

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

| Тема работы   |
|---|
| Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Аптский ярус газонефтяного месторождения |

УДК 622.243.23

Студент

| Группа | ФИО                        | Подпись | Дата |
|--------|----------------------------|---------|------|
| 2Б7В   | Назиров Наимжон Равшанович |         |      |

Руководитель ВКР

| Должность  | ФИО                        | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------|----------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент ОНД | Ковалев Артем Владимирович | к. т. н.               |         |      |

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО                    | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент    | Спицына Любовь Юрьевна | к. э. н.               |         |      |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО                  | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|----------------------|------------------------|---------|------|
| Ассистент | Фех Алина Ильдаровна | -                      |         |      |

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2021 г.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов  
Бурение нефтяных и газовых скважин  
Отделение нефтегазового дела

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

**ЗАДАНИЕ**  
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

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

Студенту:

| Группа | ФИО                        |
|--------|----------------------------|
| 2Б7В   | Назиров Наимжон Равшанович |

Тема работы:

Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Аптский ярус газонефтяного месторождения

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

**Исходные данные к работе**

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

1. Геологические условия бурения
2. Глубина по вертикали: по расчету
3. Тип профиля: наклонно-направленный
4. Данные по профилю: длину вертикального участка выбрать, допустимая интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора 1,5 град/10 м, отход на кровлю продуктивного пласта 500 м, максимальный зенитный угол в интервале установки ГНО не более 45 град, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м, глубина спуска насосного оборудования 100 м над целевым пластом
5. Глубина спуска эксплуатационной колонны: выбрать

|  |   |
|--|---|
|  | 6. Способ цементирования (выбрать):<br>одно/двухступенчатый<br>7. Способ перфорации: кумулятивный<br>8. Минимальный уровень жидкости в эксплуатационной колонне: до полного опорожнения   |
| <p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p> | 1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ<br>1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ<br>1.2. Геологические условия бурения<br>1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)<br>1.4. Зоны возможных осложнений<br>1.5. Исследовательские работы<br>2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ<br>2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины<br>2.2. Обоснование конструкции скважины<br>2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя<br>2.2.2. Построение совмещенного графика давлений<br>2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска<br>2.2.4. Выбор интервалов цементирования<br>2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн<br>2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины<br>2.3. Углубление скважины<br>2.3.1. Выбор способа бурения<br>2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента<br>2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород<br>2.3.4. Расчет частоты вращения долота<br>2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя<br>2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны<br>2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов<br>2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины<br>2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна<br>2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин<br>2.4.1. Расчет обсадных колонн<br>2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений<br>2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений<br>2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине<br>2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины<br>2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн<br>2.4.2.2. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов<br>2.4.2.3. Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей<br>2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины<br>2.4.2.4.1. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования<br>2.4.2.4.2. Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси<br>2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн<br>2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин<br>2.5. Выбор буровой установки |
| <p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>   | 1. ГТН (геолого-технический наряд)<br>2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны)   |

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы***(с указанием разделов)*

| Раздел  | Консультант            |
|---|------------------------|
| Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | Спицына Любовь Юрьевна |
| Социальная ответственность                                      | Фех Алина Ильдаровна   |

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:**

|  |
|--|
| 1. Общая и геологическая часть   |
| 2. Технологическая часть   |
| 3. Пути совершенствования конструкций, эксплуатационных характеристик винтовых забойных двигателей |
| 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение                                 |
| 5. Социальная ответственность  |

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

**Задание выдал руководитель:**

| Должность  | ФИО                              | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------|----------------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент ОНД | Ковалев<br>Артем<br>Владимирович | К.Х.Н.                 |         |      |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО                         | Подпись | Дата |
|--------|-----------------------------|---------|------|
| 2Б7В   | Назирова Наимжон Равшанович |         |      |

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Уровень образования: Бакалавриат  
 Отделение школы (НОЦ): Нефтегазовое дело  
 Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2020 /2021 учебного года)

Форма представления работы:

|                     |
|---------------------|
| Бакалаврская работа |
|---------------------|

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

|  |  |
|--|--|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: |  |
|--|--|

| Дата контроля | Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)  | Максимальный балл раздела (модуля) |
|---------------|--|------------------------------------|
|               | 1. Общая и геологическая часть   | 5                                  |
|               | 2. Технологическая часть   | 40                                 |
|               | 3. Пути совершенствования конструкций, эксплуатационных характеристик винтовых забойных двигателей | 15                                 |
|               | 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение                                 | 15                                 |
|               | 5. Социальная ответственность  | 15                                 |
|               | 6. Предварительная защита  | 10                                 |

#### СОСТАВИЛ:

##### Руководитель ВКР

| Должность  | ФИО                        | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------|----------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент ОНД | Ковалев Артем Владимирович | к.т.н.                 |         |      |

#### СОГЛАСОВАНО:

##### Руководитель ООП

| Должность         | ФИО                        | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-------------------|----------------------------|------------------------|---------|------|
| Старший ассистент | Максимова Юлия Анатольевна | —                      |         |      |

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

Студенту:

|               |                               |
|---------------|-------------------------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>                    |
| 2Б7В          | Назирова Наимжону Равшановичу |

|                            |             |                                  |                            |
|----------------------------|-------------|----------------------------------|----------------------------|
| <b>Школа</b>               | <b>ИШПР</b> | <b>Отделение школы (НОЦ)</b>     | Нефтегазовое дело          |
| <b>Уровень образования</b> | Бакалавриат | <b>Направление/специальность</b> | 21.03.01 Нефтегазовое дело |

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

|  |   |
|--|---|
| 1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i> | Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения. |
| 2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>  | Нормы времени на бурение согласно ЕНВ; расходование ресурсов согласно технологической части проекта.    |
| 3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>                                   | Взносы во внебюджетные организации – 30%; НДС – 20%.  |

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

|  |  |
|--|--|
| 1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения поисковых ГРП с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i> | <i>Основные технико-экономические показатели поисковых ГРП</i>                         |
| 2. <i>Планирование и формирование бюджета поисковых ГРП</i>  | <i>Нормативная карта строительства скважины;<br/>Линейный график проведения работ.</i> |
| 3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности поисковых ГРП</i>                  | <i>Сметный расчет стоимости бурения и крепления скважины; сводный сметный расчет.</i>  |

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

|   |
|---|
| 1. <i>Организационная структура управления организацией</i> |
| 2. <i>Линейный календарный график выполнения работ</i>      |
| 3. <i>Нормативная карта</i>                                 |

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

**Задание выдал консультант:**

|                         |                           |                               |                |             |
|-------------------------|---------------------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| <b>Должность</b>        | <b>ФИО</b>                | <b>Ученая степень, звание</b> | <b>Подпись</b> | <b>Дата</b> |
| доцент ОСГН ШБИП<br>ТПУ | Спицына Любовь<br>Юрьевна | к.э.н.                        |                |             |

**Задание принял к исполнению студент:**

|               |                             |                |             |
|---------------|-----------------------------|----------------|-------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>                  | <b>Подпись</b> | <b>Дата</b> |
| 2Б7В          | Назирова Наимжон Равшанович |                |             |

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

|        |                               |
|--------|-------------------------------|
| Группа | ФИО                           |
| 2Б7В   | Назирову Наимжону Равшановичу |

|                     |             |                           |                    |
|---------------------|-------------|---------------------------|--------------------|
| Школа               | ИШПР        | Отделение (НОЦ)           | Нефтегазового дела |
| Уровень образования | Бакалавриат | Направление/специальность | Нефтегазовое дело  |

Тема ВКР:

|  |   |
|--|---|
| Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Аптский ярус газонефтяного месторождения  |   |
| <b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>   |   |
| 1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения   | <p><i>Буровая вышка на газонефтяном месторождении (Чеченская республика)</i></p> <p><i>Предназначенное для строительства наклонно-направленной скважины.</i></p> <p><i>Основная рабочая зона, стол ротора.</i></p>  |
| Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:   |   |
| <p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul> | <p><i>Постановление Правительства РФ от 25 февраля 2000 г. N 162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин» [23]</i></p> <p><i>ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. [24]</i></p> <p><i>«Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019) [25]</i></p> <p><i>Федеральный закон от 28.12.2013 N 400-ФЗ (ред. от 06.03.2019) «О страховых пенсиях» [26]</i></p> |
| <p><b>2. Производственная безопасность:</b></p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>   | <p><i>Вредные факторы:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– неудовлетворительные показатели микроклимата на открытом воздухе;</li> <li>– повышенные уровни шума и вибрации;</li> <li>– недостаточное освещение рабочей зоны;</li> <li>– повышенная запыленность и загазованность;</li> <li>– насекомые, животные.</li> </ul> <p><i>Опасные факторы:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– электрический ток;</li> <li>– движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования;</li> <li>– пожароопасность;</li> <li>– взрывоопасность.</li> </ul>          |

|   |   |
|---|---|
| <b>3. Экологическая безопасность:</b>                       | <ul style="list-style-type: none"> <li>– <i>загрязнение атмосферного воздуха;</i></li> <li>– <i>нарушение гидрогеологического режима;</i></li> <li>– <i>загрязнение поверхностных водных источников и подземных вод;</i></li> <li>– <i>повреждение почвенно-растительного покрова.</i></li> </ul> |
| <b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>            | <ul style="list-style-type: none"> <li>– <i>анализ возможных чрезвычайных ситуаций;</i></li> <li>– <i>мероприятия по устранению ЧС ГНВП, пожары.</i></li> </ul>   |
| <b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b> |   |

**Задание выдал консультант:**

| Должность                      | ФИО                  | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|--------------------------------|----------------------|------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель ООД ШБИП | Фех Алина Ильдаровна | -                      |         |      |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО                        | Подпись | Дата |
|--------|----------------------------|---------|------|
| 2Б7В   | Назиров Наимжон Равшанович |         |      |



## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 139 страниц, 29 таблиц, 15 рисунков, 45 литературных источников, 6 приложений.

Ключевые слова: скважина, нефть, бурение, ВЗД, наклонно-направленная скважина.

Объектом исследования является наклонно-направленная скважина на газонефтяном месторождении (Чеченская республика).

Целью работы является проектирование эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Аптский ярус газонефтяного месторождения.

В работе были разработаны технологические решения и рекомендации для строительства скважины глубиной по стволу 5354 метров.

Область применения: данный технологический проект, может быть, применен сервисными буровыми компаниями.

Все технологические решения для строительства скважины приняты с учетом современных достижений в области технологии и техники строительства скважины.

