

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

---

Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки: «Нефтегазовое дело»  
Отделение нефтегазового дела

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом (пласт D <sub>2</sub> <sup>vb</sup> ) на нефтегазоконденсатном месторождении (Саратовская область, Советский район)»

УДК 622.243.23.622.243.24.622.323(470.44)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Трушин Денис Викторович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Епихин Антон Владимирович	–		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна	–		

По разделу «Социальная ответственность»

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

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	–		

## 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 современных образовательных и информационных технологий
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 междисциплинарной тематике, 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 проектной и рабочей и технологической документации 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»**

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: «Нефтегазовое дело»  
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ Максимова Ю.А.  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>Фамилия Имя Отчество</b>
2Б4В	Трушин Денис Викторович

Тема работы:

«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом (пласт D <sub>2</sub> <sup>vb</sup> ) на нефтегазоконденсатном месторождении (Саратовская область, Советский район)»
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Геологические условия бурения</li> <li>2. Интервал отбора керна: 1765-1790 в пилотном стволе</li> <li>3. Тип профиля: наклонно-направленный с горизонтальным участком и пилотным стволом</li> <li>4. Данные по профилю: длина вертикального участка 150 м, угол входа в пласт не менее 80 град, расстояние между точками входа в пласт основного и пилотного ствола не более 100 м, максимальный зенитный угол в интервале ГНО не более 60 град., допустимая интенсивность изменения зенитного угла до интервала установки ГНО 1,5 град/10 м, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м, максимально допустимая интенсивность искривления после интервала установки ГНО 3 град/10 м, зону установки ГНО выбрать, отход / длина горизонтального участка ствола: 700 метров / 300 метров</li> <li>5. Глубина спуска эксплуатационной колонны: 1760 м</li> <li>6. Диаметр хвостовика: 114 мм</li> <li>7. Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): одно/двухступенчатый</li> <li>8. Конструкция забоя (выбрать): зацементированная колонна/фильтр/открытый ствол</li> <li>9. Способ вторичного вскрытия пласта (выбрать): перфорация/открытый ствол</li> </ol>
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ             <ol style="list-style-type: none"> <li>1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ</li> <li>1.2. Геологические условия бурения</li> <li>1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)</li> <li>1.4. Зоны возможных осложнений</li> <li>1.5. Исследовательские работы</li> </ol> </li> <li>2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ             <ol style="list-style-type: none"> <li>2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины</li> <li>2.2. Обоснование конструкции скважины</li> </ol> </li> </ol>

	2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя 2.2.2. Построение совмещенного графика давлений 2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска 2.2.4. Выбор интервалов цементирования 2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины 2.3. Углубление скважины 2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.3.4. Расчет частоты вращения долота 2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны 2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины 2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин 2.4.1. Расчет обсадных колонн 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине 2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины 2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн 2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов 2.4.2.3. Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей 2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины 2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования 2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.5. Выбор буровой установки <b>3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ</b>
--	---

<b>Перечень графического материала</b>	1. ГТН (геолого-технический наряд) 2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны)
--	---

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Старший преподаватель, Вершкова Елена Михайловна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович

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

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Епихин Антон Владимирович	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Трушин Денис Викторович		

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

---

Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки: «Нефтегазовое дело»  
Уровень образования: бакалавриат  
Отделение нефтегазового дела  
Период выполнения: осенний / весенний семестр 2017/2018 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>
	1. Геологическая и технологическая части	65
	2. Специальная часть и графические приложения	30
	3. Предварительная защита	5

Составил преподаватель:

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Старший преподаватель	Епихин Антон Владимирович	-		

**СОГЛАСОВАНО:**

<b>Руководитель ООП</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	-		

## Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 79 с., 15 рис., 39 табл., 40 литературных источников, 8 прил.

Ключевые слова: скважина, нефть, бурение, горизонтальная, пилотный ствол, отбор керна.

Объектом исследования является нефтегазоконденсатное месторождение Советского района Саратовской области.

Цель работы – проектирование технологических процессов бурения и заканчивания на нефтегазоконденсатном месторождении Советского района Саратовской области.

В процессе работы был составлен технологический проект на строительство эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом на нефтегазоконденсатном месторождении Советского района Саратовской области.

В результате исследования были спроектированы технологические решения на строительство скважины.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: разработаны технологические решения по строительству наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком длиной 300 м с хвостовиком 114,3 мм.

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

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками:

- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- ГРП – гидроразрыв пласта;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- КБТ – компоновка бурильных труб;
- УБТ – утяжеленные бурильные трубы;
- БКП – башмак колонный с пластиковым окончанием;
- ЦКОД – центральный клапан обратного действия;
- ЦЦ2 – центратор цементируемый с П-образной выштамповкой в средней части рессор;
- ЦПН – центратор пружинный неразборный;
- ГЦУ – головка цементирующая универсальная;
- ПРП-Ц – пробка разделительная продавочная цементирующая.

В тексте документа допускается приводить без расшифровки общепринятые сокращения, установленные в национальных стандартах и соответствующие правилам русской орфографии: с. – страница; т.е. – то есть; т.д. – так далее; т.п. – тому подобное; и др. – и другие; в т.ч. – в том числе; пр. – прочие; т.к. – так как; г. – год; гг. – годы; мин. – минимальный; макс. – максимальный; шт. – штуки; св. – свыше; см. – смотри; включ. – включительно и др.

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты: ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны; СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений; ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности; ГОСТ 12.2.003-91. Оборудование производственное. Общие требования безопасности; ГОСТ 12.2.062-81. Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением № 1); ГОСТ Р 12.1.019-2009 Электробезопасность. Общие требования и

номенклатура видов защиты; ГОСТ 12.1.012-2004. Вибрационная безопасность. Общие требования; ГОСТ 12.1.029-80. Средства и методы защиты от шума. Классификация; СН 2.2.4./2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий; Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»; РД 39-133-94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше; ГОСТ Р 55710-2013 ССБТ. Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений.

## Оглавление

<b>Введение .....</b>	<b>12</b>
<b>1 Общая и геологическая часть .....</b>	<b>13</b>
1.1 Геологические условия бурения .....	13
1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения .....	13
1.3 Зоны возможных осложнений .....	13
<b>2 Технологическая часть .....</b>	<b>14</b>
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины.....	14
2.2 Обоснование конструкции скважины.....	16
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя .....	16
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений .....	16
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска .....	18
2.2.4 Выбор интервалов цементирования .....	18
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн .....	19
2.2.6 Разработка схем обвязки устья.....	20
2.3 Углубление скважины .....	20
2.3.1 Выбор способа бурения.....	20
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента .....	21
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам бурения .....	22
2.3.4 Расчет частоты вращения долота .....	22
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя .....	23
2.3.6 Расчет требуемого расхода бурового раствора .....	24
2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.....	26
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава бурового раствора... 28	
2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	34
2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна .....	37
2.4 Проектирование процессов заканчивания .....	37
2.4.1 Расчет обсадных колонн .....	37
2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений .....	38
2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений .....	40
2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине .....	43
2.4.2 Расчет процессов цементирования скважин .....	44
2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн.....	44

2.4.2.2 Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости и определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора .....	44
2.4.2.3 Гидравлический расчет цементированной скважины .....	45
2.4.2.3.1 Выбор типа и расчет необходимого количества цементовочного оборудования .....	45
2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	45
2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин.....	47
2.5 Выбор буровой установки .....	50
<b>3 Многостадийный гидроразрыв пласта.....</b>	<b>52</b>
<b>Задание для раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» .....</b>	<b>53</b>
<b>4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .....</b>	<b>54</b>
4.1 Основы направления деятельности и организационная структура управления ОАО «Саратовнефтегаз» .....	54
4.1.1 Основные направления деятельности предприятия.....	54
4.1.2 Организационная структура управления предприятием .....	54
4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины... 55	
4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины 55	
4.2.2 Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения.....	57
4.2.3 Линейный календарный график выполнения работ.....	57
4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли .....	58
4.4 Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии .....	60
<b>Задание для раздела «Социальная ответственность» .....</b>	<b>63</b>
<b>5 Социальная ответственность .....</b>	<b>65</b>
5.1 Производственная безопасность .....	65
5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....	66
5.2 Экологическая безопасность .....	71
5.2.1 Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду .....	71
5.2.2 Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности .....	71

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	72
5.3.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин	72
5.3.2 Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС	73
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ...	73
5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства .....	73
5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны .....	74
<b>Заключение .....</b>	<b>75</b>
<b>Список использованных источников .....</b>	<b>77</b>
Приложение А Геологические условия бурения .....	80
Приложение Б Характеристика газонефтеводоносности месторождения .....	88
Приложение В Зоны возможных осложнений .....	89
Приложение Г Многостадийный гидроразрыв пласта .....	90
Приложение Д Организационная структура ОАО «Саратовнефтегаз» .....	108
Приложение Е Нормативная карта .....	109
Приложение Ж Сметный расчет на бурение и крепление скважины .....	111
Приложение З Сводный сметный расчет .....	117

## **Введение**

Нефть и природный газ являются одними из самых важных полезных ископаемых для всего человечества на протяжении XX века и в XXI веке. Российская Федерация является крупнейшим поставщиком этих ресурсов на мировой рынок. Доля углеводородов в российском экспорте составляет около пятидесяти процентов от всего экспорта в денежном выражении, поэтому трудно переоценить значимость нефтегазовой промышленности для нашей страны.

Одним из самых ответственных и дорогостоящих процессов при добыче нефти и природного газа, который требует больших технических и материальных средств - это строительство скважины. От того насколько качественно построена скважина, во многом зависит количество нефти или газа, которое можно извлечь из пласта. Поэтому технологии в бурении постоянно совершенствуются, позволяя достигать большего экономического эффекта, большей скорости бурения, минимизировать количество аварий, улучшить качество цементирования скважины и вскрытия пласта.

Цель данной выпускной квалификационной работы – проектирование строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом на нефтегазоконденсатном месторождении Саратовской области Советского района.

В работе содержатся данные о: геологическом строении района проведения работ, параметрах режима бурения, выбранном оборудовании, технологических параметрах для сооружения скважины, производственной безопасности и экономической эффективности проекта. А также в разделе «Специальная часть» изложена информация о таком методе интенсификации работы нефтяных и газовых скважин, как гидравлический разрыв пласта, который позволяет ввести в эксплуатацию простаивающие скважины, на которых добыча уже невозможна или не рентабельна.

## **1 Общая и геологическая часть**

### **1.1 Геологические условия бурения**

Геологические условия бурения представлены в приложении А.

#### **Краткая характеристика геологических условий бурения.**

Интервал 0-2986 м в большей части сложен известняками и глинами, переслаивающимися с доломитами, аргиллитами и песчаниками. В разрезе представлены мягкие, средние и твердые породы, что определяет выбор породоразрушающего инструмента с сочетанием параметров режима бурения, обеспечивающих наивысшую механическую скорость бурения.

На всех интервалах бурения несовместимые условия по бурению исходя из градиентов пластового давления и давления гидроразрыва отсутствуют, что избавляет от необходимости спуска дополнительной обсадной колонны.

Интервал 988-1208 м обладает достаточно высоким коэффициентом кавернозности, что будет влиять на объем требуемого цементного раствора.

### **1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения**

Характеристика газонефтеводоносности месторождения представлена в приложении Б.

#### **Краткая характеристика флюидосодержащих пластов**

Разрез представлен 7 водоносными, 3 газоносными и 4 нефтеносными пластами. Скважина проектируется для эксплуатации интервала 1771-1784 м горизонтальным стволом, поскольку он обладает наибольшим ожидаемым дебитом. Так же, конструкция скважины проектируется так, что перебуриваются 2 нефтенасыщенных и 3 газонасыщенных пласта для обеспечения возможности их дальнейшей эксплуатации.

### **1.3 Зоны возможных осложнений**

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в приложении В.

## Краткая характеристика возможных осложнений

В разрезе представлен ряд интервалов, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения. Самыми распространенными являются поглощения, вплоть до полных, что требует проектирования дополнительных средств для их предупреждения и ликвидации.

В интервалах 0-436, 988-1142, 1478-1526 и 1744-1789 м ожидаются осыпи и обвалы стенок скважины. Поэтому рекомендуется бурение с высокой механической скоростью, поддержание оптимальной плотности раствора и низкой водоотдачи, а также обработка раствора химическими реагентами.

Аналогичные интервалы характеризуются наличием прихватоопасных зон, что означает необходимость ограничения по оставлению инструмента в скважине без движения более 5 минут.

## 2 Технологическая часть

### 2.1 Обоснование и расчет профиля скважины

Учитывая исходные данные на бурение наилучшим решением для вывода скважины в требуемую точку пласта является проектирование шестиинтервального профиля скважины. В таблице 1 представлены данные по профилю скважины. На рисунке 1 представлен профиль скважины.

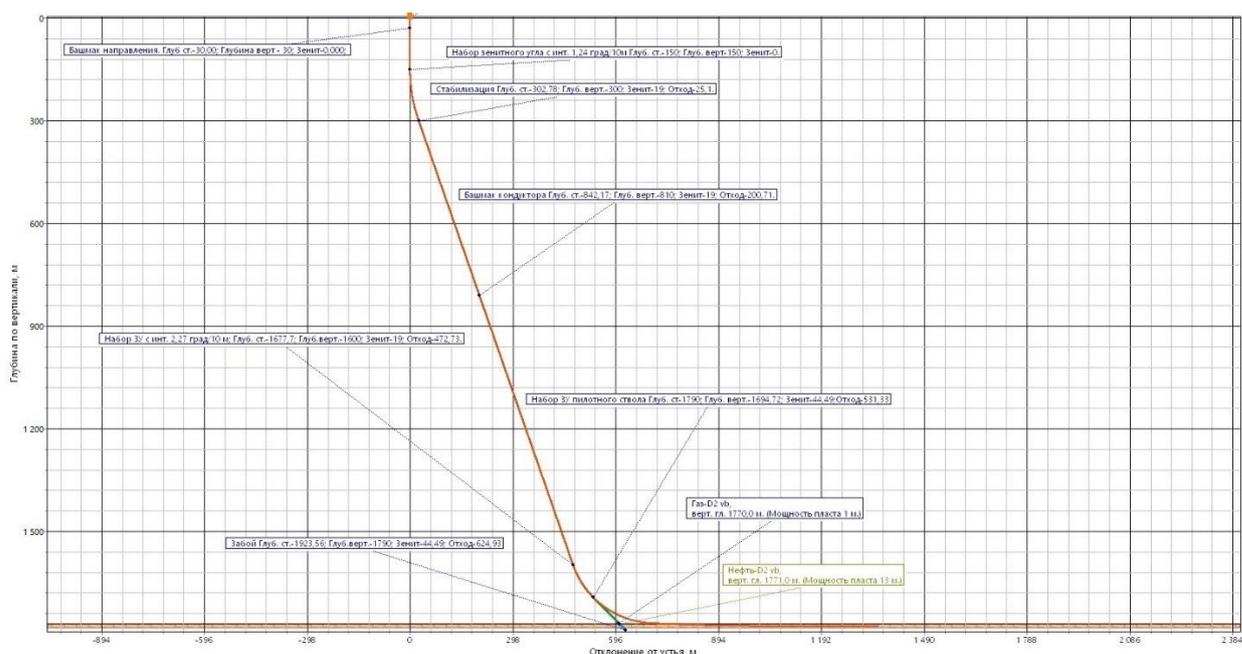


Рисунок 1 – Профиль скважины

Таблица 1 – Данные по профилю наклонно-направленной скважины

Тип профиля		Плоский шестиинтервальный профиль горизонтальной скважины										
Исходные данные для расчета												
Глубина скважины по вертикали, м			1778	Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/10м						1,24		
Глубина вертикального участка скважины, м			150	Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град/10м						2,27		
Отход скважины, м			1353	Интенсивность искривления на третьем участке набора зенитного угла, град/10м						0,07		
Длина горизонтального участка, м			300	Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла зенитного угла, град/м						0,07		
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м			-	Зенитный угол в конце участка набора угла, град						19		
Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м			-	Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град						87,4		
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, Град			90	Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град						87,4		
№ интервала	Длина по вертикали			Отход			Зенитный угол		Длина по стволу			
	от	До	всего	от	до	всего	в начале	в конце	от	до	всего	
1	0	150	150	0	0	0	0	0	0	150	150	
2	150	300	150	0	25,1	25,1	0	19	150	302,8	152,8	
3	300	1600	1300	25,1	472,7	447,6	19	19	302,8	1677,7	1374,9	
4	1600	1770	170	472,7	700	227,3	19	87,4	1677,7	1979,1	301,4	
5	1770	1778	8	700	1053,5	353,5	87,4	90	1979,1	2332,7	353,6	
6	1778	1778	0	1053,5	1353,5	300	90	90	2332,7	2632,7	300	
Итого	Σ		1778	Σ		1353,5	-	-	Σ		2632,7	

## **2.2 Обоснование конструкции скважины**

### **2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя**

Исходя из геологических данных, продуктивный пласт является терригенным трещинно-поровым.

Наблюдается неравномерное чередование глинистых пород, следовательно, пласт литологически неоднородный.

В кровле пласта находится газовая шапка.

Ввиду того, что продуктивный пласт литологически неоднороден, относится к коллекторам трещинно-порового типа, в кровле пласта находится газовая шапка, а скважина горизонтальная, что увеличивает вероятность осыпи верхней стенки скважины - выбирается конструкция с закрытым забоем.

Конструкция забоя представлена на рисунке 2.

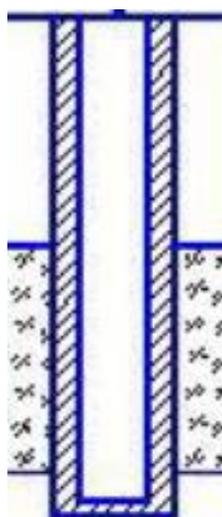


Рисунок 2 – Конструкция забоя закрытого типа

### **2.2.2 Построение совмещенного графика давлений**

Для определения конструкции скважины и необходимости установки промежуточных колонн необходимо построение графика совмещённых давлений. На рисунке 3 представлен график совмещённых давлений.

Анализ совмещенного графика давлений позволяет сделать заключение, что зон несовместимых по условиям бурения в разрезе нет.

Поэтому проектируется двухколонная конструкция скважины.

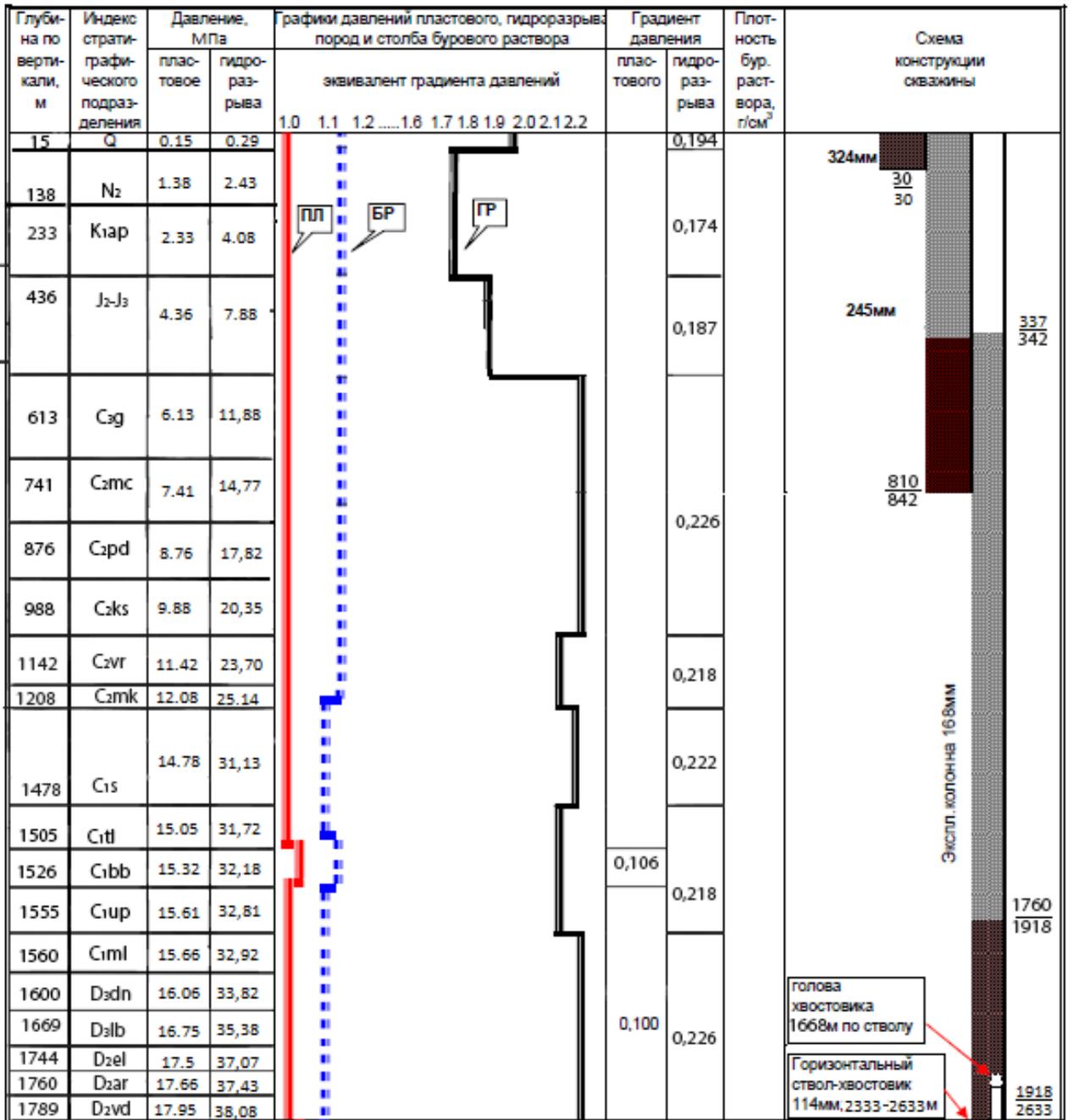


Рисунок 3 – График совмещенных давлений

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

Мощность четвертичных отложений составляет 15 метров, поэтому предварительный расчет глубины спуска направления составляет 30 м с учетом посадки башмака в устойчивые горные породы.

