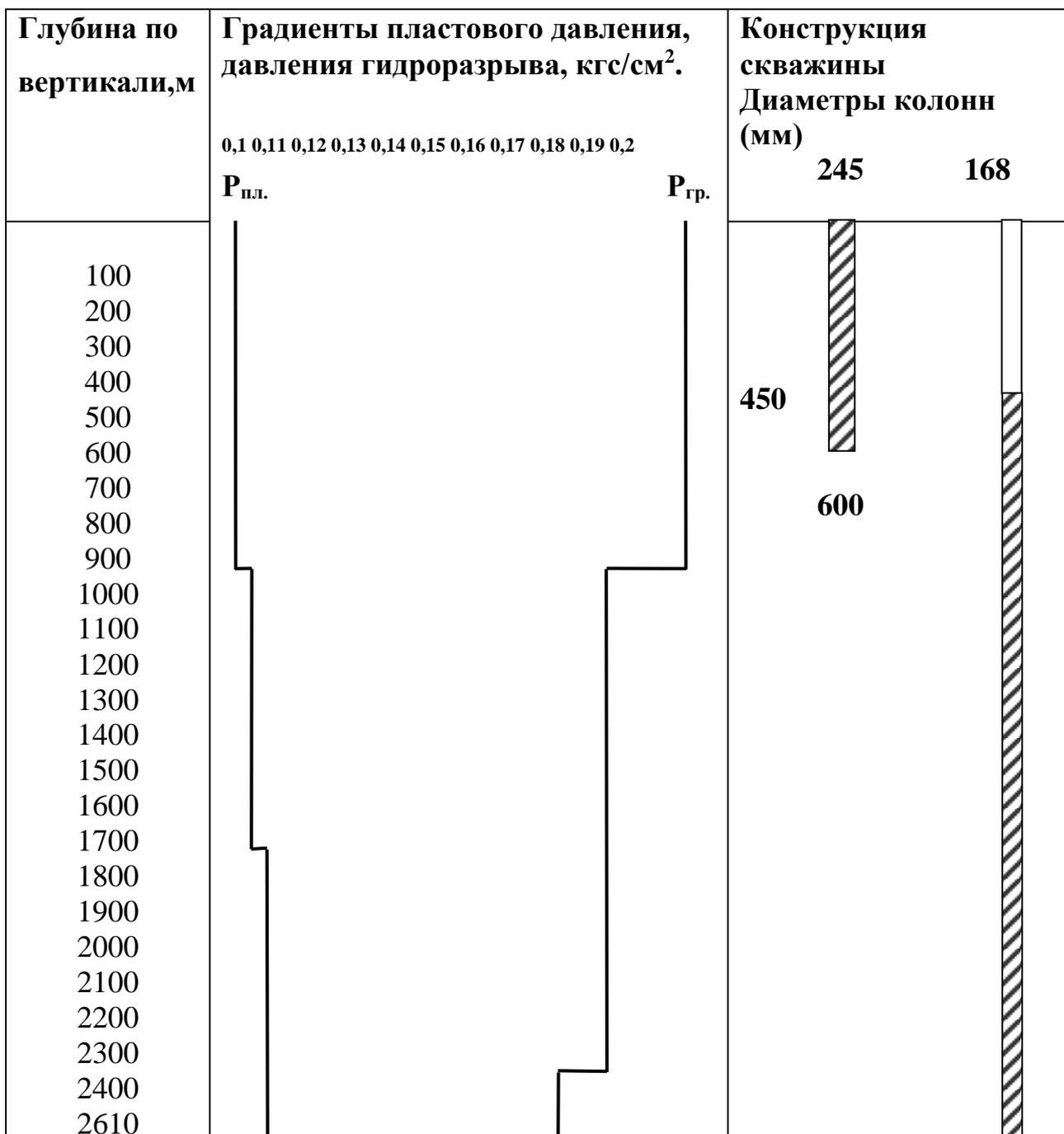
При бурении данной скважины выбираем следующий способ вскрытия продуктивного пласта: продуктивный пласт перебуриваем на 70м, спускаем обсадную колонну до забоя и цементируем. Для сообщения обсадной колонны с продуктивным пластом её перфорируем. Конструкция забоя представлена на рисунке 2.



**Рисунок 2 – Конструкция забоя закрытого типа**

**2.2.2. Построение совмещенного графика давлений**

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 3.



**Рисунок 3 – Совмещенный график давлений**

Анализ совмещенного графика давлений позволяет сделать заключение, что интервалы несовместимых условий отсутствуют, следовательно, нет необходимости в спуске промежуточных (технических) колонн. Поэтому проектируется одноколонная конструкция скважины.

### **2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска**

Минимальное значение глубины спуска кондуктора составляет 475,39 метров, но так как в интервале 0-600 метров ожидаются интенсивные осыпи, обвалы стенок скважины, поглощения бурового раствора, прихваты, то проектируем спуск кондуктора на глубину 600 метров – по вертикали, 639 метров – по стволу.

Глубина спуска эксплуатационной колонны по вертикали 2600 метров с учетом перекрытия подошвы продуктивного пласта на 70 метров.

Исходя из геологических характеристик и совмещенного графика давлений, запроектирована следующая конструкция скважины: кондуктор, эксплуатационная колонна.

### **2.2.4. Выбор интервалов цементирования**

Интервал цементирования кондуктора: 0 – 600 метров;

Интервал цементирования эксплуатационной колонны: 450 – 2610 метров.

### **2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн**

Исходя из ожидаемого притока нефти 160 м<sup>3</sup>/сут, принимаем диаметр эксплуатационной колонны 168,3 мм.

Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую

Обсадная колонна	Диаметр колонны, мм	Диаметр скважины, мм
Кондуктор	244,5	295,3
ЭК	168,3	215,9

Схема конструкции скважины представлена на рисунке 4.

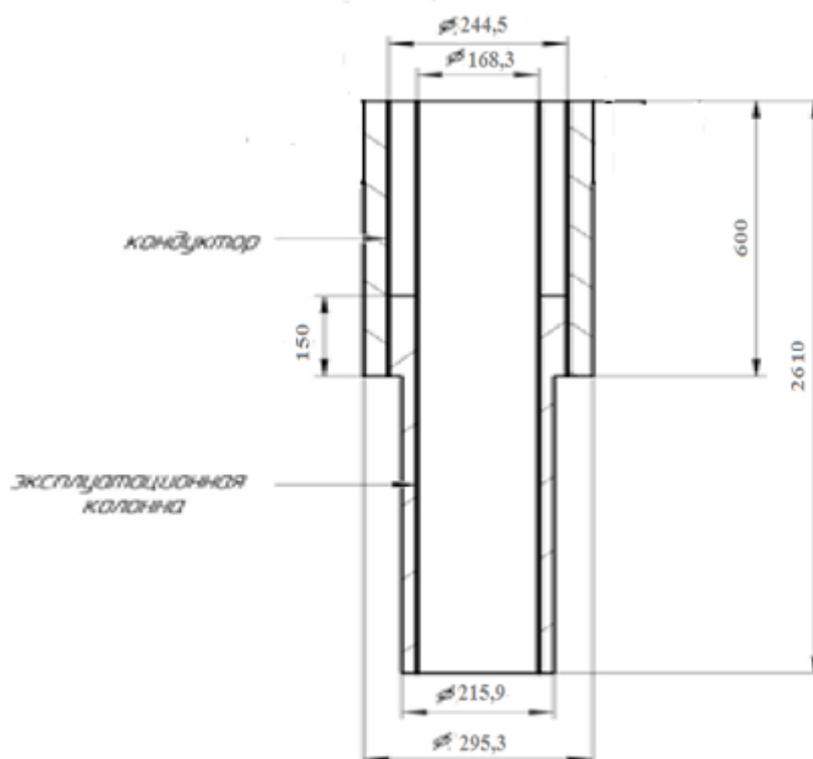


Рисунок 4 – Проектная конструкция скважины

### 2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины

Величина максимального устьевого давления составляет 7,6 МПа.

По правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности проектируем при вскрытии пласта ПВО ОП 5 - 280/80×35 (280-диаметр проходного отверстия, мм; 80-диаметр проходного отверстия манифольда, мм; 35-рабочее давление, МПа). Схема состоит из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора.

Выбираем колонную головку по диаметру обсадных колонн и наибольшему давлению на устье. Давление на устье скважины при опрессовке составит 7,6 МПа. Следовательно, для обвязки устья скважины принимаем колонную головку ОКК1-14-168х245 с рабочим давлением 14 МПа.

## 2.3. Углубление скважины

### 2.3.1. Выбор способа бурения

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-600	Кондуктор	С применением ГЗД (турбобур)
600-2610	Эксплуатационная колонна	

### 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента

За основу выбора долот положены физико - механические свойства пород и литологический разрез. Рациональным типом долот данного размера является такой тип, который при бурении в конкретных геологических условиях обеспечивает минимум эксплуатационных затрат на 1 метр проходки. Выборка долот производилась из продуктовой линии ООО «МГПК». Характеристики выбранных долот представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-600	600-920	920-2600
Шифр долота		Ш 295.3 М-ГВ	Ш-215,9 МС-ГВ	Ш-215,9 СЗ-ГВ
Тип долота		шарошечные		
Диаметр долота, мм		295,3	215,9	215,9
Тип горных пород		М	М,С	С,Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	з-152	з-117	з-117
	API	Reg	Reg	Reg
Длина, м		0,38	0,3	0,3
Масса, кг		75	38	33,5
G, тс	Рекомендуемая	10	6	6
	Предельная	20	16	16
n, об/мин	Рекомендуемая	200	200	200
	Предельная	400	400	400

### 2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Осевая нагрузка на долото, как режимный параметр бурения, обеспечивает внедрение породоразрушающих элементов в горную породу. Наиболее эффективное разрушение породы на забое происходит в том случае, когда осевая нагрузка обеспечивает на контакте долота с породой, напряжение, превышающие твердость горной породы.

Таблица 15 – Результаты проектирования осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-600	600-920	920-2610
Исходные данные			
$\alpha$	0,8	0,8	0,7
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	250	400	1000
$D_{д}, \text{см}$	29,53	21,59	21,59
$k_T$	25	40	100
$D_c, \text{мм}$	13	12	10
$q, \text{кН/мм}$	19,6	29,4	49
$G_{пред}, \text{кН}$	47	25	25
Результаты проектирования			
$G_1, \text{кН}$	59,6	64,77	107,95
$G_2, \text{кН}$	55	65	162
$G_3, \text{кН}$	47	25	25
$G_{проект}, \text{кН}$	59	65	162

### 2.3.4. Расчет частоты вращения долота

Эффективное разрушение горной породы при бурении происходит при условии, что время контакта рабочих элементов долота с породой было не меньше времени, которое необходимо для того, чтобы нагрузка достигла такой величины, которая необходима для разрушения породы.

Время контакта зуба долота с породой для шарошечных долот определяется шагом зуба и скоростью вращения долота. Если время контакта будет меньше времени разрушения породы, то процесс деформации будет протекать не полностью и разрушение будет носить усталостный характер, не смотря на то что осевая нагрузка будет достаточной.

Таблица 16 - Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения

Интервал		0-600	600-920	920-2610
Исходные данные				
$V_{л}, \text{ м/с}$		2,8	2,8	1,8
$D_d$	м	0,2953	0,2159	0,2159
	мм	295,3	215,9	215,9
$\tau, \text{ мс}$		6	5	5
$z$		22	18	18
$\alpha$		0,8	0,8	0,7
Результаты проектирования				
$n_1, \text{ об/мин}$		181	248	159
$n_2, \text{ об/мин}$		295	361	361
$n_3, \text{ об/мин}$		493	360	374
$n_{\text{проект}}, \text{ об/мин}$		181	250	160

### 2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя

На основании полученных значений для бурения подкондуктор выбирается турбобур ТСШ–240, для бурения под эксплуатационную колонну турбобур 3ТСШ – 195, для вскрытия продуктивного горизонта в интервале 2250 – 2600 метров винтовой забойный двигатель Д1-195.

В таблице 17 приведены результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 17 - Результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения

Интервал		0-600	600-2610
Исходные данные			
$D_d$	м	0,2953	0,2159
	мм	295,3	215,9
$G_{oc}, \text{ кН}$		59	110
$Q, \text{ Н*м/кН}$		1	1
Результаты проектирования			
$D_{зд}, \text{ мм}$		240	195
$M_p, \text{ Н*м}$		2091	2860
$M_o, \text{ Н*м}$		2050	1500
$M_{уд}, \text{ Н*м/кН}$		35,44	26

В таблице 18 приведены технические характеристик запроектованных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 18 – Технические характеристики запроектованных забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м
ТСШ-240	0-600	240	9,74	2000	52	440	2,05
ЗТСШ-195	600-2250	195	25,7	4790	30	380	1,5
Д1-195	2250-2610	195	7,675	1350	25	80	3,1

### 2.3.6. Расчет требуемого расхода бурового раствора

Промывочная жидкость должна обеспечивать отчистку забоя от шлама и транспортировку его на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенкой скважины. Также расход промывочной жидкости проектируется с учетом недопущения размыва стенок скважины, гидроразрыва пластов и обеспечения необходимой скорости истечения жидкости из насадок долота. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблицах 19 и 20.