## Сокращения

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

**ВЗД** – винтовой забойный двигатель;

**ГНВП** – газонефтеводопроявление;

**ГНО** – глубинно-насосное оборудование;

**СНС** – статическое напряжение сдвига;

**СПО** – спуско-подъемные операции;

**УБТ** – утяжеленные бурильные трубы;

**ОЗЦ** – ожидание затвердевания цемента;

**КНБК** – компоновка низа бурильной колонны;

**ПРИ** – породоразрушающий инструмент;

**БКП** – башмак колонный;

**РУО** – раствор на углеводородной основе;

**ЦКОД** – центральный клапан обратного действия;

**ПРП-Ц** – пробка разделительная продавовочная цементирующая;

**ПЩТ** – портландцемент тампонажный.

## Оглавление

|   |    |
|---|----|
| Введение.....   | 13 |
| 1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ .....   | 14 |
| 1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ.....                       | 14 |
| 1.2 Геологические условия бурения .....   | 15 |
| 1.3 Характеристика газонефтеводности месторождения (площади).....                                       | 16 |
| 1.4 Зоны возможных осложнений.....  | 16 |
| 1.5 Исследовательские работы.....   | 17 |
| 2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ .....   | 18 |
| 2.1 Обоснование и расчет профиля скважины .....   | 18 |
| 2.2 Обоснование конструкции скважины.....   | 18 |
| 2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя .....   | 18 |
| 2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....   | 19 |
| 2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска .....                                       | 20 |
| 2.2.4 Выбор интервалов цементирования .....   | 21 |
| 2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....  | 21 |
| 2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины.....   | 22 |
| 2.3 Проектирование процессов углубления .....   | 23 |
| 2.3.1 Выбор способа бурения .....   | 23 |
| 2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента .....  | 24 |
| 2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород .....                                 | 25 |
| 2.3.4 Расчет частоты вращения долота.....   | 26 |
| 2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....   | 27 |
| 2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны .....   | 29 |
| 2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....                                  | 30 |
| 2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины.....   | 35 |
| 2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин .....   | 35 |
| 2.4.1 Расчёт обсадных колонн на прочность.....  | 35 |
| 2.4.2 Расчёт процессов цементирования скважины.....   | 40 |
| 2.4.2.1 Расчет объёмов тампонажной смеси и количества составных компонентов .....                       | 41 |
| 2.4.2.2 Обоснование и расчёт объема буферной продавочной жидкостей .....                                | 42 |
| 2.4.2.3 Гидравлический расчет цементирования скважины .....   | 43 |
| 2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....   | 44 |
| 2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин .....                                       | 46 |
| 2.4.4.1 Выбор жидкости глушения .....   | 46 |
| 2.5 Выбор буровой установки.....  | 51 |
| 3. ПУТИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ КОНСТРУКЦИЙ, ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ВИНТОВЫХ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ..... | 52 |
| 3.1. Винтовые забойные двигатели.....   | 52 |

|  |     |
|--|-----|
| 3.2 Турбинные забойные двигатели.....  | 57  |
| 3.3 Перспективы развития отечественных забойных двигателей .....   | 58  |
| 3.4 Совершенствование рабочих органов ВЗД.....   | 59  |
| 3.4.1 Статоры с равномерной толщиной эластичной обкладки .....   | 60  |
| 3.4.2 Оптимизация геометрических и конструктивных параметров рабочих органов ...   | 62  |
| 3.4.3 Совершенствование конструкции турбобуров.....  | 63  |
| 4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....   | 67  |
| 4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия Ямальский филиал АО “ССК” ..... | 67  |
| 4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины .....  | 69  |
| 4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины .....   | 69  |
| 4.2.3 Линейных календарный график выполнения работ .....   | 72  |
| 4.3 Сметная стоимость строительства горизонтальной скважины.....   | 74  |
| 5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....  | 76  |
| 5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....   | 76  |
| 5.1.2 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....   | 76  |
| 5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....   | 76  |
| 5.2 Производственная безопасность .....  | 77  |
| 5.2.1 Анализ вредных производственных факторов, обоснование мероприятий по защите персонала от их действия .....         | 78  |
| 5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....                           | 82  |
| 5.3 Экологическая безопасность.....  | 85  |
| 5.3.1 Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду .....   | 85  |
| 5.3.2 Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности .....  | 87  |
| 5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....   | 89  |
| 5.4.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин .....   | 89  |
| 5.4.2 Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС .....  | 90  |
| Заключение.....  | 91  |
| Список использованной литературы.....  | 92  |
| Приложения А.....  | 96  |
| Приложение Б .....   | 107 |
| Приложение В.....  | 110 |
| Приложение Г .....   | 112 |
| Приложение Д.....  | 120 |
| Приложение Е .....   | 128 |

## **Введение**

В настоящее время невозможно представить экономику Российской Федерации без нефтегазовой отрасли. Доходы от добычи с последующей продажей углеводородов составляет весомую часть бюджета нашей страны. В связи с наметившимися тенденциями, а именно усложнением условий залегания и, как следствие, извлечения остающихся запасов нефти и газа, особенно актуальным становится вопрос о модернизации существующих, а также поиске новых технологий ведения добычи.

Одним из самых сложных и ответственных этапов разработки любого месторождения углеводородов является строительство скважин, успешное решение этой задачи значительно облегчает последующие работы. Этот факт является весомой причиной для внедрения прогрессивных методов и инновационных технологий при бурении.

Целью выпускной квалификационной работы является поиск технологических решений для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на газонефтяном месторождении Чеченской республики.

Работа содержит данные о стратиграфическом строении разреза скважины, кроме того, описаны технологические процессы режима бурения и заканчивания, описано используемое оборудование.

Результатом является проект скважины глубиной 5354 м, который может быть использован в качестве типового для месторождений с аналогичными исходными данными, а также в качестве примера при обучении студентов.

# 1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

## 1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Характеристика района бурения скважины представлена в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Географическая характеристика района строительства

| Наименование   | Значение                         |
|--|----------------------------------|
| Характер рельефа   | Равнина                          |
| Покров местности   | Лесостепи                        |
| Заболоченность   | -                                |
| Административное<br>- республика;                                    | расположение:<br>РФ<br>Чеченская |
| Температура воздуха, °С  |                                  |
| - среднегодовая  | +8                               |
| - наибольшая летняя  | +35                              |
| - наименьшая зимняя  | -32                              |
| Максимальная глубина промерзания грунта, м:                          | -                                |
| Продолжительность зимнего периода в году, сутки                      | 120                              |
| Азимут преобладающего направления ветра, град                        | Юго-Западное                     |
| Наибольшая скорость ветра, м/с:                                      | до 20                            |
| Метеорологический пояс (при работе в море)                           | -                                |
| Количество штормовых дней (при работе в море)                        | -                                |
| Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м -<br>кровля - подошва | -                                |
| Геодинамическая активность   | Средняя                          |



Рисунок 1.1 – Обзорная карта района работ

## 1.2 Геологические условия бурения

Стратиграфическая характеристика разреза представлен в таблице А.1 приложения А.

Литологическая характеристика разреза представлена в таблице А.2.

В таблице А.3 представлен прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины.

Прогноз давлений и температур по разрезу представлен в таблице А.4

Разрез скважины сложен породами мягкими и средними горными породами, следовательно необходимо проектировать породоразрушающие инструменты, позволяющие бурить породы данной категории.

Продуктивный горизонт 5222-5262 сложен аргиллитами, песчаниками и алевролитами.

Аномально высокие пластовые давления отсутствуют.

В интервале 3768-4572 метров наблюдается максимальный градиент давления гидроразрыва, который равняется 2,23 МПа на 100 м.

### **1.3 Характеристика газонефтеводности месторождения (площади)**

Характеристика нефтеносности, водоносности и газоносности месторождения представлены в таблицах Б.1, Б.2, Б.3 (приложение Б).

Разрез представлен тремя нефтеносными, одним газоносным и семью водоносными пластами. Проектирование скважины производится для эксплуатации нефтеносного интервала 5222-5262 м. Конструкция скважины проектируется таким образом, что неизбежно вскрытие всех водоносных горизонтов в процессе бурения.

### **1.4 Зоны возможных осложнений**

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в таблице А.5. приложения А.

В разрезе имеется ряд интервалов, в которых возможны следующие осложнения: поглощение бурового раствора (61-771, 2193-3168, 3768-4782 м), осыпи и обвалы стенок скважины (0-4572, 5222-5422 м), нефтегазоводопроявления (1380-3168, 4572-4732 и 4872-4887, 5222-5262 м) и прихватоопасные зоны (0-4672, 4752-4782, 5072-5422 м).

Для предупреждения осложнений необходимо тщательно контролировать параметры бурового раствора, а также ограничивать скорость при СПО. В интервалах с возможными осыпями и обвалами стенок рекомендуется поддерживать высокую механическую скорость, низкую водоотдачу и проектную плотность. В интервалах с прихватоопасными зонами



необходимо применять смазочные добавки, ограничивать время оставления инструмента без движения не более 5 минут.

### **1.5 Исследовательские работы**

Характеристика исследовательских работ, проводимых в скважине представлена в таблице А.6 приложения А.

## **2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ**

### **2.1 Обоснование и расчет профиля скважины**

По техническому заданию данные по профилю: допустимая интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора 1,5 град/10 м, отход на кровлю продуктивного пласта 500 м, максимальный зенитный угол в интервале установки ГНО не более 45 град, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м, глубина спуска насосного оборудования 100 м над целевым пластом.

В соответствии с техническим заданием, максимальный зенитный угол должен составлять не более 45°. Руководствуясь этим, выбираем тангенциальный профиль скважины.

Расчёты производились в программе «Инженерные расчёты строительства скважины» ООО «Бурсофтпроект». Результаты проектирования представлены в таблице В.1 приложения В. Проектируемый профиль скважины представлен на рисунке В.1.

Геометрия профиля подобрана по методическим указаниям: участки набора и падения зенитного угла возможно минимальны, участок стабилизации протяжённый – это обуславливается меньшей сложностью проводки скважины.

### **2.2 Обоснование конструкции скважины**

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

Так как тип перфорации кумулятивный согласно ТЗ, то выбираем закрытый тип забоя скважины. Конструкция забоя предоставлена на рисунке 2.1.

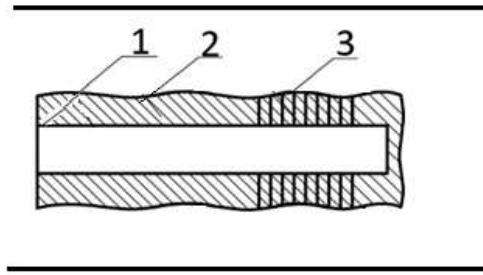


Рисунок 2.1 – Конструкция закрытого забоя:

1 – обсадная колонна; 2 – цементное кольцо; 3 – перфорационное отверстие

### 2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений наглядно показывает изменение градиентов пластовых давлений на всей глубине скважины, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора.

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 2.2.