Расчетное значение глубины спуска кондуктора составляет 810 м. С учетом того, что величина перекрытия осложненных интервалов должна составлять не менее 50 метров, выбираем проектную глубину спуска равную расчетной.

Глубина спуска эксплуатационной колонны, исходя из проектных условий, составляет 1760 м.

Глубина спуска хвостовика составляет 1778 м, исходя из его расположения в центре толщи продуктивного пласта.

Данные о глубинах спуска обсадных колонн приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Глубины спуска обсадных колонн

Название колонны	Глубина спуска, м	
	По вертикали	По стволу
Направление	30	30
Кондуктор	810	842
Эксплуатационная колонна	1760	1918
Хвостовик	1778	2633

### 2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности предусматриваются следующие интервалы цементирования:

Направление и кондуктор цементируются на всю длину.

Эксплуатационная колонна для газовых скважин цементируется с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту не менее 500 м.

В случае цементирования хвостовика высота подъема тампонажного раствора ограничивается высотой расположения подвесного устройства (250 м выше башмака ЭК).

Интервалы цементирования представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Интервалы цементирования

Название колонны	Интервал цементирования, м	
	По вертикали	По стволу
Направление	0-30	0-30
Кондуктор	0-810	0-842
Эксплуатационная колонна	337-1760	342-1918
Хвостовик	1591-1778	1668-2633

### 2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу-вверх. При этом исходным является диаметр хвостовика, который дан в задании на проектирование и равен 114,3 мм.

На рисунке 4 и в таблице 4 отображена проектная конструкция скважины.



Рисунок 4 – Проектная конструкция скважин

## 2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

По расчетам было получено максимальное устьевое давление  $P_{\text{мy}}=15,75$  МПа. Исходя из этого, выбираем тип колонной головки и превенторного оборудования.

Выбирается ОКК1-21-168-245 ОТТМ, которая предназначена для обвязки двух обсадных колонн диаметрами 168 мм и 245 мм с максимальным рабочим давлением 21 МПа.

В качестве превенторной установки выбирается 6 схема, рассчитанная на рабочее давление 35 МПа с условным диаметром прохода превенторного блока 350 мм и манифольдом с условным диаметром прохода 80 мм: ОП6-340/80x21, ГОСТ 13862-90.

## 2.3 Углубление скважины

### 2.3.1 Выбор способа бурения

Выбор способа бурения определяет многие технические решения – режимы бурения, бурильный инструмент, гидравлическую программу, тип буровой установки и, как следствие, технологию крепления скважины. Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам скважины

<b>Интервал, м</b>	<b>Обсадная колонна</b>	<b>Способ бурения</b>
0-30	Направление	Роторный
30-842	Кондуктор	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
842-1918	Эксплуатационная колонна	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
1918-2633	Хвостовик	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
1790-1924	Пилотный ствол	Роторный

### 2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото диаметром 393,7 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и рыхлыми горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

Для бурения интервалов под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик, проектируются PDC долота диаметрами 269,9 мм, 215,9 мм и 142,9 мм соответственно, которые обеспечат максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервалы сложены средними и твердыми, абразивными горными породами, преимущественно известняками. Данный выбор позволит обеспечить наибольшие скорости бурения и высокие проходки на долото, что позволит снизить количество СПО. Все долота производит ОАО «ВолгаБурМаш».

В таблице 5 представлена характеристика выбранного породоразрушающего инструмента.

Таблица 5 – Выбор породоразрушающего инструмента

Интервал		0-30	30-842	842-1918	1918-2633
Шифр долота		БМ 393,7 GRDP 215	БМ 295,3 FD 519 SM	БМ 215,9 FD 713 MH	БМ 142,9 FD 613 M
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9	142,9
Тип горных пород		M	MC	CT	CT
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-152	3-117	3-88
	API	7 5/8 Reg	6 5/8 Reg	4 1/2 Reg	3 1/2 Reg
Длина, м		0,4	0,4	0,3	0,25
Масса, кг		187	75	45	16,7
G, т	Рекомендуемая	17 т	1 т	1 т	1 т
	Предельная	31 т	13 т	13 т	6 т
n, об/мин	Рекомендуемая	40	60	60	60
	Предельная	300	400	350	250
Расход л/с			55-62	30-37	10-15

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

пород

В таблице 6 представлено проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения. Для всех интервалов принимались осевые нагрузки на основе статистических, аналитических и допустимых нагрузок на долото.

Все нагрузки рассчитаны по методике расчета осевых нагрузок. Выбирается большее из статической и аналитической величин и сравнивается с предельно допустимой нагрузкой на долото. Для всех интервалов выбраны расчетные величины нагрузок.

Таблица 6 –Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-30	30-842	842-1918	1918-2633
<b>Исходные данные</b>				
$\alpha$	1	1	1	1
$R_{ш}$ , кг/см <sup>2</sup>	3500	20000	20000	12500
$D_d$ , см	39,37	29,53	21,59	14,29
$\eta$	1	-	-	-
$\delta$ , см	1,5	-	-	-
$q$ , кН/мм	0,2	0,3	0,4	0,5
$G_{пред}$ , кН	304	127	127	59
<b>Результаты проектирования</b>				
$G_1$ , кН	103,35	22	41	22
$G_2$ , кН	78	50,6	46,6	28,6
$G_3$ , кН	248	102	102	47
$G_{проект}$ , кН	78	50,6	46,6	28,6

### 2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. Для интервала под направление (0-30 м) проектируется частота вращения 80 об/мин, так как это максимальное значение частоты вращения ротора.

В таблице 7 представлено проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения.

Таблица 7 – Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения

Интервал	0-30	30-842	842-1918	1918-2633
<b>Исходные данные</b>				
$V_{л}, \text{ м/с}$	3	2	2	2
$D_{д}$	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
$\tau, \text{ мс}$	6	-	-	-
$z$	24	-	-	-
$\alpha$	0,8	-	-	-
<b>Результаты проектирования</b>				
$n_1, \text{ об/мин}$	146	97	133	200
$n_2, \text{ об/мин}$	270,8	-	-	-
$n_3, \text{ об/мин}$	657	-	-	-
$n_{\text{проект}}, \text{ об/мин}$	80	100	135	200

### 2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для интервала бурения под кондуктор проектируется винтовой забойный двигатель ДР-240, для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДР-178, для бурения интервала под хвостовик проектируется ДР-127. Все запроектированные винтовые забойные двигатели имеют регулировку угла перекоса, что позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород, которые так же соответствует всем необходимым требованиям. В таблице 8 представлено проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения. В таблице 9 представлены технические характеристики запроектированных забойных двигателей.

Таблица 8 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		30-842	842-1918	1918-2633
<b>Исходные данные</b>				
$D_d$	м	0,2953	0,2159	0,1429
	мм	295,3	215,9	142,9
$G_{oc}$ , кН		50,6	46,6	28,6
$Q$ , Н*м/кН		1,5	1,5	1,5
<b>Результаты проектирования</b>				
$D_{зд}$ , мм		236,24-265,77	172,72-194,31	114,32-128,61
$M_p$ , Н*м		2022	1384	604,5
$M_o$ , Н*м		147,65	108	71,45
$M_{уд}$ , Н*м/кН		37	27,4	18,65

Таблица 9 – Технические характеристики забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости л/с	Число оборотов, об/мин	Максималь ный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДР-240	30-842	240	6,917	1875	30-50	85-150	9-12	60-140
ДР-178	842-1918	178	8,29	1225	19-38	80-170	10-15	60-200
ДР-127	1918-2633	127	5,538	400	10-20	120-240	3,8-5,5	40-95

### 2.3.6 Расчет требуемого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового параметра, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблицах 10 и 11.

Таблица 10 – Проектирование расхода бурового раствора

Интервал	0-50	50-930	930-2925	2925-2940
<b>Исходные данные</b>				
$D_d$ , м	0,3937	0,2953	0,2159	0,1429
$K$	0,6	0,5	0,5	0,4
$K_k$	1,26	1,25	1,16	1,05
$V_{кр}$ , м/с	0,15	0,15	0,12	0,11
$V_m$ , м/с	0,01	0,0083	0,0042	0,003
$d_{от}$ , м	0,127	0,127	0,127	0,127
$d_{мах}$ , м	0,178	0,24	0,178	0,127
$d_{нмах}$ , м	0,025	0,0143	0,01	0,007
$n$	3	7	7	6
$V_{кпмин}$ , м/с	0,5	0,5	0,5	0,5
$V_{кпмах}$ , м/с	1,3	1,3	1,5	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	0,02	0,02	0,02	0,02
$\rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	1,16	1,15	1,1	1,08
$\rho_п$ , г/см <sup>3</sup>	2,2	2,36	2,56	2,6
<b>Результаты проектирования</b>				
$Q_1$ , л/с	73	34	14,6	6,4
$Q_2$ , л/с	76	44	18	7,8
$Q_3$ , л/с	166	55	31	12,2
$Q_4$ , л/с	73	36	19,5	7,35
$Q_5$ , л/с	44	47	27	10
$Q_6$ , л/с	-	30-50	19-38	10-20
<b>Дополнительные проверочные расчеты</b>				
$Q_{табл}$ , л/с	-	30-50	19-38	10-20
$\rho_{табл}$ , кг/м <sup>3</sup>	1000	1000	1000	1000
$\rho_{бр}$ , кг/м <sup>3</sup>	-	1140		
$M$ , Н*м	-	2022	848	482
$M_{табл}$ , Н*м	-	12000	15000	5500
$m$	2	2	1	1
$n$	0,9	0,9	0,9	1
$Q_n$ , л/с	46	36,4	36,4	15
$Q_{пров1}$ , л/с	-	15,4	8,3	5
$Q_{пров2}$ , л/с	82,8	65,5	32,7	13,5

Таблица 11 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-30	30-842	842-1918	1918-2633
<b>Исходные данные</b>				
$Q_1$ , л/с	73	34	14,6	6,4
$Q_2$ , л/с	76	44	18	7,8
$Q_3$ , л/с	166	55	31	12,2
$Q_4$ , л/с	73	36	19,5	7,35
$Q_5$ , л/с	44	47	27	10
$Q_6$ , л/с	-	30-50	19-38	10-20
<b>Запроектированные значения расхода бурового раствора</b>				
$Q$ , л/с	78	48	30	11
<b>Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)</b>				
$Q_{тн}$ , л/с	-	50	38	20

Продолжение таблицы 11

$\rho_1$ , кг/м <sup>3</sup>	1000	1000	1000	1000
$\rho_{бр}$ , кг/м <sup>3</sup>	1,16	1,15	1,1	1,08
$M_{тб}$ , Н*м	-	12000	15000	5500

### 2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

В таблице 12 представлено проектирование КНБК по интервалам бурения. Проверка выбора КНБК и расчет гидравлической программы был проведен в программе «БурСофтПроект».

Таблица 12 – Проектирование КНБК по интервалам бурения

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	0	30	Долото ВБМ 393,7 GRDP 215	187	0,4	Бурение вертикального участка под направление, проработка ствола перед спуском направления
			Калибратор КЛ 393,7 М	473	1,3	
			Переводник П-161/177	63	0,53	
			УБТ-203*80 Д	5160	24	
			Переводник П-133/161	60	0,521	
			ПК 127*9,19 Е	214	8	
Σ				6157	34,75	
№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Назначение
	от	до				
2	30	842	Долото ВБМ 295,3 FD 519 SM	75	0,4	Бурение вертикального участка (30-150 м), интервала набора зенитного угла (150-303 м), участка стабилизации (303-842 м) под кондуктор, проработка ствола перед спуском кондуктора
			Калибратор КЛС 295,3 МС	313	1,3	
			Переводник Н-152/152	51	0,55	
			ДР-240	1950	9	
			КОБ-203	112,6	0,77	
			ПК-240	107	0,587	
			Переводник П-161/171	60	0,521	
			НУБТ-203*80 Д Geo Trend	2568	12	
			ФД-203	130	0,723	
			Переводник П-147/161	59	0,51	
			УБТ-178*80 Д	1744,8	12	
			Переводник П-121/147	56	0,5	
			УБТ-146*71 Д	1236	12	
			Переводник П-133/121	55	0,5	
ПК 127*9,19 Е	24960	800				
Σ				33477,4	851,361	
№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Назначение
	от	до				
3	1790	1924	Долото ВБМ 215,9 FD 713 МН	45	0,3	Бурение участка стабилизации (1790-1889 м), отбор керна (1889-1924 м).
			Калибратор КЛС 215,9 СТ	150	0,39	
			Переводник Н-117/117	49	0,5	
			ДР-178	985	8,29	
			КОБ-172	105	0,927	
			ПК-172	78	0,617	
			НУБТ-178*80 Д Geo Trend	1970	12	
			ФД2-178-01	69	0,6	
			Переводник П-133/147	56	0,5	
ПК 127*9,19 Е	9360	300				

Продолжение таблицы 12

			ТБТ 127	3460	48	
			ЯМБ-172Н	107	2,24	
			ТБТ 127	1730	24	
			ПК 127*9,19 Е	39836	1492	
			Σ	58000	1890	
			Буровая головка ВБМ 215,9/100 СВ 913 SM	25	0,224	
			Керноотборник КИС – 168/100	1800	35	
			Переводник П-147/171	56	0,93	
			КОБ-172	105	0,927	
			ПК-172	78	0,617	
			НУБТ-178*80 Д Geo Trend	1968	12	
			ФД2-178-01	69	0,6	
			Переводник П-121/147	56	0,5	
			УБТ-146*71 Д	1236	12	
			Переводник П-133/121	56	48	
			ПН 127*9,19 Е	48412	1813	
			Σ	53861	1924	
№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Назначение
	от	до				
4	842	1918	Долото ВБМ 215,9 FD 713 МН	45	0,3	Бурение наклонного участка (842-1678 м), интервала набора зенитного угла (1678-1918 м) под эксплуатационную колонну, проработка ствола перед спуском эксплуатационной колонны
			Калибратор КЛС 215,9 СТ	150	0,93	
			Переводник Н-117/117	49	0,5	
			ДР-178	985	8,29	
			КОБ-172	105	0,927	
			ПК-172	78	0,617	
			НУБТ-178*80 Д Geo Trend	1970	12	
			ФД2-178-01	69	0,6	
			Переводник П-133/147	56	0,5	
			ПК 127*9,19 Е	9360	300	
			ТБТ 127	3460	48	
			ЯМБ-172Н	107	2,24	
ТБТ 127	1730	24				
ПК 127*9,19 Е	45070	1688				
			Σ	88194	2886,9	
№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Назначение
	от	до				
5	1918	2633	ВБМ 142,9 FD 613 М	15	0,25	Бурение интервала набора зенитного угла (1918-1979 м), интервала набора зенитного угла (1979-2333 м), горизонтального участка (2333-2633 м) под хвостовик, проработка ствола перед спуском хвостовика.
			Калибратор КЛС 142,9 СТ	42	0,44	
			Переводник Н-88/88	39	0,5	
			ДР-127	405	5,54	
			КОБ-127	40	0,65	
			ПК-127	28	0,48	
			НУБТ-121*51 Д Geo Trend	12800	16	
			ФД2-121-01	69	0,508	
			Переводник П-73/102	23	0,42	
			ПН 89*9,35 Е	9179	435	
			ТБТ 89	2500	50	
			Переводник П-86/73	23	0,42	
			ЯГМ-110	50	4,37	
			Переводник П-73/86	23	0,42	
ТБТ 89	2500	50				
ПН 89*9,35 Е	43719	2072				
			Σ	71455	2637	

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

Бурение интервала под направление начинается на *глинистом* свежеприготовленном растворе. При бурении под направление для снижения ПФ (показателя фильтрации) и увеличения вязкости глинистый раствор обрабатывается каустической содой.

При бурении интервала под кондуктор проходят сквозь слой неустойчивых глинистых отложений. В связи с этим требуется решать следующие основные проблемы: укрепление стенок скважины, увеличение выносной способности бурового раствора. Данные проблемы решаются с использованием высокоэффективных полимеров - структурообразователей, поддержания низкой температуры, образования прочной фильтрационной корки, создания высокой скорости потока раствора. Для бурения под кондуктор проектом предусматривается буровой раствор, приготовленный из бентонитового глинопорошка, обработанный химическими реагентами (*полимерглинистый* раствор).

При бурении интервала под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и водопроявлений, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты и интервал искривления. При бурении под эксплуатационную колонну лучшим вариантом является использование *полимерглинистого* раствора.

При бурении интервала под хвостовик главная проблема - это сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта. Лучшим вариантом является использование KCL/полимерного (*биополимерного*) раствора, который предотвращает набухание глинистых минералов и создает непроницаемую фильтрационную корку.

Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки, которая включает отечественное оборудование, которое обеспечит наилучшую очистку раствора от выбуренной горной породы. При

необходимости дегазации БР в данную схему включается установка дегазации Акрос АКР 270.

В таблице 13 приведены проектные параметры бурового раствора по интервалам бурения. В таблице 14 – компонентный состав раствора.

На рисунке 5 представлена технологическая схема очистки бурового раствора.

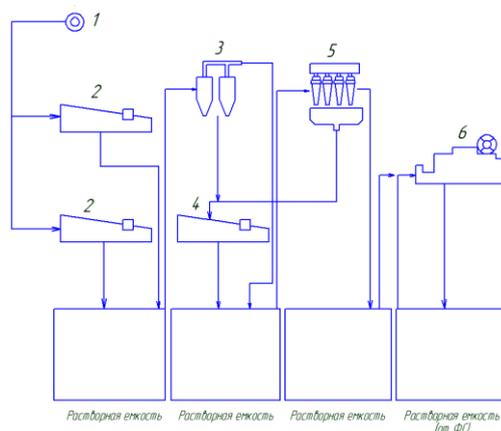


Рисунок 5 - Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – вибросито Акрос Falcon 4; 3 – пескоотделитель ПГ-60; 4 – вибросито Акрос Falcon; 5 – илоотделитель ИГ-60; 6 – центрифуга Акрос АКР – 363.

Таблица 13 – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

<b>Исходные данные</b>										
Интервал бурения (по стволу), м		К	Р <sub>пл</sub> , МПа	Н, м	g, м/с <sup>2</sup>	ρ <sub>бр</sub> , кг/м <sup>3</sup>	К	d, м		
от	до									
0	30	1,1	0,3	30	9,81	1200	1,5	0,003		
30	842	1,1	8,1	810	9,81	1200	1,5	0,003		
842	1918	1,1	17,6	1760	9,81	1200	1,5	0,003		
1918	2633	1,05	17,8	1778	9,81	1200	1,5	0,003		
<b>Результаты проектирования</b>										
Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см <sup>3</sup>	СНС <sub>1</sub> , дПа	СНС <sub>10</sub> , дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	рН	Содержа- ние песка, %	ДНС, Па	ПВ, мПа*с
от	до									
0	30	1,16	-	-	30-40	-	-	до 2	-	-
30	842	1,15	10-30	20-60	20-35	6-10	8-9	до 1,5	40-80	10-18
842	1918	1,1	10-30	20-60	20-35	6-10	8-9	до 1,5	40-80	10-18
1918	2633	1,08	30-40	40-70	40-50	4-6	8-10	-	60-100	10-15

Таблица 14 – Описание компонентного состава бурового раствора по интервалам бурения

<b>Интервал (по стволу), м</b>		<b>Название (тип) бурового раствора и его компонентов</b>
<b>от (верх)</b>	<b>до (низ)</b>	
0	30	Глинистый раствор Техническая вода, Глинопорошок ПБМБ, NaOH, Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>
30	842	Полимер-глинистый раствор Техническая вода, Глинопорошок ПБМБ, NaOH, ПАА, Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> , ПАЦ НВ, ПАЦ ВВ, смазывающая добавка, мел
842	1918	Полимер-глинистый раствор Техническая вода, Глинопорошок ПБМБ, NaOH, ПАА, Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> , ПАЦ НВ, ПАЦ ВВ, смазывающая добавка, мел
1918	2633	Биополимерный раствор Техническая вода, NaOH, KCl, CaCO <sub>3</sub> , бактерицид, Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> , крахмал, пеногаситель, смазывающая добавка

В таблице 15 приведены результаты расчета системы бурового раствора.

Таблица 15 – Результаты расчета системы бурового раствора под интервал «0-2633»

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
0	30	30	393,7	-	1,26	<b>V=3,65</b>
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						<b>V<sub>фил</sub> =0,37</b>
Расчетные потери бурового раствора при очистке						<b>V<sub>пот</sub> =3,17</b>
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						<b>V<sub>спо</sub> =0,15</b>
Объем раствора в конце бурения интервала						<b>V<sub>1</sub> =4,6</b>
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						<b>V<sub>бр</sub> =18,6</b>
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						<b>V<sub>перев1</sub> =7</b>
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
30	842	812	295,3	306,9	1,26	<b>V=58</b>
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						<b>V<sub>фил</sub> =7,2</b>
Расчетные потери бурового раствора при очистке						<b>V<sub>пот</sub> =48</b>
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						<b>V<sub>спо</sub> =4</b>
Объем раствора в конце бурения интервала						<b>V<sub>2</sub> =72,2</b>
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						<b>V<sub>бр</sub> =208,6</b>
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						<b>V<sub>перев1</sub> =7</b>
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						<b>V<sub>2'</sub> =201,6</b>
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						<b>V<sub>перев2</sub> =75</b>
Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
842	1918	1076	215,9	226,7	1,24	<b>V=73,4</b>
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						<b>V<sub>фил</sub> =7,2</b>
Расчетные потери бурового раствора при очистке						<b>V<sub>пот</sub> =33,5</b>
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						<b>V<sub>спо</sub> =5,4</b>
Объем раствора в конце бурения интервала						<b>V<sub>3</sub> =82,8</b>
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						<b>V<sub>бр</sub> =216,6</b>
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						<b>V<sub>перев2</sub> =75</b>
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						<b>V<sub>3'</sub> =141,6</b>

Продолжение таблицы 15

Хвостовик Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
1918	2633	715	142,9	153,7	1,2	V=47
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V <sub>фил</sub> =3,2
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V <sub>пот</sub> =7,6
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V <sub>спо</sub> =3,6
Объем раствора в конце бурения интервала						V <sub>з</sub> =34,2
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						V <sub>бр</sub> =87,8
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V <sub>перев2</sub> =0
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						V <sub>з'</sub> =87,8

В таблице 16 представлены результаты расчетов потребного количества реагентов.