Таблица 19 – Проектирование расхода бурового раствора

Интервал	0-600	600-2610
Исходные данные		
$D_{д}, м$	0,2953	0,2159
$K$	1,5	1,5
$K_k$	0,65	0,65
$V_{кр}, м/с$	0,5	0,5
$V_m, м/с$	0,005	0,005
$d_{бт}, м$	0,147	0,147
$d_{мах}, м$	0,236	0,173
$d_{нмах}, м$	0,015	0,015
$n$	3	3
$V_{кпмин}, м/с$	0,5	0,5

Продолжение таблицы 19

$V_{кпмах}, \text{ м/с}$	1,5	1,5
$\rho_{см} - \rho_p, \text{ Г/см}^3$	1,28	1,32
$\rho_p, \text{ Г/см}^3$	1,12	1,08
$\rho_{п}, \text{ Г/см}^3$	2,4	2,4
Результаты проектирования		
$Q_1, \text{ л/с}$	34	18
$Q_2, \text{ л/с}$	46	16
$Q_3, \text{ л/с}$	37	20
$Q_4, \text{ л/с}$	26	26
$Q_5, \text{ л/с}$	26	10
$Q_6, \text{ л/с}$	72	13
Дополнительные проверочные расчеты		
$Q_{табл}, \text{ л/с}$	63	35
$\rho_{табл}, \text{ кг/м}^3$	1000	1000
$\rho_{бр}, \text{ кг/м}^3$	1120	1080
$M, \text{ Н*м}$	14480	10500
$M_{табл}, \text{ Н*м}$	6538	3703
$m$	0,8	0,8
$n$	2	1
$Q_{н}, \text{ л/с}$	30	30
$Q_{пров1}, \text{ л/с}$	64	32
$Q_{пров2}, \text{ л/с}$	40	17

Таблица 20 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-600	600-2610
Исходные данные		
$Q_1, \text{ л/с}$	34	18
$Q_2, \text{ л/с}$	46	16
$Q_3, \text{ л/с}$	37	20
$Q_4, \text{ л/с}$	26	26
$Q_5, \text{ л/с}$	26	10
$Q_6, \text{ л/с}$	72	13
Области допустимого расхода бурового раствора		
$\Delta Q, \text{ л/с}$	40	17
Запроектированные значения расхода бурового раствора		
$Q, \text{ л/с}$	64	32
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)		
$Q_{тн}, \text{ л/с}$	63	35
$\rho_1, \text{ кг/м}^3$	1000	1000
$\rho_{бр}, \text{ кг/м}^3$	1120	1080

Продолжение таблицы 20

$M_{TM}, H^*M$	14480	10500
$M_{T6}, H^*M$	6538	3703

### 2.3.7. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Конструкция бурильной колонны определяется условиями бурения и конструкцией скважины. Колонна или участки ее одинакового размера, как правило, состоят из секций, в которых трубы отличаются типом, толщиной стенки или группой прочности материала. Нижний участок бурильной колонны при бурении собирают из утяжеленных бурильных труб (УБТ), которые имеют больший, чем остальная колонна, диаметр и предназначены для создания осевых нагрузок на долото и предупреждения самопроизвольного искривления ствола скважины. Результаты расчета бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну приведены в таблицах 21-22

В таблице 23 приведены параметры компоновок низа бурильной колонны. В таблице приводятся КНБК для всех интервалов бурения.

Таблица 21 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	УБТ-178×90	178	112	16284,8
2	УБТ-146×74	146	8	781
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ТБПК-127×9	127	300	7839,4
2	ЛБТ-147×11	147	2337	22308,8

Таблица 22 – Расчеты на прочность бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

Расчет на наружное избыточное давление			
$P_n, \text{кгс/мм}^2$	21,94	Выполняется условие запаса прочности ( $n > 1,15$ )	
$P_{кр}, \text{кгс/мм}^2$	25,23	Да	Нет
$P_{кр} / P_n$	1,5		

Продолжение таблицы 22

<b>Расчет на статическую прочность при отрыве долота от забоя</b>							
<b><i>В вертикальном участке ствола</i></b>							
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$ , гс/см <sup>3</sup>	$\gamma_{ст}$ , гс/см <sup>3</sup>	Q <sub>Б</sub> , кгс		
1	26,2	300	1,08	7,85	7839,4		
Σ							
Q <sub>КНБК</sub> , кгс	19064		Выполняется условие запаса прочности (n>1,4)				
K	1,15						
ΔP, кгс	0,55					Да	Нет
F <sub>к</sub> , мм <sup>2</sup>	9263						
σ <sub>т</sub> , кгс/мм <sup>2</sup>	38						
<b><i>В наклонном участке ствола</i></b>							
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$ , гс/см <sup>3</sup>	$\gamma_{ст}$ , гс/см <sup>3</sup>	Q <sub>Б</sub> , кгс		
2	16	2211	1,08	7,85	22308		
	E, кгс/мм <sup>2</sup>	I, м <sup>4</sup>	S, м	D <sub>з</sub> , мм	D, мм		
	2,1*10 <sup>6</sup>	594,2	12	172	147		
Ψ <sup>+</sup> / Ψ <sup>-</sup>	0,36		Q <sub>р</sub> , кгс	14127			
α	24,32		M <sub>imax</sub>	469			
μ	0,25		W, см <sup>3</sup>	93,56			
R, м	814		[σ], кгс/мм <sup>2</sup>	29,23			
Q <sub>к</sub> , кгс	36537		σ <sub>з</sub> , кгс/мм <sup>2</sup>	30,06			
σ <sub>р</sub> , кгс/мм <sup>2</sup>	10,95						
Выполняется условие σ <sub>з</sub> > [σ]				Да	Нет		
<b>Определение максимальной глубины спуска в клиновом захвате и максимальной секции бурильных труб</b>							
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$ , гс/см <sup>3</sup>	$\gamma_{ст}$ , гс/см <sup>3</sup>	Q <sub>Б</sub> , кгс		
1	26,2	300	1,08	7,85	7839,4		
2	16	2211	1,08	7,85	22308		
Σ							
Q' <sub>тк</sub> , кгс	171360	Максимальная глубина спуска в клиновом захвате, м		<b>10562</b>			
Q <sub>КНБК</sub> , кгс	19064						
n	3,47						
q <sub>м</sub> , кгс/м	16						
K <sub>т</sub>	1						
K	1,15	Максимальная длина секции бурильных труб, м		<b>4368</b>			
n	3,47						
F <sub>к</sub> , мм <sup>2</sup>	9263						
σ <sub>т</sub> , кгс/мм <sup>2</sup>	38						

Таблица 23 – Проектирование КНБК по интервалам бурения

№	Назначение	Компоновка
1	Бурение вертикального участка подкондуктор (50 – 100 метров)	Долото Ш 295,3 М-ГВ (ГОСТ 20692-75) Калибратор 13 КИ 295,3 СТК (ОСТ 39-078-79) ТСШ – 240 (ГОСТ 26673-85). УБТ – 178x90 (ТУ 14-3-835-79) ТБПК 127x9 (ТУ 39-01-10-685-81)
2	Набор зенитного угла при бурении под кондуктор (100 – 150 м)	Долото Ш 295,3 М-ГВ (ГОСТ 20692-75) ТСШ – 240 (ГОСТ 26673-85) Кривой переводник 3-133/3-147 УБТ – 178x90 (ТУ 14-3-835-79) Магнитный переводник ТБПВ 127x9 (ТУ 39-01-10-685-81)
3	Бурение подкондуктор на участке стабилизации (150–600 м)	Долото Ш 295,3 М-ГВ (ГОСТ 20692-75). Калибратор 13 КИ 295,3 СТК (ОСТ 39-078-79) ТСШ – 240 (ГОСТ 26673-85). Центратор УБТ – 178x90 (ТУ 14-3-835-79) ТБПК 127x9 (ТУ 39-01-10-685-81)
4	Бурение под эксплуатационную колонну на участке стабилизации (600–920 м)	Долото Ш 215,9 С-ГВ (ГОСТ 20692-75) Калибратор 10 КСИ 215,9 СТК (ОСТ 39-078-79) Центратор РСТК – 214 (ОСТ 39-078-79) ЗТСШ1 – 195 (ГОСТ 26673-85) УБТ – 178 x90 (ТУ 14-3-835-79) ТБПК 127x9 (ТУ 39-01-10-685-81) ЛБТ 147x11 (ГОСТ 23786-79)
5	Бурение под эксплуатационную колонну на участке стабилизации (920–1203,9 м)	Долото Ш 215,9 СЗ-ГВ (ГОСТ 20692-75) Калибратор 10 КСИ 215,9 СТК (ОСТ 39-078-79) Центратор РСТК – 214 (ТУ-26-02-852-83) ЗТСШ1 – 195 (ГОСТ 26673-85) УБТ – 178 x90 (ТУ 14-3-835-79) ТБПК 127x9 (ТУ 39-01-10-685-81) ЛБТ 147x11 (ГОСТ 23786-79)
6	Бурение под эксплуатационную колонну на участке уменьшения зенитного угла (1203,9 – 2250 м)	Долото Ш 215,9 СЗ-ГВ (ГОСТ 20692-75) Калибратор 10 КСИ 215,9 СТК (ОСТ 39-078-79) ЗТСШ1 – 195 (ГОСТ 26673-85) УБТ – 178 x90 (ТУ 14-3-835-79) УБТ-146x74(ТУ 14-3-835-79) ТБПК 127x9 (ТУ 39-01-10-685-81) ЛБТ 147x11 (ГОСТ 23786-79)

Продолжение таблицы 23

7	Бурение под эксплуатационную колонну на участке уменьшения зенитного угла (2250 – 2610 м)	Долото III 215,9 СЗ-ГВ (ГОСТ 20692-75) Калибратор 10 КСИ 215,9 СТК (ОСТ 39-078-79) Д1 – 195 (ТУ 26-02-823-78) УБТ – 178 х90 (ТУ 14-3-835-79) УБТ-146х74(ТУ 14-3-835-79) ТБПК 127х9 (ТУ 39-01-10-685-81) ЛБТ 147х11 (ГОСТ 23786-79)
---	---	--

**2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов**

Принимая во внимание особенности строения геологического разреза Ломового месторождения приняты следующие параметры бурового раствора по интервалам бурения, представленные в таблице 24. В таблице 25 представлен компонентный состав бурового раствора, а на рисунке 5 приведена схема очистки бурового раствора.

Таблица 24 – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

Исходные данные										
Интервал бурения, м		k	P <sub>пл</sub> , МПа	H, м	g, м/с <sup>2</sup>	ρ <sub>бр</sub> , кг/м <sup>3</sup>	ρ <sub>гп</sub> , кг/м <sup>3</sup>	K	d, м	
от	до									
0	600	0,1	6	600	9,81	1120	2400	1,5	0,003	
600	1200	0,1	12,03	1200	9,81	1120	2400	1,5	0,002	
1200	2610	0,05	25,23	2600	9,81	1080	2400	1,5	0,002	
Результаты проектирования										
Интервал бурения, м		Плотность, г/см <sup>3</sup>	СН С <sub>1,д</sub> Па	СНС <sub>10</sub> , дПа	Условная вязкость, сек	Водот-дача, см <sup>3</sup> /30 мин	рН	Содержание песка, %	ДНС, Па	ПВ, мПа*с
от	до									
0	600	1,12	9,4	24,6	23,5	8,4	8-9	1	24,6	8,4
600	1200	1,12	6,3	15,4	23,5	6,4	9	1	15,4	6,4
1200	2610	1,08	6,5	15,8	22,7	6	8-9	1	15,8	6

Таблица 25 – Компонентный состав бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	600	Полимерглинистый Техническая вода, глина бентонитовая марки ПБМА, сайпан, барит, габроилНV, ФК-2000
600	2610	Полимерглинистый Техническая вода, глина бентонитовая марки ПБМА, барит, сайпан, габроилНV, кальцинированная сода, ФК-2000

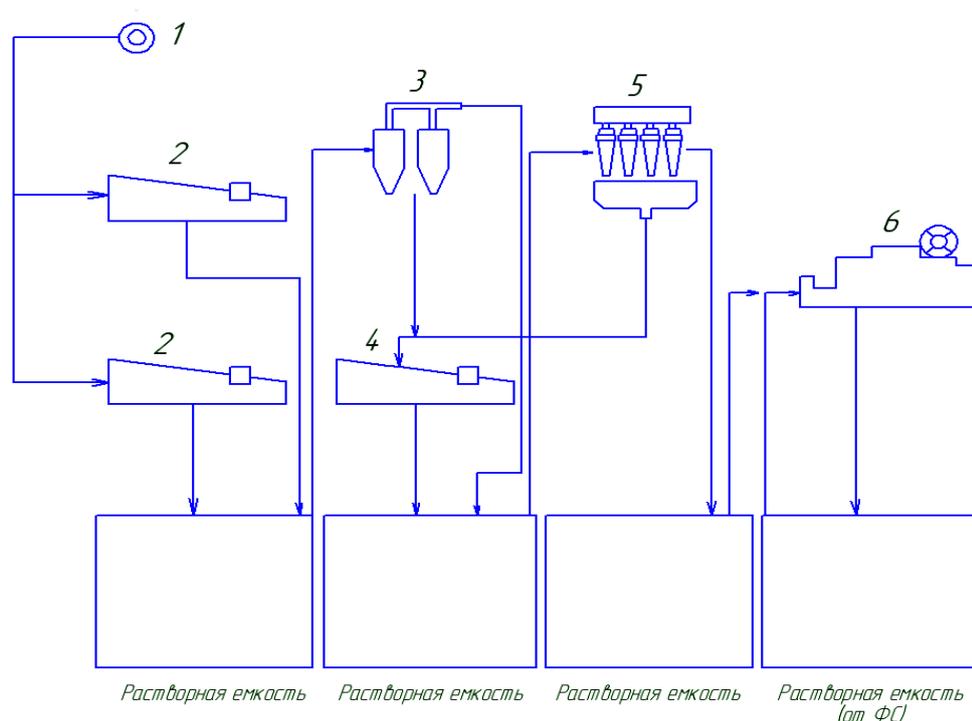


Рисунок 5 - Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – вибросито Swaco ALS-II Каскад; 3 – пескоотделитель ПЦК-360М; 4 – вибросито ВС-1; 5 – илоотделитель ИГ-45; 6 – центрифуга ОГШ-50.

### 2.3.9. Выбор гидравлической программы промывки скважины

Основные задачи при составлении гидравлической программы бурения скважины – выбор технологически необходимого расхода бурового раствора, оптимальной схемы и режима очистки забоя скважины и рационального использования гидравлической мощности буровых насосов.