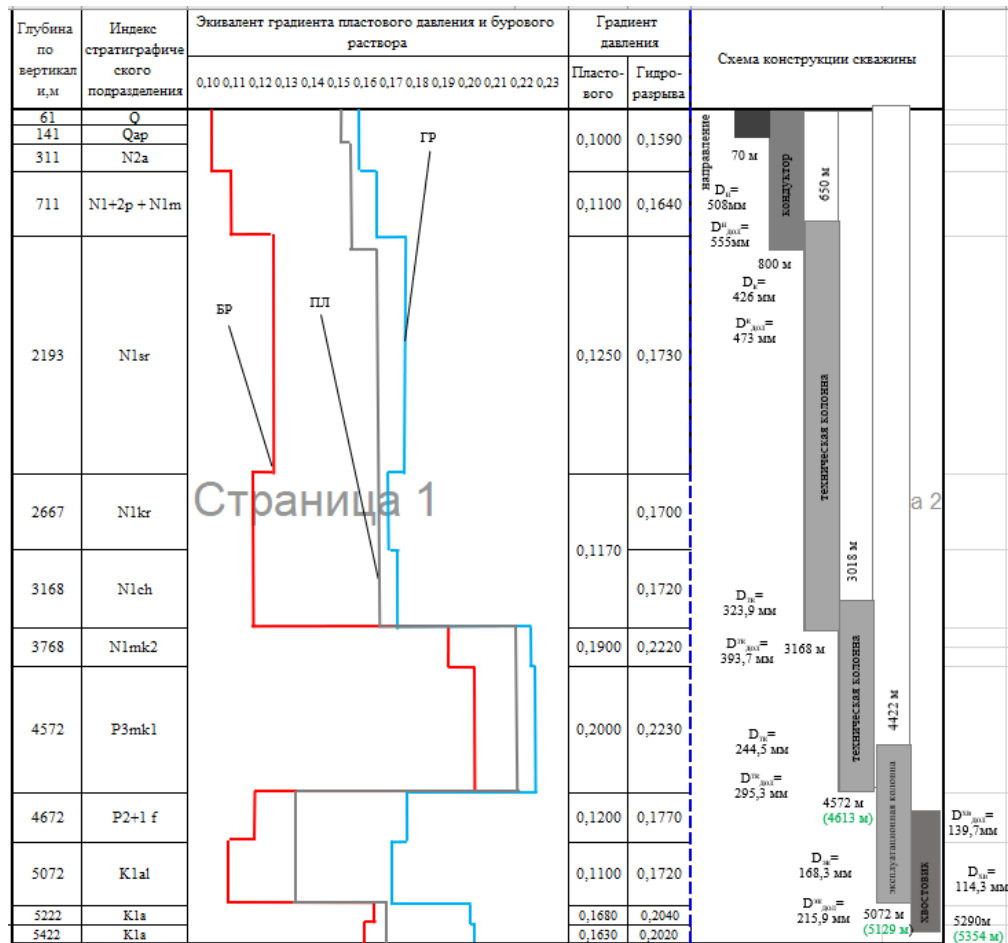


Рисунок 2.2 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

Проанализировав данный график можно заключить, что в разрезе присутствуют интервалы с несовместимыми условиями бурения и необходимо использование двух технических колонн (промежуточных) в конструкции скважины.

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

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений (см. «Стратиграфический разрез скважины») на 10 м. Так как в моей скважине 61 м четвертичные отложения, то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 70 м.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Исходя из расчетов и ожидаемых осложнений было принято решение спускать кондуктор на 800 м.

Спуск первой технической колонны проектируем до начала первого интервала несовместимых условий бурения – 3168 м.

Спуск второй технической колонны проектируем до конца первого интервала несовместимых условий бурения – 4572 м (4613 м).

Эксплуатационную колонну спускают до конца второго интервала несовместимых условий бурения – 5072 м (5129 м).

Хвостовик спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще 30 м. под ЗУМППФ. Глубина спуска составляет 5290 м (5354 м).

## **2.2.4 Выбор интервалов цементирования**

В соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [2]:

- направление и кондуктор цементируются на всю длину – 0 – 70 м и 0–800 м соответственно;
- первая техническая колонна цементируется с учетом перекрытия башмака кондуктора не менее чем на 150 м: 650-3168 м.
- вторая техническая колонна цементируется с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны не менее чем на 150 м: 3018-4613 м.
- эксплуатационная колонна цементируется с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны не менее чем на 150 м: 4463-5129 м.
- хвостовик цементируется с учетом перекрытия башмака эксплуатационной колонны не менее чем на 75 м: 5054-5354 м.

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

Расчет диаметров скважины и обсадных колонн осуществляется снизу вверх в программном продукте Excel по методике, приведенной в методичке «Проектирование конструкций скважины» [3]. Расчет диаметров скважины осуществляется снизу-вверх. Результаты расчетов конструкции скважины представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Результаты проектирования конструкции скважины

| Колонна                  | Глубина спуска, м      |                      |                     |                             | Интервал цементирования, м |           | внешний диаметр обсадной колонны, мм | диаметр долота на интервале, мм |
|--------------------------|------------------------|----------------------|---------------------|-----------------------------|----------------------------|-----------|--------------------------------------|---------------------------------|
|                          | расчетная по вертикали | запроектированная по | расчетная по стволу | запроектированная по стволу | по вертикали               | по стволу |                                      |                                 |
| Направление              | 70                     | 70                   | 70                  | 70                          | 0-70                       | 0-70      | 508                                  | 555                             |
| Кондуктор                | 800                    | 800                  | 800                 | 800                         | 0-800                      | 0-800     | 426                                  | 490                             |
| Техническая колонна 1    | 3168                   | 3168                 | 3168                | 3168                        | 650-3168                   | 650-3468  | 323,9                                | 393,7                           |
| Техническая колонна 2    | 4572                   | 4572                 | 4613                | 4613                        | 3018-4572                  | 3018-4613 | 244,5                                | 295,3                           |
| Эксплуатационная колонна | 5072                   | 5072                 | 5129                | 5129                        | 4422-5072                  | 4463-5129 | 168,3                                | 215,9                           |
| Хвостовик                | 5290                   | 5290                 | 5354                | 5354                        | 4927-5290                  | 4979-5354 | 114,3                                | 146                             |

### 2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления  $P_{МУ}$ , которая для нефтяной скважины рассчитывается по формуле (2.1):

$$P_{МУ} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр}, \quad (2.1)$$

где  $P_{пл}$  – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа;

$\rho_n$  – плотность нефти (см. «Нефтеносность по разрезу скважины»), кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с<sup>2</sup>;

$H_{кр}$  – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м.

Определяем максимальное давление опрессовки, которое должно превышать не менее, чем на 10 % возможное давление, возникающее при ликвидации нефтегазоводопроявлений и открытых фонтанов. Расчеты проведены в программном продукте Microsoft Excel по методике, приведенной в

методичке «Проектирование конструкций скважины» [3].

Результаты расчета представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Расчет давления опрессовки колонны для нефтяных пластов

| Параметр   | Значение параметра                |                                    |                      |
|--|-----------------------------------|------------------------------------|----------------------|
|  | K <sub>2</sub> (K <sub>2m</sub> ) | K <sub>2</sub> (K <sub>2st</sub> ) | K <sub>1a</sub> (II) |
| Пласт  |                                   |                                    |                      |
| Пластовое давление в кровле ПП, МПа                      | 56,06                             | 53,59                              | 85,12                |
| Глубина залегания кровли ПП, м                           | 4672                              | 4872                               | 5222                 |
| Максимальное давление на устье при флюидопроявлении, МПа | 31,76                             | 27,21                              | 56,33                |
| Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа           | 34,43                             | 32,62                              | 61,96                |
| Давление опрессовки колонны, МПа                         | 37,88                             | 35,88                              | 68,16                |

С учетом полученных значений выбираем тип колонной обвязки согласно максимальному давлению опрессовки колонны и диаметров обвязываемых колонн: ОКК3-70-168x245x324x426 К1.

Противовыбросовое давление выбирается с учетом условного диаметра прохода превенторного блока и манифольда, а также рабочего давления и схемы обвязки. Примем схему ОП6-350/80x70 с рабочим давлением 70 Мпа, условным диаметром прохода 350 мм и условным диаметром манифольда 80 мм.

## 2.3 Проектирование процессов углубления

Проектирование технологии процессов углубления включает в себя выбор типа и параметров породоразрушающего инструмента, типов бурового раствора, режимов бурения, конструкции бурильной колонны и компоновки её низа, гидравлической программы промывки.

### 2.3.1 Выбор способа бурения

Выбор способа бурения определяется прежде всего горно-геологическими условиями бурения. Для выбора способа бурения необходимо

также учитывать анализ статистики сооруженных ранее скважин на данном лицензионном участке.

Под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор и первую техническую колонну выбирается способ бурения совмещенный (СВП+винтовой забойный двигатель) для создания необходимой частоты вращения для обеспечения максимальной механической скорости. Для бурения интервала под вторую техническую колонну выбирается способ бурения с использованием роторно-управляемой системы, так как в этом интервале производится набор зенитного угла и бурение происходит на растворе высокой плотности, с которой не сможет работать ВЗД. Бурение участков под эксплуатационную колонну и хвостовик осуществляется с помощью СВП, так как в этом интервале имеются высокие забойные температуры ( $>150\text{ }^{\circ}\text{C}$ ), при которых не сможет работать ни одна из существующих РУС.

Данные по способам бурения предоставлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Способы бурения по интервалам

| Интервал бурения по стволу, м |      | Способ бурения          |
|-------------------------------|------|-------------------------|
| от                            | до   |                         |
| 0                             | 70   | Роторный (СВП)          |
| 70                            | 800  | Совмещенный (СВП + ВЗД) |
| 800                           | 3168 | Совмещенный (СВП + ВЗД) |
| 3168                          | 4613 | РУС                     |
| 4613                          | 5129 | Роторный (СВП)          |
| 5129                          | 5354 | Роторный (СВП)          |

### 2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Проанализировав физико-механических свойства горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и твердости горной породы, для строительства проектируемой скважины выбраны, шарошечное долото для интервала бурения под направление, кондуктор и первую техническую колонну. РДС долота для интервалов бурения под вторую техническую колонну, эксплуатационную колонну и хвостовик, они обеспечат максимальную



механическую скорость бурения при минимальном количестве рейсов. Характеристика долот приведена в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам

| Параметр                 |               | Значение параметра |                   |                              |                     |                    |                    |
|--------------------------|---------------|--------------------|-------------------|------------------------------|---------------------|--------------------|--------------------|
| Интервал, м              |               | 0-70               | 70-800            | 800-3168                     | 3168-4613           | 4613-5129          | 5129-5354          |
| Шифр долота              |               | Ш 555 GRD11 1      | Ш 473 С-ЦВ (213С) | Ш 393,7 М-ЦВ НьюТек Сервисез | БИТ 295,3 ВТ 419 СР | БИТ 215,9 ВТ 613 А | БИТ 139,7 ВТ 613 Н |
| Тип долота               |               | Шарошечное         | Шарошечное        | Шарошечное                   | PDC                 | PDC                | PDC                |
| Диаметр долота, мм       |               | 555                | 473               | 393,7                        | 295,3               | 215,9              | 139,7              |
| Тип горных пород         |               | МС                 | МС                | М                            | М+С                 | М+С                | С                  |
| Присоединительная резьба | ГОСТ          | 3-177              | 3-171             | 3 152                        | 3-152               | 3-117              | 3-88               |
|                          | API           | 7 5/8 Reg          | 6 5/8 FH          | 7 5/8                        | 65/8 Reg            | 41/2Reg            | 31/2Reg            |
| Длина, м                 |               | 0,5                | 0,5               | 0,4                          | 0,39                | 0,37               | 0,35               |
| Масса, кг                |               | 350                | 300               | 163                          | 82                  | 43                 | 30                 |
| G, тс                    | Рекомендуемая | 14-30              | 15-31             | 14-28                        | 2-10                | 2-10               | 2-8                |
|                          | Максимальная  | 30                 | 31                | 40                           | 10                  | 10                 | 8                  |
| n, об/мин                | Рекомендуемая | 40-300             | 40-300            | 40-600                       | 80-440              | 60-400             | 60-200             |
|                          | Максимальная  | 300                | 300               | 600                          | 440                 | 400                | 200                |

где  $G$  – осевая нагрузка, тс;

$n$  – частота вращения, об/мин.