Таблица 16 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Расход реагента	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов	
				Итого	
				кг	уп
Каустическая сода	Регулирование щелочности среды	0,7-1,2 0,4-0,5 2-2,1 2-2,1	25	675	27
Глинопопорошок	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	213 40 40	1000	16939	17
Полиакриламид	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,2 -0,5	25	200	8
ПАЦ НВ	Регулятор фильтрации	5	25	1716	69
ПАЦ ВВ	Регулятор реологических свойств	1,2	25	412	17
Смазывающая добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	3-5 3-5 18-24	25	1875	75

Продолжение таблицы 16

Ксантановая камедь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	3,4 – 3,6	25	375	15
KCL	Подавление гидратации и набухания глины	30-50	1000	4400	5
Крахмал	Регулятор фильтрации	16-18	25	1750	70
Карбонат кальция 5 мкр	Регулирование плотности, кольматация каналов	50 27	1000	13800	14
Карбонат кальция 50 мкр	Регулирование плотности	52 30	1000	14700	15
Карбонат кальция 150 мкр	Регулирование плотности	50 27	1000	13800	14
Бактерицид	Защита от микробиологич. деструкции	0,4-0,5	25	50	2
Пеногаситель	Предотвращение пенообразования	0,4-0,5	25	50	2
Кальценированная Сода	Снижение жесткости раствора	50	50	22490	450

Помимо этого, требуется наличие кольматанта, представляющего собой резиновую крошку и скорлупу, в количестве 70-100 тонн.

### **2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины**

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин. Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под хвостовик. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные. Гидравлическая программа промывки скважины была спроектирована в программе «БурСофтПроект».

В таблицах 17-19 представлены результаты гидравлической промывки.

Таблица 17 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см <sup>2</sup> к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					Кол-во	Диаметр		
<b>Под направление</b>									
0	30	Бурение	0,58	0,057	Переферийная	3	17	102,3	491,7
<b>Под кондуктор</b>									
30	842	Бурение	0,48	0,069	Переферийная	5	20,6	28,5	25,8
<b>Под отбор керна</b>									
1889	1924	Отбор керна	0,97	0,063	Переферийная	9	14	32,7	37,5
<b>Под эксплуатационную колонну</b>									
842	1918	Бурение	0,64	0,082	Переферийная	7	12	37,9	30,5
<b>Под хвостовик</b>									
1918	2633	Бурение	0,66	0,077	Переферийная	6	7	53,4	24,9

Таблица 18 - Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
От (верх)	До (низ)				КПД	Диаметр цилиндрических втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup>	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
0	30	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	100	170	192,6	0,85	125	34,85	69,7
30	842	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	100	170	192,6	0,85	85	23,7	47,4
1889	1924	ОТБОР КЕРНА	УНБТ-950	1	100	170	192,6	0,85	85	23,7	47,4
842	1918	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	100	170	173,3	0,85	125	30	30
1918	2633	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	100	140	293,4	1	55	12,32	12,32

Таблица 19 - Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см <sup>2</sup>	Потери давления (в кгс/см <sup>2</sup> ) для конца интервала в				
				Элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
От (верх)	До (низ)			Насадках долота	Забойном двигателе			
0	30	БУРЕНИЕ	92,3	70,5	0	11,7	0,1	10
30	842	БУРЕНИЕ	88,5	5,5	33,8	35,9	3,3	10
1889	1924	ОТБОР КЕРНА	89,7	6,4	0	36,5	7,1	10
842	1918	БУРЕНИЕ	125,5	10,2	55,1	35,8	14,5	10
1918	2633	БУРЕНИЕ	181,4	20,2	61,6	62,4	35,2	2

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

Отбор керна является ответственной и весьма трудоемкой операцией, поэтому необходимо произвести выбор и обоснование породоразрушающего инструмента (бурильной головки), керноприемного устройства, спроектировать режим бурения, обеспечивающий максимальный вынос керна. В таблице 20 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна.

Таблица 20 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал	Технические средства для отбора керна	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
1889-1924	ВБМ 215,9/100 СВ 913 SM KIS 168/100	5	80	25

## 2.4 Проектирование процессов заканчивания

### 2.4.1 Расчет обсадных колонн

Исходные данные к расчету представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{\text{прод}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1000	плотность буферной жидкости $\rho_{\text{буф}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1100
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр обл}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1500	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{тр н}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1900
плотность нефти $\rho_{\text{н}}$ , кг/м <sup>3</sup>	771	глубина скважины, м	1760
высота столба буф. жидкости $h_1$ , м	337	высота столба тампонажного раствора норм. плотности $h_2$ , м	400
высота цементного стакана $h_{\text{ст}}$ , м	10	дин. уровень скважины $h_{\text{д}}$ , м	1185

### 2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны.

#### 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.

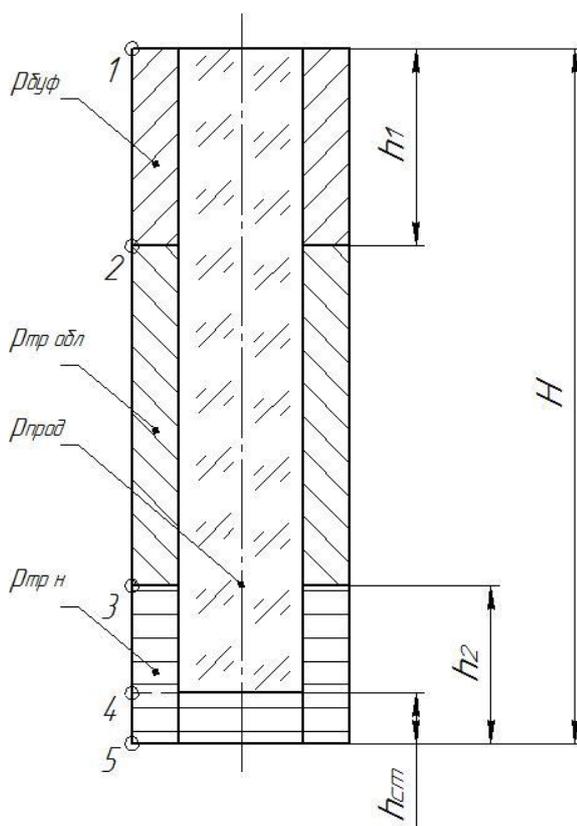


Рисунок 6 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

В таблице 22 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 22 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом устьевом давлении

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	337	1360	1750	1760
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,63	5,45	8,96	8,96

В связи с тем, что внутреннее давление в конце эксплуатации флюида ( $4,43$  МПа) меньше давления при испытании обсадных колонн на герметичность путем снижения уровня жидкости ( $9,6$  МПа), наиболее опасным является случай в конце эксплуатации.

## 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.

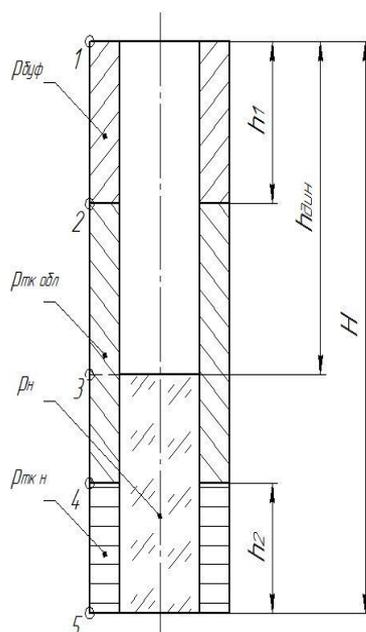


Рисунок 7 Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

В таблице 23 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 23 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	337	1185	1360	1760
Наружное избыточное давление, МПа	0	3,7	13,25	13,87	16,5

Эпюра наружных избыточных давлений представлена на рисунке 8.

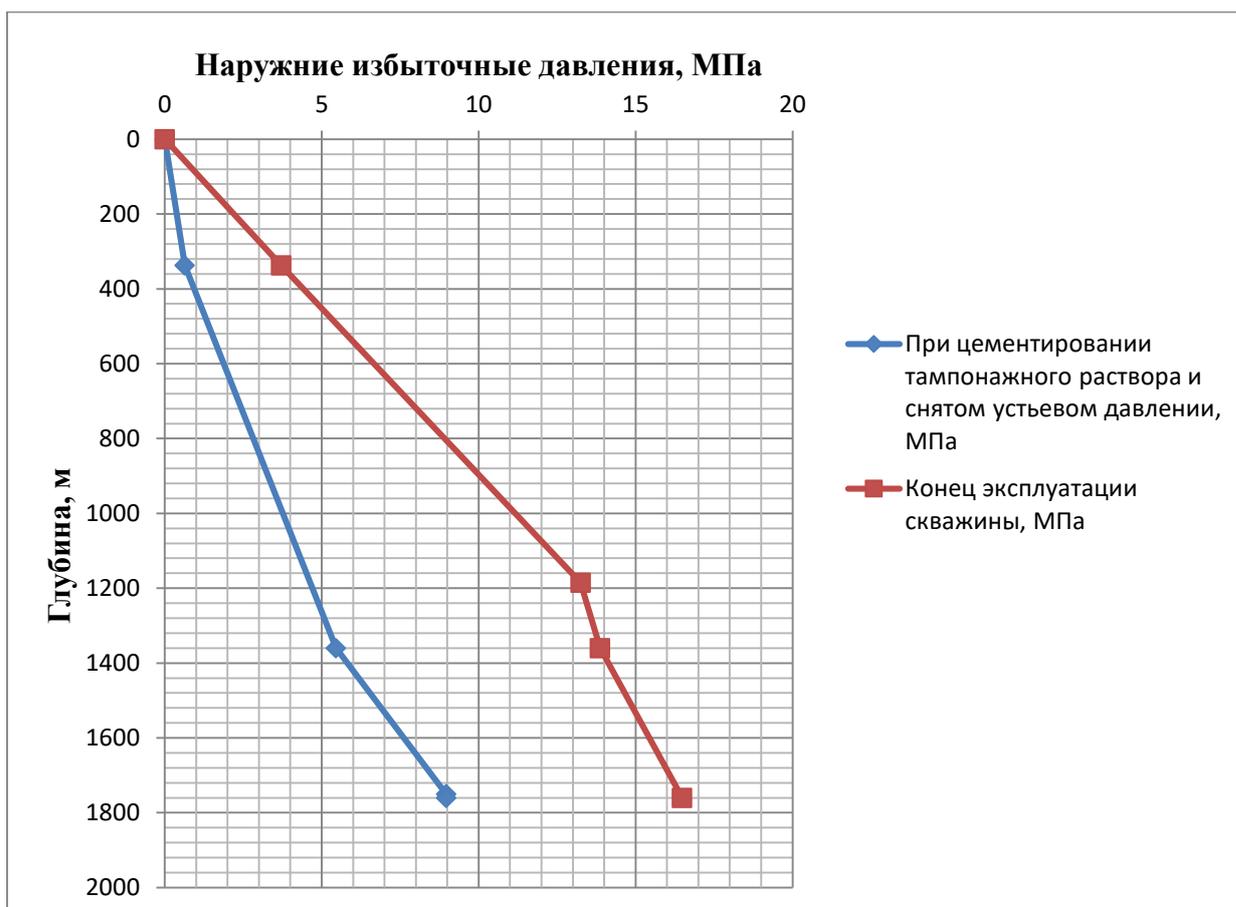


Рисунок 8 – Эпюра наружных избыточных давлений

#### 2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для наружных избыточных давлений для периода времени, когда они достигают максимальных давлений. Имеются два таких случая.

1. при цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.
2. при опрессовке колонны с целью проверки её герметичности.

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

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

Максимальное давление в цементирующей головке  $P_{цг}$  составляет 16,4 МПа.

В таблице 24 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

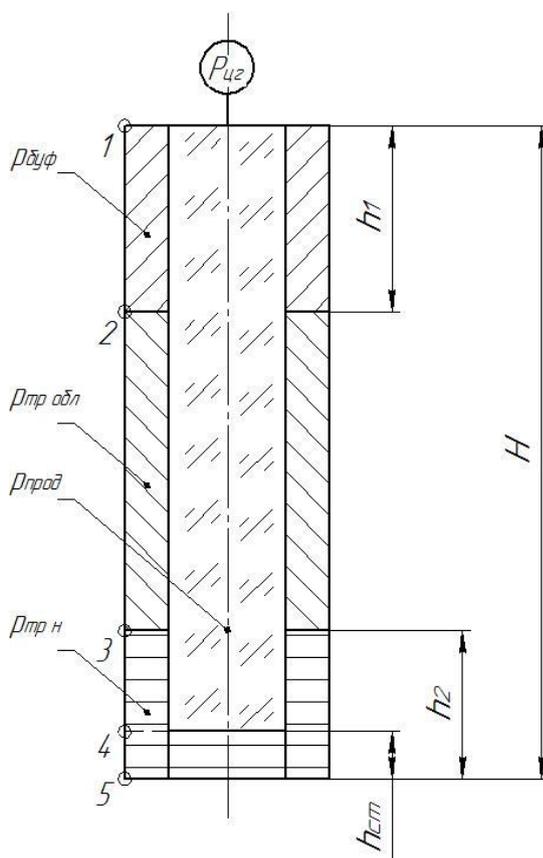


Рисунок 9 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементирующей головке достигает максимального значения

Таблица 24 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	337	1360	1750	1760
Внутреннее избыточное давление, МПа	16,4	21,86	10,83	7,32	7,32

**2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны**

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

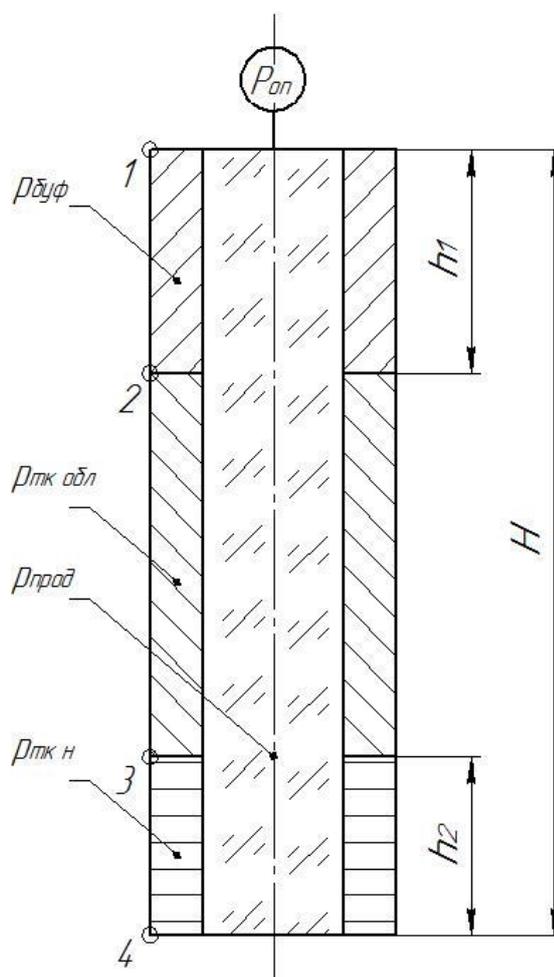


Рисунок 10 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

Давление опрессовки  $P_{оп}$  составляет 9,5 МПа.

В таблице 25 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

Таблица 25 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны

Номер точки	1	2	3	4
Глубина расположения точки, м	0	337	1360	1760
Внутреннее избыточное давление, МПа	9,5	9,16	7,89	6,18

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 11.

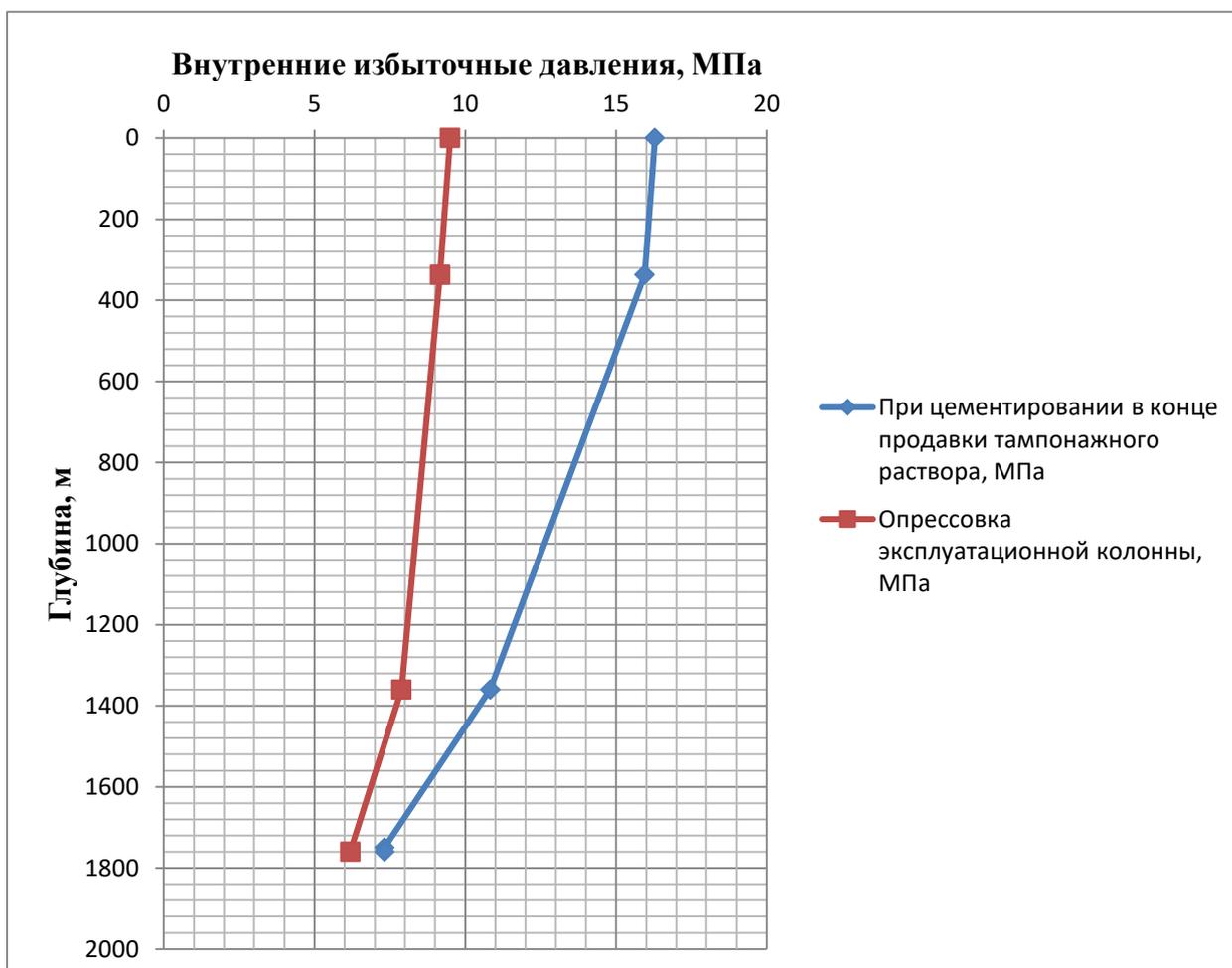


Рисунок 11 – Эпюра внутреннего избыточного давления

### 2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Расчитанные параметры секций представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кН			Интервал установки, м
				1 м трубы	секции	суммарный	
1	Д	7,3	1918	0,294	564,9	564,9	0-1918

## 2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

### 2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{сскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 * P_{зр}, 26,76 \leq 35,6$$

Условие недопущения гидроразрыва выполняется, следовательно проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

### 2.4.2.2 Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости и определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 27.