Таблица 26 – Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины

Н (по стволу), м	$d_d$ , м	К	$P_{пл}$ , МПа	$P_{гд}$ , МПа	$\rho_p$ , кг/м <sup>3</sup>
2757	0,2159	1,25	25,23	46,69	2400
Q, м <sup>3</sup> /с	Тип бурового насоса	$V_m$ , м/с	$\eta_p$ , Па·с	$\tau_t$ , Па	$\rho_{пж}$ , кг/м <sup>3</sup>
0,032	УНБ-600	0,005	0,03	21	1080
КНБК					
Элемент	$d_n$ , м	L, м			$d_b$ , м
УБТ-178×90	0,178	112			0,09
УБТ-146×74	0,146	8			0,074
ТБПК-127×9	0,127	300			0,109
ЛБТ-147×11	0,147	2337			0,125

Таблица 27 – Результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины

$\rho_{кр}$ , кг/м <sup>3</sup>	$\varphi$	$d_c$ , м	$V_{кп}$ , м/с	$\Delta P_{зд}$ , МПа	$\Delta P_o$ , МПа
1784,62	0,98	0,2699	0,6	7,45	2,54
$\Delta P_r$ , МПа	$\Delta P_p$ , МПа	$V_d$ , м/с	$\Phi$ , м <sup>2</sup>	d, мм	
0,6	9,24	124,26	0,00022	12	
КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Рекр	Re кп	Sкп	$\Delta P_{кп}$	$\Delta P_{мк}$
УБТ-178×90	11086,3	2866,88	74,23	0,14	-
УБТ-146×74	14808,6	3087,46	125,29	0,01	-
ТБПК-127×9	17095,9	3235,26	159,05	0,2	-
ЛБТ-147×11	14689,6	3080,05	123,57	2,01	-
ЗТСШ-194	9188,1	2762,04	51,18	0,045	-
Внутри труб					
Элемент	Re т	$\lambda$			$\Delta P_t$
УБТ-178×90	14267,51	0,041			0,014
УБТ-146×74	17352,38	0,032			0,0014
ТБПК-127×9	11780,51	0,033			0,02
ЛБТ-147×11	10272,61	0,033			0,14

### 2.3.10. Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Так как скважина эксплуатационная, а не разведочная, отбор керна не производится.

## 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин

### 2.4.1. Расчет обсадных колонн

Исходные данные к расчету представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$ , кг/м <sup>3</sup>	1080	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$ , кг/м <sup>3</sup>	1080
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тробл}$ , кг/м <sup>3</sup>	1400	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{трн}$ , кг/м <sup>3</sup>	1830
плотность нефти $\rho_n$ , кг/м <sup>3</sup>	740	глубина скважины, м	2610
высота столба буферной жидкости $h_1$ , м	600	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности $h_2$ , м	450
высота цементного стакана $h_{ст}$ , м	25	динамический уровень скважины $h_{\partial}$ , м	1733

#### 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений

**1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении**

На рисунке 6 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

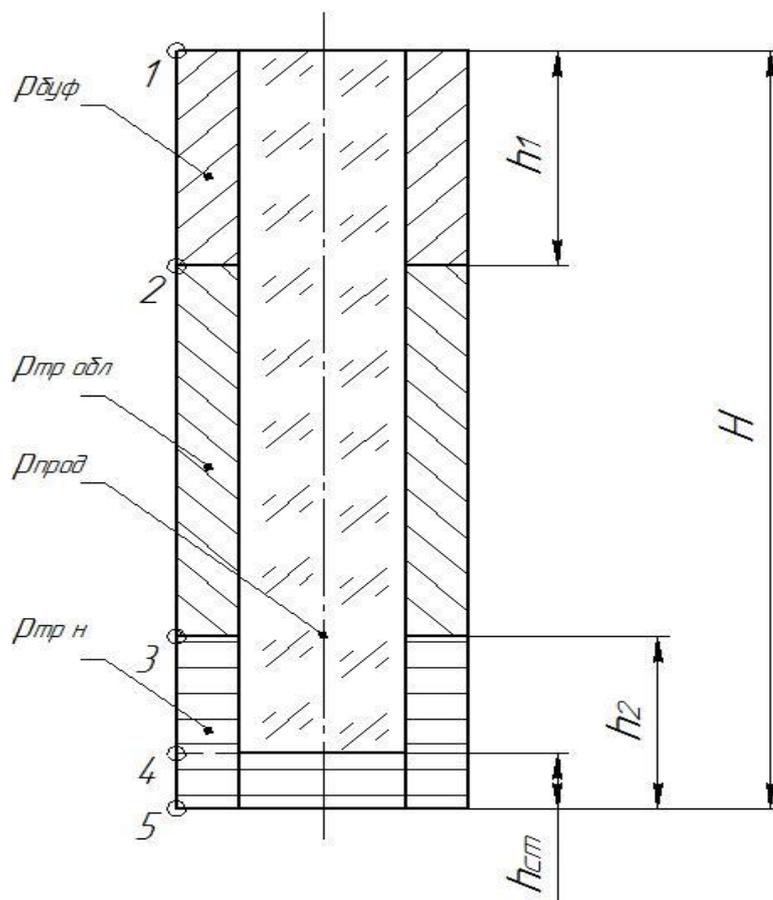


Рисунок 6 – Схема расположения жидкостей в конце продавкитампонажного раствора при снятом устьевом давлении

В таблице 29 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавкитампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 29 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавкитампонажного раствора и снятом на устье давлении

Номер точки	1	2	3
Глубина расположения точки, м	0	450	2610
Наружное избыточное давление, МПа	0	0	15,46

## 2 случай: конец эксплуатации скважины

На рисунке 7 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

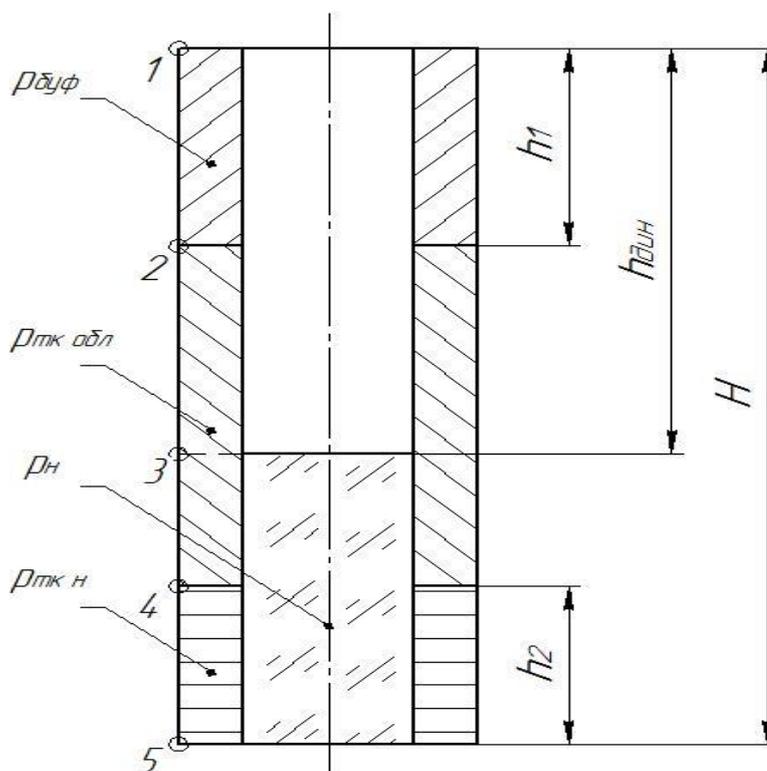


Рисунок 7 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

В таблице 30 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продаквитампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 30 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продаквитампонажного раствора и снятом на устье давлении

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	450	600	1733	2610
Наружное избыточное давление, МПа	0	4,76	6,25	35,01	26,88

Эпюра наружных избыточных давлений представлена на рисунке 8.

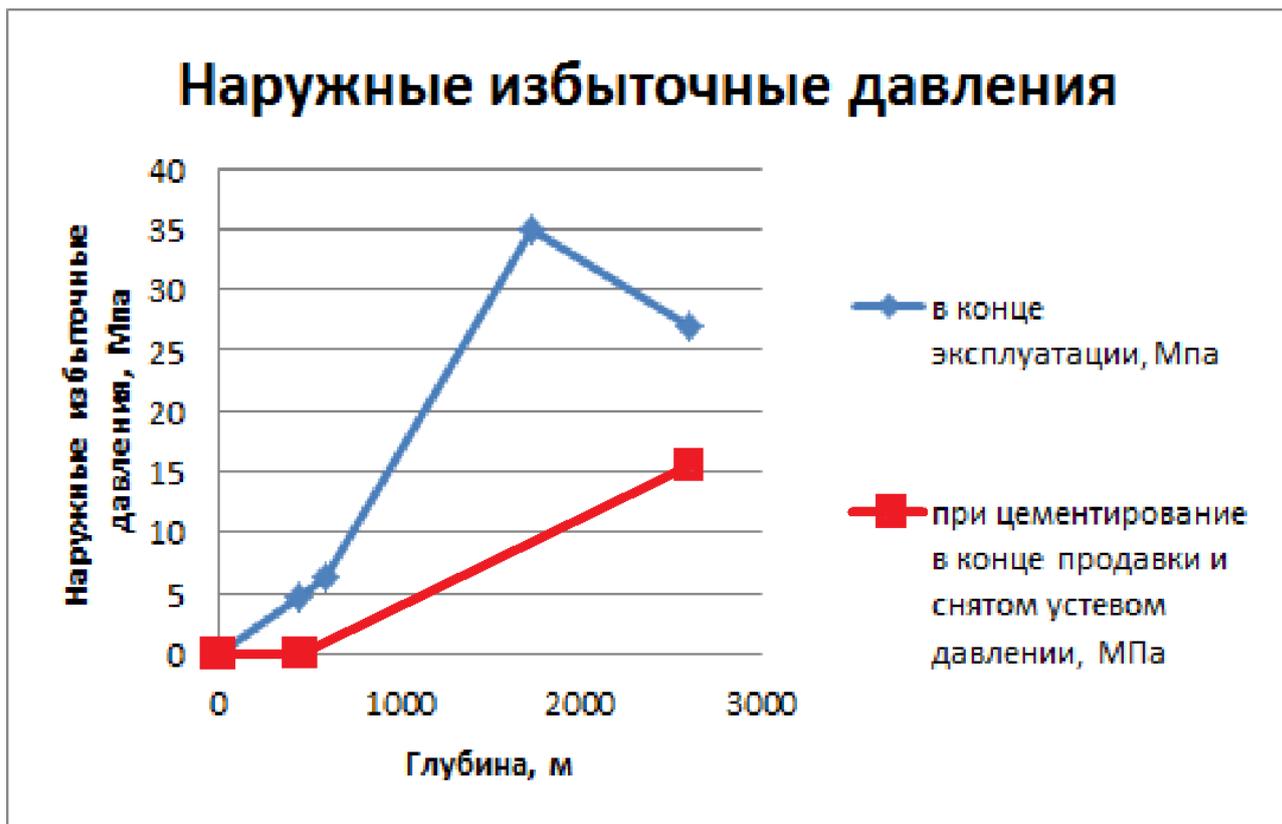


Рисунок 8 – Эпюра наружных избыточных давлений

#### 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений

##### 1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

На рисунке 9 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

Максимальное давление в цементировочной головке  $P_{цг}$  составляет 7,58 МПа.

В таблице 31 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

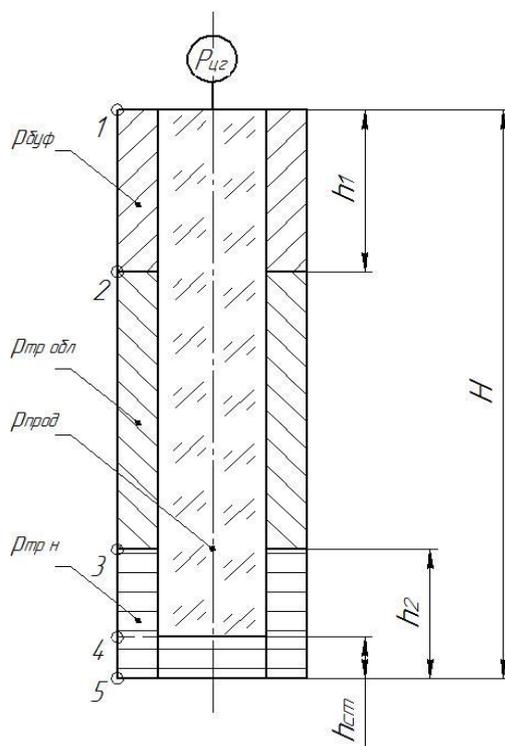


Рисунок 9 – Схема расположения жидкостей в конце продавкитампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Таблица 31 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавкитампонажного раствора

Номер точки	1	2	3
Глубина расположения точки, м	0	450	2610
Внутреннее избыточное давление, МПа	25,19	25,19	9,38

## 2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны

На рисунке 10 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

Давление опрессовки  $P_{оп}$  составляет 11,5 МПа.