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

Результаты проектирования осевой нагрузки на ПРИ по интервалам представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

| Параметр                         | Значение параметра |        |          |           |           |           |
|----------------------------------|--------------------|--------|----------|-----------|-----------|-----------|
|                                  | 0-70               | 70-800 | 800-3168 | 3168-4613 | 4613-5129 | 5129-5354 |
| Интервал, м                      |                    |        |          |           |           |           |
| <b>Исходные данные</b>           |                    |        |          |           |           |           |
| $D_{\partial}$ , см              | 55,5               | 49     | 39,37    | 29,53     | 21,59     | 14,6      |
| $G_{пред}$ , Т                   | 30                 | 31     | 40       | 10        | 10        | 8         |
| <b>Результаты проектирования</b> |                    |        |          |           |           |           |
| $G_{дон}$ , Т                    | 24                 | 24,8   | 32       | 8         | 8         | 6,4       |
| $G_{проект}$ , Т                 | 8                  | 7      | 7        | 7         | 7         | 6         |

### 2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех типов долот необходимо произвести расчет из условия создания необходимой линейной скорости на периферии долота. Расчет производим по формуле:

$$n_1 = 19,1 \cdot \frac{V_l}{D_{\partial}}, \quad (2.2)$$

где  $V_l$  – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;

$D_{\partial}$  – диаметр долота, м.

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно методике, приведенной в методичке «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» [1], которые обеспечат требуемую линейную скорость долота, а также эффективность разрушения горных пород. Результаты представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Результаты расчета частоты вращения долота.

| Параметр               | Значение параметра |        |          |           |           |           |   |
|------------------------|--------------------|--------|----------|-----------|-----------|-----------|---|
|                        | 1                  | 2      | 3        | 4         | 5         | 6         | 7 |
| Интервал, м            | 0-70               | 70-800 | 800-3168 | 3168-4613 | 4613-5129 | 5129-5354 |   |
| <b>Исходные данные</b> |                    |        |          |           |           |           |   |
| $V_l$ , м/с            | 2,5                | 2      | 1,8      | 1,5       | 1,4       | 1,3       |   |

Продолжение таблицы 2.6

| 1                                |    | 2     | 3       | 4       | 5      | 6      | 7     |
|----------------------------------|----|-------|---------|---------|--------|--------|-------|
| $D_{\delta}$                     | м  | 0,555 | 0,49    | 0,3937  | 0,2953 | 0,2159 | 0,146 |
|                                  | мм | 555   | 490     | 393,7   | 295,3  | 215,9  | 146   |
| <b>Результаты проектирования</b> |    |       |         |         |        |        |       |
| $n_1$ , об/мин                   |    | 86    | 78      | 87      | 97     | 124    | 170   |
| $n_{стат}$ , об/мин              |    | 40-60 | 140-200 | 140-220 | 40-80  | 80-120 | 60-80 |
| $n_{проект}$ , об/мин            |    | 40    | 160     | 140     | 60     | 100    | 70    |

ГДЕ

$n_{стат}$  – статистическое значение частоты вращения долота, об/мин;

$n_{проект}$  – проектное значение частоты вращения долота, об/мин.

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента, которые обеспечат требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность разрушения горных пород.

### 2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Диаметр забойного двигателя в зависимости от диаметра долота определяется по следующей формуле:

$$D_{зд} = (0,8 \div 0,9) \cdot D_{\delta}. \quad (2.3)$$

Требуемый крутящий момент, который должен развивать двигатель определяется по формуле:

$$M_p = M_o + M_{y\delta} \cdot G_{oc}, \quad (2.4)$$

где  $M_o$  – момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н·м;

$M_{y\delta}$  – удельный момент долота, Н·м/кН;

$G_{oc}$  – осевая нагрузка на долото, кН.

Момент необходимый для вращения ненагруженного долота определяется по формуле:

$$M_o = 500 \cdot D_o \quad (2.5)$$

Удельный момент долота определяется по формуле:

$$M_{y\partial} = Q + 1,2 \cdot D_o, \quad (2.6)$$

где  $Q$  – расчетный коэффициент (принимается 1,5), Н·м/кН.

В таблице 2.7 представлен результат проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 2.7 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

| Параметр                         |    | Значение параметра |        |          |           |           |           |
|----------------------------------|----|--------------------|--------|----------|-----------|-----------|-----------|
| Интервал, м                      |    | 0-70               | 70-800 | 800-3168 | 3168-4613 | 4613-5129 | 5129-5354 |
| <b>Исходные данные</b>           |    |                    |        |          |           |           |           |
| $D_o$                            | м  | 0,555              | 0,49   | 0,3937   | 0,2953    | 0,2159    | 0,146     |
|                                  | мм | 555                | 490    | 393,7    | 295,3     | 215,9     | 146       |
| $G_{oc}$ , кН                    |    | 59                 | 78     | 69       | 69        | 69        | 69        |
| $Q$ , Н·м/кН                     |    | 1,5                | 1,5    | 1,5      | 1,5       | 1,5       | 1,5       |
| <b>Результаты проектирования</b> |    |                    |        |          |           |           |           |
| $D_{з\partial}$ , мм             |    | -                  | 392    | 315      | -         | -         | -         |
| $M_p$ , Н·м                      |    | -                  | 4386   | 3544     | -         | -         | -         |
| $M_o$ , Н·м                      |    | -                  | 245    | 197      | -         | -         | -         |
| $M_{y\partial}$ , Н·м/кН         |    | -                  | 60     | 49       | -         | -         | -         |

Для интервала бурения под кондуктор (70–800 метров) выбирается винтовой забойный двигатель ВЗД - ДГР1-240.7/8.55, который позволяет бурить интервалы с заданным углом, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения под первую техническую колонну проектируется винтовой забойный двигатель ВЗД-ДГР1-240.7/8.55, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

Технические характеристики ВЗД представлены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Технические характеристики запроектированных ВЗД

| Двигатель       | Интервал, м        | Наружный диаметр, мм | Длина, м | Вес, кг | Расход жидкости, л/с | Число оборотов, об/мин | Максимальный рабочий | Мощность двигателя, кВт |
|-----------------|--------------------|----------------------|----------|---------|----------------------|------------------------|----------------------|-------------------------|
| ДГР1-240.7/8.55 | 70-800<br>800-3168 | 240                  | 10,225   | 2703    | 30-75                | 62-155                 | 26,0-39,0            | 114-430                 |

Для интервала бурения под вторую техническую колонну проектируется РУС (PowerDrive X5 1100) (d=241,3 мм).

### 2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Компоновки низа бурильной колонны подбирается из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины и ее конструкции.

Выбор и расчет элементов КНБК производится согласно геологическим условиям, конструкции скважины, бурового раствора, профиля скважины.

Для определения коэффициента запаса прочности в клиновом захвате используется табличное значение QTK с применением коэффициента обхвата C=0,9.

Коэффициент запаса прочности в клиновом захвате вычисляется по формуле:

$$N_{300;400} = \frac{Q_{TK}}{Q_{КНБК} + Q_{Б.Т.}}, \quad (2.7)$$

где  $Q_{КНБК}$  и  $Q_{Б.Т.}$  – масса КНБК и бурильной колонны соответственно.

Запроектированные компоновки низа бурильной колонны для бурения под каждый интервал представлены в таблицах Г.1 приложения Г.

В таблице Г.2 приложения Г представлены результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате и коэффициенты запаса прочности бурильных труб

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

Компания, поставляющая реагенты для приготовления буровых растворов – ООО «МИРРИКО».

#### *Направление, кондуктор, первая техническая колонна*

Для бурения интервала под направление (0-70 м) и кондуктор (70-800м) и первую техническую колонну (800-3168 м) используем полимерглинистый буровой раствор, так как интервал сложен преимущественно глинами и слабосцементированными песчаными породами, а также наблюдаются такие осложнения, как поглощения, осыпи и обвалы. Он предназначен для массового бурения эксплуатационных и разведочных скважин в различных отложениях.

#### *Вторая техническая колонна, эксплуатационная колонна и хвостовик*

При бурении интервала 3168-5354 м рекомендуется использовать раствор на углеводородной основе (инвертная эмульсия), так как в этом интервале бурения наблюдается большое число осложнений, высокие пластовые температуры. Разрез сложен преимущественно глинами, известняками, аргиллитами и песчаниками.

Раствор на углеводородной основе (инвертная эмульсия) инертен по отношению к активным глинистым породам и солям, а также имеет высокую термостабильность и обеспечивает минимальное воздействие на продуктивные пласты при их вскрытии.

В таблице 2.9 представлены исходные данные и результаты расчета плотности бурового раствора.

Таблица 2.9 – Исходные данные и результаты расчета плотности бурового раствора.

| Интервал по вертикали, м | Коэффициент репрессии | Пластовое давление, МПа | Глубина по вертикали, м | Плотность, г/см <sup>3</sup> |
|--------------------------|-----------------------|-------------------------|-------------------------|------------------------------|
| 0-70                     | 1,18                  | 0,7                     | 70                      | 1,2                          |
| 70-800                   | 1,13                  | 10                      | 800                     | 1,44                         |
| 800-3168                 | 1,11                  | 37                      | 3168                    | 1,34                         |
| 3168-4613                | 1,09                  | 91,44                   | 4572                    | 2,11                         |
| 4613-5129                | 1,07                  | 55,8                    | 5072                    | 1,31                         |
| 5129-5354                | 1,06                  | 86,23                   | 5290                    | 1,77                         |

Компонентные составы буровых растворов по интервалам бурения по интервалам представлены в таблицах 2.10-2.11.

Таблица 2.10 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимерглинистого раствора для бурения интервалов 0-70, 70-800, 800-3168 м.

| Наименование хим. реагента      | Класс                              | Назначение  | Концентрация, кг/м <sup>3</sup> |
|---------------------------------|------------------------------------|---|---------------------------------|
| NaOH                            | Регулятор pH                       | Поддержание требуемого pH бурового раствора   | 0,45                            |
| Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> | Регулятор жесткости                | Связывание ионов кальция и магния   | 1                               |
| Глинопорошок BENTOLUX API-AS    | Структурообразователь              | Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации | 35                              |
| Оснопак-ВО                      | Высоковязкий понизитель фильтрации | Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств                            | 0,35                            |
| Аtren-FK                        | Смазочная добавка                  | Снижение поверхностного натяжения на границе фаз                                      | 4                               |
| Оснопак-НО                      | Низковязкий понизитель фильтрации  | Регулятор фильтрации  | 5                               |
| Барит КБ-3                      | Утяжелитель                        | Регулирование плотности   | 205/574/413                     |

Таблица 2.11 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов раствора на углеводородной основе для бурения интервала 3168-5354 м

| Наименование хим. реагента                 | Класс                 | Назначение  | Концентрация, кг/м <sup>3</sup> |
|--|-----------------------|---|---------------------------------|
| Ca(OH) <sub>2</sub>                        | Известь               | Источник кальция  | 15                              |
| Cleave FM                                  | Эмульгатор            | Стабилизация эмульсии   | 2                               |
| Основа БР-4                                | Гидрофобизатор        | Гидрофобизация выбуренной породы, уменьшение расхода эмульгатора                      | 2                               |
| Versamod                                   | Регулятор реологии    | Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств                      | 1,5                             |
| НПП-20М                                    | Понизитель фильтрации | Контроль фильтрации   | 2                               |
| Органобентонит<br>Основа Медиум<br>марки Э | Структурообразователь | Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации | 8                               |
| Гематит                                    | Утяжелитель           | Регулирование плотности   | 1739/463/1205                   |

Технологические параметры полимерглинистого раствора и РУО приведены в таблице 2.12.