Таблица 27 – Количество составных компонентов тампонажной смеси

Наименование жидкости	Объем жидкости, м <sup>3</sup>	Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	Объем воды для приготовления жидкости, м <sup>3</sup>	Наименование компонента	Масса компонента, т
Продавочная жидкость	36,24	1000	36,24	Техническая вода	36,24
Буферная жидкость №1	4,44	-	~4,5	МБП-СМ	0,311
Буферная жидкость №2	17,78	-	~17,5	МБП-ПВ	0,267
Тампонажный раствор нормальной плотности	11,62	1900	8,33	ПЦТ - II - 100	15,15
				НТФ	0,0048
Облегченный тампонажный раствор	22,75	1500	19,58	ПЦТ - III - Об (5) - 100	17,58
				НТФ	0,0093

### 2.4.2.3 Гидравлический расчет цементирования скважины

#### 2.4.2.3.1 Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования

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

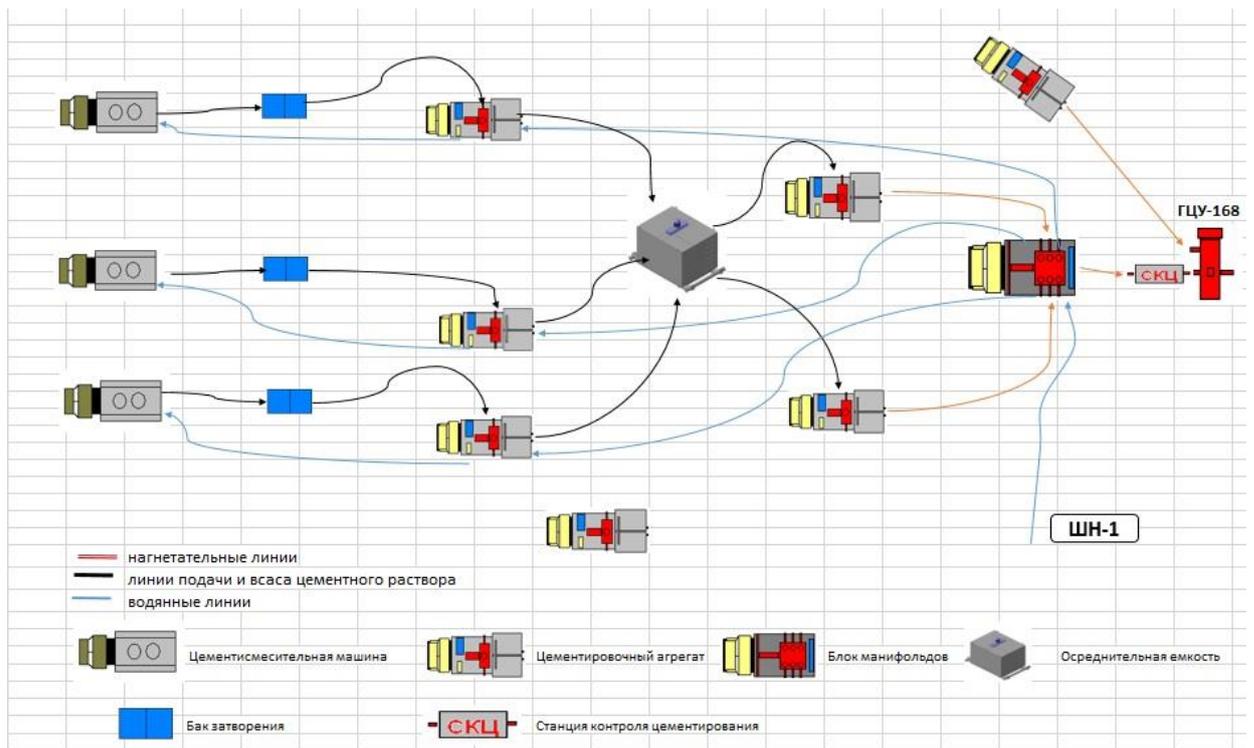


Рисунок 12– Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

### 2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Спроектированная технологическая оснастка представлена в таблице 28.

Таблица 28 – Технологическая оснастка обсадных колонн

	<b>Элементы технологической оснастки</b>					
	<b>Башмак</b>	<b>Клапан обратный</b>	<b>Подвеска</b>	<b>Центратор</b>	<b>Цементировочная головка</b>	<b>Пробка продавочная</b>
<b>Направление</b>	БКП-324 ОТТМ	ЦКОД-324 ОТТМ	-	ЦЦ2-324/394 (2 шт.)	ГЦУ-324-340	ПРП-Ц-324
<b>Кондуктор</b>	БКП-245 ОТТМ	ЦКОД-245 ОТТМ	-	ЦЦН-245/295 (18 шт.)	ГЦУ-245	ПРП-Ц-245
<b>Эксплуатационная колонна</b>	БКП-168 ОТТМ	ЦКОД-168 ОТТМ	-	ЦЦН-168/216 (65 шт.)	ГЦУ-168	ПРП-Ц-168
<b>Хвостовик</b>	БКП-Вр-114	ЦКОД-114 ОТТМ	ТГС-114.000-02	ЦЦН-114/155 (90 шт.)	ГЦУ-114	ПРП-Ц-114
<b>Производитель</b>	ЗАО «Удмурские долота»; ООО «Буровые инновационные технологии»	ООО «НГПО»	ЗАО «Удмурские долота»	ЗАО «Удмурские долота»	ООО НТЦ «Кубань-Сервис»	ООО НТЦ «Кубань-Сервис»

#### 2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта будет использован кумулятивный перфоратор. Мощность продуктивного пласта согласно геологическим данным составляет 13 м (гл. 1771-1784 м), а длина горизонтального участка 300 м.

Кумулятивный корпусный перфоратор однократного использования ПКТ73 предназначен для проведения прострелочно-взрывных работ в нефтяных скважинах с температурой до 150°C.

При учете спуска перфоратора на трубах НКТ, максимальная длина составляет 500 м, следовательно, перфорация будет осуществлена за один рейс.

Основные технические характеристики перфоратора представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Основные технические характеристики

Обозначение	Поперечный габарит, мм/минимальный проходной диаметр колонны труб, мм	Минимальное/максимальное давление применения, МПа	Максимальная длина перфоратора (на кабеле/ на трубах), м	Заряд		Максимальная плотность перфорации, отв./м	Параметры пробивной способности	
				Обозначение	Масса ВВ, г		По бетонной мишени контроля качества	
							Глубина пробития, мм	Диаметр входных отверстий, мм
ПКТ 73	73/88	0,1/10 0	10/500	ЗПКТ7 3-ДЦ	15	20	750	8

Для вызова притока выбран метод свабирования.

Сваб представляет собой трубу, в верхней части которой расположен клапан, открывающийся вверх. Конструкция сваба представлена на рисунке 13. Сваб опускается в колонну НКТ на тонком стальном канате. Уплотнение пространства между свабом и внутренним диаметром НКТ осуществляется 3-4 резиновыми манжетами, армированными проволочной сеткой. Сваб движется вниз под действием груза, прикрепленного к его низу. При этом клапан открывается и жидкость, находящаяся в колонне НКТ, свободно проходит в пространство выше сваба. При движении сваба вверх клапан закрывается и зашедшая жидкость выталкивается на поверхность.

Для проведения операций по свабированию выбирается скважинное оборудование КС 62, которое включает в себя: узел заделки каната, шаблон, штанга, скрепер, ударник сваба, извлекатель сваба, сваб, штанга грузовая.

Испытания скважины будут проводиться в пилотном стволе с помощью пластоиспытателя на колонне бурильных труб.

### **Комплекс испытательного оборудования КИИ 3-146**

Комплекс предназначен для гидродинамических исследований пластов, вскрытых в процессе бурения разведочных, поисковых, опорно-параметрических скважин в открытом стволе диаметром от 187 до 295 мм и обсадной колонне диаметром от 219 до 324 мм.

Управление комплексом осуществляется посредством вращением и вертикальным перемещением труб.

На рисунке 14 изображен состав комплекса испытательного оборудования КИИ 3-146.

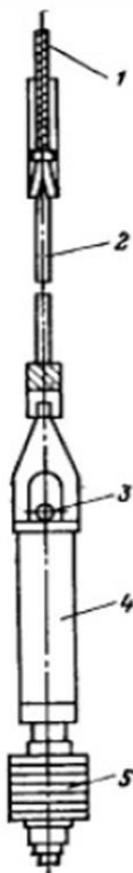


Рисунок 13 – Устройство  
сваба:

1 – Канат, 2 – Подвеска,  
3 – Клапан, 4 – Патрубок,  
5 – Поршень.



Рисунок 14 – Состав комплекса  
испытательного оборудования КИИ 3-146:

1 – Испытатель пластов ИПМ1-146У,  
2 – Клапан запорно-поворотный  
многоцикловый ЗПКМ2-146М, 3 – Клапан  
циркуляционный комбинированный КЦК-  
146, 4 – Раздвижной механизм РМЗ-146,  
5 – Пакер ПЦР2-146 и ПЦ-178, 6 – Яс  
гидравлический ЯГЗ 3-146, 7 – Замок  
безопасный ЗБ-146, 8 – Якорь ЯК-190/240  
и ЯК 270/325, 9 – Уравнительное  
устройство УУ4-146, 10 – Фильтр Ф2-146,  
11 – Патрубок приборный ПП-146,  
12 – Башмак опорный БО-146,  
13 – Переводник левый ПЛ-146.

Данный комплекс позволяет исследовать пласт селективно в многоцикловом режиме; отбирать герметизированные пробы пластового флюида; оценивать гидродинамические параметры околоствольной и удаленной зоны пласта и их изменение в процессе многоциклового испытания; дренировать призабойную зону пласта и очищать забой скважины.

В процессе испытания скважины происходит отбор проб, что позволяет провести дальнейший анализ нефти содержащейся в пласте.

## 2.5 Выбор буровой установки

Исходя из условной глубины бурения, ожидаемого веса бурильной колонны (65 т.), веса обсадной колонны (67,13 т.), опыте бурения в условиях западной Сибири, надёжности и экономической эффективности для бурения выбирается БУ 3000 ЭУК-1М. В таблице 30 представлено проектирование и проверка буровой установки для строительства проектной скважины. При расчете площади опорной поверхности, была принята примерная площадь основания тумбы ЭУК = 9 м<sup>2</sup>, установка буровой вышки производится на 4 таких тумбы.

Таблица 30 – Проектирование и проверка буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ( $Q_{бк}$ )	65	$Q_{бк} / [G_{кр}]$	0,38
Максимальный вес Обсадной колонны, тс ( $Q_{об}$ )	67,13	$Q_{об} / [G_{кр}]$	0,39
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ( $Q_{пр}$ )	93,6	$Q_{пр} / [G_{кр}]$	0,55
Допустимая нагрузка на крюке, тс ( $G_{кр}$ )	170		

Продолжение таблицы 30

<b>Расчет фундамента буровой установки</b>			
Вес вышечно-лебёдного блока, т (Q <sub>вЛб</sub> )	260	$k_{по} = \frac{P_o}{P_{бo}}$ ( $k_{по} > 1,25$ ) $P_o = 1,2 \text{ кгс/см}^2$	$0,111 \text{ кгс/см}^2$ $P_o/P_{бo} = 10,81 > 1,25$
Вес бурильной колонны, т (Q <sub>бк</sub> )	72		
Вес обсадной колонны, т (Q <sub>ок</sub> )	67,13		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата (K <sub>п</sub> )	1,3		
Вес р-ра для долива (Q <sub>бр</sub> )	0,5		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м <sup>2</sup> (F <sub>бo</sub> )	36		
<b>Расчет режимов СПО</b>			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
2	8	987	
3	31	917	
4	25	645	
5	18	418	
2	32	281	

Буровая установка оснащена системой верхнего привода СВП 500 производства ОАО «Уралмаш».

Основные технические характеристики СВП-500 представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Технические характеристики СВП-500

Допускаемая нагрузка, не менее, кН	5000
Максимальная частота вращения, об/мин	236
Крутящий момент раскрепления, кН*м	80
Крутящий момент для вращения бурильной колонны, кН*м	41-62

### **3 Многостадийный гидроразрыв пласта**

Раздел «Специальная часть» представлен в приложении Г.

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

Студенту:

<b>Группа</b> 2Б4В		<b>ФИО</b> Трушину Денису Викторовичу	
<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</b>	<b>Нефтегазовое дело</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметы на строительства скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скорости бурения.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочника Единых норм времени (ЕНВ) и др
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20% Страховые взносы 30% Налог на добавленную стоимость 18%

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Нормативная карта строительства скважины
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

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

1. Организационная структура управления организацией
2. Линейный календарный график выполнения работ
3. Нормативная карта

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Старший преподаватель	Вершкова Е.М.	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б4В	Трушин Денис Викторович		

## **4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

### **4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления ОАО «Саратовнефтегаз»**

#### **4.1.1 Основные направления деятельности предприятия**

Добывающее предприятие ОАО «Саратовнефтегаз» официально было образовано в 1949 году. За прошедшее время в общей сложности оно открыло более 100 месторождений, добыло около 80 млн. тонн нефти и конденсата, почти 100 млрд. кубометров природного и попутного газа.

Сфера деятельности ОАО включает геологоразведочные работы, строительство и бурение скважин, добычу, транспортировку нефти и газа, их реализацию, текущий и капитальный ремонт скважин.

ОАО «Саратовнефтегаз» является крупнейшим недропользователем области, на долю которого приходится 70% добычи углеводородного сырья. В 2012 году предприятие разрабатывало 37 месторождений в Саратовской и Волгоградской областях.

ОАО «Саратовнефтегаз» - крупнейшее среди добывающих предприятий области на территории Саратовской области. Общество играет ведущую роль в становлении, развитии и успешном функционировании саратовского нефтяного комплекса.

Списочная численность работников на конец 2012 года – 1 067 человек.

#### **4.1.2 Организационная структура управления предприятием**

Организационная структура предприятия представлена в приложении Д.

## **4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины**

### **4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины**

Нормативную продолжительность цикла строительства скважин определяют по отдельным составляющим его производственных процессов:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы к бурению;
- бурение и крепление ствола скважины;
- испытание скважин на продуктивность.

Продолжительность строительно-монтажных работ формируется на основе наряда на производство работ и при составлении нормативной карты. Основным документом для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые». Документ содержит нормы времени для всех осуществляемых технологических операций и их составляющих.

Суммарное нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным пачкам определяется по формуле:

$$T_{Б1} = T_{Б1} \cdot h \quad (1)$$

где  $T_{Б1}$  – норма времени на бурение одного метра по ЕНВ, час;

$h$  – величина нормативной пачки, метр.

Норма времени на бурение одного метра определяется для каждого региона индивидуально и зависит как от прочности разбуриваемой породы, так и от долота и его параметров.

При расчёте нормативного времени на СПО вначале определяют количество спускаемых и поднимаемых свечей, а также число наращиваний по каждой нормативной пачке при помощи вспомогательных таблиц в справочнике или по формулам. Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ.

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ».

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин». Нормативная карта по сооружению эксплуатационной скважины приведена в приложении Д, таблица Д.1.

## 4.2.2 Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_m} = \frac{2633}{193} = 13,6 \text{ м/ч}, \quad (2)$$

где  $H$  – длина скважины, м;

$t_m$  – время механического бурения, час

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_P = \frac{H}{t_m + t_{\text{СПО}}} = \frac{2633}{193 + 36} = 11,5 \text{ м/ч}, \quad (3)$$

где  $t_{\text{СПО}}$  – время СПО, час.

Коммерческая скорость определяется по формуле:

$$V_K = \frac{H * 720}{T_K} = \frac{2633 * 720}{549} = 3453 \frac{\text{м}}{\text{ст.мес}}, \quad (4)$$

где  $T_K$  – календарное время бурения, час.

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{\text{ср}} = \frac{H}{n} = \frac{2633}{4} = 658,25 \text{ м}, \quad (5)$$

где  $n$  – количество долот, необходимых для бурения скважины.

## 4.2.3 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает пятнадцать дней по 12 часов в сутки. Затем пятнадцать дней выходных. Буровая бригада состоит из 4 вахт. Состав буровой бригады приведен в таблице 32.

Таблица 32 – Состав буровой бригады

Должность	Количество, чел
Буровой мастер	1
Помощник бурового мастера	1
Технолог	2
Бурильщик седьмого разряда	4
Первый помощник бурильщика шестого разряда	4
Второй помощник бурильщика пятого разряда	4
Третий помощник бурильщика четвертого разряда	4
Электрик	4
Слесарь	2

Вышкомонтажные работы согласно нормативной карте составляют 1080 часов или 45 суток. Календарное время бурения 229 часов или 9,5 суток. Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 192 часов или 8 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству эксплуатационной скважины на месторождении Советского района Саратовской области.

Вид работы	Сутки	Месяцы												
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Вышкомонтажные работы	45	■												
Бурение интервала под направление	2		■											
Цементирование направления	1		■											
Бурение интервала под кондуктор	6		■											
Цементирование кондуктора	1		■											
Бурение с отбором керна	2		■											
Бурение интервала под эксп. колонну	7			■										
Цементирование эксп. колонны	1			■										
Бурение интервала под хвостовик	8			■										
Цементирование хвостовика	1			■										
Испытание	10				■									

Рисунок 15 – Линейный календарный график проведения работ

#### 4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)

Смета на строительство скважины определяет сумму затрат, необходимых для выполнения этих работ, и является основой для заключения договоров между буровыми и нефтегазодобывающими предприятиями и финансирования буровых работ.

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых

районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин [20], в части II – на строительные и монтажные работы, в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин.

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ.

Сметные расчеты на бурение и крепление скважины представлены соответственно в приложении Е в таблицах Е.1 и Е.2.

Для указания цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый Координационным центром по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве. Для Саратовской области этот индекс на апрель 2018 года – 200. Свод затрат на строительство скважины представлен в приложении Ж.

Сметную себестоимость строительства скважины можно определить как разность между сметной стоимостью и плановыми накоплениями. Тогда сметная себестоимость одного метра проходки  $C_c^{1M}$  составит:

$$C_c^{1M} = \frac{C_{cm} - П}{H} = \frac{189\,266\,334 - 6\,190\,222}{2633} = 69531 \frac{\text{руб}}{\text{м}},$$

Где  $c_c^{1M}$  – сметная стоимость одного метра, руб/м;

$C_{cm}$  – сметная стоимость скважины, руб;

П – плановые накопления, руб;

$H$  -длина ствола скважины, м.

Результаты расчетов сводим в таблицу 33.

Таблица 33 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Длина скважины, м	2633
Продолжительность бурения, сут.	9,5
Механическая скорость, м/ч	13,6
Рейсовая скорость, м/ч	11,5
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	3453
Проходка на долото, м	658,25
Стоимость одного метра	69531

#### 4.4 Расчет эффективности мероприятия по внедрению

##### новой техники и технологии

Рассмотрим в качестве новой внедряемой техники долота типа PDC с матричным корпусом. Его ключевыми особенностями являются увеличение механической скорости проходки (МСП) за счет возможности приложения к долоту большей осевой нагрузки, по сравнению с долотами со стальным корпусом, а также увеличение проходки на долото за счет большей стойкости матричного корпуса к абразивному воздействию шлама.

Расчет эффективности внедрения новых долот для интервала бурения под эксплуатационную колонну представлен в таблице 34.

Таблица 34 – Расчет эффективности внедрения матричного долота

№ п/п	Показатель	Используемое долото: ВБМ 215,9 FD 713 МН	Внедряемое долото: БИТ 215,9 ВТ 616 УЕМ
<b>Исходные данные</b>			
1	Колонна, под которую сооружается интервал	Эксплуатационная	
2	Способ бурения	Гидравлический забойный двигатель	
3	Глубина сооружаемого интервала, м	1760	
4	Интервал по стволу, в котором производится бурение, м	842-1918	

Продолжение таблицы 34

5	Ожидаемая проходка на долото, м	3200	4500
6	Максимальная целесообразная МСП, м/ч	25,5	28,0
7	Время СПО, ч	13,8	
8	Цена долота в ценах 2017 г., руб	381 600	773 400
<b>Расчет</b>			
9	Длина сооружаемого интервала, м	1076	
10	Количество долблений	$1076/3200 =$ 0,336	$1076/4500 =$ 0,24
11	Время бурения интервала с максимальной МСП, ч	$1076/25,5 = 42,2$	$1076/28 = 38,4$
12	Время бурения с учетом времени СПО, ч	$42,2 + 13,8 =$ 56	$38,4 + 13,8 =$ 52,2
13	Экономия времени, ч	$56 - 52,2 = 3,8$	
14	Стоимость часа эксплуатации буровой установки, руб/ч	45825,4	
15	Эксплуатационные затраты на долото, руб	$381\ 600 * 0,336 =$ 128 218	$773\ 400 * 0,24 =$ 185 616
16	Эксплуатационные затраты на бурение с учетом времени СПО, руб	$56 * 45825,4 =$ 2 566 222	$52,2 * 45825,4 =$ 2 392 085
17	Итого эксплуатационных затрат, руб	$128\ 218 +$ $2\ 566\ 222 =$ 2 694 440	$185\ 616 + 2\ 392$ $085 = 2\ 577\ 701$
18	Экономия эксплуатационных затрат, руб	$2694440 - 2577701 = 116\ 739$	
19	Экономия себестоимости метра проходки в интервале, руб/м	$116\ 739/1076 = 109$	
20	Экономический эффект на долото	$109 * 4500 = 490\ 500$	
21	Срок предполагаемой окупаемости вложений, лет	$773\ 400/490\ 500 = 1,3$	

Вывод: данное нововведение положительно скажется на темпах бурения за счет увеличения механической скорости проходки (МСП) и проходки на долото. Стоимость внедряемого долота в два раза превышает

стоимость используемого, однако экономия себестоимости метра проходки в интервале будет 109 руб/м, а срок предполагаемой окупаемости данного вложения составит около 15 месяцев.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б4В	Трушину Денису Викторовичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</b>	Нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

<b>1. Характеристика объекта исследования и области его применения</b>	Объект исследования: проект технологических решений для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом глубиной 1790 метров на нефтегазоконденсатном месторождении Саратовской области Советского района.
--	---

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

<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при строительстве эксплуатационной скважины в и обоснование мероприятий по их устранению;</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при строительстве эксплуатационной скважины и обоснование мероприятий по их устранению.</p>	<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1 Проанализировать возможные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;</li> <li>-повышенный уровень шума;</li> <li>-повышенный уровень вибрации;</li> <li>-недостаточное освещение рабочей зоны;</li> <li>-повышенная запыленность и загазованность;</li> <li>-необходимые средства защиты от вредных факторов.</li> </ul> <p>1.2 Проанализировать возможные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования;</li> <li>-поражение электрическим током;</li> <li>-возникновение пожаров;</li> <li>-необходимые средства защиты от опасных факторов.</li> </ul>
<p><b>2. Экологическая безопасность</b></p> <p>2.1. Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду;</p>	<p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p> <p>2.1. Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- на атмосферу (выбросы,</li> </ul>

<p>2.2. Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности.</p>	<p>выхлопные газы);          -на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора);          -на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород);          2.2. Обосновать решения по обеспечению экологической безопасности.</p>
<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</b>          3.1. Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин;           3.2. Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС.</p>	<p><b>3.Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>          3.1. Провести анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин, привести перечень возможных ЧС на объекте:          – техногенного характера – (пожары и взрывы в зданиях);          – природного характера – (лесные пожары);          3.2. Сделать выбор наиболее типичной ЧС (ГНВП), разработать превентивные меры по предупреждению ЧС и мероприятия по ликвидации её последствий.</p>
<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b>          4.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства;           4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p><b>4.Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b>          4.1. Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий);          4.2. Рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно- бытового обслуживания рабочих).</p>

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев М.В.	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Трушин Денис Викторович		

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

### **Введение**

В рамках данной выпускной квалификационной работы осуществляется проектирование процессов строительства эксплуатационной наклонно- направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом глубиной 1790 м. на нефтяном месторождении Советского района Саратовской области. В процессе проектирования были определены основные технологические параметры, такие как: конструкция скважины, число и глубины спуска обсадных колон и колонн бурильных труб, способ бурения и другие параметры, необходимые для качественного и рентабельного сооружения скважины при данных геологических условиях.