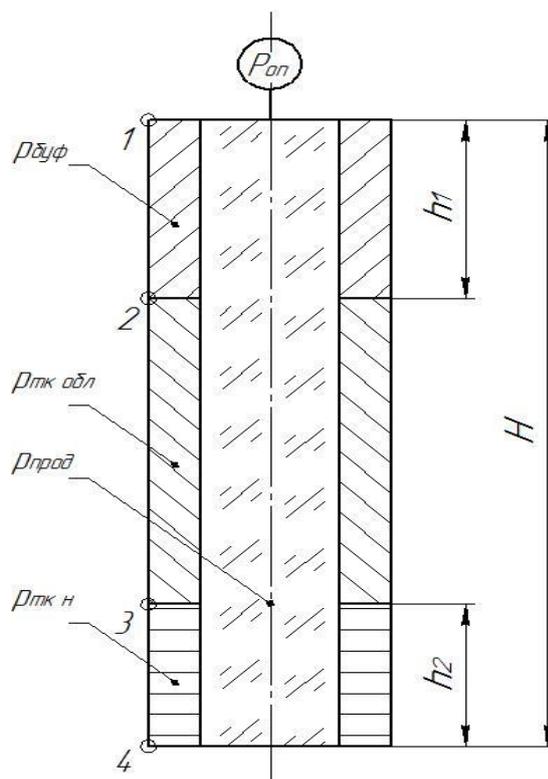


Рисунок 10 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

В таблице 32 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

Таблица 32 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны

Номер точки	1	2	3	4
Глубина расположения точки, м	0	450	600	2610
Внутреннее избыточное давление, МПа	11,5	11,14	11,15	8,03

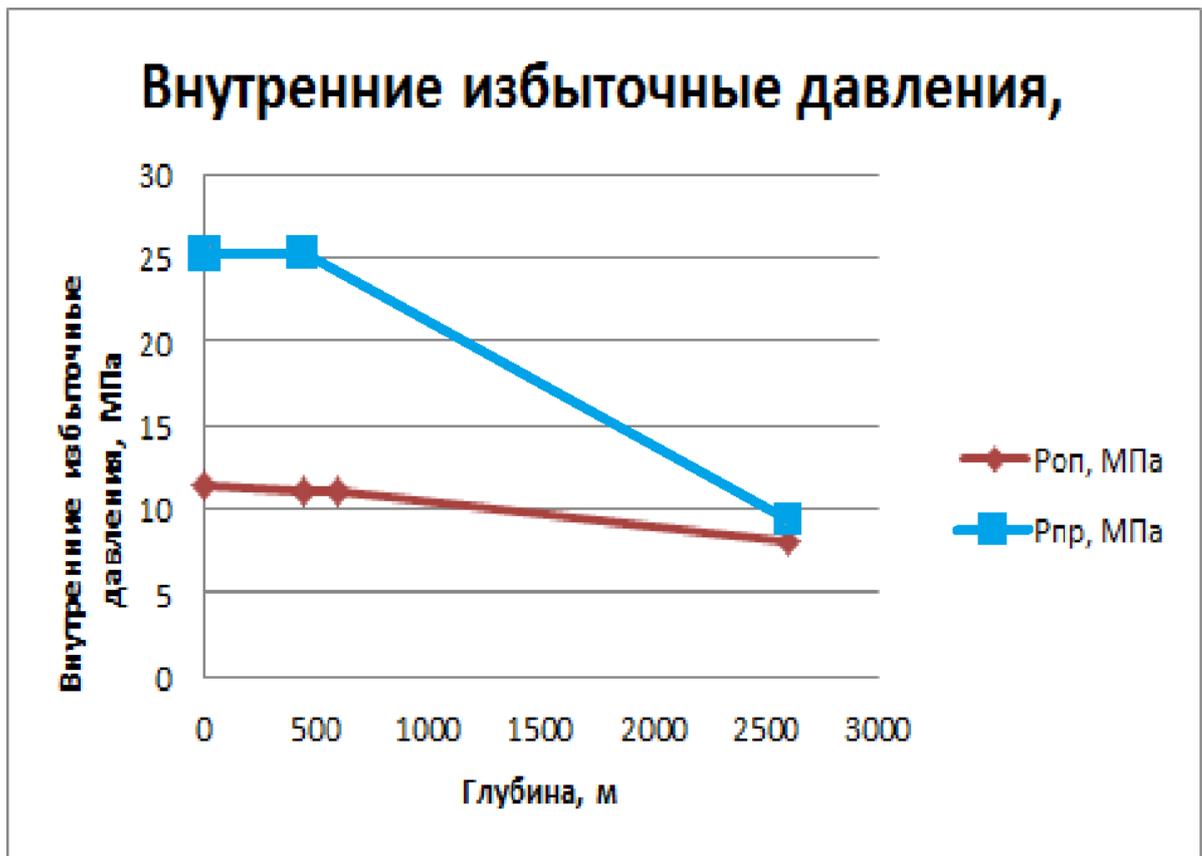


Рисунок 11 – Эпюра внутреннего избыточного давления

#### 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1 м трубы	секций	суммарный	
1	Д	10,6	224	0,414	92	92	2757-2533
2	Д	8,9	599	0,354	212,04	304,04	2533-1934

Продолжение таблицы 33

3	Д	8	1934	0,324	684,63	903,65	1934-0
---	---	---	------	-------	--------	--------	--------

#### 2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины

##### 2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяем возможность одноступенчатого цементирования.

$$\rho_{гц}^{\max} > \rho_{гц} > \rho_{гц}^{\min}$$

Так как  $\rho_{гц}^{\max}=1,93$  г/см<sup>3</sup> больше  $\rho_{гц}^{\min}=1,32$  г/см<sup>3</sup>, то цементирование обсадной колонны в одну ступень возможно. При этом значение плотности гелцементного раствора может быть принято в пределах 1,32 -1,93 г/см<sup>3</sup>.  
 $\rho_{гц}^{\min}=1,32 \leq \rho_{гц}=1,32 \leq \rho_{гц}^{\max}=1,93$

##### 2.4.2.2. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 34.

Таблица 34 – Объём тампонажной смеси и количество составных компонентов

Тампонажный раствор нормальной плотности и облегчённый	Объём тампонажного раствора, м <sup>3</sup>	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объёма тампонажного раствора, кг	Объём воды для затворения тампонажного раствора, м <sup>3</sup>
$\rho_{тр}=1830$ кг/м <sup>3</sup>	5,18	6570	4,59
$\rho_{тробл}=1380$ кг/м <sup>3</sup>	46,2	36740	20,02
Сумма	51,78	43310	24,61

##### 2.4.2.3. Обоснование типа и расчёт объёма буферной, продавочной жидкостей

Объёмы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 35.

Таблица 35 – Объём буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Расчётный объём, м <sup>3</sup>
-----------------------	---------------------------------

Продолжение таблицы 35

Буферная	16,7
Продавочная	51,53

#### 2.4.2.4. Гидравлический расчет цементировании скважины

##### 2.4.2.4.1. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

На рисунке 12 приведен пример спроектированной технологической схемы с применением осреднительной емкости.

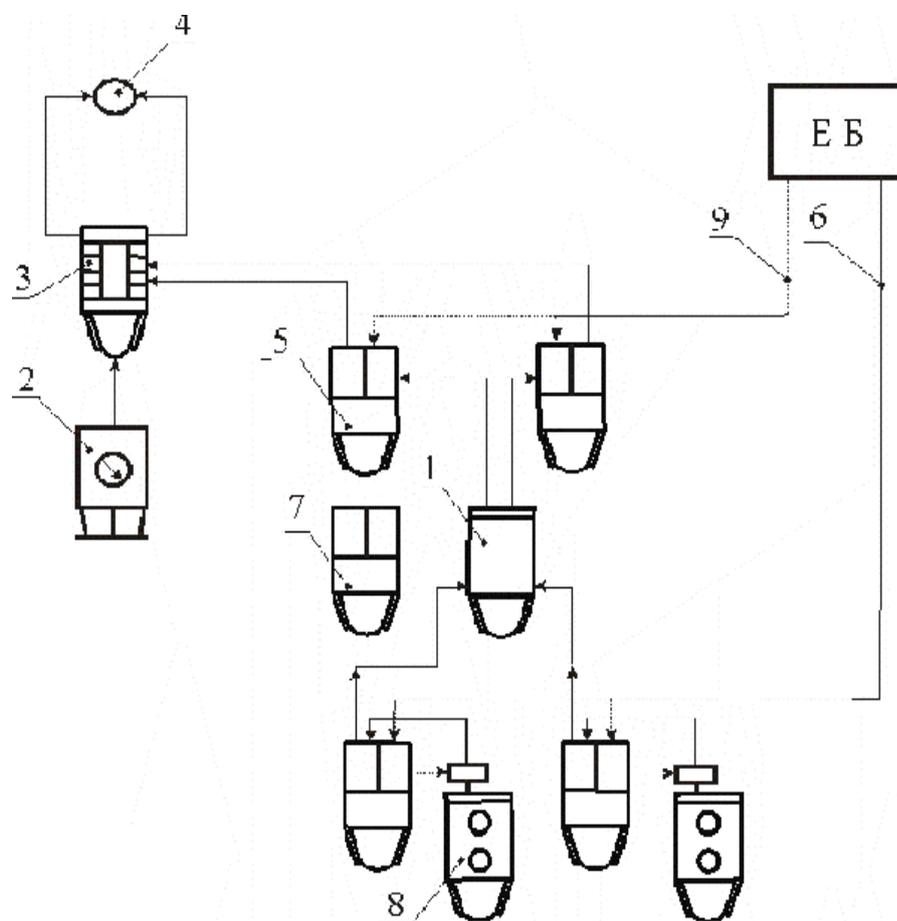


Рисунок 12 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования:  
1-осреднительная установка УО-6; 2 – станция СКС-2М; 3 – блок манифольда БМ-700; 4 – цементировочная головка; 5 – цементировочный агрегат ЦА-320А; 6 – водная линия из системы водоснабжения буровой установки; 7 – резервный цементировочный агрегат; 8 – цементосмесительная машина УСб-

30; 9 – линия с продавочной жидкостью.

#### 2.4.2.4.2. Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси

График изменения давления на цементирующей головке представлен на рисунке 13.

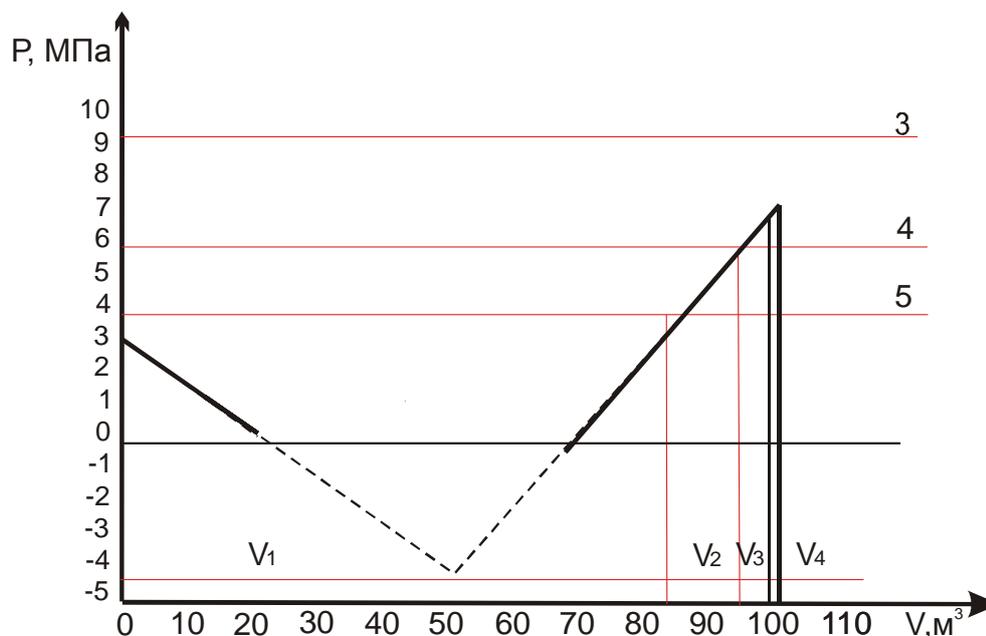


Рисунок 13 – График изменения давления на цементирующей головке

В таблице 8 приведены сводные данные о режимах работы цементирующих агрегатов.

Таблица 36 – Режимы работы цементирующих агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м <sup>3</sup>
V	83,5
IV	11
III	4,93
II	2

Общее время закачки и продавки тампонажного раствора  $t_{цем}$  составляет 47,1 мин.

#### 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Проектируется использование следующей технологической оснастки:

- башмак типа БК-168;
- ЦКОД 168-1;
- заколонный пакер типа ПГПМ-168;
- центраторы ЦЦ-2-168/216

Центраторы типа ЦЦ-2-168/216 устанавливаются через 10 метров в интервале продуктивного пласта. Как минимум по два центратора должно быть установлено выше и ниже пласта. Минимальное количество центраторов на один объект – четыре (два выше и два ниже). В интервале непосредственно выше башмака кондуктора устанавливаются через 10 метров три таких центратора, один на верхней трубе.

#### **2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин**

Для герметизации устья скважины используется фонтанную арматуру типа АФК –65\*21 (ТУ 26-16-45-77).

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта проектируется использовать ленточный перфоратор ПКС 105Т. Интервал перфорации составляет 17,16 м.

Вызов притока на данной скважине будет производиться заменой жидкости в скважине на техническую воду с последующей закачкой пенной системы. Принимаем частичный цикл закачки пены с использованием одного агрегата ЦА-320А, одного компрессора СД 9/101 и эжектора жидкостно–газового.

#### **2.5. Выбор буровой установки**

На основании расчетов бурильных и обсадных труб, вес наиболее тяжелой обсадной колонны составляет 88,96 т, а вес бурильной колонны – 47,2 т. Исходя из этого с учетом глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 3000 ЭУК – 1М.

Результаты проектировочных расчетов по выбору грузоподъемности буровой установки, расчету ее фундамента и режимов СПО приведены в таблице 37.