Таблица 2.12 – Технологические показатели буровых растворов

| Параметр                     | Значение параметра |                  |                  |                          |                          |                          |
|------------------------------|--------------------|------------------|------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|
|                              | Полимерглинистый   | Полимерглинистый | Полимерглинистый | РУО (инвертная эмульсия) | РУО (инвертная эмульсия) | РУО (инвертная эмульсия) |
| Плотность, г/см <sup>3</sup> | 1,2                | 1,44             | 1,34             | 2,11                     | 1,31                     | 1,77                     |



Продолжение таблицы 2.12

| 1                                      | 2     | 3     | 4     | 5     | 6     | 7     |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| СНС 10 сек/10 мин,<br>дПа              | 20/40 | 20/40 | 20/40 | 20/70 | 20/70 | 20/70 |
| Условная вязкость, с                   | 30    | 30    | 30    | 60    | 60    | 60    |
| Водоотдача, см <sup>3</sup> /30<br>мин | <8    | <8    | <8    | < 4   | < 4   | < 4   |
| рН                                     | 8     | 8     | 8     | -     | -     | -     |
| Сод. песка, %                          | < 1,5 | < 1,5 | < 1,5 | -     | -     | -     |
| ДНС, дПа                               | 30    | 30    | 30    | 40    | 40    | 40    |
| ПВ, сПз                                | 14    | 14    | 14    | 30    | 30    | 30    |
| Электростабильность,<br>В              | -     | -     | -     | > 250 | > 250 | > 250 |

В таблице 2.13 представлены результаты проектирования расхода бурового раствора.

Таблица 2.13 – Результаты проектирования расхода бурового раствора

| <b>Расчёт необходимого расхода бурового раствора</b> |        |        |          |               |               |           |
|--|--------|--------|----------|---------------|---------------|-----------|
| Интервал   | 0-70   | 70-800 | 800-3168 | 3168-<br>4613 | 4613-<br>5129 | 5129-5354 |
| Исходные данные                                      |        |        |          |               |               |           |
| D <sub>д</sub> , м                                   | 0,555  | 0,49   | 0,3937   | 0,2953        | 0,2159        | 0,146     |
| K  | 0,65   | 0,6    | 0,6      | 0,55          | 0,5           | 0,45      |
| K <sub>к</sub>                                       | 1,18   | 1,2    | 1,2      | 1,325         | 1,13          | 1,25      |
| V <sub>кр</sub> , м/с                                | 0,15   | 0,14   | 0,13     | 0,13          | 0,12          | 0,11      |
| V <sub>м</sub> , м/ч                                 | 40     | 35     | 25       | 20            | 18            | 15        |
| d <sub>бт</sub> , м                                  | 0,127  | 0,127  | 0,127    | 0,127         | 0,127         | 0,089     |
| d <sub>нмак</sub> , м                                | 0,0222 | 0,0222 | 0,0175   | 0,0159        | 0,0111        | 0,007     |

Продолжение таблицы 2.13

| 1   | 2      | 3      | 4     | 5     | 6     | 7    |
|---|--------|--------|-------|-------|-------|------|
| n   | 1      | 1      | 3     | 6     | 6     | 6    |
| $V_{\text{кпмин}}$ , м/с                                    | 0,5    | 0,5    | 0,75  | 0,75  | 1     | 1    |
| $\rho_{\text{см}} - \rho_{\text{р}}$ ,<br>г/см <sup>3</sup> | 0,02   | 0,02   | 0,02  | 0,02  | 0,02  | 0,02 |
| $\rho_{\text{р}}$ , г/см <sup>3</sup>                       | 1,2    | 1,44   | 1,34  | 2,11  | 1,31  | 1,77 |
| $\rho_{\text{п}}$ , г/см <sup>3</sup>                       | 2,05   | 2,11   | 2,28  | 2,38  | 2,39  | 2,5  |
| S заб   | 0,24   | 0,19   | 0,12  | 0,07  | 0,04  | 0,02 |
| S max   | 0,23   | 0,18   | 0,11  | 0,06  | 0,02  | 0,01 |
| Dс  | 0,81   | 0,77   | 0,69  | 0,63  | 0,49  | 0,43 |
| Результаты проектирования                                   |        |        |       |       |       |      |
| Q <sub>1</sub> , л/с  | 157    | 113    | 73    | 38    | 18    | 8    |
| Q <sub>2</sub> , л/с  | 149    | 86     | 54    | 12    | 13    | 4    |
| Q <sub>3</sub> , л/с  | 115    | 88     | 82    | 42    | 24    | 11   |
| Q <sub>4</sub> , л/с  | 13     | 13     | 31    | 56    | 39    | 25   |
| Области допустимого расхода бурового раствора               |        |        |       |       |       |      |
| $\Delta Q$ , л/с  | 13-157 | 13-113 | 31-82 | 12-56 | 13-39 | 4-25 |
| Запроектированные значения расхода БР                       |        |        |       |       |       |      |
| Q <sub>проект</sub> , л/с                                   | 45     | 45     | 60    | 40    | 30    | 12   |

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения и компонентный состав бурового раствора приведены в приложении Д.

В таблице Д.1 приложения Д представлены результаты расчета потребного объема бурового раствора

В таблице Д.2 приложения Д представлены результаты расчета потребного количества хим. реагентов.

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины».

### **2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины**

Для поддержания требуемого расхода бурового раствора выбираем два трехпоршневых насоса УНБТ-1250. Расчет гидравлической промывки скважины выполнен в программном обеспечении «БурСофтПроект».

Гидравлические показатели промывки скважины, режимы работы буровых насосов, распределение потерь давления в циркуляционной системе представлены в таблицах Д.3-Д.5 приложения Д соответственно.

## **2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин**

В данном разделе приводятся результаты расчетов конструирования обсадных колонн по длине, расчетов процессов цементирования, проектирования процессов испытания и освоения скважин, а также приводятся выбор технологической оснастки обсадных колонн.

### **2.4.1 Расчёт обсадных колонн на прочность**

В качестве продавочной жидкости применяется техническая вода ( $\rho_{\text{прод}} = 1000 \text{ кг/ м}^3$ ).

Согласно РД 39-00147001-767-2000[4], при данных геологических условиях и возможных осложнениях необходимо использовать вязкоупругие буферные жидкости. Применяются для цементирования наклонно-направленных скважин, интервалов повышенной кавернозности и желобов, пластов, склонных к интенсивному поглощению вода ( $\rho_{\text{б.ж.}} = 1030 \text{ кг/ м}^3$ ).

Облегченный тампонажный раствор: плотность принимается равной из диапазона рекомендуемых значений –  $1450 \text{ кг/ м}^3$ .

Тампонажный раствор нормальной плотности: плотность принимается равной из диапазона рекомендуемых значений –  $1850 \text{ кг/ м}^3$ .

Таблица 2.14 – Интервалы цементирования тампонажными растворами различной плотности

| Интервал                 | Интервал цементирования облепченным тампонажным раствором, м |           | Интервал цементирования тампонажным раствором нормальной плотности, м |           |
|--------------------------|--|-----------|---|-----------|
|                          | по вертикали   | по стволу | по вертикали  | по стволу |
| Направление              | –  | –         | 0-70  | 0-70      |
| Кондуктор                | 0-700  | 0-700     | 700-800   | 700-800   |
| ТК1                      | 0-2968   | 0-2968    | 2968-3168   | 2968-3168 |
| ТК2                      | 0-4372   | 0-4407    | 4372-4572   | 4407-4613 |
| Эксплуатационная колонна | 0-4872   | 0-4923    | 4872-5072   | 4923-5129 |
| Хвостовик                | 5000-5096  | 5054-5154 | 5096-5290   | 5154-5354 |

#### 2.4.1.1 Расчёт наружных избыточных давлений

Результаты расчета наружных избыточных давлений для двух случаев были проведены в программе «Excel» и представлены в таблице 2.15. Схемы расположения жидкостей в скважине для эксплуатационной колонны изображены на рисунке 2.3. В этом случае учитывалось условие выхода буферной жидкости на поверхность. Результаты расчета наружного избыточного давления предоставлены в таблице 2.15.

Таблица 2.15– Результаты расчета наружного избыточного давления

| Точка   | 1 | 2    | 3     | 4    | 5    |
|---|---|------|-------|------|------|
| Глубина, м  | 0 | 3018 | 4972  | 5062 | 5072 |
| Наружное избыточное давление в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении, МПа | 0 | 1,48 | 9,15  | 9,79 | 9,79 |
| Наружное избыточное давление в конце эксплуатации нефтяной скважины, МПа                              | 0 | 31,1 | 34,83 | 42,5 | 42,2 |

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением и внутренним, действующим внутри обсадной колонны. Эпюры наружных избыточных давлений представлены на рисунке 2.4.

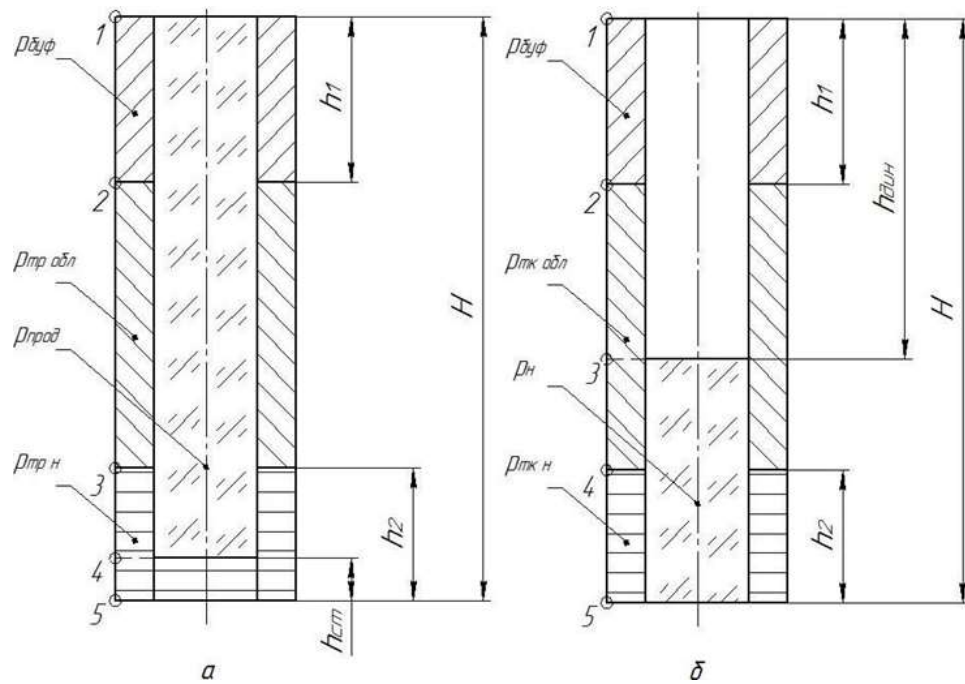


Рисунок 2.3 – Схемы расположения жидкостей в скважине:

- а) в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении;
- б) в конце эксплуатации нефтяной скважины

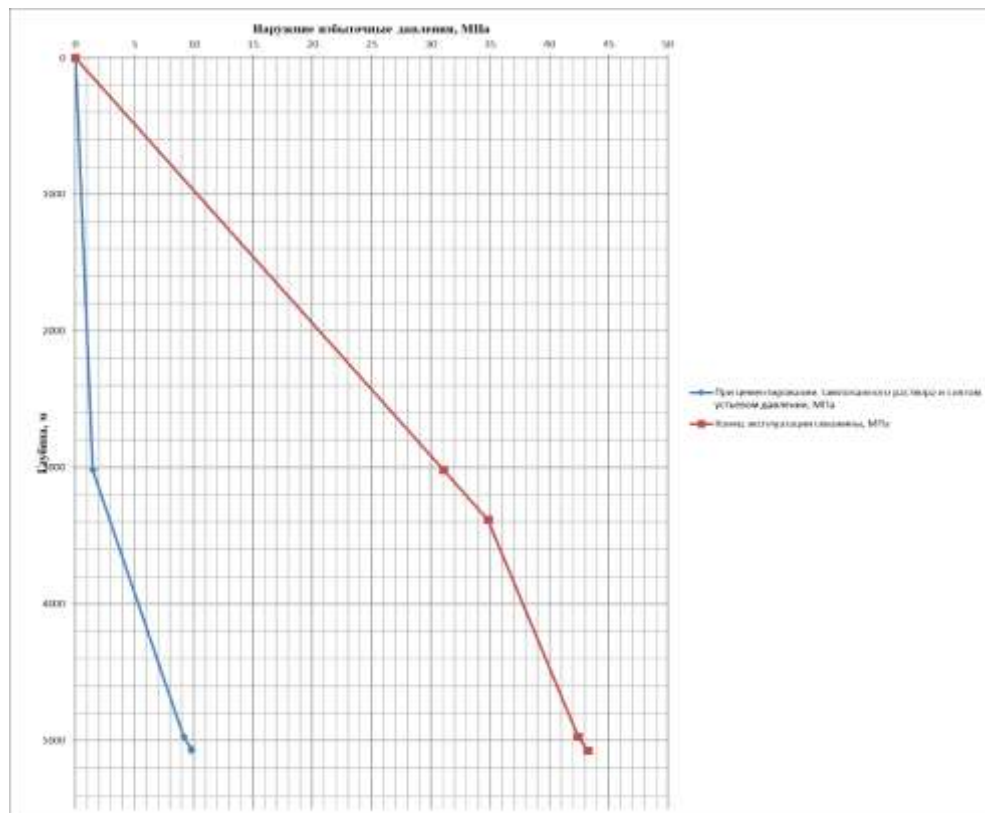


Рисунок 2.4 – Эпюры наружных избыточных давлений

### 2.4.1.2 Расчёт внутренних избыточных давлений

Схемы расположения жидкостей в скважине для эксплуатационной колонны изображены на рисунке 2.5. Эпюры внутренних избыточных давлений представлены на рисунке 2.6.

При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности.

Результаты расчета внутренних избыточных давлений для двух случаев были проведены в программе «Excel» и представлены в таблице 2.16.

Таблица 2.16 – Результаты расчета внутреннего избыточного давления.

| Точка  | 1     | 2     | 3    | 4    | 5    |
|--|-------|-------|------|------|------|
| Глубина, м   | 0     | 3018  | 4972 | 5052 | 5072 |
| Внутреннее избыточное давление в конце продавки тампонажного раствора, МПа | 17,96 | 16,48 | 8,59 | 7,94 | 7,94 |
| Внутреннее избыточное давление при опрессовке обсадной колонны, МПа        | 68,16 | 66,68 | 65,2 | -    | 65,4 |

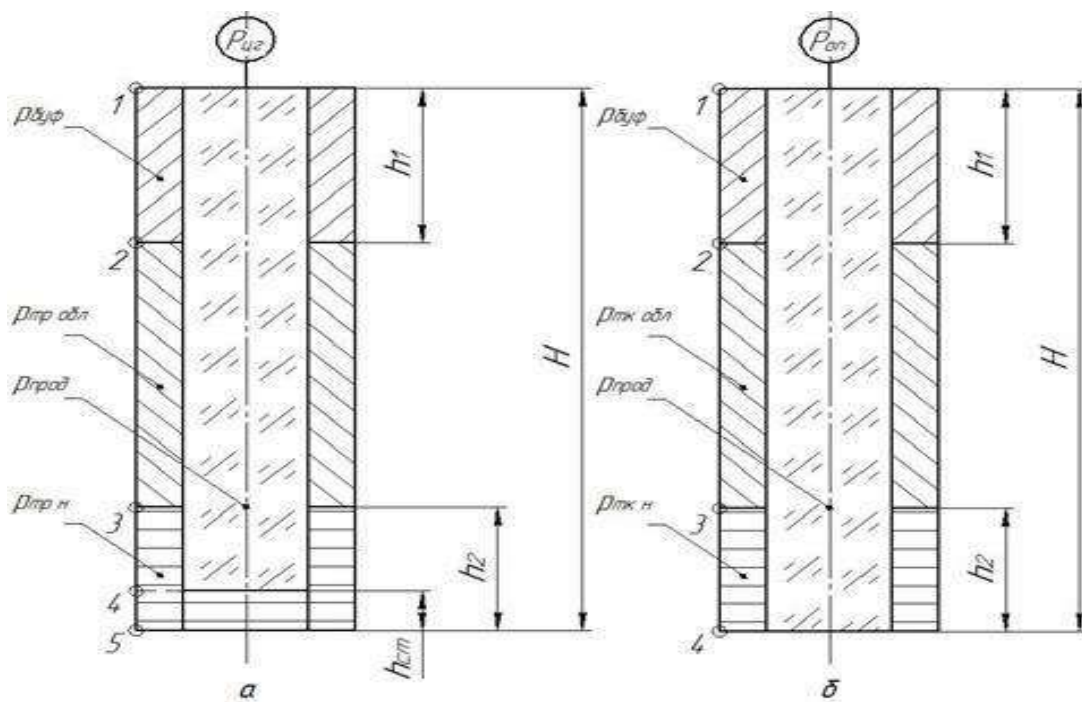


Рисунок 2.5 – Схема расположения жидкостей в скважине: а – в конце продавки тампонажного раствора; б – при опрессовке обсадной колонны

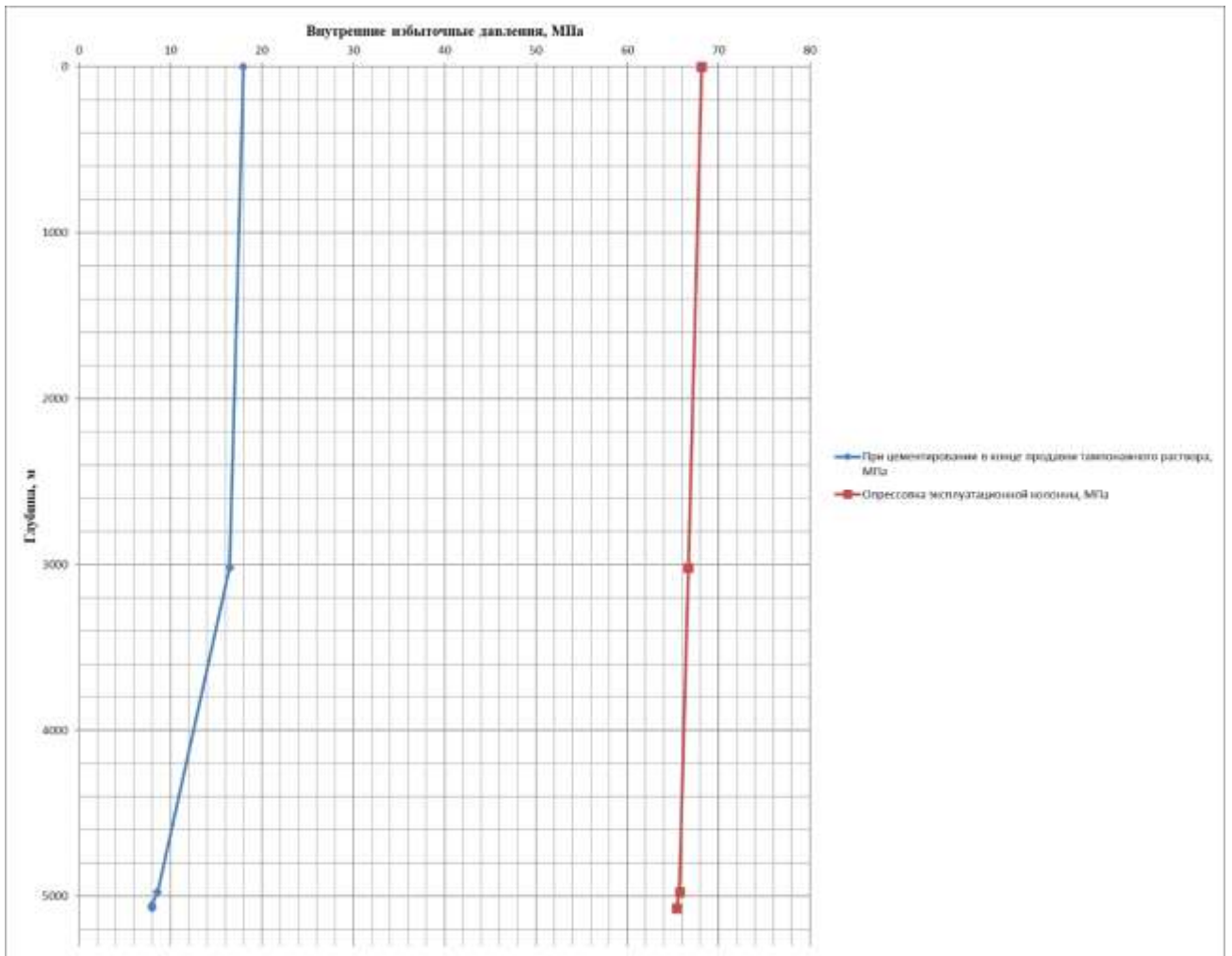


Рисунок 2.6 – Эпюры внутренних избыточных давлений

### 2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристика рассчитанных секций обсадных колонн представлена в таблице 2.17.