В процессе строительства скважины выполняются такие виды работ как бурение и спуск обсадные колон, спуско-подъемные операции, работы по наращиванию бурильной колонны, промывка скважины, цементирование обсадных колонн, подготовка тампонирующей смеси, контроль прокачки жидкостей для цементирования, проведение геофизических исследований, отбор проб в пилотном стволе, освоение скважины.

### **5.1 Производственная безопасность**

Результаты анализа источников опасных и вредных факторов, характерных для строительства скважины, представлены в таблице 35.

Таблица 35 – Производственные процессы, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74) [19]		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
<p>Строительство скважины:</p> <p>1. Эксплуатация бурового оборудования;</p> <p>2. Механическое бурение;</p> <p>3. Спуско-подъемные операции;</p> <p>4. Крепление ствола скважины обсадными трубами и цементирование;</p> <p>5. Приготовление и обработка технологических жидкостей;</p> <p>Освоение скважины.</p>	<p>1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе;</p> <p>2. Превышение уровня шума;</p> <p>3. Превышение уровня вибрации;</p> <p>4. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды;</p> <p>5. Недостаточная освещенность рабочей зоны;</p> <p>Повреждения в результате контакта с живыми организмами.</p>	<p>1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования;</p> <p>2. Электрический ток;</p> <p>3. Расположение рабочего места на значительной высоте;</p> <p>4. Пожаровзрывоопасность.</p>	<p>MP 2.2.7.2129-06 [20]</p> <p>ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ [21]</p> <p>ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [22]</p> <p>ГОСТ 12.1005-88 ССБТ [23]</p> <p>СНиП 2.04.05-91 [24]</p> <p>ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ [25]</p> <p>Приказ от 12.03.2013 г. №101 [26]</p> <p>Р 3.5.2.2487—09 [27]</p> <p>РД 10-525-03 [28]</p> <p>ПУЭ «Правила устройства электроустановок» [29]</p> <p>РД 34.21.122-87 [30] ПП РФ №316 [31] ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ [32]</p>

### 5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

#### Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Работы по строительству скважины выполняются на открытом воздухе, с учетом климатического региона (IA, особый), в холодный период года. К коллективным средствам защиты относится укрытие рабочей площадки, к средствам индивидуальной защиты – комплект СИЗ X с теплоизоляцией (спецодежда, обувь, рукавицы, головной убор). При температуре ниже -400С предусматривается защита лица и верхних дыхательных путей.

Режимы труда и отдыха в холодное время определяются МР 2.2.7.2129-06 [20]. Нормы приведены в таблице 36.

Таблица 36 – Режимы труда и отдыха в холодное время года [20]

Температура воздуха, °С	Продолжительность пребывания на открытом воздухе, ч	Число перерывов для обогрева в смену
-30	3,4	6
-35	2,0	9
-40	1,4	9

#### **Превышение уровня шума**

В соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ [2] постоянный производственный шум не должен превышать уровень звука в 80 дБ для данного вида работ. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование СИЗ (наушники, вкладыши) и коллективных средств защиты.

#### **Превышение уровня вибрации**

Нормативные значения виброускорения и виброскорости составляют 0,1 м/с<sup>2</sup> и 2,0 мм/с в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [22]. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (амортизационные подушки, виброизолирующие хомуты, увеличение массы основания) и СИЗ (виброгасящие коврики, виброрукавицы).

#### **Повышенная загазованность воздуха рабочей среды**

Для соблюдения требований ГОСТ 12.1005-88 [23] содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций (ПДК), указанных в таблице 37.

Таблица 37 – ПДК вредных примесей в воздухе в рабочей зоне [9].

Наименование вещества	Величина ПДКРЗ, мг/м <sup>3</sup>	Наименование вещества	Величина ПДКРЗ, мг/м <sup>3</sup>
Выхлопные газы, в т.ч. содержащие:	-	Пары нефти, бензина	10
– Углеводороды	100	Сероводород	3
– Диоксид серы	10	Оксиды серы	10
– Диоксид углерода	9000	Меркаптаны	0,8

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (вентиляция) в соответствии с требованиями СНиП 2.04.05-91 [24]. СИЗ органов дыхания – респираторы и противопыльные тканевые маски по ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ [25].

### **Недостаточная освещенность рабочей зоны**

Нормы освещенности на буровой установке регулируются утвержденным приказом от 12.03.2013 г. №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"» (далее ПБНГП) [26] и приведены в таблице 38.

Таблица 38 – Требования к освещению производственного объекта

<b>Пространство</b>	<b>Освещенность, лк</b>	<b>Пространство</b>	<b>Освещенность, лк</b>
Роторный стол	100	Лестницы, марши, сходы, приемный мост	10
Превенторная установка	75	Аварийное освещение для продолжения работ	2
Путь движения талевого блока	30	Аварийное освещение для эвакуации людей	0,5

### **Повреждения в результате контакта с живыми организмами**

Наибольшую опасность на объекте представляют насекомые как переносчики инфекционных заболеваний. К применению СИЗ относят использование специальной защитной одежды и репеллентных средств; к коллективным средствам защиты относятся оборудование и препараты для дезинсекции. Мероприятия проводятся в соответствии с Р 3.5.2.2487-09 [27].

### **Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования**

Мероприятия по устранению опасного фактора включают в себя проведение работ согласно ПБНГП [26], а также проведение инструктажей по ТБ, вывешивание оповещающих знаков, обеспечение рабочего персонала СИЗ.

Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны должны быть поставлены на учет и испытаны согласно РД 10-525-03 [28].

## **Электрический ток**

Мероприятия по предупреждению поражений электрическим током на объектах включают в себя:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования установок согласно требованиям ПУЭ [29];
- обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- применение блокировочных устройств, защитного заземления буровой установки (расчет заземления приведен в приложении И);
- применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, ботинки, инструмент) при обслуживании электроустановок;
- допуск к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV.

## **Расположение рабочего места на значительной высоте**

Мероприятия по предупреждению падений проводятся согласно ПБНГП [26] и включают в себя:

- использование верховым рабочим страховочного троса;
- оборудование рабочего места ограждением высотой не менее 1 м;
- установка маршевых лестниц с уклоном не более 60 градусов (у резервуаров - не более 50 градусов) и шириной не менее 0,65 м.

## **Пожаровзрывоопасность**

В целях предотвращения пожара на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- запрет на расположение электропроводки в местах возможного повреждения и хранение ГСМ ближе 20 метров от установки;
- отведение специальных мест для курения и разведения огня;
- установка защитного заземления для исключения возможного возгорания от статического электричества;

- оснащение буровой установки молниезащитой для предупреждения возгорания от удара молнии;
- оборудование буровой средствами пожарными щитами согласно ПП РФ от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме» [30].

В целях предотвращения взрыва на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- исключение наличия источников возгорания;
- испытание сосудов, работающих под давлением, на давление, превышающее рабочее в полтора раза (согласно ПБНПП [26]);
- установка контрольно-измерительных приборов (манометры и датчики), защитной аппаратуры и табличек;
- исключение вероятности достижения НПВ газами, поступающими из скважины, либо парами взрывоопасных веществ.

Нормы НПВ определяются согласно ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ [31]:

- природный газ – не более 4% по объему;
- пары нефти, бензина – не более 1,25% по объему;
- сероводород – не более 4,3% по объему.

## **5.2 Экологическая безопасность**

### **5.2.1 Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду**

Результаты анализа вредных воздействий на окружающую среду и природоохранные мероприятия для устранения воздействий представлены в таблице И.1 приложения И.

### **5.2.2 Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности**

С целью уменьшения объема подлежащего утилизации бурового раствора, предусмотрена четырехступенчатая система очистки от шлама.

При бурении скважин для сбора шлама и жидких отходов бурения и освоения скважины на кустовой площадке строится шламовый амбар. Требования к сооружению амбаров регламентированы РД 51-1-96 [32].

Сроки проведения этапа ликвидации отходов и рекультивации определяются органами, предоставившими землю и давшими разрешение на проведение работ, связанных с нарушением почвенного покрова, на основе соответствующих проектных материалов и календарных планов, согласно ПП РФ от 23.02.1994 №140 [33].

При проведении этапа должны быть выполнены следующие работы:

- очистка площадки от бетонных и металлических отходов, снятие загрязненных грунтов, обезвреживание и захоронение их в шламовом амбаре, засыпка амбара, планировка площадки;
- строительство подъездных путей к некультивируемым участкам, строительство въездов и дорог на них;
- покрытие площадки слоем плодородной почвы.

Биологический этап рекультивации земель должен осуществляться после полного завершения технического этапа и включает в себя весь комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий по восстановлению нарушенных земель. Этап осуществляется землепользователем за счет средств организации, нарушавшей землю.

Для обеспечения охраны недр и подземных вод настоящим проектом предусматривается строительство скважин в соответствии с действующими требованиями технологии бурения, крепления и испытания скважин в соответствии с ВРД 39-1.13-057-2002 [34].

Основной этап проектирования, обеспечивающий качественное строительство скважины несет в себе следующие природоохранные функции:

- обеспечение охраны недр путем надежной изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга;
- предупреждение возникновения нефтегазопроявлений и открытых выбросов нефти и газа;
- предотвращение проникновения газа в проницаемые горизонты путем применения высокогерметичных труб типа ОТТГ, ОТТМ и применения специальной герметизирующей резьбовой смазки типа Р – 402;
- уменьшение степени загрязнения пластов в проекте, предусматривая ограниченную скорость спуска обсадных труб.

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

#### **5.3.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве**

##### **скважин**

Результаты анализа ЧС, возникающих при строительстве скважин, приведены в таблице 39.

Таблица 39 – Вероятные чрезвычайные ситуации на объекте

<b>ЧС техногенного характера</b>	<b>ЧС природного характера</b>
Пожары (взрывы) на производственном объекте	Геофизические опасные явления
Аварии с выбросом химически опасных веществ	Метеорологические опасные явления
Внезапное обрушение сооружений	Природные пожары

Из перечисленных ситуаций наиболее вероятным ЧС техногенного характера является ГНВП, возникающее при строительстве скважины при несоблюдении порядка проведения работ согласно ПБНГП [13]. ГНВП опасно переходом в открытое фонтанирование, которое чревато негативными последствиями, в том числе опасность для жизни и здоровья, потеря

оборудования и полезных ископаемых.

Причинами возникновения ГНВП при строительстве скважин могут послужить неправильное планирование проведения работ, снижение гидростатического давления столба жидкости в скважине, освоение пластов с высоким содержанием газа, растворённого в жидкости, и воды.

### **5.3.2 Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС**

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНГП [26]. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98 [35].

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

### **5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства**

Работа на буровой установке характеризуется вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, которые регламентируются главой 47 ТК РФ [36].

Лица женского пола не могут включаться в состав буровых бригад также согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162 [37].

Работник буровой также имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно Федеральному закону от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии» [38].

## 5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей

### зоны

Работа буровой бригады выполняется стоя, рабочие места необходимо оборудовать в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» [39].

- при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;
- органы управления, используемые до 5 раз в смену, допускается располагать за пределами зоны досягаемости моторного поля;
- редко используемые средства отображения информации допускается располагать в вертикальной/горизонтальной плоскости под углом  $\pm 60^\circ$  от нормальной линии взгляда.

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием (верхний силовой привод), где место работы бурильщика оборудовано сиденьем. В таком случае рабочее место бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» [40].

- конструкцией рабочего места должно быть обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля;
- при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;
- при необходимости освобождения рук операции, не требующие точности и быстроты выполнения, могут быть переданы ножным органам управления.

## **Заключение**

В данной выпускной квалификационной работе были разработаны технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом на нефтегазоконденсатном месторождении Советского района Саратовской области. В работу включены пять основных частей: геологическая и общая часть, многостадийный гидроразрыв пласта, технологическая часть, финансовый менеджмент, социальная ответственность при строительстве скважины.

В общей и геологической части проанализированы стратиграфические и литологические характеристики разреза, физико-механические свойства горных пород, зоны возможных осложнений, а также приведены краткие характеристики представленного литологического разреза.

Во второй части данной выпускной квалификационной работы содержатся основные технологические решения при строительстве скважины: по исходным данным была выбрана наклонно-направленная скважина с горизонтальным участком 300 метров и пилотным стволом, ствол закрытый с хвостовиком. В соответствии с профилем и геологическими условиями были выбраны оптимальные породоразрушающие инструменты, параметры бурения, а также компоновки низа бурильной колонны. Были спроектированы основные решения при заканчивании скважины, выбран одноступенчатый способ цементирования скважины.

В разделе «Многостадийный гидроразрыв пласта» разобраны виды гидроразрыва, его назначение и история, наземная техника для осуществления ГРП и оборудование для многостадийного гидроразрыва пласта, а также основные технологии для его проведения.

В разделе «Финансовый менеджмент» составлена нормативная карта сооружения скважины, полная сметная стоимость строительства скважины, а также произведен расчет экономической эффективности.

Раздел «Социальная ответственность» посвящен вопросам экологической и производственной безопасности, правилам безопасности при возникновении чрезвычайных ситуаций.

## Список использованных источников

- 1 Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учебн. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентп», 2000-679 с.
  - 2 М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. - 92 с.
  - 3 А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. -152 с.
  - 4 С.Л. Юртаев, И.С. Юртаев, Ю.А. Петухов. Справочное руководство по техническим средствам для наклонно-направленного бурения. ТюмГНУ. Тюмень, 2008. - 109 с.
  - 5 В.И. Рязанов. Методические указания по проектированию и выполнению чертежа компоновки бурильной колонны. Томский политехнический университет. Томск, 2006. - 24 с.
  - 6 А.И. Булатов, П.П. Макаренко, Ю.М. Проселков. Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учебное пособие для вузов. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1999. – 424 с.
  - 7 Минибаев В.В., Ильин И.А., Пестерев С.В. Эффективность полисахаридных реагентов в буровых растворах различной степени минерализации среды // Бурение и нефть. 2009. №10. С.48-50.
  - 8 Грэй Д. Р., Дарлиг С.Г., Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) - М.: «Недра», 1985. – 472с.
  - 9 Белоусов А.М. Практическое применение модифицированных крахмалов в безглинистых полимерных системах буровых растворов на месторождениях ОАО «Белкамнефть» // Бурение и нефть. 2008. №6. С.20- 22.
  - 10 Пеньков А.И., Филиппов В.Ф., Филиппов Е.Ф. Выбор показателя фильтрации бурового раствора для условий высоких температур в целях предупреждения прихватов под действием перепада давления // ЭН «Бурение». Отечественный производственный опыт. 1985. Вып. 5. С. 13
- 16.

- 11 ООО «СГК-Бурение» [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.sgkburenie.com/page/7> (дата обращения: 25.05.2017).
- 12 Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] Режим доступа: [http://www.libussr.ru/doc\\_ussr/usr\\_13204.htm](http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm) (дата обращения: 26.05.2017).
- 13 Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2001. - 183 с.
- 14 Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ [Электронный ресурс] Режим доступа: [http://www.opengost.ru/iso/75\\_gosty\\_iso/75020\\_gost\\_iso/14403-mezhotraslevye-normy-vremeni-na-geofizicheskie-issledovaniya-v-skvazhinah-proburenyh-na-neft-i-gaz.html](http://www.opengost.ru/iso/75_gosty_iso/75020_gost_iso/14403-mezhotraslevye-normy-vremeni-na-geofizicheskie-issledovaniya-v-skvazhinah-proburenyh-na-neft-i-gaz.html) (дата обращения: 26.05.2017).
- 15 Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.htm> (дата обращения: 26.05.2017).
- 16 СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ.
- 17 Постановление правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года "О внесении изменений в постановление правительства Российской Федерации от 01 января 2002 г. №1".
- 18 Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 апреля 2017 г. № КЦ/2017-04ти "Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на апрель 2017 года.
- 19 ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
- 20 МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотопливаемых помещениях».
- 21 ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
- 22 ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
- 23 ГОСТ 12.1005-88 ССБТ. Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования.
- 24 СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция, кондиционирование».
- 25 ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ. Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования.

- 26 Приказ от 12.03.2013 г. №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"».
- 27 Р 3.5.2.2487-09 «Руководство по медицинской дезинсекции».
- 28 РД 10-525-03 «Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин».
- 29 Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 «Об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ)».
- 30 Постановление Правительства Российской Федерации от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме».
- 31 ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ «Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения».
- 32 РД 51-1-96 «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих».
- 33 Постановление Правительства Российской Федерации от 23.02.1994 №140 «О рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы».
- 34 ВРД 39-1.13-057-2002 «Регламент организации работ по охране окружающей среды при строительстве скважин».
- 35 РД 08-254-98 «Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности».
- 36 Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 03.07.2016) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2017).
- 37 Постановление Правительства РФ от 25.02.2000 г. №162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин».
- 38 Федеральный закон от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации».
- 39 ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования».
- 40 ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования».

## Приложение А

### Геологические условия бурения

В таблице А.1 представлена стратиграфическая характеристика разреза.

Таблица А.1 – Стратиграфическая характеристика разреза и коэффициент кавернозности

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве, градус		Коэффициент кавернозности в интервале (линейный)	
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол	азимут		
1	2	3	4	5	6	7	
0	15	Квартер	Q	Углы падения на крылья 5-6 <sup>0</sup>		0	
15	138	Плиоцен	N <sub>2</sub>	-"	-"	1.26	
138	233	Аптский	K <sub>1</sub> <sup>ap</sup>	-"	-"	1.26	
		Барремский	K <sub>1</sub> <sup>br</sup>	-"	-"	1.26	
233	436	Юрские J2-J3	J <sub>2</sub> -J <sub>3</sub>	-"	-"	1.26	
436	613	Гжельский	C <sub>3</sub> <sup>g</sup>	-"	-"	1.08	
613	741	Московский	Мячковский горизонт	C <sub>2</sub> <sup>mc</sup>	-"	-"	1.08
741	876		Подольский горизонт	C <sub>2</sub> <sup>pd</sup>	-"	-"	1.08
876	988		Каширский горизонт	C <sub>2</sub> <sup>ks</sup>	-"	-"	1.08
988	1142		Верейский горизонт	C <sub>2</sub> <sup>vr</sup>	-"	-"	1.63
1142	1208	Башкирский	Мелекесский горизонт	C <sub>2</sub> <sup>mk</sup>	-"	-"	1.63
1208	1478	Серпуховский		C <sub>1</sub> <sup>s</sup>	-"	-"	1.04
1478	1505	Визейский	Тульский горизонт	C <sub>1</sub> <sup>tl</sup>	-"	-"	1.34
1505	1526		Бобриковский горизонт	C <sub>1</sub> <sup>bb</sup>	-"	-"	1.34
1526	1555	Турнейский	Упинский горизонт	C <sub>1</sub> <sup>up</sup>	-"	-"	1.19
1555	1560		Малевский горизонт	C <sub>1</sub> <sup>ml</sup>	-"	-"	1.19
1560	1600	Фаменский	Данковский горизонт	D <sub>3</sub> <sup>dn</sup>	-"	-"	1.19
1600	1669		Лебедянский горизонт	D <sub>3</sub> <sup>lb</sup>	-"	-"	1.19
1669	1744		Елецкий горизонт	D <sub>3</sub> <sup>el</sup>	-"	-"	1.19
1744	1760	Живетский	Ардатовский горизонт	D <sub>2</sub> <sup>ar</sup>	-"	-"	1.56
1760	1789		Воробьевский горизонт	D <sub>2</sub> <sup>vb</sup>	-"	-"	1.3

В таблице А.2 представлена литологическая характеристика разреза скважины.

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	Краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	15	Суглинки	100	желтовато-бурые, песчанистые
N <sub>2</sub>	15	138	Глины	60	серые
			Пески	30	кварцевые, разномерные
			Песчаники	10	кварцевые, мелкозернистые
K <sub>1</sub> <sup>ap</sup>	138	233	Глины	70	темно-серые
			Пески	30	кварцевые, глауконитовые, местами глинистые
J <sub>2</sub> -J <sub>3</sub>	233	436	Глины	70	тёмно-серые, слюдистые
			Песчаники	30	кварцевые, мелкозернистые
C <sub>3</sub> <sup>g</sup>	436	613	Известняки	100	белые, мелко- и среднекристаллические, крепкие, доломитизированные, кавернозные и трещиноватые.
C <sub>2</sub> <sup>mc</sup>	613	741	Известняки	70	светло-серые, мелкокристаллические, трещиноватые
			Долмиты	30	мелкокристаллические, трещиноватые
C <sub>2</sub> <sup>pd</sup>	741	876	Известняки	100	серые, мелкокристаллические, местами окремненные, трещиноватые
C <sub>2</sub> <sup>ks</sup>	876	988	Известняки	100	серые, мелкокристаллические, местами окремненные, трещиноватые
C <sub>2</sub> <sup>vr</sup>	988	1142	Глины	80	зеленовато-серые, глинистые
			Известняки	10	светло-серые, плотные, глинистые
			Песчаники	10	кварцевые, глауконитовые
C <sub>2</sub> <sup>mk</sup>	1142	1208	Глины	100	серые, слюдистые, песчанистые, в нижней части известковистые
C <sub>1</sub> <sup>s</sup>	1208	1478	Известняки	100	светло-серые, участками окремненные, в кровле кавернозные и закарстованные

Продолжение таблицы А.2

$C_1^{tl}$	1478	1505	Глины	90	темно-серые, жирные
			Известняки	10	мелкокристаллические, плотные
$C_1^{bb}$	1505	1526	Песчаники	60	серые, мелкозернистые, кварцевые
			Глины	40	плотные
$C_1^{up}$	1526	1555	Известняки	70	буровато-серые, мелкокристаллические, прослоями доломитизированные
			Доломиты	20	мелкокристаллические
			Глины	10	плотные
$C_1^{ml}$	1555	1560	Известняки	100	мелкокристаллические, прослоями доломитизированные, в нижней части разреза трещиноватые
$D_3^{dn}$	1560	1600	Известняки	100	мелкокристаллические, прослоями доломитизированные, в нижней части разреза трещиноватые
$D_3^{lb}$	1600	1669	Известняки	100	мелкокристаллические, прослоями доломитизированные, в нижней части разреза трещиноватые
$D_3^{el}$	1669	1744	Известняки	100	мелкокристаллические, прослоями доломитизированные, в нижней части разреза трещиноватые
$D_2^{ar}$	1744	1760	Аргиллиты	60	серые, известковистые
			Известняки	15	мелкокристаллические
			Песчаники	25	серые, мелко- и среднезернистые
$D_2^{vb}$	1760	1789	Аргиллиты	60	серые, плотные
			Известняки	10	мелкокристаллические
			Песчаники	30	разнозернистые

В таблице А.3 представлены физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины.