Таблица 37 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

<b>Выбранная буровая установка</b>			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ( $Q_{бк}$ )	47,2	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	4,24
Максимальный вес обсадной колонны, тс ( $Q_{об}$ )	88,96	$[G_{кр}] / Q_{об}$	2,25
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ( $Q_{пр}$ )	61,36	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	3,26
Допустимая нагрузка на крюке, тс ( $G_{кр}$ )	200		
<b>Расчет фундамента буровой установки</b>			
Вес вышечно-лебёдного блока, т ( $Q_{вלב}$ )	208	$k_{по} = \frac{P_o}{P_{бo}} (k_{по} > 1,25)$	12,5
Вес бурильной колонны, т ( $Q_{бк}$ )	47,2		
Вес обсадной колонны, т ( $Q_{ок}$ )	88,96		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата ( $K_{п}$ )	1,3		
Вес бурового раствора для долива, т ( $Q_{бр}$ )	12		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м <sup>2</sup> ( $F_{бo}$ )	324		
<b>Расчет режимов СПО</b>			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
5	69	371,22	
6	36	193,68	

### **.3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ**

#### **Работа заколонных пакеров при заканчивании горизонтальных скважин.**

##### **Пакерующее устройство с фильтрующим рукавом (ПУФР).**

Спуск обсадной колонны в горизонтальный ствол и отсечение ее фильтровой части. По сути этот способ аналогичен спуску хвостовика-фильтра в горизонтальный ствол скважины. В отличие от метода закачивания хвостовиком, эксплуатационная колонна над продуктивным пластом цементируется до устья. Метод широко применяется отечественными буровыми компаниями и позволяет экономить время на спуск и крепления дополнительной обсадной колонны-хвостовика. Отсечение фильтровой части от основной колонны проводят манжетными цементированием или установкой заколонных пакеров (ПДМ, Bakar, Holiburton и т.д.)

Однако как показывает практика, применение обычных манжет при цементировании не позволяет добиться качественной изоляции сильно искривленного участка и выше лежащих пластов над фильтровой частью горизонтальной скважины. На наш взгляд, большой зенитный угол, а также наличие каверн и желобных выработок не позволяют манжетам эффективно работать как в вертикальных скважинах, и именно из-за этого цементный раствор проседал ниже места установки манжет.

При реализации способа более эффективными (чем манжеты и механические пакеры с резиновым уплотнением) оказались надувные заколонные пакеры, заполняемые цементным раствором, Эластичный элемент пакера при заполнении цементным раствором плотно прижимается к стенкам скважины и повторяет её конфигурацию. В Башкортостане была разработана и опробована система отсечения фильтровой части от основной колонны с применением заколонного пакерующего устройства с фильтрующим рукавом рис.14.

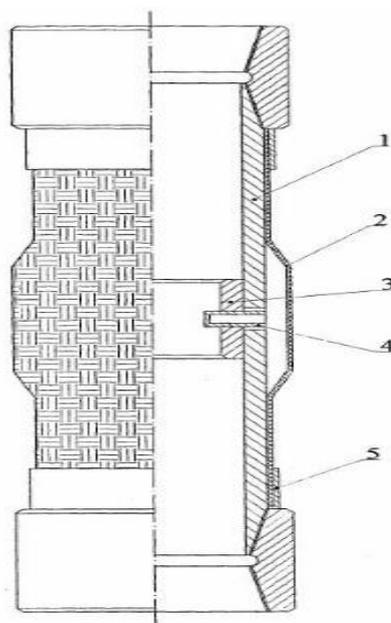


Рисунок 14. Пакерующее устройство с фильтрующим рукавом (ПУФР).  
 1-обсадная труба; 2-уплотнительный элемент в виде эластичной манжеты  
 рукавного типа; 3-посадочная втулка; 4-срезные втулки; 5-обжимные муфты.

имеет серьёзные преимущества по сравнению с гидромеханическими пакерами с резиновым уплотняющим элементом. Эластичный элемент ПУФРа, заполняясь цементным раствором и прижимаясь к стенке скважины, принимает форму ствола скважины, который нередко осложнен кавернами и желобными выработками. В качестве эластичного элемента применяется рукав из прочной фильтрующей ткани, что позволяет реализовать способность цементного раствора к фильтрационному уплотнению. Ткань имеет определенную проницаемость, в результате чего при создании перепада давления отфильтровывается фильтрат цементного раствора, что позволяет создать систему из плотного цементного камня практически через 15-20 минут. При этом, достигается более надёжное отсечение фильтровой части эксплуатационной колонны горизонтального ствола скважины и изоляция вышележащих пластов, чем при манжетном цементировании или при использовании пакеров с резиновым уплотнительным элементом.

Способ заключается в спуске обсадной колонны (нижняя часть фильтра) в горизонтальный ствол с установкой заколонных пакеров в интервале

продуктивной зоны. Этот способ получил название селективное заканчивание горизонтальных скважин рис.15.

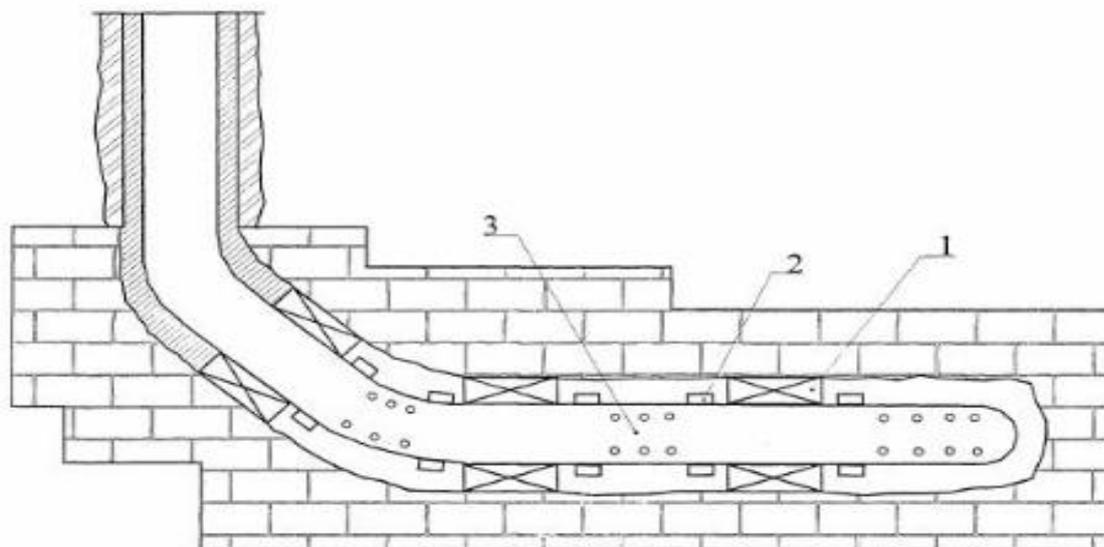


Рисунок 15. Общая схема селективного закачивания горизонтальной скважины. 1-изолирующие пакера гидравлического типа; 2-глубинные задвижки, позволяющие регулировать профиль притока флюида в скважину; 3-фильтр.

Установка затрубных пакеров позволяет:

- отсечь фильтровую часть от основной обсадной колонны;
- разбить горизонтальные стволы на несколько продуктивных участков и позволяет вести отбор флюида из отдельных участков горизонтального ствола;
- изолировать зоны повышенной проницаемости горизонтального ствола и исключить прорыв фронта воды или образования конуса обводнённости
- при вскрытии нескольких истощённых зон с различными литологоколлекторскими характеристиками проводят интенсифицирующие обработки отдельных зон горизонтального ствола.

Способ реализуется в условиях, когда горизонтальный ствол вскрывает несколько истощённых продуктивных зон, либо планируется проведение селективной обработки пласта (изоляция отдельных зон) или поддержание

добычи пластовых флюидов из отдельных зон ствола. Гибкость в работе повышается при использовании глубинных задвижек, которые могут закрыть приточные отверстия в обсадной колонне. Место установки элементов компоновки определяется по результатам геологических исследований.

Недостатком данного способа является сложность определения всех осложнённых зон на протяжении горизонтального ствола и расположения расширяющихся пакеров изолирующих различные зоны, а так же, сложности по обеспечению надёжной изоляции, т.к. скважина особенно в сильно искривлённой части имеет желоба и каверны.

В БашНИПИнефть ведутся исследования по разработке заколонных надувных пакеров, позволяющих надёжно отсекаать фильтровую часть эксплуатационной колонны, и по разработке селективного метода закачивания с заколонными пакерами. Проведены промышленные испытания технологии отсечения фильтровой части от основной колонны и разделение горизонтального ствола на эксплуатационные участки. Для поинтервального заколонного разобщения также применялся заколонный пакер ПУФР.

Процесс крепления горизонтальной скважины с использованием заколонных пакеров ПУФР проходит в два этапа. Первый этап включает отсечение фильтровой части колонны пакеров ПУФР над продуктивным пластом и цементирование до устья. Второй этап – заполнение талпоначным раствором нескольких пакеров типа ПУФР в горизонтальном стволе скважины.

Оснастка обсадной колонны включает (рис. 16): башмак, специальный прямой клапан, пакеры, необходимое число центраторов, стоп-кольца, муфта ступенчатого цементирования.

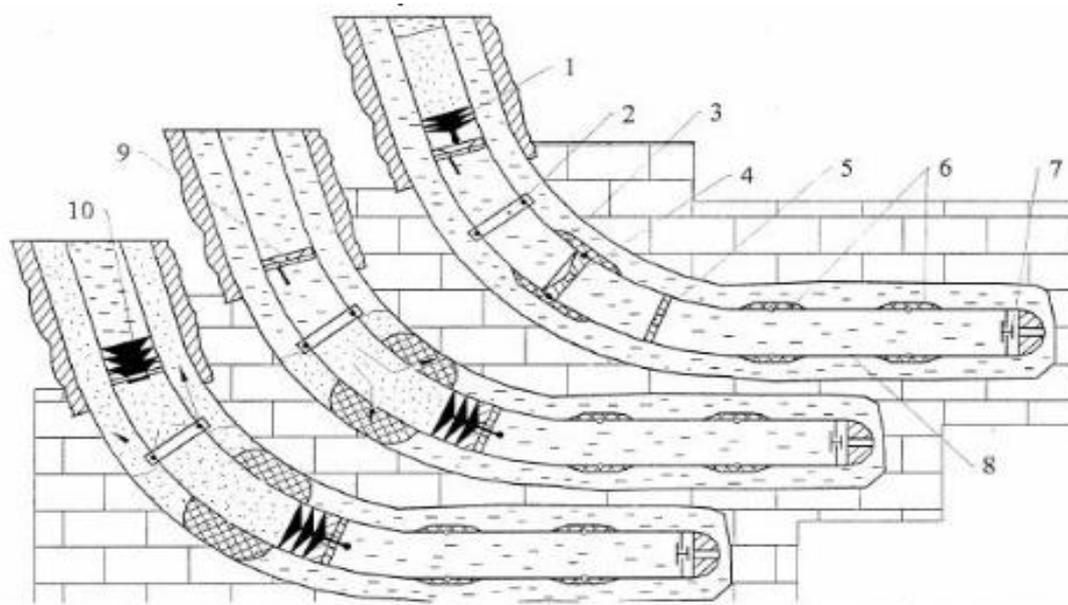


Рисунок 16. Технология установки отсекающего ПУФРа и цементирования скважины над продуктивным пластом.

1-нижняя продавочная пробка; 2-циркуляционная муфта; 3-отсекающий ПУФР; 4-посадочная втулка; 5-нижнее стоп кольцо; 6-разделительные ПУФРы; 7-клапан (обратный); 8-фильтровая часть колонны; 9-верхнее стоп-кольцо с обратным клапаном; 10-верхняя продавочная пробка.

После спуска колонны, устанавливают гибкую продавочную пробку 1, а в цементировочную головку специальную пробку 10. Затем закачивается расчётный объем цемента, необходимый для раскрытия и формирования цементного камня в пакере, и продавочная жидкость. Гибкая продавочная пробка открывает отверстия в ПУФРе и садиться на стоп кольцо 5, Цементный раствор заполняет тканевый рукав ПУФРа 3 и отфильтровываясь, при перепаде давления в 2МПа, формируется цементный камень. Остаток цементного раствора выдавливается выше пакера через циркуляционную муфту 2. Через отверстия этой же муфты вымываются излишки цементного раствора. После 16-18 часов ОЗЦ проводят цементирование обсадной колонны выше установки пакера через отверстия циркуляционной муфты. При этом продавку ведут через специальную пробку, пущенную из цементировочной головки, которая садиться на кольцо- стоп с обратным клапаном 9 выше циркуляционной муфты. После ОЗЦ разбуривают участок между специальной пробкой и гибкой

пробкой.

При реализации второго этапа цементирования (рис. 17), в эксплуатационную колонну спускают бурильные трубы со стоп-кольцом и ловушкой для пробки, которые сдвигают пальцы-пробки, закрывающие доступ к разобщающим пакерам. После этого, приподнимают бурильную колонну на 2-3 м от башмака обсадной колонны и закачивают цементный раствор. Затем пускают продавочную пробку и продавливают цементный раствор в межтрубное пространство, до сигнала стоп. Создав давление в межтрубье проводят заполнение и формирование цементного камня в ПУФРах (15-20 мин), после чего выдавливают пробку в ловушку вымывают раствор и поднимают бурильную колонну. Вызов притока ведут после 48 часов.

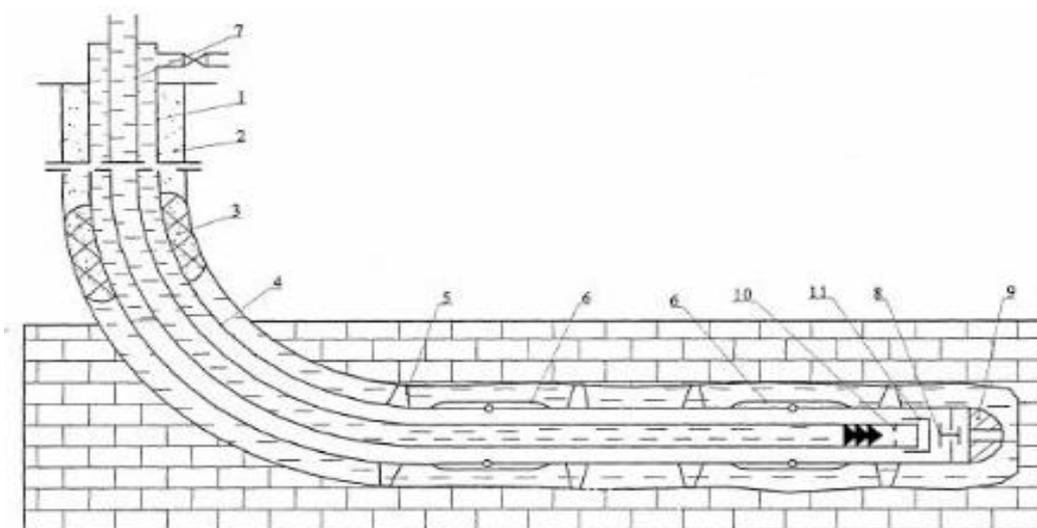


Рисунок 17. Технология поинтервального разобщения за колонного пространства пакерами ПУФР.