Таблица 2.17 – Характеристика секций обсадных колонн

| № секции                 | Тип резьбового соединения | Группа прочности | Толщина стенки, мм | Длина, м | Вес, кг   |          |           | Интервал установки, м |
|--------------------------|---------------------------|------------------|--------------------|----------|-----------|----------|-----------|-----------------------|
|                          |                           |                  |                    |          | 1 м трубы | секции   | суммарный |                       |
| 1                        | 2                         | 3                | 4                  | 5        | 6         | 7        | 8         | 9                     |
| Направление              |                           |                  |                    |          |           |          |           |                       |
| 1                        | ОТТМ                      | Д                | 11,1               | 70       | 138       | 9660     | 9660      | 0-70                  |
| Кондуктор                |                           |                  |                    |          |           |          |           |                       |
| 1                        | ОТТМ                      | Д                | 10                 | 800      | 104,4     | 83520    | 83520     | 0-800                 |
| Техническая колонна 1    |                           |                  |                    |          |           |          |           |                       |
| 1                        | ОТТМ                      | Е                | 11                 | 3168     | 85,6      | 271180,8 | 271180,8  | 0-3168                |
| Техническая колонна 2    |                           |                  |                    |          |           |          |           |                       |
| 1                        | ОТТМ                      | Е                | 12                 | 4613     | 69,7      | 321526,1 | 321526,1  | 0-4613                |
| Эксплуатационная колонна |                           |                  |                    |          |           |          |           |                       |
| 1                        | ОТТМ                      | Л                | 12,1               | 5129     | 46,6      | 239011   | 239011    | 0-5129                |
| Хвостовик                |                           |                  |                    |          |           |          |           |                       |
| 1                        | ОТТМ                      | Р                | 8,6                | 300      | 22,3      | 6690     | 6690      | 5054-5354             |

## 2.4.2 Расчёт процессов цементирования скважины

### 2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (2.8)$$

где  $P_{гскп}$  – гидростатическое давление в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора, МПа;

$P_{гдкп}$  – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гр}$  – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа.



Гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора  $P_{гс\ кп}$  определяется по формуле:

$$P_{гс\ кп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл\ тр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н\ тр} \cdot h_2), \quad (2.9)$$

$$P_{гс\ кп} = 54,89 \text{ МПа}$$

где  $\rho_{буф}$ ,  $\rho_{тр\ н}$ ,  $\rho_{тр\ обл}$ ,  $h_1$ ,  $h_2$  – величины, значения которых были определены в практической работе «Расчет наружных и внутренних избыточных давлений».

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве  $P_{гдкп}$  определяются по формуле:

$$P_{гд} = \lambda \cdot L; \quad (2.10)$$

$$P_{гд} = 0,0013 \cdot 5072 = 6,59 \text{ МПа};$$

где  $L$  – длина скважины по стволу, м;

$\lambda$  – коэффициент гидравлических сопротивлений, МПа/м;

Проверка условий:

$$54,89 + 6,59 \leq 0,95 \cdot 5072 \cdot 0,0172$$

$$61,48 \leq 82,88$$

Условие недопущения гидроразрыва выполняется, следовательно проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

#### **2.4.2.2 Расчет объёмов тампонажной смеси и количества составных компонентов**

Для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности примем ЦТТ-160 с водоцементным отношением  $m_n = 0,45$ .

Для приготовления облегченного тампонажного раствора примем ЦЦТ У-1,2-160 с водоцементным отношением  $m_{обл} = 0,36$ .

Расчеты объема тампонажных растворов, количества компонентов, формирующих их, проведены в программном продукте Microsoft Excel по

методике, приведенной в методичке «Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело»» [1]. Результаты расчета приведены в таблице 2.18.

### 2.4.2.3 Обоснование и расчёт объема буферной продавочной жидкостей

Согласно РД 39-00147001-767-2000 для применения на данной скважине в качестве буферной жидкости рекомендуется использовать водный раствор с добавлением буферного порошка модифицированного «МБП-СМ» (обладает хорошей моющей способностью) и «МБП-МВ» (обеспечивает улучшенный смыв глинистой корки со стенок скважин) плотностью 1100 кг/м<sup>3</sup>. В качестве продавочной жидкости будем использовать техническую воду плотностью 1000 кг/м<sup>3</sup> [44].

Таблица 2.18 – Количество составных компонентов тампонажной смеси, буферной и продавочной жидкостей

| Наименование жидкости                    | Объем жидкости, м <sup>3</sup> |      | Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup> | Объем воды для приготовления, м <sup>3</sup> | Наименование компонента | Масса компонента, кг |
|--|--------------------------------|------|---------------------------------------|--|-------------------------|----------------------|
|  | 7,70                           | 1,54 |                                       |  |                         |                      |
| Буферная жидкость                        | 7,70                           | 1,54 | 1050                                  | 1,54   | МБП-СМ                  | 1617                 |
|  |                                | 6,16 |                                       | 3,08   | МБП-МВ                  | 6468                 |
| Продавочная жидкость                     |                                |      | 1000                                  | -  | Тех.вода                | -                    |
| Облегченный тампонажный раствор          | 45,25                          |      | 1820                                  | 28,43  | ЦТТ-160                 | 82355                |
|  |                                |      |                                       |  | НТФ                     | 18,55                |
| Нормальной плотности тампонажный раствор | 2,67                           |      | 2100                                  | 1,65   | ЦЦТ У-1,2-160           | 5607                 |
|  |                                |      |                                       |  | НТФ                     | 1,09                 |

#### 2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирования скважины

В соответствии с выбором цементировочной техники и проведенными расчетами ее количества разрабатывается технологическая схема обвязки цементировочного оборудования. Приготовление буферных составов и жидкостей затворения производится с помощью цементировочных агрегатов. Приготовление тампонажных растворов производить с использованием отдельной осреднительной емкости для повышения качества цементирования скважины.

Таким образом для проведения операций по цементированию скважины понадобится пять цементосмесительные машины для облегченного тампонажного раствора и одна для тампонажного раствора нормальной плотности. Схема обвязки цементировочной техники представлена на рисунке 2.7.

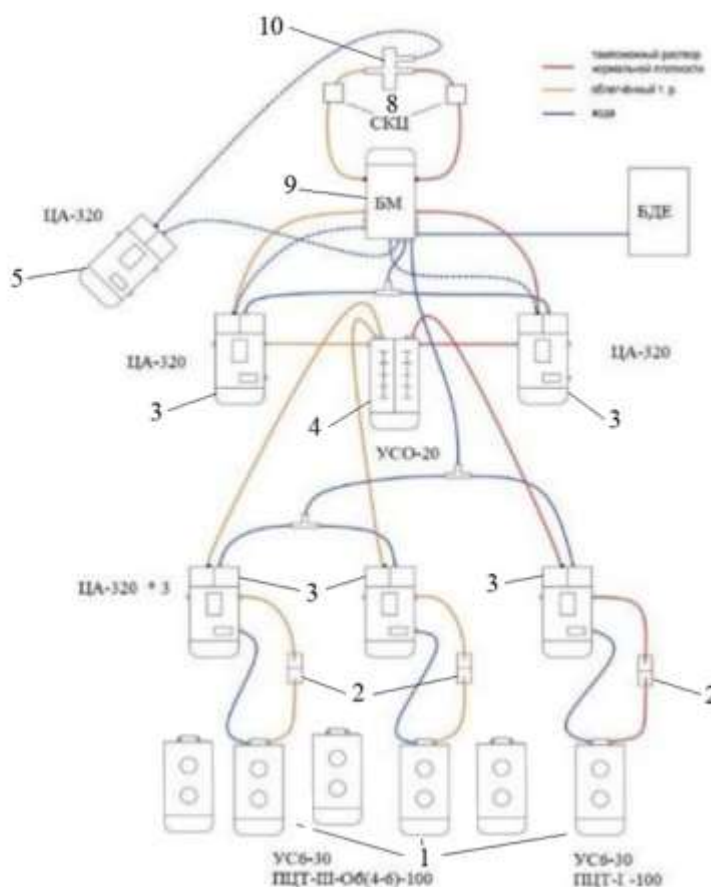


Рисунок 2.7 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

### 2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для улучшения качества процессов спуска, а также цементирования обсадных колонн принимаем следующую технологическую оснастку представленную в таблице 2.19.

Таблица 2.19 – Интервалы установки и количество применяемых элементов технологической оснастки обсадных колонн

| Наименование колонны  | Наименование, шифр, типоразмер               | Интервал установки, м |                    | Количество элементов на интервале, шт | Суммарное количество, шт |
|-----------------------|--|-----------------------|--------------------|---------------------------------------|--------------------------|
|                       |  | от (верх) по стволу   | до (низ) по стволу |                                       |                          |
| 1                     | 2  | 3                     | 4                  | 5                                     | 6                        |
| Направление           | БКБ-508 («Инрул-Бурение»)                    | 70                    | 70                 | 1                                     | 1                        |
|                       | ЦКОДМ-508 («Краснодарский завод Нефтемаш»)   | 60                    | 60                 | 1                                     | 1                        |
|                       | ПРП-Ц-В 508 («Краснодарский завод Нефтемаш») | 60                    | 60                 | 1                                     | 1                        |
| Кондуктор             | БКБ-426 («Инрул-Бурение»)                    | 800                   | 800                | 1                                     | 1                        |
|                       | ЦКОДМ-426 («Краснодарский завод Нефтемаш»)   | 790                   | 790                | 1                                     | 1                        |
|                       | ЦПЦ 426/508 («ЗЭРС»)                         | 0                     | 70                 | 4                                     | 4                        |
|                       | ЦПЦ 426/473 («ЗЭРС»)                         | 70                    | 800                | 30                                    | 30                       |
|                       | ПРП-Ц-В 426 («Краснодарский завод Нефтемаш») | 790                   | 790                | 1                                     | 1                        |
| Техническая колонна 1 | БКМ-324 «Нефтемаш»                           | 3168                  | 3168               | 1                                     | 1                        |

|  |                           |      |      |    |    |
|--|---------------------------|------|------|----|----|
|  | ЦКОДУ-324<br>«Нефтемаш»   | 3158 | 3158 | 1  | 1  |
|  | ЦТГ-324/394<br>«Нефтемаш» | 0    | 3168 | 86 | 86 |
|  | ПРП-Ц-324<br>«Нефтемаш»   | 3158 | 3158 | 1  | 1  |