Таблица А.3 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, 10 <sup>3</sup> кг/м <sup>3</sup>	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость %	Карбонатность, %	Соленость, %	Сплошность породы	Твердость, кгс/мм <sup>2</sup>	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы по промысловой классифика- ции (мягкая, средняя и т.д.)	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга,
	от (верх)	до (низ)														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q	0	15	Суглинки	2230	-	-	-	10	0,5-1	1,5	25-45	2	3	мягкая	-	-
N2	15	138	Глины	2300	-	90	90	10	0,5-1	4	24-45	2	2	мягкая	0,4	0,1
			Пески	2000	20	250-750	10	5	0,5-1	1,5	55	1	5	мягкая	0,3	0,15
			Песчаники	2150	10-20	250-750	10-15	5	0,5-1	1,5	125	2	2,5	мягкая	0,3	0,15
K1ap	138	233	Глины	2300	-	90	90	10	0,5-1	4	24-45	2	2	мягкая	0,4	0,1
			Пески	2000	20	250-750	10	5	0,5-1	1,5	55	1	5	мягкая	0,3	0,15
J2-J3	233	436	Глины	2300	-	-	75	10	0,5-1	4	25-45	2	3-4	мягкая	0,4	0,1
			Песчаники	2150	10-20	250-750	10-15	5	0,5-1	1,5	78-100	2	5	мягкая	0,3	0,15
C3g	436	613	Известняки	2600	6-8	5-25	2-5	85-95	1-3	1,5	250	1	3,5	средняя	0,18	0,2
C2mc	613	741	Известняки	2600	2-6	0,1-50	0-5	95	1-3	2	130	1	2,5	средняя	0,21	0,2

Продолжение таблицы А.3

			Доломиты	2600	3-5	0,5-10	-	80-90	5-30	2	250-300	1	3,5	средняя	0,18	0,5
C2pd	741	876	Известняки	2600	2-6	0,1-50	0-5	95	1-3	2	130	1	2,5	средняя	0,21	0,2
C2ks	876	988	Известняки	2600	2-8	10-25	2-7	88-90	1-3	1,5-2	200	1	3	средняя	0,22	0,2
C2vr	988	1142	Глины	2500	-	-	75	10	0,5-1	4	25-45	2	3-4	средняя	0,4	0,1
			Известняки	2600	5-8	10-25	2-7	88-90	1-3	1,5-2	200	1	3	средняя	0,22	0,2
			Песчаники	2600	10-20	250-750	10-15	5	0,5-1	1,5	78-100	2	8	средняя	0,3	0,15
C2mk	1142	1208	Глины	2500	-	-	75	10	0,5-1	4	25-45	2	3-4	средняя	0,4	0,1
C1s	1208	1478	Известняки	2550	3-5	9	7-11	4	1,5-3	1,2-2,5	230	1	3	твердая	0,21	0,2
C1tl	1478	1505	Известняки	2550	6-8	9	7-11	4	1,5-3	1,2-2,5	230	1	3	твердая	0,21	0,2
			Аргиллиты	2500	-	-	90	5-10	1,5-2,5	1,5	125	3	6	средняя	0,4	0,1
C1bb	1505	1526	Песчаники	2600	10-29	100	8-10	5-10	1-3	1,5	56-100	3	8	твердая	0,31	0,15
			Аргиллиты	2500	-	-	90	5-10	1,5-2,5	1,5	125	3	6	средняя	0,4	0,1
C1up	1526	1555	Известняки	2600	5-8	10-50	8-10	80-90	1,5-2,5	1,5	220	1	3	твердая	0,24	0,2
			Доломиты	2600	3-12	1-30								твердая		
			Аргиллиты	2500	-	-	90	5-10	1,5-2,5	1,5	125	3	6	средняя	0,4	0,1

Продолжение таблицы А.3

C1ml	1555	1560	Известняки	2600	4	10-50	8-10	80-90	1,5-2,5	1,5	220	1	3	твердая	0,24	0,2
D3dn	1560	1600	Известняки	2600	0-5	10-50	0-5	80-90	1,5-2,5	2-3	175	1	3	твердая	0,21	0,2
D3lb	1600	1669	Известняки	2600	0-5	10-50	0-5	80-90	1,5-2,5	2-3	175	1	3	твердая	0,21	0,2
D3el	1669	1744	Известняки	2600	0-5	10-50	0-5	80-90	1,5-2,5	2-3	175	1	3	твердая	0,21	0,2
D2ar	1744	1760	Аргиллиты	2600	-	-	90	5-10	1,5-2,5	1,5	125	3	6	средняя	0,43	0,1
			Известняки	2600	1-7	10-50	5	80-90	1,5-3	2	250	1	3	твердая	0,22	0,2
			Песчаники	2600	10-25	324	10-22	3,15	1,5-2,5	1,5	150	2	8	средняя	0,38	0,15
D2vb	1760	1789	Аргиллиты	2600	-	-	90	5-10	1,5-2,5	1,5	125	3	6	твердая	0,43	0,1
			Известняки	2600	1-3	10-50	6	80-90	2,5-3	2	215	2	3	твердая	0,22	0,2
			Песчаники	2600	10-25	1734	22	0,39	2,5-3	1,5	143-213	2	8	твердая	0,38	0,15

Давление и температура по разрезу скважины представлена в таблице А.4.

Таблица А.4 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического о подразделения	Интервал, м		Эквивалент градиента давления						Температура
	от	до	пластового		порового		гидроразрыва пород		
			10 <sup>-2</sup> МПа/м		10 <sup>-2</sup> МПа/м		10 <sup>-2</sup> МПа/м		
			от	до	от	до	от	до	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Q	0	15	1,0	1,0	1,0	1,0		1,94	-
N <sub>2</sub>	15	138	1,0	1,0	1,0	1,0	1,94	1,74	7
K <sub>1</sub> <sup>ap</sup>	138	233	1,0	1,0	1,0	1,0	1,74	1,74	11,2
J <sub>2</sub> -J <sub>3</sub>	233	436	1,0	1,0	1,0	1,0	1,74	1,87	17,2
C <sub>3</sub> <sup>g</sup>	436	613	1,0	1,0	1,0	1,0	1,87	2,26	23,3
C <sub>2</sub> <sup>mc</sup>	613	741	1,0	1,0	1,0	1,0	2,26	2,26	27,3
C <sub>2</sub> <sup>pd</sup>	741	876	1,0	1,0	1,0	1,0	2,26	2,26	34,5
C <sub>2</sub> <sup>ks</sup>	876	988	1,0	1,0	1,0	1,0	2,26	2,26	
C <sub>2</sub> <sup>vr</sup>	988	1142	1,0	1,0	1,0	1,0	2,26	2,18	39
C <sub>2</sub> <sup>mk</sup>	1142	1208	1,0	1,0	1,0	1,0	2,18	2,18	39,3
C <sub>1</sub> <sup>s</sup>	1208	1478	1,0	1,0	1,0	1,0	2,18	2,22	41,9
C <sub>1</sub> <sup>tl</sup>	1478	1505	1,0	1,0	1,0	1,0	2,22	2,18	49,3
C <sub>1</sub> <sup>bb</sup>	1505	1526	1,06	1,06	1,10	1,10	2,18	2,18	49,9
C <sub>1</sub> <sup>up</sup>	1526	1555	1,0	1,0	1,0	1,0	2,18	2,18	50,7

Продолжение таблицы А.4

$C_1^{ml}$	1555	1560	1,0	1,0	1,0	1,0	2,18	2,26	51,1
$D_3^{dn}$	1560	1600	1,0	1,0	1,0	1,0	2,26	2,26	56,3
$D_3^{lb}$	1600	1669	1,0	1,0	1,0	1,0	2,26	2,26	56,3
$D_3^{el}$	1669	1744	1,0	1,0	1,0	1,0	2,26	2,26	56,3
$D_2^{ar}$	1744	1760	1,0	1,0	1,0	1,0	2,26	2,26	58,3
$D_2^{vb}$	1760	1789	1,0	1,0	1,0	1,0	2,26	2,26	59

## Приложение Б

### Характеристика газонефтеводоносности месторождения

В таблице Б.1 представлена нефтегазоводоносность разреза скважины

Таблица Б.1 – Нефтегазоводность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность кг/м <sup>3</sup>	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Относится ли к источникам водоснабжения
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
D <sub>2</sub> <sup>ar</sup> IVb	1751	1756	Поровый	770	3,5	86	–
D <sub>2</sub> <sup>vb</sup> V+VI	1771	1784	Теригенный	771	35,7	70	–
Газоносность							
C <sub>1</sub> <sup>bb</sup>	1513	1516	Поровый	0,628	70000	–	–
D <sub>2</sub> <sup>ar</sup> IVb	1750	1751	Поровый	0,630	70000	–	–
D <sub>2</sub> <sup>vb</sup> V+VI	1770	1771	Теригенный	0,633	68000	–	–
Водоносность							
N-J	15	426	Поровый	1	20-165	–	Нет
C <sub>3g</sub>	540	90	Трещинный	1-1,05	Н.д.	–	Нет
C <sub>2</sub> <sup>mc</sup>	680	730	Трещинный	1-1,05	Н.д.	–	Нет
C <sub>2</sub> <sup>vr</sup>	988	1142	Поровый	1,08-1,1	39-65	–	Нет
C <sub>1</sub> <sup>s</sup>	1208	1478	Трещинный	1,09-1,1	15-20	–	Нет
C <sub>1</sub> <sup>tl-bb</sup>	1478	1526	Поровый	1,1-1,15	Н.д.	–	Нет
C <sub>1</sub> <sup>up</sup> -D <sub>3</sub>	1526	1744	Трещинный	1,11-1,16	До 40	–	Нет

## Приложение В

### Зоны возможных осложнений

Таблица В.1 – Зоны возможных осложнений

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
$C_3^g$	438	460	Поглощение	Интенсивность – до полного, потеря циркуляции – да. Возникает при превышении гидростатического и гидродинамического давлений промывочной жидкости над пластовым.
$C_3^g$	550	600		
$C_2^{mc}$	680	730		
$C_1^s$	1450	1460		
$D_3^{el}$	1670	1690		Интенсивность – частичное, потеря циркуляции – да. Возникает при превышении гидростатического и гидродинамического давлений промывочной жидкости над пластовым.
$K_z-M_z$	0	436	Осыпи и обвалы	Осыпи и обвалы из-за неустойчивости пород, возникающие при повышенной водоотдаче.
$C_2^{vr}$	988	1142		
$C_1^{tl-bb}$	1478	1526		
$D_2^{ar-vb}$	1744	1789		
$N_2+J_2+J_3$	15	436	Водопроявление	Перелив воды и увеличение водоотдачи. Возникает при нарушении технологических параметров, приводящее к снижению противодавления на пласт ниже пластового давления.
$C_3^g$	540	590		
$C_2^{mc}$	680	730		
$C_2^{vr}$	988	1142		
$C_1^s$	1208	1478		
$C_1^{tl-bb}$	1478	1516		
$C_1^{up-D_3}$	1526	1744		
$C_1^{bb}$	1513	1516	Газопроявление	Газовый фонтан. Возникает при нарушении технологических параметров, приводящее к снижению противодавления на пласт ниже пластового давления.
$D_2^{ar}$	1750	1751		
$D_2^{vb}$	1770	1771		
$D_2^{ar}$	1751	1756	Нефтепроявление	Нефтяной фонтан. Возникает при нарушении технологических параметров, приводящее к снижению противодавления на пласт ниже пластового давления.
$D_2^{vb}$	1771	1784		
$K_z-M_z$	0	436	Прихватоопасность	Заклинивание, прихваты от обвалов и осыпей. Возникает при снижении давления на забое, отклонении параметров промывочной жидкости от рекомендованных, длительных остановках без движения инструмента.
$C_2^{vr}$	988	1142		
$C_1^{tl-bb}$	1478	1526		
$D_2^{ar-vb}$	1744	1789		

## **Приложение Г**

### **Многостадийный гидроразрыв пласта**

#### **Введение**

Нефть и природный газ являются одними из самых важных полезных ископаемых для всего человечества на протяжении XX века и в XXI веке. Российская Федерация является крупнейшим поставщиком этих ресурсов на мировой рынок. Доля углеводородов в российском экспорте составляет около пятидесяти процентов от всего экспорта в денежном выражении, поэтому трудно переоценить значимость нефтегазовой промышленности для нашей страны.

Одним из самых ответственных и дорогостоящих процессов при добыче нефти и природного газа, который требует больших технических и материальных средств - это строительство скважины. От того насколько качественно построена скважина, во многом зависит количество нефти или газа, которое можно извлечь из пласта. Поэтому технологии в бурении постоянно совершенствуются, позволяя достигать большего экономического эффекта, большей скорости бурения, минимизировать количество аварий, улучшить качество цементирования скважины и вскрытия пласта.

Цель данной выпускной квалификационной работы – проектирование строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом на нефтегазоконденсатном месторождении Саратовской области Советского района.

В работе содержатся данные о: геологическом строении района проведения работ, параметрах режима бурения, выбранном оборудовании, технологических параметрах для сооружения скважины, производственной безопасности и экономической эффективности проекта. А также в разделе «Специальная часть» изложена информация о таком методе интенсификации работы нефтяных и газовых скважин, как гидравлический разрыв пласта, который позволяет ввести в эксплуатацию простаивающие скважины, на которых добыча уже невозможна или не рентабельна.

## **Назначение ГРП**

Технологический процесс, который заключается в увеличении проницаемости призабойной зоны пласта за счет разрыва породы пласта или увеличения трещин, образовавшихся естественным путем, называется гидравлический разрыв пласта. Суть этой процедуры состоит в нагнетании в призабойную зону жидкости под значительным давлением, которое превышает местное горное давление и прочностные свойства породы пласта. Это один из самых распространенных и эффективных, на данный момент, методов интенсификации добычи нефти.

Многосупенчатый ГРП – поочередное осуществление гидроразрывов пласта в одной скважине.

На сегодняшний день использование ГРП в наклонно-направленных скважинах не всегда гарантирует рентабельность разработки. Один из методов увеличения рентабельности добычи - использование новейших систем заканчивания скважин, в их число входят и горизонтальные скважины с МГРП.

## **История ГРП**

Первые усилия по интенсификации добычи нефти были предприняты еще в 1890-х годах. Тогда, в США добыча нефти наращивалась стремительными темпами, в то же время, был благополучно испытан метод интенсификации добычи из плотных пород с помощью нитроглицерина. Идея заключалась в том, чтобы раздробить плотные породы в призабойной зоне взрывом нитроглицерина и увеличить приток нефти.

Приблизительно в тот же период времени был изобретен другой способ интенсификации добычи нефти – кислотная обработка призабойной зоны пласта. Автором этого метода считается главный химик нефтеперерабатывающего завода «Solar» компании «Стандарт Ойл» Герман Фреш. Первые обработки кислотой, проведенные в 1895 году, позволили установить, что под действием большого давления можно разорвать пласт. Таким образом зародилась идея гидроразрыва пласта.

Первый в мире ГРП был проведен компанией «Halliburton» в 1947 году в Соединенных Штатах Америки. В отечественной практике метод ГРП начали применять с 1952 года.

### **Виды ГРП**

Различают несколько видов ГРП:

- пропантный
- кислотный
- пенный
- многостадийный

Пропантный ГРП – гидроразрыв, при котором в качестве расклинивающего материала используется пропант, который закачивают в продуктивный пласт, чтобы предотвратить смыкание созданной трещины. Чаще всего, этот вид ГРП применяется в теригенных породах

Кислотный ГРП – гидроразрыв, при котором в качестве жидкости разрыва используется кислота. Используется в карбонатных пластах. Сеть трещин, созданная с помощью кислоты под высоким давлением, не нуждается в закреплении пропантом. От обычной кислотной обработки отличается большим объемом использованной кислоты и давлением закачки (выше давления разрыва горной породы).

Пенный гидроразрыв пласта, как и стандартный, направлен на создание высокопроводимой трещины в нефтяном пласте, которая создает приток флюида в скважину. Однако, при проведении пенного ГРП часть геллированного водного раствора (около 60% объема) заменяется на сжатый азот или углекислый газ, за счет чего серьезно возрастает проводимость трещин и уменьшается степень повреждения пласта.

Многосупенчатый ГРП (МГРП) – поочередное осуществление гидроразрывов пласта в одной скважине.

Одним из определяющих факторов эффективности интенсификации скважин методом ГРП является правильный выбор жидкости разрыва.

## Стандартный ГРП

ГРП выполняют согласно следующей технологии. В первую очередь, закачивают жидкость разрыва под большим давлением. После разрыва пласта происходит закачка жидкости с песком для закрепления трещин. Зачастую, жидкость разрыва и жидкость-песконоситель для добывающих скважин изготавливается на углеводородной основе. Как правило, для этих целей используют различные эмульсии, а также углеводородные жидкости. Концентрация песка в жидкости-песконосителе находится пределах от 100 до 500 кг/м<sup>3</sup> и зависит от ее удерживающей способности и фильтруемости.

Механизм образования трещин в продуктивном пласте, можно представить следующим образом. Породы, составляющие пласт, имеют естественные микротрещины, которые под давлением вышележащих пород находятся в сомкнутом состоянии. Проницаемость этих трещин крайне небольшая. Для того, чтобы в пласте образовались новые трещины и разомкнулись существующие, требуется снять создаваемые давлением вышележащих пород напряжения, а также превысить прочность пород на разрыв.

Давление разрыва может значительно меняться в пределах одного пласта. Практикой доказано, в подавляющем большинстве случаев давление разрыва на забое скважины ниже, чем горное давление .

Если породы малопроницаемые, то требуемое давление разрыва достигается закачкой жидкостей разрыва малой вязкости и небольшими скоростями закачки, а если породы высокопроницаемые – использованием жидкости повышенной вязкости, либо увеличением скорости нагнетания. Наконец, разрыв пород очень высокой проницаемости требует еще большую вязкость жидкости и более высокую скорость закачки.

Итак, технология проведения ГРП включает следующие этапы:

- 1) в подготовленную скважину на трубах спускаются пакер и якорь; на устье устанавливается специальная арматура;

2) производится расчет основных параметров гидроразрыва: объемы наполнителя, подаваемой жидкости, жидкости разрыва и жидкости-песконосителя;

3) исходя из параметров, устанавливается число необходимых агрегатов

4) процесс нагнетания в скважину жидкости разрыва следует проводить с производительностью, которая превышает поглотительную способность скважины в 2-3 раза;

5) после завершения разрыва в скважину закачивается жидкость-песконоситель;

6) в скважину под высоким давлением подается продавочная жидкость, чтобы продавить жидкость-песконоситель образовавшиеся трещины.

## Оборудование применяемое при ГРП

Для осуществления ГРП применяется целый комплекс наземной техники

Машина контроля и управления (МКУ) - станция управления процессом гидроразрыва пласта (ГРП) и дозирования химических реагентов предназначена для: управления агрегатами выполняющих процесс ГРП, контроля и регистрации параметров, дозирования жидких химических реагентов, подачи рабочего раствора к насосному агрегату.



Рисунок Г.1 - Машина контроля и управления (МКУ)

Насосный агрегат предназначен для закачки в скважину рабочей жидкости (смеси) под давлением и с производительностью, обеспечивающими процесс гидроразрыва пласта, а также для осуществления гидравлического, гидropескоструйного или химического воздействия на призабойную зону скважины на нефтяных и газовых месторождениях.



Рисунок Г.2 - Насосный агрегат АНА-105

Агрегат приготовления смеси (АПС), предназначен для эксплуатации в составе мобильных комплексов для гидравлического разрыва пласта. В АПС приготавливаются различные рабочие жидкости и смеси, которые в последующем подаются к насосным агрегатам при операции осуществления

гидравлического воздействия на призабойную зону скважины на нефтяных месторождениях.



Рисунок Г.3 - Агрегат приготовления смеси АПС-8М

Машина манифольдов предназначена для размещения, транспортирования и монтажа оборудования, обеспечивающего обвязку смесительных, насосных установок и скважины при осуществлении гидроразрыва нефтяных и газовых пластов в составе специального комплекса оборудования. Область применения – гидроразрыв нефтяных и газовых пластов в составе комплекса оборудования.



Рисунок Г.4 - Машина манифольдов

Агрегат сыпучих компонентов. Установка доставки сыпучих компонентов и приготовления смеси представляет собой комплект навесного оборудования. Установка предназначена для транспортирования и временного хранения сыпучих компонентов, приготовления жидких смесей, в том числе на основе соляной кислоты, гелей, суспензий и подачи ее к насосным установкам и

солянокислых обработках скважин и других видах работ по повышению нефтеотдачи пластов.



Рисунок Г.5 - Агрегат сыпучих компонентов

Цистерна вертикальная предназначена для хранения, приготовления и выдачи в агрегат приготовления смеси или в насосный агрегат различных типов технологических жидкостей, применяемых при проведении глубоко проникающего гидравлического разрыва пластов.