1-обсадная колонна; 2-цементное кольцо; 3-отсекающий ПУФР; 4-фильтровая часть колонны; 5-центраторы; 6-ПУФР; 7-бурильные трубы; 8-клапан (закрыт); 9-башмак; 10-срезное стоп кольцо; 11-ловушка для пробки.

При установке отсекающего ПУФРа (первый этап цементирования) применяют тампонажный цементный раствор с  $V/C=0,5$ , для ускорения твердения добавляют 4-6%  $CaCl_2$ . При реализации второго этапа цементирования, с целью облегчить удаление остатков цементного раствора после заполнения разобщающих пакеров в горизонтальном стволе скважины, в

качестве замедлителя процессов схватывания цементного раствора используются добавки 0,25% Окзила или 0,5%КССБ.

В отличие от пакеровВакар и Holiburton система установки надувных пакеров (БашНИПИнефть) проста и не требует больших затрат или специального оборудования и матерьялов. В тоже время она не лишена недостатков:

- отавление цементного камня внутри колонны после ОЗЦ, который необходимо удалить разбуриванием, что снижает качество изоляции и разобщения пластов в сильноискревлённом интервале ствола скважины;
- опасность прихвата колонны бурильных труб после формирования цементного камня в пакерах при реализации селективного способа заканчивания или при разделении горизонтального ствола скважины на несколько эксплуатационных объектов;
- сложность удаления цементного раствора-камня внутри колонны обсадных труб на большом участке горизонтального ствола скважины.

#### **Набухающие пакера.**

В последнее время большое распространение находит применение набухающихпакеров (рис.1).В этих пакерах уплотнительный элемент,выполненный из специального эластомера, увеличивается в объеме, вступая в контакт сопредельными жидкостями – водой, растворами на воднойоснове, нефтью, растворами на углеводороднойоснове, или буровым раствором. Вследствиеразбухания эластомера закупоривается затрубное пространство в обсаженных и необсаженныхстволах герметизацию отдельных частей ствола скважины.

Под эластомером обычно понимаются любые высокоэластичные упругие материалы, которые могут растягиваться до размеров, значительно превышающих его первоначальную длину (эластомерная нить) и что существенно, возвращаться к своему начальному размеру приснятию нагрузки.

Различные каучуки и резины являются типичными эластомерами.



Рисунок 18. Общий вид набухающих пакеров.

Пакеры, набухающие в воде. В таких пакерах уплотнительный элемент (эластомер) набухает, вступая в реакцию с водой и растворами на водной основе. Объем водонабухающего эластомера увеличивается более интенсивно при слабой минерализации и высокой температуре.

В гибридных пакерах уплотнительный элемент разбухает, вступая в реакцию как с водой, растворами на водной основе, так и с нефтью, растворами на углеводородной основе и буровыми растворами на углеводородной основе. Гибридный пакер применяется в том случае, если тип скважинного флюида неизвестен. При этом скорость набухания задается как для растворов на углеводородной основе, так и для растворов на водной основе. Уплотнительный элемент гибридного пакера может состоять как из целого куска резины, так и в виде отдельных секций.

Пакеры, набухающие в нефти. В этих пакерах эластомер набухает при контакте с нефтью, растворами на углеводородной основе, буровыми растворами на углеводородной основе, дизельным топливом и конденсатом. Нефтенабухающий пакер лучше увеличивается в объеме при более высоких температурах и более легких углеводородах. Пакеры, разбухающие от контакта с нефтью способны удерживать более высокие перепады давлений и температур по сравнению с водонабухающими пакерами.

У набухающих пакеров, как правило, скорость разбухания регулируется за счет выбора эластомера и использования различного рода покрытий. Преимущество набухающих пакеров состоит в том, что в их конструкции отсутствуют подвижные части, что дает возможность избежать проведения специальных операций. Уплотнительный элемент у разбухающих

пакеровобладает способностью к самовосстановлению герметизирующих свойств. Также достоинством таких пакеров является то что их применение обеспечивает надежную и необратимую изоляцию пластов.

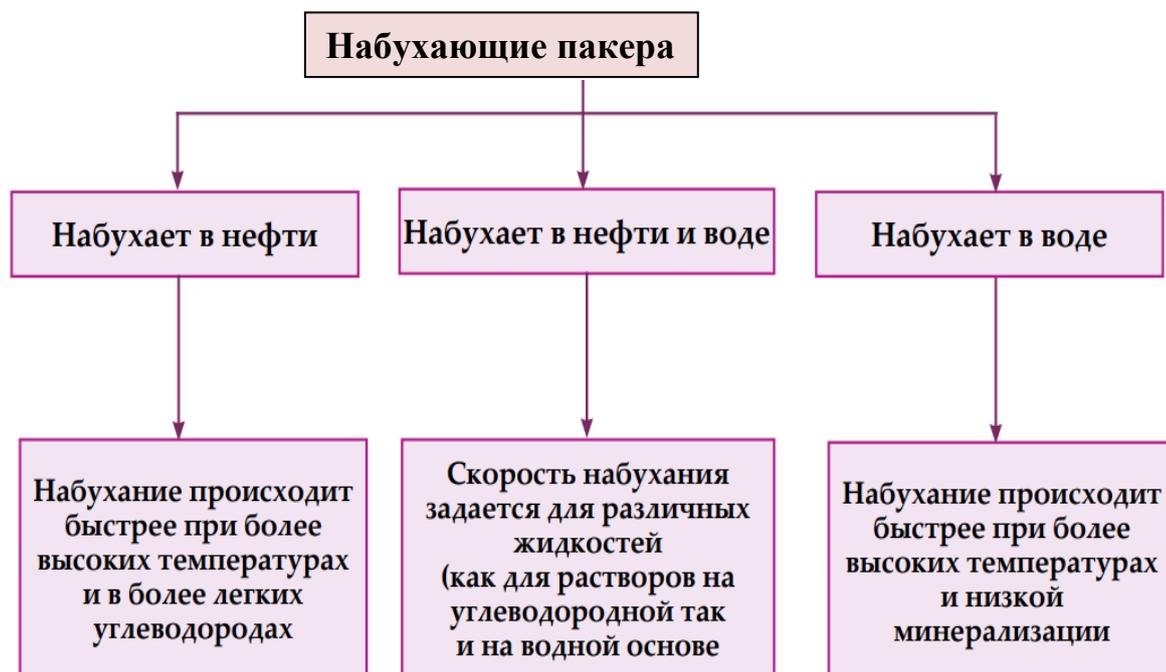


Рисунок 19. Классификация набухающих пакеров.

.Область применения набухающих пакеров весьма обширна. Так, разбухающие пакеры широко применяются и достаточно эффективны при проведении различных операций осуществляемых на месторождениях, таких как:

- разобшение пластов, пропластков и отдельных горизонтов, раздельная добыча из нескольких горизонтов;
- разобшение отдельных частей ствола горизонтальных скважин, введенных из бурения;
- изоляция пластовых вод и пароизоляция;
- отвод потока и вызов притока в скважину. Разбухающие пакеры используются в ряде случаев совместно с системами контроля и регулирования притока;
- проведение работ по интенсификации притока (направленный и поинтервальный гидроразрыв, кислотная обработка скважин);

- заканчивание скважин (усовершенствованное заканчивание с применением специального скважинного оборудования) в обсаженных и необсаженных стволах горизонтальных наклонно-направленных и вертикальных скважин.

В частности, набухающий пакер используют для разобщения неоднородных участков для качественной оценки работы различных типов вскрытых коллекторов, повышения эффективности ремонтно-изоляционных работ в горизонтальной части ствола скважины, а также ограничения перераспределения тонкой фракции песка вдоль горизонтального участка для снижения рисков закупорки фильтров. В отличие от пакеров других конструкций, которые предпочтительно устанавливать в местах залегания устойчивых непроницаемых горных пород, набухающие пакеры можно использовать и в необсаженных стволах скважин с нестабильными мягкими и рыхлыми породами, так как уплотнительный элемент данного пакера способен предохранять стенки скважины от нарушения целостности пласта. Подходит для использования в стволах с неровным сечением, так как при разбухании уплотнительный элемент пакера способен принимать форму ствола скважины.

Необходимо отметить, что разработка набухающих пакеров в отличие от гидравлических или механических пакеров имеет свои особенности.

Первый этап включает в себя разработку эластомеров различных составов и проведение лабораторных исследований их набухающих свойств.

На втором этапе проводятся стендовые испытания натуральных образцов. Заключительный третий этап состоит в разработке конструкции и технологии изготовления пакеров.

Свойства эластомеров, использующихся в качестве уплотнительного элемента в набухающих пакерах. Информация, посвященная свойствам эластомеров, полученная из различных литературных источников, позволяет заключить следующие выводы.

– Скорость набухания эластомера зависит от состава эластомера, физико-химического состава жидкости, в которой происходит его набухание,

степени доступа жидкости к поверхности эластомера, а также от температурных условий;

- в эластомерах, набухающих в воде, процесс разбухания протекает по принципу осмоса—процесса движения молекул воды через полупроницаемую мембрану. Вода проникает в эластомер и удерживается там вследствие разности градиента минерализации между флюидом и эластомером;

- в эластомерах, набухающих в нефти, наблюдаются абсорбционные, диффузионные процессы;

- в зависимости от температурных условий, минерализации пластовой воды, состава углеводородов, степени доступа жидкости к эластомеру процесс набухания может длиться от нескольких часов до нескольких дней и недель. Полное увеличение объема может меняться от 100% до 200% и больше.

Необходимо отметить, что при некотором снижении степени набухания наблюдается увеличение продолжительности герметизирующей способности эластомеров в результате повышения давления контакта с иницирующей средой. Одной из особенностей эластомеров является то, что, вступая в контакт с пластовыми жидкостями, при достижении определенного перепада давления, а в ряде случаев и при незначительных перепадах давления они обладают свойством выдавливания, при этом теряют свои герметизирующие особенности. Подобные явления могут наблюдаться в случае, если нагрузка на пакер создается раньше, чем уплотнительный элемент (эластомер) достиг необходимого объемного набухания. Для предотвращения выдавливания (экструзии) эластомера в конструкциях пакеров предусмотрены защитные кольца. Защитные кольца предохраняют уплотнительный элемент (эластомер) и направляют пакер во время его спуска в скважину. После спуска и установки пакера в требуемом месте защитные кольца препятствуют выдавливанию эластомера. В большинстве случаев противоэкструзионная защита

пакеровразрабатывается таким образом, чтобы обеспечить разбухание эластомера в радиальном направлении.

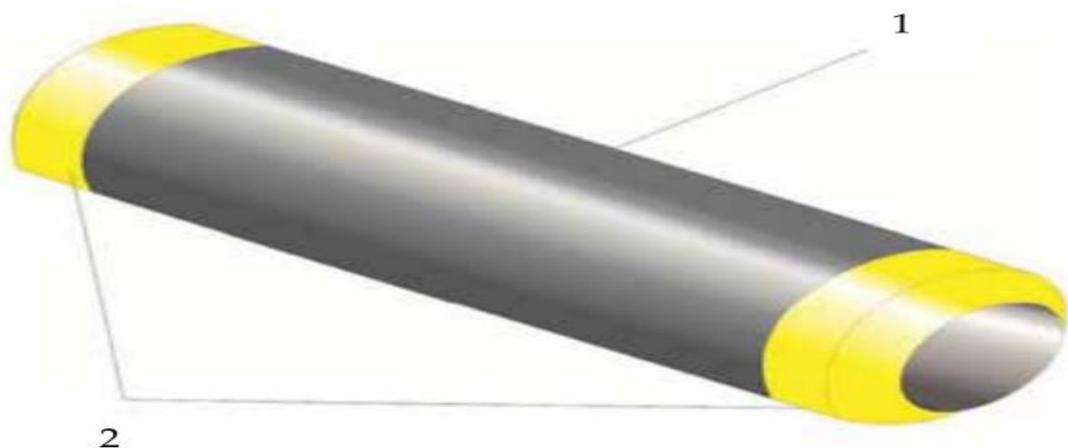


Рисунок 20. Набухающий пакер.

1-эластомер; 2- антиэкструзионные кольца.

Стандартная длина эластомера: 0.9; 1.5; 3; 4. 5 и 6м. Необходимо отметить, что разбухающие пакеры с удлиненными эластомерами способны выдерживать более высокие перепады давлений. Допустимые перепады давления, которые могут выдерживать набухающие пакеры, зависят от температуры, вызывающего разбухание эластомера, времени и длины уплотнения пакера. Толщина уплотнительного элемента имеет решающее значение для достижения полной герметизации затрубного пространства. При эксплуатации скважин разбухающий пакер может подвергаться воздействию значительных перепадов давления. В этом случае способность эластомеров к выдавливанию и деформации приводит к недостаточной герметизации. Поэтому рекомендуется использовать разбухающие пакеры с внешним диаметром, не намного меньшим, чем внутренний диаметр скважины. Во избежание разгерметизации рекомендуемое расстояние между начальным внешним диаметром пакера и обсадной колонной или же стенкой скважины составляет около 10 – 20 мм. Для того чтобы исключить преждевременное разбухание пакера применяют различного рода системы, способные замедлять процесс набухания. Производители набухающих пакеров стремятся к тому, чтобы создать эластомерный состав для конкретной скважины. Для этого

разрабатываются системы, обеспечивающие регулирование процесса набухания уплотнительного элемента (эластомера) с тем, чтобы время схватывания могло быть задано, исходя из потребностей заказчика. К системам регулирования процесса набухания относятся как полимеры с заложенными свойствами замедления набухания, так и различные задерживающие диффузионные барьеры и покрытия.