Рисунок Г.6 - Цистерна вертикальная

## Схема обвязки

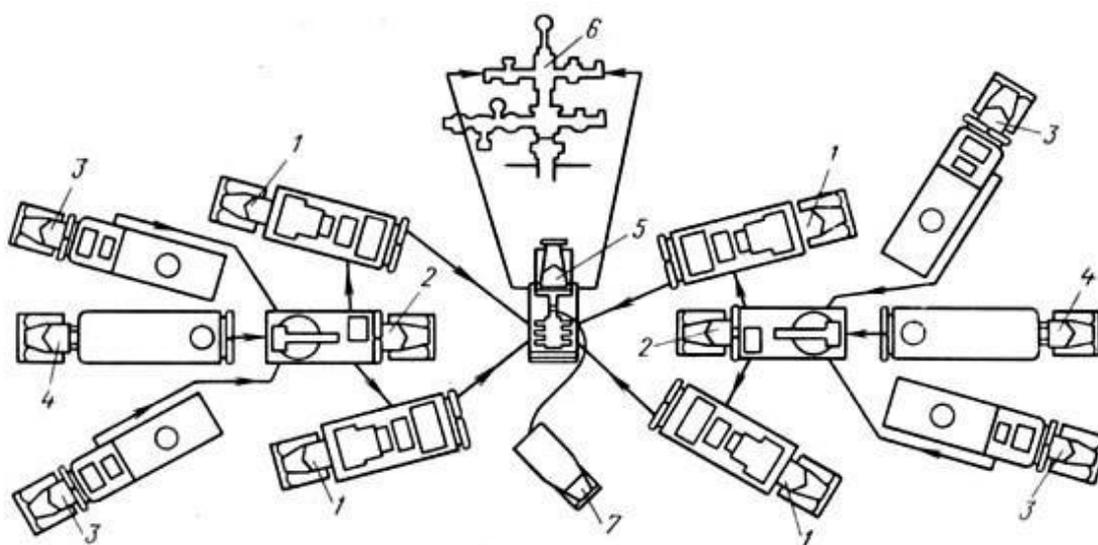


Рисунок Г.7 - Схема обвязки при ГРП

1 - насосные агрегаты; 2 - пескосмесительные агрегаты; 3 - автоцистерны с технологическими жидкостями; 4 - песковозы; 5 - блок манифольдов высокого давления; 6 - арматура устья; 7 - станция контроля и управления процессом (расходомеры, манометры, радиосвязь).

### Основные технологии проведения МГРП

Есть два основных типа многостадийного гидроразрыва пласта:

- общая технология
- технология с применением пакерных компоновок

Первая технология предполагает спуск в скважину насадки, которая, перемещаясь в зацементированной горизонтальной части ствола, посредством закачки пропанта осуществляет многократный гидравлический разрыв пласта, и, как следствие, создает трещины с высокой проводимостью в нефтенасыщенном пласте, что интенсифицирует приток пластового флюида в скважину.

Процесс применения общей технологии изображен на рисунке Г.8.

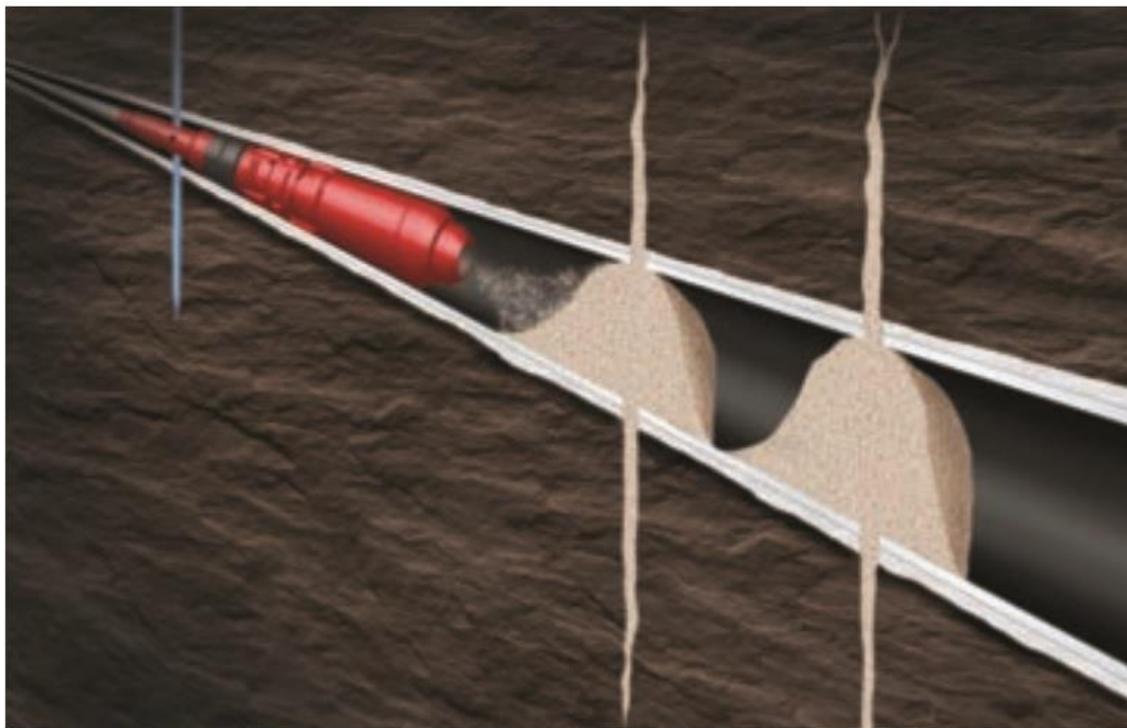


Рисунок Г.8 – Общая технология

При использовании второй технологии в горизонтальную часть скважины опускается хвостовик с циркуляционными муфтами и системой заколонных пакеров для изоляции интервалов. Хвостовик, который оборудован специальными муфтами с открывающимися окнами, в момент спуска герметичен и не позволяет сообщения внутрискважинного пространства с заколонным. В ходе операции в поток жидкости ГРП направляются шары калиброванного размера по принципу матрешки, начиная с шара самого малого диаметра, которые, «сажаясь» в седла, расположенные в муфтах, открывают их, обеспечивая сообщение с пластом для дальнейшего проведения операции. Таким образом, по завершении каждой стадии гидроразрыва сброшенный в скважину шар изолирует предыдущий интервал и открывает порты в хвостовике напротив следующего интервала обработки, что позволяет сформировать запланированное число трещин вдоль горизонтальной части ствола скважины. Число таких интервалов в горизонтальных скважинах может исчисляться десятками, но обычно, в Западной Сибири проводят от трех до семи стадий ГРП, что позволяет создать целую систему трещин высокой проводимости и значительно увеличить дебит скважины.

Применение пакерных компоновок при МГРП сокращает технологические риски, т.к. уменьшается количество СПО для посадки и



удаления мостовых пробок, а также увеличивает эффективность каждого гидроразрыва за счет учета характеристик разделенных зон.

Рисунок Г.9 - Пакерная технология

### **Компоновка ГРП интервальная**

Компоновка гидроразрыва пласта интервальная (ГРП-И) применяется для создания необходимого количества зон стимуляции, что позволяет обеспечивать более высокий дебит продуктивного пласта скважины на максимально возможной протяжённости. Технология применения данной системы заключается в спуске не цементируемого хвостовика с установленными гидромеханическими пакерами и портами в строго заданных интервалах, благодаря чему, после приведения в действия соответствующих устройств, создаются контролируемые зоны изоляции для проведения стимуляции. Применение данной технологии так же обеспечивает сокращение времени строительства скважины.

Компоновка ГРП-И для спуска хвостовика в материнскую колонну включает в себя следующую технологическую оснастку:

1. Башмак. Предназначен для направления колонны при спуске.

Внешний вид башмака приведен на рисунке Г.10.



Рисунок Г.10 – Башмак

2. Обратный клапан. Предназначен для защиты от попадания шлама на посадочные седла портов.

На рисунке Г.11 приведена внутренняя конструкция обратного клапана.

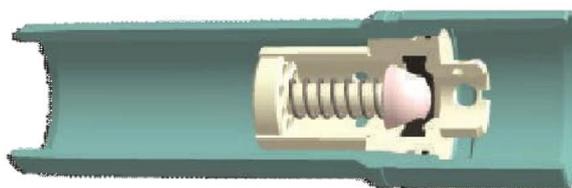


Рисунок Г.11 – Обратный клапан

3. Нижний порт (в комплекте с соответствующим шаром). Предназначен для получения сигнала «Стоп» наименьшим шаром, и как следствие, создание избыточного внутриколонного давления для приведения в действие соответствующих устройств технологической оснастки. После спуска герметизирующего устройства обеспечивается возможность создания внутриколонного давления для открытия доступа жидкости гидроразрыва пласта и геля с пропантом в зону изоляции открытого ствола.

Нижний порт изображен на рисунке Г.12.

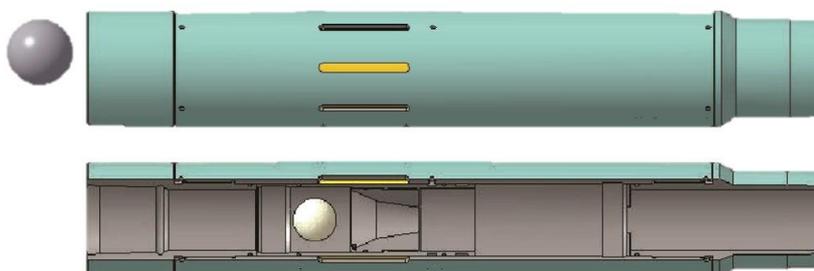


Рисунок Г.12 – Нижний порт

4. Якорь гидравлический. Предназначен для удержания колонны от выталкивания хвостовика под действием высокого давления при проведении

ГРП. Устанавливается в открытом стволе скважины. В зависимости от протяженности участка возможно устанавливать несколько якорей.

Внешний вид якоря гидравлического приведен на рисунке Г.13.



Рисунок Г.13 – Якорь гидравлический

5. Пакер гидромеханический. Предназначен для надёжного разобщения зон стимуляции. Интервалы установки пакеров выбираются с учетом данных кавернометрии. Количество пакеров определяется необходимым числом зон стимуляции.

Внешний вид пакера гидромеханического приведен на рисунке Г.14.



Рисунок Г.14 – Пакер гидромеханический

6. Порт ГРП-И (в комплекте с соответствующим шаром). Предназначен для посадки шара и обеспечение открытия доступа жидкости гидроразрыва пласта и геля с пропантом в соответствующую зону изоляции открытого ствола. Количество гидравлических портов определяется необходимым числом зон для стимуляции.

7. Якорь гидравлический. Предназначен для удержания хвостовика от выталкивания под действием высокого давления при проведении ГРП. Устанавливается в обсаженном стволе скважины.

8. Подвеска хвостовика нецементируемая. Предназначена для спуска хвостовика на транспортировочной колонне до заданного интервала, подвешивания хвостовика. Обеспечивает посадочное место для герметизирующего устройства.

Подвеска хвостовика нецементируемая изображена на рисунке Г.15.



Рисунок Г.15 – Подвеска хвостовика нецементируемая

9. Герметизирующее устройство с гидравлическим якорем.

## Спуск компоновки ГРП-И непрерывного многостадийного ГРП

1. Осуществляется спуск до заданной глубины с установкой технологической оснастки в заданных интервалах с проведением промежуточных промывок. Интервалы для установки пакеров выбираются с учетом данных кавернометрии.

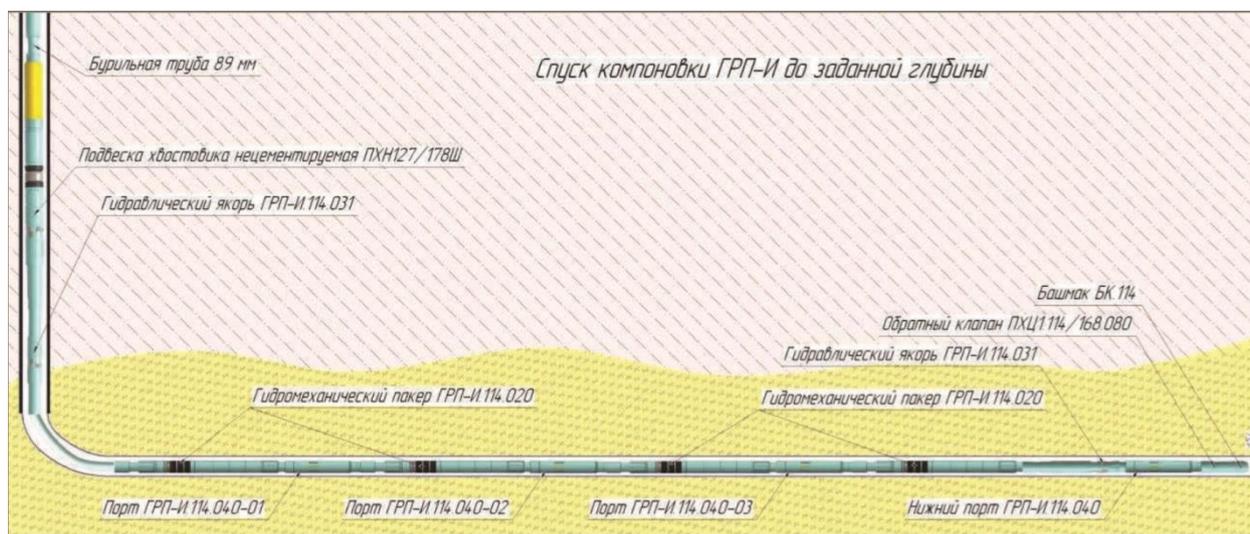


Рисунок Г.16 – Спуск компоновки ГРП-И до заданной глубины

2. Производится пуск самого маленького шара и продавка жидкостью гидроразрыва пласта до сигнала «Стоп». Нарращивается избыточное давление для срабатывания якорей, пакеров и подвески хвостовика. После срабатывания устройств обеспечивается:

- фиксация хвостовика в стволе скважины;
- разделение затрубного пространства хвостовика на изолированные участки;
- пакеровка головы хвостовика;
- разъединение транспортировочной колонны от хвостовика.

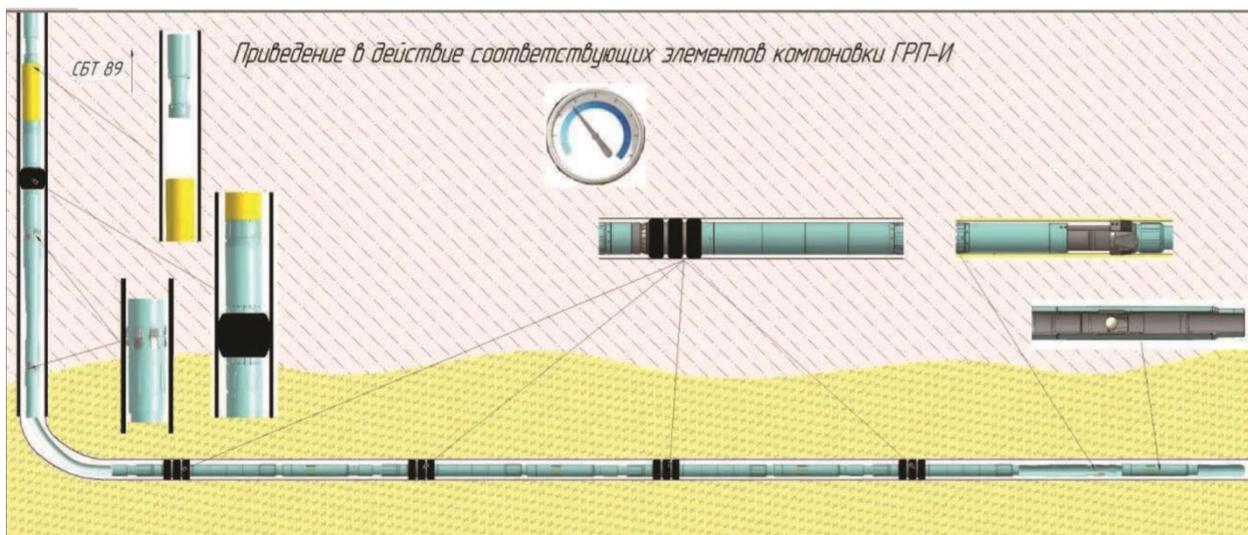


Рисунок Г.17 – Приведение в действие соответствующих элементов компоновки ГРП-И

3. После разъединения производится подъем транспортировочной колонны и демонтаж бурового станка.

4. Осуществляется разворачивание станка КРС.

### Спуск герметизирующего устройства и проведение МГРП

1. Производится спуск НКТ с герметизирующим устройством УГРХ на нижней трубе и посадка последнего в адаптер ПХН. Устье обвязывается арматурой ГРП и опрессовывается затрубное пространство.

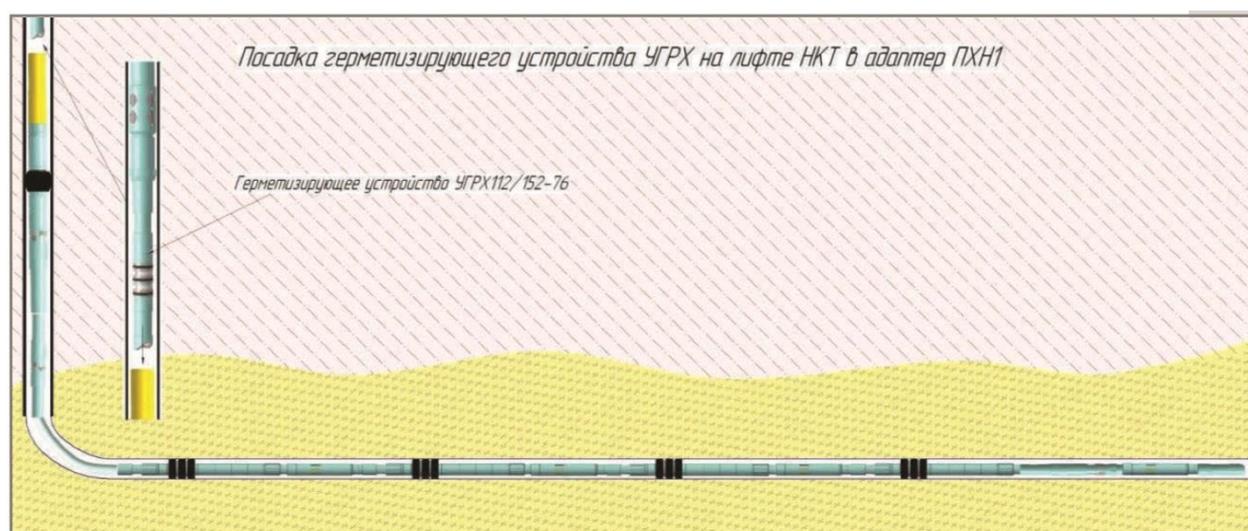


Рисунок Г.18 – Посадка герметизирующего устройства на НКТ в адаптер ПХН

2. Нарастивается избыточное давление, открывающее нижний порт. Создаваемое избыточное давление вызывает гидроразрыв пласта.

Расклинивающий эффект создаётся за счет закачки необходимого объема пропанта. Происходит стимуляция призабойной зоны.

На рисунке Г.19 изображено открытие нижнего порта, ГР изолированного участка и закачка пропанта.



Рисунок Г.19 – Открытие нижнего порта, ГР изолированного участка и закачка пропанта

3. Для очистки зоны стимуляции закачивается жидкость гидроразрыва пласта. Пускается следующий шар и продавка до посадки в соответствующий порт, тем самым отсекая предыдущий интервал. Нарастиванием избыточного давления открывается порт в изолированную гидромеханическими пакерами зону для проведения стимуляции. Операция повторяется необходимое количество раз. Максимальное количество зон стимуляции определяется возможностью прохождения последнего шара через лифт НКТ.

На рисунке Г.20 изображено последовательное открытие и закачка пропанта в оставшиеся участки.

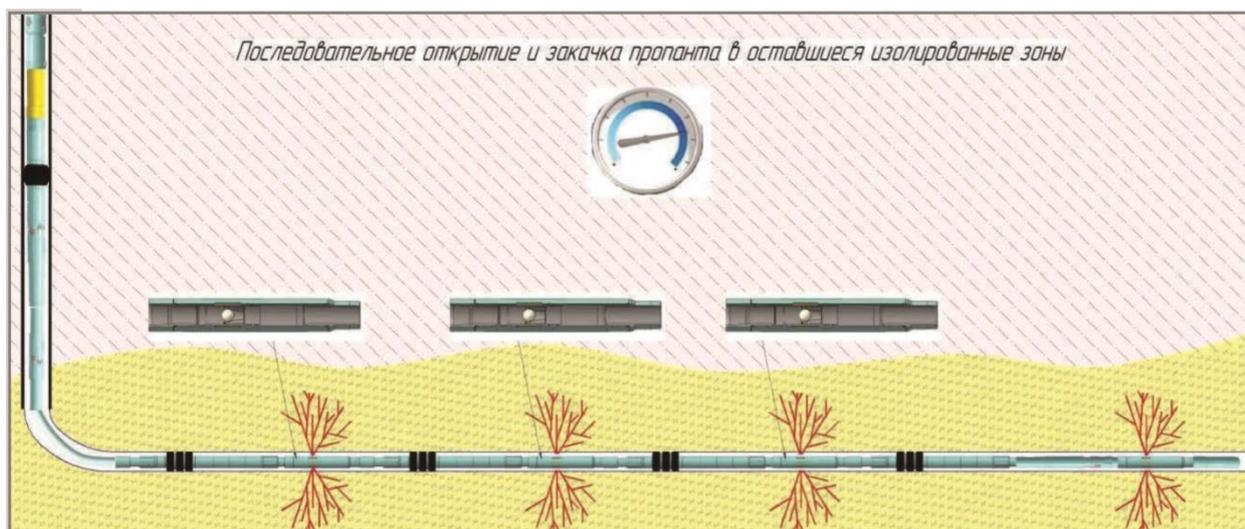


Рисунок Г.20 – Последовательное открытие и закачка пропанга в оставшиеся участки

4. После прекращения ГРП за счет оттока из скважины шары вымываются на устье.
5. Поднимается лифт НКТ.
6. Для получения равнопроходного канала в хвостовике допускается разбуривание посадочных сёдел.

### **Вывод**

Технология ГРП имеет большую историю. Сначала это были единичные операции, теперь – самый эффективный метод увеличения продуктивности скважин. На данный момент, разработка многих месторождений невозможна без гидроразрыва пласта. Например, в США, где данная технология применяется крайне широко, около трети запасов стали доступны благодаря ей, и, по некоторым оценкам, за счет ГРП количество извлекаемых запасов нефти в Северной Америке увеличилось на 8 млрд. баррелей.

Сейчас, многостадийный гидравлический разрыв пласта по праву считается самой новой и передовой технологией в нефтяной промышленности, эффективность которой максимальная для горизонтальных скважин и позволяет в разы увеличить коэффициент извлечения запасов, а также более эффективно и рентабельно эксплуатировать скважину на самой поздней стадии её разработки. Многие компании очень активно используют данную технологию.

В настоящее время многостадийный гидроразрыв пласта, пожалуй, единственный проверенный способ разработки месторождений, относящихся к трудноизвлекаемым запасам (ТРИЗ). Сюда входят и месторождения, где фильтрационные свойства пластов не могут обеспечить рентабельные притоки при применении обычных методов разработки, — им МГРП может дать новую жизнь, и такие, пока экспериментальные варианты, как баженовская свита. Именно освоение залежей ТРИЗ стало толчком для активного внедрения МГРП.

# Приложение Д

## Организационная структура ОАО «Саратовнефтегаз»

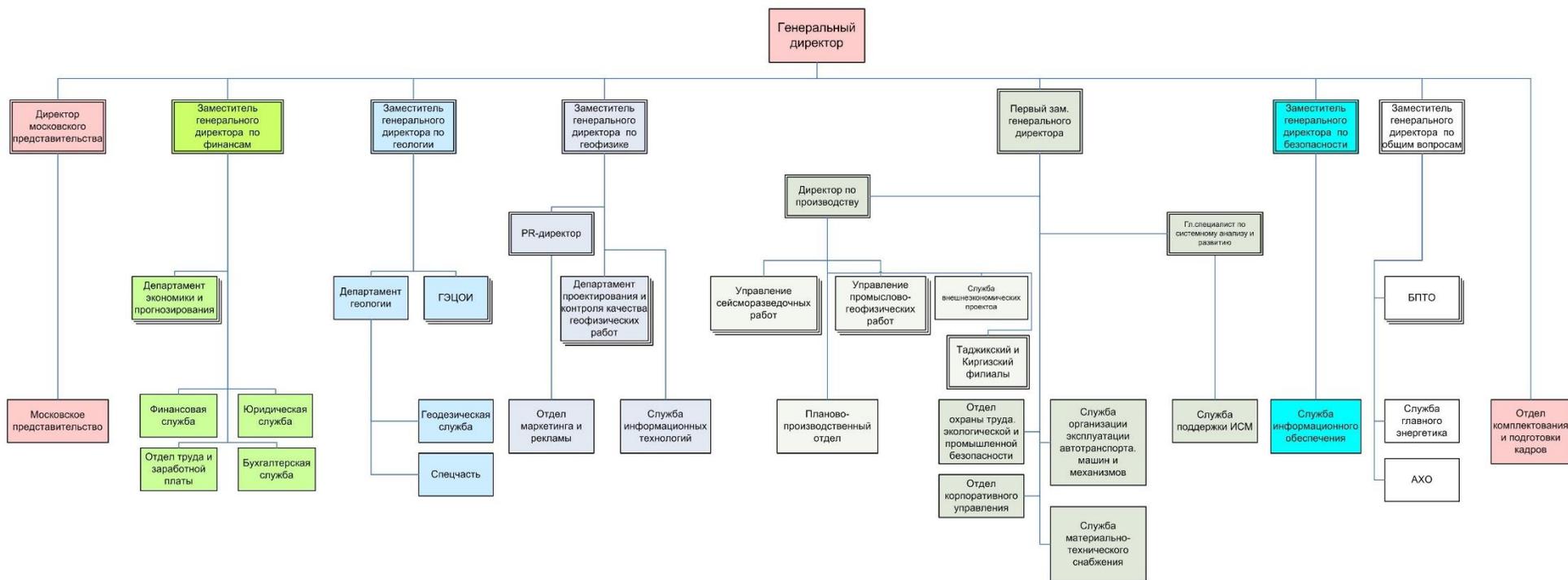


Рисунок Д.1 - Организационная структура ОАО «Саратовнефтегаз»

**Приложение Е**  
**Нормативная карта**

Таблица Е.1 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота (буровой головки)	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт	Время механического бурения, час	СПО и Прочие работы, час	Всего, час
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения, 1 м/ч					
Вышкомонтажные работы										1080
Подготовительные работы к Бурению										96
Бурение под направление Промывка (ЕНВ) Нарращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНВ) Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ) Итого:	ВБМ 393,7 GRDP 215	0	30	350	0,036	30	0,14	1,00	0,12	1,08 0,03 0,13 0,24 0,43 1,13 0,37 17 1,43 0,30 22,14
Бурение под кондуктор Промывка (ЕНВ) Нарращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНВ) ПГИ (ЕНВ) Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ) Итого:	ВБМ 295,3 FD 519 SM	30	842	3200	0,067	812	0,30	28,62	3,12	54 0,31 5,5 0,24 0,43 0,83 0,60 68 5,45 4,80 0,90 141,06

Продолжение таблицы Е.1

Бурение под отбор керна Промывка (ЕНВ) Наращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) Установка и вывод УБТ за палец ПГИ (ЕНВ) Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ) Итого:	ВБМ 215,9/100 СВ 913 SM	1790	1924	1500	0,09	134	0,01	1,26	8,09	12 2 0,3 0,25 0,4 1 0,20 14,37 1,6 0,30 32,42
Бурение под эксплуатационную колонну Промывка (ЕНВ) Наращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНВ) ПГИ (ЕНВ) Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ) Итого:	ВБМ 215,9 FD 713 MH	842	1918	3200	0,083	1076	0,09	21,24	8,26	89 1,13 1,33 0,24 0,47 0,20 72,3 10,10 5,90 1,00 180,34
Бурение под хвостовик Промывка (ЕНВ) Наращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНВ) ПГИ (ЕНВ) Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ) Итого:	ВБМ 142,9 FD 613 M	1918	2633	2000	0,1	715	0,25	45,00	10,60	73 1,03 2,80 0,24 0,43 3,12 1,35 61,3 12,64 7,02 1,20 164,13

## Приложение Ж

### Сметный расчет на бурение и крепление скважины

Таблица Ж.1 - Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготов. работы		Направление		Кондуктор		ЭК		хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<b>Затраты зависящие от времени</b>												
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,2	4,00	516,6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Социальные отчисления, 30%			0,00	175,6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,2	0,00	0,00	0,05	6,91	2,25	310,93	3,71	512,68	3,00	414,6
Социальные отчисления, 30%			0,00	0,00	0,00	2,35	0,00	105,72	0,00	174,31	0,00	141
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	4,00	46,4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Социальные отчисления, 30%			0,00	158	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4	0,00	0,00	0,05	0,72	2,25	32,40	3,71	53,42	3,00	43,20
Социальные отчисления, 30%			0,00	0,00	0,00	0,24	0,00	11,02	0,00	18,16	0,00	14,69
Содержание бурового оборудования	сут	252,9	4,00	1011	0,05	12,64	2,25	568,94	3,71	938,11	3,00	758
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1433	4,00	5732	0,05	71,65	2,25	3224,25	3,71	5316,43	3,00	4299
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	153,8	4,00	615,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6	0,00	0,00	0,0	0,00	1,20	269,52	4,96	1114,02	1,88	422,25
Прокат ВЗД	сут	19,5	4,00	77,84	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прокат ВЗД	сут	92,7	0,00	0,00	0,00	0,00	1,20	111,19	4,96	459,59	0,00	0,00

Продолжение таблицы Ж.1

Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывания на забое до 25 %.	сут	241	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,88	453
Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут.	8,9	4,00	35,60	0,27	2,40	2,10	18,69	4,96	44,14	1,88	16,73
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут.	7,5	-	-	0,27	2,04	2,10	15,83	4,96	37,40	1,88	14,18
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,5	0,00	0,00	0,27	40,36	2,10	313,91	4,96	741,42	1,88	281
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	45,5	4,00	182,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	107,9	0,00	0,00	0,27	29,14	2,10	226,65	4,96	535,33	1,88	203
Эксплуатация трактора	сут	33,9	4,00	136	0,05	1,70	1,20	40,70	8,19	277,80	1,88	64
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4,00	401,6	0,05	5,02	1,20	120,48	8,19	822,28	1,88	189
Амортизация кухни-столовой	сут.	5,5	4,00	22	0,27	1,49	2,10	11,61	4,96	27,43	1,88	10,40
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,3	4,00	677	0,05	8,46	1,20	203,15	8,19	1386	1,88	318
Порошок бентонитовый марки Б	т	40,2	0,00	0,00	4,0	160,8	8,00	321,6	4,00	160,8	0,00	0,00
Сода каустическая	т	875,2	0,00	0,00	0,0	14,00	0,10	87,52	0,35	306,32	0,20	175,04
Сода кальцинированная марки	т	183,3	0,00	0,00	0,0	0,00	10,0	1833	9,00	1649,7	5,00	916,50
КСІ	т	215,6	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,00	862,40
Биополимер	т	60	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,00	300,00
Мраморная крошка (фракции 20, 60, 100)	т	198,6	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ectazan-C, Праестол	т	1491	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	0,4	6,63	2,32	4,0	1,40	3,20	1,12	6,00	2,10	12,0	4,20
ВЗД и ГСМ до 250 км	т	16,7	0,00	0,00	0,0	0,00	11,2	186,82	10,6	176,81	18,0	300,24
Материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	т	20,1	0,00	0,00	4,0	80,64	18,10	363	9,35	188	14,2	285

Продолжение таблицы Ж.1

Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб				9647		442		8378		14942		10486
ВБМ 393,7 GRDP 215	шт.	2686	0,00	0,00	0,1	376,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ВБМ 295,3 FD 519 SM	шт	4852	0,00	0,00	0,0	0,00	0,30	1455,81	0,00	0,00	0,00	0,00
ВБМ 215,9 FD 713 МН	шт	5234	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,86	4501,58	0,00	0,00
ВБМ 215,9/100 СВ 913 SM	шт	8845	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,01	88,46	0,00	0,00
ВБМ 142,9 FD 613 М	шт	6971	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,25	1743
Калибратор 393,7	шт.	459	0,00	0,00	0,0	0,00	0,40	183,56	0,00	0,00	0,00	0,00
Калибратор 295,3	шт.	443	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,80	354,08	0,00	0,00
Транспортировка труб	т	4,9	0,00	0,00	18,	90,34	24,80	121,77	48,60	238,63	60,90	299
Транспортировка долот	т	6,6	0,00	0,00	1,00	6,61	1,00	6,61	1,00	6,61	1,00	6,61
Перевозка вахт автотранспортом	сут.	1268	1268									
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб		0,0		0,00		473		1768		5189		2048
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб				9647		915		10146		20132		12534
Всего по сметному расчету, руб		53374										

Таблица Ж.2 - Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК		хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1		2	5	6	7	8	9	10	11	12
Затрат зависящие от времени										
Оплата труда буровой бригады	сут	127,15	0,70	89,01	2,80	356,02	3,00	381,45	2,55	324,23
Социальные отчисления, 30%				26,70		106,81		114,44		97,27
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,60	0,70	8,12	2,80	32,48	3,00	34,80	2,55	29,58
Социальные отчисления, 30%				2,44		9,74		10,44		8,87
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	7,54	0,70	5,28	2,80	21,11	3,00	22,62	2,55	19,23
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение)	сут	252,86	0,70	177,00	2,80	708,01	3,00	758,58	2,55	644,79
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433,00	0,70	1003,10	2,80	4012,40	3,00	4299,00	2,55	3654,15
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины	сут	1368,00	0,70		2,80		3,00		2,55	
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут	419,40	0,70	293,58	2,80	1174,32	3,00	1258,20	2,55	1069,47
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,70	97,22	2,80	388,89	3,00	416,67	2,55	354,17
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе	сут	100,84	0,70	70,59	2,80	282,35	3,00	302,52	2,55	257,14
Эксплуатация ДВС	сут	8,90	0,70	6,23	2,80	24,92	3,00	26,70	2,55	22,70
Автомобильный спец транспорт до 250 км	сут	100,40	0,70	70,28	2,80	281,12	3,00	301,20	2,55	256,02
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,70	118,50	2,80	474,01	3,00	507,87	2,55	431,69
Эксплуатация бульдозера	сут	18,40	0,70	12,88	2,80	51,52	3,00	55,20	2,55	46,92
Эксплуатация трактора	сут	33,92	0,70	23,74	2,80	94,98	3,00	101,76	2,55	86,50

Продолжение таблицы Ж.2

Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км	т	8,21	6,00	49,26	21	172,41	16,00	131,36	5,00	41,05
Башмак колонный БК-324	шт	85,50	1,00	85,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Башмак колонный БК-245	шт	65,00	-	-	1,00	65,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Башмак колонный БК-168	шт	45,50	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	45,50	0,00	0,00
Башмак колонный БК-114	шт	32,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	32,00
Центратор ЦЦ-245/295	шт	25,40	0,00	0,00	17	431,8	0,00	0,00	0,00	0,00
Центратор ЦЦ-215/255	шт	18,70	0,00	0,00	0,00	0,00	38,00	710,6	0,00	0,00
ЦКОД-324 ОТТМ	шт	125,60	1,00	125,6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЦКОД-245 ОТТМ	шт	113,10	0,00	0,00	1,00	113,10	0,00	0,00	0,00	0,00
ЦКОД-168 ОТТМ	шт	105	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	105,00	0,00	0,00
Продавочная пробка ПРП-Ц-324	шт	80,5	1,00	80,5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Продавочная пробка ПРП-Ц-245	шт	59,15	0,00	0,00	1,00	59,15	0,00	0,00	0,00	0,00
Продавочная пробка ПРП-Ц-168	шт	30,12	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	30,12	0,00	0,00
ПХН1.114/168	шт	700	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	700
Головка цементировочная ГЦУ-324	шт	3960	1,00	3960	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Головка цементировочная ГЦУ-245	шт	3320	0,00	0,00	1,00	3320	0,00	0,00	0,00	0,00
Головка цементировочная ГЦУ-168	шт	2880	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	2880	0,00	0,00
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб				6305,53		12180		12494		8076
Обсадные трубы 324x8,5	м	37,21	3,00	111,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Обсадные трубы 245x8,9	м	28,53	0,00	0,00	85,00	2425	0,00	0,00	0,00	0,00
Обсадные трубы 168x8	м	19,96	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Продолжение таблицы Ж.2

Обсадные трубы 168x7,3	м	16,47	0,00	0,00	0,00	0,00	192	3162	0,00	0,00
Хвостовик	м	14,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	97,0	1383
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50	т	5,00	0,00	0,00	0,00	0,00	15	75,75	0,00	0,00
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(5)-100		35,80	0,00	0,00	0,00	0,00	17,6	630	0,00	0,00
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2,00	291,98	3,00	437,97	5,00	720	0,00	0,00
Затворение цемента, тампонажный цех, т		6,01	2,79	16,77	25,87	155,48	54,8	329,35	0,00	0,00
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	ч	36,40	1,00	36,40	1,10	40,04	1,50	54,6	0,00	0,00
Опресовка колонны, тампонажный цех,	агр/оп	87,59	1,00	87,59	1,00	87,59	1,00	87,6	0,00	0,00
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,60	-	-	-	-	1,00	80,6	-	-
Пробег ЦА-320М	км	36,80	3,00	110,40	8,50	312,80	14,00	515,2	15,00	552
Пробег УС6-30	км	36,80	1,00	36,80	3,00	110,40	4,00	147,2	5,00	184
Пробег КСКЦ 01	км	40,80	-	-	-	-	1,00	40,8	2,00	81,6
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49	-	-	16,0	247,84	24,00	372	-	-
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	2,23	41,83	34,8	652,85	80,4	1508	10,50	197
Транспортировка обсадных труб запаса	т	37,52	0,50	18,76	7,50	281,40	14	525	3,00	112,6
Перевозка вахт автотранспортом	сут.	268,00	6351,60							
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб				752,1		4751,42		8259		2510,4
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб				16272		158950,43				
Всего по сметному расчету, руб				61680						

### Приложение 3

#### Сводный сметный расчет

Таблица 3.1 – Сводный сметный расчет с индексом удорожания для Саратовской области на апрель 2018 года

№ п/п	Код номер сметного расчета	Наименование работ и затрат	Един. изм.	Объем работ всего	Сумма в ценах 1984 года	Индекс к виду работ	Сметная стоимость в текущих ценах всего
1	2	3	4	6	8	10	12
1	Глава 1	<b>Подготовительные работы</b>					
1.1	см.рас. 1,1	Обустройство площадки	%	100	78 997	200	15 799 400
1.2	см.рас.	Рекультивация	%	100	12 364	200	2 472 800
1.3	см.рас.1.1	Разборка трубопроводов	%	100	2295	200	459 000
		<b>Итого по подготовительным</b>			<b>93 656</b>		<b>18 731 200</b>
2	Глава 2	Вышкостроение и монтаж оборудования					
2.1	см.рас. 2.1	Строительство и монтаж	монтаж	1	177 994	200	35 598 800
2.2	"-	Разборка и демонтаж	демонт.	1	11 351	200	2 270 200
2.3	см.рас. 2.2	Монтаж оборудования для испытания	монтаж	1	13 905	200	2 781 000
2.4	"-	Демонтаж оборудования для испытания	демонт.	1	1674	200	334 800
		<b>Итого по вышкостроению и монтажу</b>			<b>204 924</b>		<b>40 984 800</b>
3	Глава 3	Бурение и крепление					
3.1	см.рас. 3.1	Бурение скважины	пог.м	3542	53 375	200	10 674 930
3.2	см.рас. 3.2	Крепление скважины	%	100	61 680	200	12 335 943
3.4	Расчет	Затраты буровой бригады при проведении ВСП	сут	10	0	200	0
		<b>Итого по бурению и креплению</b>			<b>115 054</b>	200	<b>23 010 873</b>
4	Глава 4	Испытание скважины					
4.1	см.расч. 4.1	Испытание в процессе бурения	объект	1	14 037	200	2 807 400

Продолжение таблицы 3.1

4.2	см.расч. 4.2	Испытание первого объекта	объект	1	0	200	0
4.3	-"	Консервация скважины	объект	0	6 872	200	1 374 400
4.4	расчет	Оборудование устья скважины	%	100		200	0
4.5	расчет	Ликвидация (консервация) скважины	скв.	1	8080	200	1616000
		<b>Итого по испытанию</b>			<b>28 989</b>		<b>5 797 800</b>
5	Справка	Промыслово-геофизические работы					
		( от глав 3 и 4 )	11%		15844,77042		3 168 954,08
5.1		Проведение ВСП					0
		<b>Итого промыслово-геофизических работ</b>			<b>15844,77042</b>		<b>3168954,084</b>
6	Глава 6	Доп-ные затраты при производстве строи- тельно-монтажных работ в зимнее время:	5,40%				
6.1		- при подготовительных работах			16 123	200	3224664
		Снегоборьба, 0,4%	0,40%		11 943	200	2388640
6.5	расчет	Эксплуатация теплофикационной котельной	сут	78,7	30 610	200	6122000
		<b>Итого по главе 6</b>			<b>58 677</b>		<b>11 735 304</b>
		<b>ИТОГО прямых затрат</b>			<b>517 145</b>		<b>103 428 932</b>
7	Глава 7	Накладные расходы	25,00%		129 286		20 375 500
8	Глава 8	Плановые накопления	8,00%		51 714		6 190 222
		<b>ИТОГО с накладными и плановыми</b>			<b>698 145</b>		<b>129 994 653</b>
9	Глава 9	<b>Прочие работы и затраты</b>					
9.1		Дополнительные затраты					

Продолжение таблицы 3.1

9.2		- премиальные доплаты	24,50%		171 045,60		3 457 857,76
9.3		- надбавка за вахтовый метод работы	4,40%		30 718,39		688 971,66
9.4		- северные льготы	2,98%		20 804,73		3 873 840,65
9.6		Промыслово-геофизические работы	руб				14 200 000
		Услуги по отбору керна	руб				3 150 000
9.7	расчет	Транспортировка керна в п. Каргасок	тн	0,5			11 456
9.8	расчет	Изготовление керновых ящиков	ящик	14			22 086
9.9	расчет						
9.10	расчет	Авиатранспорт	руб				3 975 300
	расчет	Транспортировка вахт автотранспортом	руб	2	68 000,00		136 000
9.11	см.расчет	Бурение скважины на воду					870 600
9.12		Перевозка вахт до г. Томска	руб				112 000
9.13	расчет	Услуги связи на период строительства скважины					25 300
		<b>Итого прочих работ и затрат</b>			<b>290 569</b>		<b>30 523 412</b>
		<b>ИТОГО по гл 1-9</b>			<b>988 714</b>		<b>160 518 064</b>
10		Резерв средств на непредвиденные					
		расходы	5,00%		49435,7003		-122866,4541
		Затраты на авторский надзор - 0,2% от итога по главам 1-8	0,20%		1396,290576		290428,4399
		<b>ИТОГО</b>			<b>1 039 546</b>		<b>160 395 198</b>
		<b>Подрядные работы</b>					
11		Затраты по составлению геолпроекта					0

Продолжение таблицы 3.1

11.1		- затраты на экспертизу геолпроекта					0
12		Затраты по составлению ПСД в т.ч.					0
12.1		- затраты на экспертизу промышленной безопасности ПСД					0
12.2		- затраты на экспертизу ПСД					0
13		Научное сопровождение при строительстве					0
14		Приемка, хранение и обслуживание керна					0
		<b>Итого по подрядным работам</b>					<b>0</b>
		<b>ВСЕГО ПО СМЕТЕ</b>					<b>160 395 198</b>
		НДС	18%				<b>28 871 136</b>
		<b>ВСЕГО с учетом НДС</b>					<b>189 266 334</b>