Недостатки набухающих пакеров. Несмотря на многие преимущества набухающих пакеров по сравнению с пакерами иных конструкций, их применение ограничено рядом факторов. Одним из относительных недостатков набухающих пакеров является время, необходимое для разбухания уплотнительного элемента. Механические и гидравлические пакеры устанавливаются и начинают действовать сразу после спуска в скважину. Поэтому, там, где требуется срочная изоляция (при ступенчатом цементировании, пневматическом бурении, предотвращении газирования цемента и т.д.) целесообразно применение гидравлических и гидромеханических пакеров. Также применение набухающих пакеров недопустимо в чрезвычайных условиях, например, в газовых скважинах с высокими температурами и высоким давлением, или же в арктических скважинах. При использовании набухающих пакеров на практике необходимо принимать во внимание, что при разбухании эластомеров происходит ослабление межмолекулярных связей, вследствие чего понижаются их механические свойства. В результате, под воздействием сил, вызываемых перепадом давлений, усиливается тенденция к выдавливанию, вытеснению или же деформации, что приводит к потере герметизирующих способностей эластомера. Также при высоких перепадах температур (например, при закачке жидкости разрыва во время проведения ГРП) разбухающий эластомер может сократиться настолько, что его уплотняющие способности будут полностью утеряны. Учитывая эти обстоятельства, рекомендуется с осторожностью использовать разбухающие пакеры при значительных перепадах давлений и температур.

## 4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

### 4.1. Сводная смета на строительство скважины

Эксплуатационная наклонно–направленная скважина глубиной 2610 метров на Ломовом нефтяном месторождении. Ломовое нефтяное месторождение расположено в Каргасокском районе Томской области в 75 километрах к северо-востоку от с.Новый Васюган.

Таблица 38 - Расчёт сметной стоимости сооружения скважины

№№ п/п	Наименование работ или затрат	Стоимость всего, руб.	
		Прямые затраты	В т.ч. осн. з/пл. рабочих
1	3	4	5
<b>1</b>	<b>Подготовительные работы к строительству скважины</b>		
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач. Разработка трубопроводов, ЛЭП, и др.	3910000	834000
	<b>Итого по главе 1:</b>	<b>3910000</b>	<b>834000</b>
<b>2</b>	<b>Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования, установки для испытания скважины</b>		
2.1	Строительство вышки	2720400	1810300
2.2	Разборка вышки	2340200	258055
2.3	Монтаж установки для испытания скважины	212010	154388
2.4	Демонтаж установки для испытания скважины	165840	28090
	<b>Итого по главе 2:</b>	<b>5438450</b>	<b>2250833</b>
<b>3</b>	<b>Бурение и крепление скважины</b>		
3.1	Бурение скважины	3072125	465000
3.2	Крепление скважины	1740600	245600
	<b>Итого по главе 3:</b>	<b>4812725</b>	<b>710600</b>
<b>4</b>	<b>Испытание скважины на продуктивность</b>		

Продолжение таблицы 38

4.1	Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	7242200	320000
	<b>Итого по главе 4:</b>	<b>7242200</b>	<b>320000</b>
<b>5</b>	<b>Промысловые-геофизические работы</b>		
5.1	Промысловые-геофизические работы (11,3% от глав 3 и 4)	625672.525	85380
	<b>Итого по главе 5:</b>	<b>625672.525</b>	<b>85380</b>
<b>6</b>	<b>Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время</b>		
6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время (6,42% от главы 2)	349148.49	-
6.2	Эксплуатация теплофикационной установки	417200	67200
	<b>Итого по главе 6:</b>	<b>766348.49</b>	<b>67200</b>
	<b>Итого по главам 1-6:</b>	<b>16277396</b>	<b>4268013</b>
<b>7</b>	<b>Накладные расходы</b>		
7.1	Накладные расходы на итог глав 1-6 (22%)	35811027	-
<b>8</b>	<b>Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (12%)</b>	<b>2383010.78</b>	<b>-</b>
<b>9</b>	<b>Прочие работы и затраты</b>		
9.1	Выплаты премий (4,4% от глав 1-8)	978623.1	-
9.2	Экспертиза документов по передаче скважины	14600	-
9.3	Выплата за подвижной характер работ (0,5% от глав 1-8)	111207.2	-
9.4	Лабораторные работы (0,15% от глав 3-4)	8305.4	
9.5	Транспортировка вахт	12000	-
9.6	Скважины на воду	83000	-
9.7	Топографо-геодезические работы	5340	-
	<b>Итого по главе 9:</b>	<b>1213075.7</b>	
<b>10</b>	<b>Авторский надзор (0.2% от глав 1-9)</b>	<b>46909</b>	<b>-</b>
<b>11</b>	<b>Проектные и изыскательские работы</b>		
11.1	Проектные работы	37000	-
11.2	Составление отчета	90000	-
	<b>Итого по главе 11:</b>	<b>127000</b>	
<b>12</b>	<b>Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5% от глав 1-11)</b>	<b>1181420.9</b>	<b>-</b>
<b>13</b>	<b>Охрана окружающей среды (3% от глав 1-11)</b>	<b>708852.6</b>	<b>-</b>
	<b>Всего по сводному сметному расчету (на одну скважину)</b>	<b>25518692.1</b>	<b>4268013</b>

## 4.2. Календарный график проведения проектируемых работ

Цикл строительства скважин является непрерывным производственным процессом. Исходя из этого, для буровой бригады установлен график выходов на работу, обеспечивая непрерывность ведения работ. Буровая бригада работает вахтовым методом в связи с удаленностью объекта от базы. Вахта работает 15 дней по 12 часов в сутки, через 12 часов отдыха. Затем 15 дней выходных.

Таблица 39 – Линейно-календарный график проведения работ на объекте

Бригады	Затраты времени на скважину, сут	Месяцы											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1. Вышко-монтажная бригада	60	■					■						
2. Бригада бурения	105		■	■	■	■	■						
3. Бригада испытания	75				■	■	■	■					

Перечень работ по строительству скважины включает в себя следующие виды:

- подготовительные работы к строительству скважины;
- вышкомонтажные работы;
- подготовительные работы к бурению;
- бурение скважины и ее крепление;
- испытание и опробование;
- демонтаж.

Нормативная карта – это документ, в котором указывается нормы времени на выполнение отдельных операций в процессе строительства скважины, а также общее время на строительство скважины.

Таблица 40 - Определение нормативной продолжительности строительства скважины

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м.		Норма		Проходка в интервале, м.	Количество рейсов, шт.	Время механического бурения, час.	СПО и прочие работы, час.	Всего, час.
		от	до	Проходка на долото, м.	Время бурения 1 м, час					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<b>Бурение под кондуктор</b>	III 295,3М-ГВ	0,0	100,0	650,0	0,015	100,0	0,15	1,50	0,75	2,25
		100,0	267,0	455,0	0,015	167,0	0,37	2,51	0,75	3,26
		267,0	639,0	650,0	0,015	372,0	0,57	5,58	0,91	6,49
Промывка										0,10
Наращивание										6,86
Смена долот										0,80
ПЗР к СПО										0,87
Сборка и разборка УБТ										0,60
Установка и вывод УБТ за палец										0,30
Крепление										72,13
ПГИ										12,71
Смена обтираторов										0,67
Итого										107,03
Ремонтные работы										7,49
Смена вахт										1,43
Итого						639,0	1,09	9,59	2,41	115,95
Бурение под эксплуатационную колонну	III 215,9МС-ГВ	639,0	992,0	700,0	0,014	353,0	0,50	4,94	1,53	6,47
		992,0	1610,0	250,0	0,022	618,0	2,47	13,60	8,99	22,58
		1610,0	1908,0	250,0	0,043	298,0	1,19	12,81	7,47	20,28
		1908,0	2326,0	150,0	0,065	418,0	2,79	27,17	14,40	41,57
	III 215,9С-ГВ	2326,0	2757,0	500,0	0,100	329,0	0,66	32,90	6,21	39,11
Промывка										5,29
Наращивание										15,86
Смена долот										2,40

Продолжение таблицы 40

ПЗР к СПО										4,33
Сборка и разборка УБТ										3,60
Установка и вывод УБТ за палец										6,00
Крепление										87,95
<b>ПГИ</b>										24,00
Смена обтираторов										2,00
<b>Итого</b>						2757,0	8,71	101,01	41,00	281,44
Итого по колоннам										397,40
СПО воронки										7,55
Смена каната, сборка разборка										6,98
Итого										411,93
Проверка ПВО										8,58
Итого										420,52
Ремонтные работы										21,94
Итого										442,46
Смена вахт										4,10
Итого										446,56
Проектная продолжительность бурения и крепления скважины, сут.										19,30
Проектная коммерческая скорость м/ст-м.										4135,98
Продолжительность прибывания турбобура на забое, %										29,96

Таблица 41- Определение нормативной продолжительности крепления скважины (кондуктор)

Виды работ	Продолжительность, час.
Проработка	7,18
Промывка	0,45
ПЗР перед спуском обс. труб	2,32
Спуск обсадных труб	8,41
Промывка перед цементированием	0,23
ПЗР перед цементированием	1,89
Цементирование	17,61
Заключительные работы	1,43
Оборудование устья (кондуктора) <ul style="list-style-type: none"> <li>Установка колонного фланца</li> <li>Установка пьедестала колонной головки</li> <li>Монтаж превентора</li> <li>Установка катушки и сливной воронки</li> <li>Монтаж привода превентора</li> <li>Установка опорной стойки</li> <li>Установка защитного щита</li> <li>Заключительные работы</li> <li>Проверка превентораопрессовкой</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>7,25</li> <li>3,00</li> <li>2,13</li> <li>2,13</li> <li>7,93</li> <li>3,61</li> <li>0,53</li> <li>3,62</li> <li>1,10</li> </ul>
Разбуривание цементного стакана: <ul style="list-style-type: none"> <li>Навёртывание долота</li> <li>Вывод УБТ и спуск в скважину</li> <li>ПЗР перед и после спуска свеч., спуск свеч.</li> </ul> Разбуривание цементного стакана	<ul style="list-style-type: none"> <li>0,12</li> <li>0,08</li> <li>0,45</li> </ul> 0,37
Промывка после разбуривания цементного стакана	0,28
Итого	72,13

Таблица 42 - Определение нормативной продолжительности крепления скважины (Эксплуатационная колонна)

<b>Виды работ</b>	<b>Продолжительность, час</b>
Проработка	25,00
Промывка	1,15
ПЗР перед спуском обс. труб	2,32
Спуск обсадных труб	18,62
Промежуточные промывки	1,09
Промывка перед цементированием	1,17
ПЗР перед цементированием	4,46
Цементирование	27,50
Заключительные работы	1,43
Оборудования устья (Э.К.):	
Установка колонной головки	3,67
Опрессовка колонны	1,53
Итого	87,95

#### **4.3. Организационно-технический план мероприятий по повышению производительности и снижению себестоимости**

На основе приведенного анализа предлагается план мероприятий по ликвидации выявленных недостатков и дальнейшему повышению эффективности буровых работ. План мероприятий приведен в таблице 43.

Таблица 43 -Организационно – технические мероприятия

Основные направления совершенствования	Базовый (фактический) вариант	Новый (рекомендуемый) вариант	Ожидаемый эффект, %
Буровая установка	БУ-3000 ЭУК-1М	БУ–3900/225ЭК-БМ	10
Буровые долота	III-215,9СГБУ-	Д 8 1/2 S82F	10
Забойный двигатель	R190	ВЗД Д2-195	10
Телеметрическая система	ЗТСШ-195	Spery-San	10
Изменение конструкции горизонтальных скважин	направление 324 - 400м	направление 324 – 100м	10
	кондуктор 244,5 - 1200м	кондуктор 244,5 – 750м	5
Использование СБТ после ремонта	новые СБТ		5
Буровой раствор	полимер глинистый	- полимерный	3
Обеспечение бесперебойного снабжения рабочих мест	перебои в снабжении	снабжение без перебоев	3
Улучшение условий труда и быта	не ведется	ведётся	
Повышение квалификации	не ведется	ведётся	

Таблица 44 - Баланс рабочего времени после внедрения организационно-технических мероприятий

Показатели	До изменения	После изменения
Все календарное время, час	81820	81820
Проходка, час	41454	45599
Долбление, час	26053	28658
СПО, час	11621	10456
Наращивание, час	3780	4158
Крепление, час	9018	8116
Вспомогательные работы, час	21447	19302
Ремонтные работы, час	3808	3427

В основе организационно-технических мероприятий предусмотрено сокращение времени на организационные простои, ликвидации аварий и уменьшения времени на спускоподъемные операций. В результате время на строительство скважины уменьшается почти вдвое, что дает увеличение количества пробуренных скважин и соответственно выручки при их сдаче.

## **5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

### **Введение**

Строительства скважины это технологически процесс содержащий опасные и вредные факторы, влияющие на человека и природу. Оборудование буровой установки находится под высоким давлением и напряжением, подвижные части машин несут высокую опасность для рабочих. Работы по бурению скважин часто проводятся в суровых климатических условиях.

## 5.1. Профессиональная социальная ответственность

Основные элементы производства формирующие опасные и вредные факторы при проектировании, подготовке и выполнении геолого-технических мероприятий указаны в таблице 1.

Таблица 45 – Основные опасные и вредные производственные факторы

Вид работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 74 ССБТ с изменениями 1999 г.	Нормативные документы	
<i>Камеральный этап (работа внутри помещения)</i>			
	Вредные	Опасные	
Работа за персональным компьютером (ПК) и оборудованием удаленного мониторинга (система телеметрии) расположенного на рабочем месте внутри помещения вагона-офиса инженера по бурению	Превышение уровней шума		СанПиН 2.2.4.548-96
	Недостаточная освещенность рабочей зоны		
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	Электрический ток	ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. ГОСТ 12.1.005-88
	Превышение уровня вибрации	Пожаровзрывобезопасность	Правило устройств электроустановок ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ.
<i>Полевой этап</i>			
Работа непосредственно буровой площадке	Вредные	Опасные	
	Отклонение показателей климата на открытом воздухе		
	Превышение уровней шума	Движущиеся, вращающиеся части машин и механизмов производственного оборудования	
	Превышение уровня вибрации	Электрический ток	

### 5.1.1. Анализ вредных производственных факторов

#### Микроклимат помещения вагон-офис.

Основные показатели микроклимата рабочей зоны и сравним с допустимыми значениями (таблице 2) согласно санитарным нормам и правилам [1]

Таблица 46 — Допустимые параметры микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Сезон Года	Категория тяжести выполняе мых работ	Температура, °С		Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/с	
		фактич. значени е	допуст. значение	фактич. значение	допуст. значени е	фактич. значени е	допуст. значен ие
Холодны й	1б	22	19-24	45	15-75	0-0,05	0,1
Теплый	1б	24	20-28	55	15-75	0-0,05	0,1

Для улучшения микроклимата в вагоне-офисе в летний период работают кондиционеры для создания комфортной температуры в жаркие дни. В зимний период тепло поддерживают масляные электро обогреватели, пол с подогревом.

#### Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Нормы микроклимата выделяют холодный Теплый период года, характеризуют среднесуточной температурой наружного воздуха выше +10°C. Холодный период – среднесуточная температура воздуха, равна +10°C и ниже.

Таблица 47 -Погодные условия при которых работы на открытом воздухе и приостанавливаются работодателем согласно активирования района:

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

### Недостаточная освещенность.

Помещения имеют естественное освещение, подразделяющееся на 3 типа: верхнее и комбинированное (верхнее и боковое), боковое. [2]

Освещенность поверхности экрана не должна быть более 300 лк.

Освещенность на поверхности стола должна быть 300-500 лк. [2]

В таблице 48 представлены нормируемые параметры естественного и искусственного освещения.

Таблица 48 - Нормируемые параметры естественного и искусственного освещения. [2]

Помещения	Рабочая поверхность и плоскость нормирования КЕО и освещенности (Г-горизонт.) В – вертикальная) и высота плоскости над полом, м	Естественное освещение		Совмещенное освещение		Искусственное освещение		
		КЕО $e_n$ , %		КЕО $e_n$ , %		Освещенность, лк		
		При комбинированном освещении	при боковом освещении	при верхнем или комбинированном освещении	при боковом освещении	при комбинированном освещении		при общем освещении
3	4	5	6	всего	от общего	9		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
проектные конструкторские организации,								
Помещения для работы с дисплеями, залы ЭВМ	Г-0,8 Экран монитора: В-1,2	3,5	1,2	2,1	0,7	500	300	400

Освещенность рабочих мест должна быть равномерной и исключать возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. Производство работ в неосвещенных местах не разрешается.

Таблица 49 - Требование к освещенности буровых установок[3]

Роторный стол	100лк
Путь движения талевого блока	30лк
Помещения вышечного и насосного блоков	75лк
Превенторная установка	75лк
Лестницы, марши, сходы, приемный мост	10лк

Освещение помещений и превышенного оборудования на буровой производится с помощью прожекторов и светильников во взрывобезопасном исполнении.

**Превышение уровней шума.**

Работающие механизмы, ДВС создают высокий уровень шума. Норма для помещения управления составляет 80 dB, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 60-65 dB. [4]

**Превышение уровней вибрации.**

Работающие подвергаются воздействию повышенного уровня вибрации от работающего оборудования. Мероприятия для устранения превышения уровня вибрации включают в себя усиление рамы крепления ДВС, увеличение жесткости конструкции.

Таблица 50 - Уровень звукового давления на буровой.[5]

Частота, Гц	63	125	250	500	1000	2000	4000
ПДУ для буровых установок, dB	91	83	77	73	70	68	66

Таблица 51 - Предельно допустимые уровни колебательной скорости вибрации.  
[5]

Вибрация	Направление формирования вибрации	Среднегеометрические частоты, Гц									
		1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500
Общая	Вертикальное (по оси)	20	7,1	2,5	1,3	1,1	1,1	1,1	1,1	-	-
		132	123	114	108	107	107	107	107	-	-
Локальная	По каждой оси	-	-	-	5,0	5,0	3,5	2,5	1,8	1,3	0,9
		-	-	-	120	120	117	114	111	108	105

### Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.

В следствие работы оборудования в воздух выбрасывается пыль и вредные вещества количество которых представлено в таблице 52.

Таблица 52 — Норма и показатели значений количества вредных веществ в воздухе.[6]

Наименование веществ	Формула	ПДК	
		% по объему	мг/м <sup>3</sup>
Азота окислы (в пересчете на NO <sub>2</sub> )	NO+NO <sub>2</sub>	0,00025	5
Акролеин	CH <sub>2</sub> -CH-C- ОН	-	0,7
Альдегид масляный	-	-	5
Углерода окись	CO	0,0016	20
Масла минеральные(нефтяные)	-	-	5
Сероводород	H <sub>2</sub> S	0,00066	10
Углеводороды в пересчете на С	-	-	300
Формальдегид	CH <sub>2</sub> O	-	300
Ангидрид сернистый	SO <sub>2</sub>	0,00035	10

Мероприятия для защиты от вредных веществ: установка вентиляций и вытяжек в помещении, ежесменная чистка оборудования и рабочих помещений.

### 5.1.2. Анализ выявленных опасных факторов

Движущиеся и вращающиеся части машин и механизмов;

Движущиеся части оборудования представляют опасность травмирования рабочего в виде ушибов, порезов, переломов и др., которые могут привести к временной и постоянной потере трудоспособности, летальному исходу.

Основной величиной характеризующей опасность подвижных частей является скорость их перемещения. Опасной скоростью перемещения частей оборудования считается скорость более 0,15 м/с.[7]

Движущие части оборудования, являющиеся источником опасности, должны быть ограждены.[8]

Для снижения опасности движущихся частей оборудования проводят следующие мероприятия[9]:

1. Устанавливают предохранительные и блокирующие устройства.
2. Устанавливают защитные устройства – кожуха, крышки.
3. На наружной стороне ограждений наносят предупреждающие знаки.

Окрашивают в сигнальные цвета.

Поражение током от проводников и оборудование под напряжением.

Электробезопасность - система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного воздействия электрического тока. [10] Безопасность обслуживающего персонала обеспечивается следующими мероприятиями:

1) Для снижения напряженности электрических и магнитных полей допустимых норм применяются специальные устройства;

2) Установка предупреждающей сигнализации;

3) Блокировки аппаратов и ограждающих устройств для предотвращения доступа к токоведущим частям;

#### 4) Изоляция токоведущих частей;

Помещение относится к 1 категории помещений по степени опасности поражения электрическим током, невысокая влажность, токонепроводящий пол, заземление электроустановок обеспечивают электробезопасность. [11]

#### Пожаровзрывобезопасность

Источником могут послужить оборудование под напряжением, высоким давлением, оборудование, работающее с горючими веществами.

Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических мероприятий по предупреждению пожаров. Общие требования пожарной безопасности изложены в техническом регламенте. [12] Ответственными за обеспечение пожарной безопасности назначаются лица занимающие руководящие должности, в их обязанности входит:

- 1) Обеспечение своевременного выполнения противопожарных мероприятий;
- 2) Соблюдение работниками правил пожарной безопасности;
- 3) Контроль за поддержанием в исправном состоянии первичных средств пожаротушения;

Категория пожаровзрывоопасности помещения и кустовой площадки согласно техническому регламенту: класс пожароопасности – П-II (зона, расположенная в помещении, где выделяются горючие пыли или волокна), класс взрывоопасности – 2 (зона, в которых при нормальном режиме работы оборудования не образуются взрывоопасные смеси газов или паров жидкостей с воздухом, но возможно образование такой взрывоопасной смеси газов или паров жидкостей только в результате аварии или повреждения технологического оборудования. Категория здания по пожароопасности – В1 (пожароопасное).[12]

## 5.2. Экологическая безопасность

Воздействия на окружающую среду регулируются согласно Федеральному закону «О безопасности производственных процессов добычи, транспортировки и хранения газа» (таблица 53).[13]

Таблица 53 — Вредные воздействия на природную среду в результате выполнения геолого-технических мероприятий и природоохранные мероприятия по их устранению

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Разрушение плодородного слоя почвы в месте кустовой площадки	Рекультивация земель, рациональное планирование мест установки
	Загрязнение почвы химреагентами, маслами, сточными водами.	Сооружение специальных сливных поддонов, уничтожение отработавших химреагентов
	Уничтожение растительности, создание неровностей поверхности при передвижении установки	Засыпка создаваемых неровностей
Вода и водные ресурсы	Попадание химреагентов, масел со сточными водами.	Хранение хим. Реагентов и ГСМ в специальных складах защищенных от попадания атмосферных осадков
Недра	Нарушение состояния геологической среды, путем закачки жидкости в пласт под высоким давлением	Инженерно-геологические и гидрогеологические наблюдения в скважинах
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов, от рабочих механизмов системы	Установка специализированных фильтров в систему вентиляции помещения для оборудования

### **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. [14]

На буровой могут произойти такие чрезвычайные ситуации как:

1. Возгорание
2. Взрыв
3. Подтопление
4. Выброс

Взрыв может привести к частичному и полному уничтожению бурового оборудования, находящегося на кустовой площадке, серьёзным авариям и человеческим жертвам. [15]

Мероприятия при возникновении взрыва:

- сообщить начальнику смены о взрыве;
- воспользоваться средствами индивидуальной защиты;
- удалить из опасной зоны всех работников;
- при возникновении возгорания после взрыва, необходимо воспользоваться первичными средствами пожаротушения;
- оказать помощь пострадавшим.

### **5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

На должность инженера по бурению допускаются лица не моложе 18 лет с высшим образованием, имеющие соответствующую квалификацию и опыт работы в отрасли не менее 3 лет прошедшие мед. Осмотр. Работодатель обеспечивает работника спец. Одеждой, СИЗ, средствами гигиены. [15]

## Заключение

В дипломном проекте запроектированы технические средства, технологические параметры по строительству наклонно направленной скважины глубиной 2610 м на Ломовом месторождении.

Проект состоит из 5 частей:

- в геологической части рассмотрена географо-экономическая характеристика района стратиграфия, тектоника и нефтегазоводоносность разреза, а также проведен анализ возможности возникновения осложнений;
- в технической части выполнены все расчеты, касающиеся бурения, промывки и крепления скважины;
- в части «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» произведен расчет сроков бурения и крепления проектируемой скважины и её сметной стоимости;
- в части «Социальная ответственность» рассмотрены вопросы безопасного ведения работ при строительстве скважин, а также чрезвычайных ситуаций, которые могут возникнуть при бурении скважин.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Евсеев В.Д. Разрушение горных пород при бурении нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие. -Томск: Изд. ТПУ, 2002.-95с.
2. Рязанов В.И. Направленное бурение глубоких скважин. Практ. Пособие, Томск: Изд. ТПУ, 1999. – 84 с.
3. Басаргин Ю.М., Булатов А.И. Заканчивание скважин: Учебное пособие. - М.: Недра, 2000. – 670 с.
4. Редутинский Л.С. Расчет параметров цементирования обсадных колонн. Томск: Изд. ТПУ, 1997. – 46 с.
5. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. - М.: ВНИИТнефть, 1997. – 194 с.
6. ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. - М.: НПО ОБТ, 2004. – 160 с.
7. Борисов К.И., Рязанов В.И. Практическое пособие по выполнению курсового проекта по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин».
8. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть и газ и другие полезные ископаемые. - М.: Недра, 1994. – 140с.
9. Иогансен К.В. Спутник буровика: Справочник. -М.: Недра, 1990. -302 с.
10. Басаргин Ю.М., Булатов А.И. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие. - М.: Недра, 2001. – 679 с.
11. Элияшевский Н.В. и др. Типовые задачи и расчеты в бурении. -М: Недра, 1982.-296 с.
12. Рязанов В.И. Баранов А.Н., Борисов К.И. Расчет бурильной колонны: Учебное пособие. – Томск: Изд.ТПУ, 1996-68 с.
13. Чубик П.С. Практикум по промывочным жидкостям. -Томск: Изд. ТПИ, 1991. -100 с.
14. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидромеханика в бурении. Учебник –М.: Недра, 1997.– 174 с.

15. Соловьев Е.М. Заканчивание скважин: Учебник для вузов. - М.: Недра, 1979. – 303 с.
16. Попов А.Н., Спивак А.И. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие. - М.: Недра, 2003. – 509 с.
17. Ягафарова Г.Г., Барахнина В.Б. Утилизация экологически опасных буровых отходов. : журнал Нефтегазовое дело, 2006 г.
18. Лукьянов В.Т., Воевода Р.Б. Заканчивание скважин. -М.: Недра, 1987.-205с.
19. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ.
20. Абалаков А.Д. Экологическая геология. Учебное пособие: Иркутск, 2007. – 267 с.
21. Пустовойтенко И.П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении. - М.: Недра, 1988. – 279 с.
22. Инструкция по составлению проектно-сметной документации на строительство нефтяных и газовых скважин. М.: Госстрой СССР, 1991.
23. Басаргин Ю.М., Булатов А.И. Заканчивание скважин: Учебное пособие. - М.: Недра, 2000. - 670с.
24. Чубик П.С. Квалиметрия буровых промывочных жидкостей. – Томск: Изд. НТЛ, 1999. – 300с.