Продолжение таблицы 2.19

| 1   | 2                         | 3  | 4    | 5    | 6   |
|---|---------------------------|--|------|------|-----|
| Техническая колонна 1                           | ПРП-Ц-Н-324<br>«Нефтемаш» | 3159   | 3159 | 1    | 1   |
| Техническая колонна 2                           | БКМ-245<br>«Нефтемаш»     | 4613   | 4613 | 1    | 1   |
|   | ЦКОДУ-245<br>«Нефтемаш»   | 4603   | 4603 | 1    | 1   |
|   | ПЦ 245/324<br>«Нефтемаш»  | 800  | 3168 | 80   | 117 |
|   | ЦПН 245/295<br>«Нефтемаш» | 3168   | 4613 | 37   |     |
|   | ПРП-Ц-245<br>«Нефтемаш»   | 4602   | 4602 | 1    | 1   |
|   | ПРП-Ц-Н-245<br>«Нефтемаш» | 4603   | 4603 | 1    | 1   |
|   | Эксплуатационная          | БКОК-168<br>(«Краснодарский завод Нефтемаш») | 5129 | 5129 | 1   |
| ЦКОДУ-168<br>(«Краснодарский завод Нефтемаш»)   |                           | 5119   | 5119 | 1    | 1   |
| ЦПЦ 168/245<br>(«ЗЭРС»)                         |                           | 800  | 3168 | 101  | 101 |
| ЦПЦ 168/216<br>(«ЗЭРС»)                         |                           | 3168   | 5129 | 46   | 46  |
| ПРП-Ц-В 168<br>(«Краснодарский завод Нефтемаш») |                           | 5118   | 5118 | 1    | 1   |

|           |   |      |      |    |    |
|-----------|---|------|------|----|----|
|           | ПРП-Ц-Н 168<br>(«Краснодарский завод Нефтемаш») | 5119 | 5119 | 1  | 1  |
| Хвостовик | БКЖК-114<br>(АО НПП «РНГИ»)                     | 5354 | 5354 | 1  | 1  |
|           | ЦКОДУ-114<br>(«Краснодарский завод Нефтемаш»)   | 5344 | 5344 | 1  | 1  |
|           | ЦПЦ 114/168<br>(«ЗЭРС»)                         | 4613 | 5129 | 10 | 10 |
|           | ЦПЦ 114/152<br>(«ЗЭРС»)                         | 5129 | 5354 | 5  | 5  |

Продолжение таблицы 2.19

| 1         | 2   | 3    | 4    | 5 | 6 |
|-----------|---|------|------|---|---|
| Хвостовик | ПРП-Ц-В 114<br>(«Краснодарский завод Нефтемаш») | 5343 | 5343 | 1 | 1 |
|           | ПХЦЗВ 114/168<br>(«ЗЭРС»)                       | 5344 | 5344 | 1 | 1 |

## 2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

### 2.4.4.1 Выбор жидкости глушения

Перед проведением операции по вторичному вскрытию скважины (перфорации пласта), необходимо обеспечить наличие жидкости глушения в стволе скважины, для предотвращения неконтролируемого флюидопроявления.

Для предотвращения набухания глин и в последствии кольматации призабойной зоны пласта целесообразно использовать жидкость глушения на основе хлористого калия КСl.

Плотность жидкости глушения определяется для нефтяного пласта, который будет подвержен испытанию по формуле 2.11.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} \quad (2.11)$$

где  $k$  – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым. Согласно пункту 210 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» давление столба промывочной жидкости должно превышать  $P_{пл}$  на глубине 0–1200 метров на 10% ( $k=0,1$ ), на глубине более 1200 м на 5% ( $k=0,05$ );

$P_{пл}$  – Пластовое давление испытываемого пласта, Па;

$h$  – глубина испытываемого пласта, м.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = \frac{(1+0,05) \cdot 0,0168 \cdot 5222}{9,81 \cdot 5222} = 1800 \text{ кг/м}^3$$

Согласно пункту 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» при производстве работ по испытанию (освоению) скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины.

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле 2.12.

$$V_{ж.г.} = 2 \cdot 0,7854 \cdot (V_{внЭК}), \quad (2.12)$$

где  $V_{вн}^{168,3}$  – внутренний объём 1 секции ЭК;

$V_{вн}^{139,7}$  – внутренний объём 2 секции ЭК.

$$V_{ж.г.} = 0,7854 \cdot (V_{внЭК}) = 2 \cdot 0,7854 \cdot (0,021 \cdot 5129) = 169,2 \text{ м}^3.$$

#### 2.4.4.2 Выбор типа фонтанной арматуры

В соответствии с ГОСТ 33846-89 существует 6 схем фонтанных арматур для добывающих нефтяных и газовых скважин. Данные схемы различаются количеством запорных устройств и типом (тройниковые и крестовые). Для низких и средних устьевых давлений (7-35 МПа) рекомендуют применять тройниковую фонтанную арматуру (1-4 схема), для средних и высоких давлений (35 - 105 МПа), а также для газовых скважин крестовую арматуру (5-6 схема). В отечественной практике для низких и средних устьевых давлений применяется фонтанная арматура по первой схеме (АФ1). В случае если коллектор сложен неустойчивым песчанником необходимо наличие дублирующего отвода по третьей схеме (АФ3). При устьевом давлении более 35 МПа либо наличии в разрезе газовых пластов применяют фонтанную арматуру по шестой схеме (АФ6).

Принимаем арматуру фонтанная АФ6-80/65х70.

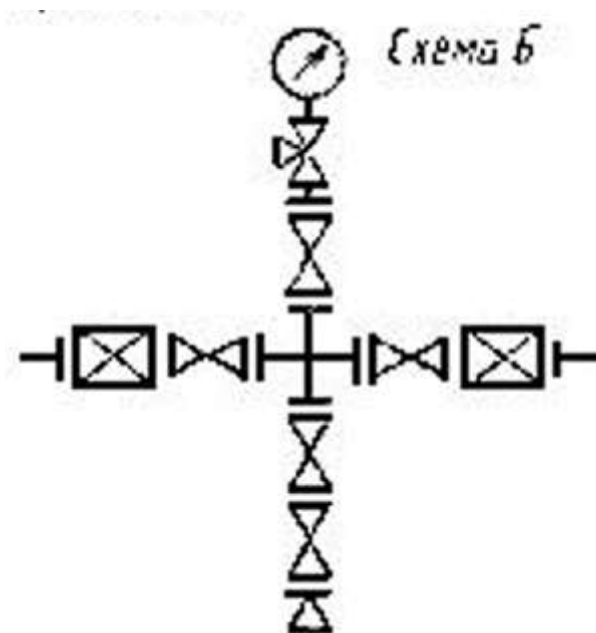


Рисунок 2.8 – Арматура фонтанная АФ6-80/65х70

#### 2.4.4.3 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

Вторичное вскрытие в обсаженной скважине осуществляется с помощью перфорации обсадной колонны. Различают следующие типы перфорации:



- пулевая;
- торпедная;
- кумулятивная;
- пескоструйная.

Применение перфораторов различных типов и конструкций зависит от плотности вскрываемых пород. В соответствии с ТЗ выбираем гидropескоструйную перфорацию.

Типоразмер перфорационной системы выбирается в зависимости от диаметра хвостовика, типа и числа одновременно спускаемых зарядов.

Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта. Технические характеристики перфорационной системы предоставлены в таблице 2.20.

Таблица 2.20 – Перфорация скважины

| Мощность перфорируемого объекта, м | Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель) | Вид перфорации | Типоразмер перфоратора | Плотность перфорации, отв./1 м | Количество спусков перфоратора   |
|------------------------------------|---|----------------|------------------------|--------------------------------|--|
| 40                                 | НКТ                                     | Кумулятивная   | Скорпион-89            | 20                             | Ограничивается тех. характеристиками ГНКТ (при использовании гибких НКТ) |

#### 2.4.4.4. Выбор пластоиспытателя

При проведении испытаний в открытом стволе (в процессе бурения) обычно используют пластоиспытатели спускаемые на трубах (ИПТ). При испытании скважины в обсаженном стволе чаще всего используют пластоиспытатели спускаемые на кабеле, либо проводят испытания после вызова притока путем спуска геофизического прибора через лубрикаторную задвижку.

Пластоиспытатель выбирается в зависимости от диаметра скважины (внутреннего диаметра колонны), и способа спуска в скважину.

Пластоиспытатель спускается после бурения интервала под хвостовик, до спуска хвостовика с подвеской, испытание проводится в открытом стволе.

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на трубах **ИПТ-80Г**.

## 2.5 Выбор буровой установки

На основании расчета веса эксплуатируемых бурильных и обсадных труб, а также глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ - 3000 ЭУК-1М.

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 2.21.

Таблица 2.21 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

| <b>БУ – 6000/450 ЭК-БМЧ</b>                                    |            |                                   |                        |
|--|------------|-----------------------------------|------------------------|
| Максимальный вес бурильной колонны, тс ( $Q_{бк}$ )            | 166,5      | $[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$ | $270 > 166,5$          |
| Максимальный вес обсадной колонны, тс ( $Q_{об}$ )             | 321        | $[G_{кр}] \times 0,9 > Q_{об}$    | $405 > 321$            |
| Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ( $Q_{пр}$ ) | 417.3      | $[G_{кр}] / Q_{пр} > 1$           | $450/417.3 = 1,08 > 1$ |
| Допустимая нагрузка на крюке, тс ( $G_{кр}$ )                  | <b>450</b> |                                   |                        |

### 3. ПУТИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ КОНСТРУКЦИЙ, ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ВИНТОВЫХ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ

#### 3.1. Винтовые забойные двигатели

Применение низкооборотного бурения в конце прошлого и начале нынешнего веков приносит ощутимый эффект, и это способствует развитию винтовых забойных двигателей (ВЗД) и темпам его внедрения. Высокие темпы внедрения ВЗД отмечены в начале 21 века, так, например, если в 2000 г. доля бурения скважин с использованием ВЗД составляла всего 9-12%, то в 2003 г. уже 40-50% [5].

Винтовые забойные двигатели предназначены для бурения наклонно-направленных, глубоких, вертикальных, горизонтальных и других скважин. Также применяется для разбуривания песчаных пробок, цементных мостов, солевых отложений и т.д.

Диаметр винтовых забойных двигателей обычно составляет 54-230 мм и применимы в бурении и капитальном ремонте скважин.

Винтовые забойные двигатели так же имеют в своем составе:

- Шарошечные долота;
- Безопорные долота;
- Бурильные головки (обеспечивают требуемый зазор между корпусом двигателя и стенками скважин).

ВЗД эксплуатируются при использовании буровых растворов плотностью не более 2000 кг/м<sup>3</sup>, включая аэрированные растворы (и пены при капитальном ремонте скважин), с содержанием песка не более 1 % по весу, максимальным размером твердых частиц не более 1 мм, при забойной температуре не выше 373 К.

По принципу действия ВЗД является объемной (гидростатической)

машиной, м ногозаходные раб очие о рганы кото рой представ ляют с обой планетарно-роторный механизм с внутренним косозубым зацеплением.

Кл ассификация в интовых за бойных дви гателей п о при менению предложена Д.Ф. Балденко, Ф.Д. Балденко и А.Н. Гноевых по 17 признакам. На сегодняшний день различают 7 классификаций:

- Двигатели общего назначения: для бурения вертикальных скважин.
- Секционные винтовые забойные гидравлические двигатели.
- Двигатели для ремонта скважин и бурения дополнительных стволов.
- Двигате ли д ля прокл адки по дземных комм уникаций и специфических технологий (например, для бурения на колтюбинге).
- Двигатели для отбора керна.
- Турбовинтовые двигатели.
- Двигатели с разделённым потоком.

Винтовые забойные двигатели, как и большинство винтовых героторных на сосов, отличаются традиционным конструктивным исполнением рабочих органов: металлическим ротором с износостойкой рабочей поверхностью и статором, имеющим эластичную обкладку, на внутренней поверхности которой расположены винтовые зубья.

По применению ВЗД классифицируются на:

- Двигатели для бурения вертикальных скважин – представлены двигателями в диаметральном габарите от 172 до 240 мм;
- Двигатели для бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин (рисунок 3.1) – представлены различ ными модифик ациями в диаметральном габарите от 95 до172 мм. Они имеют различные конструкции механизмов искривления корпуса и шпинделей;

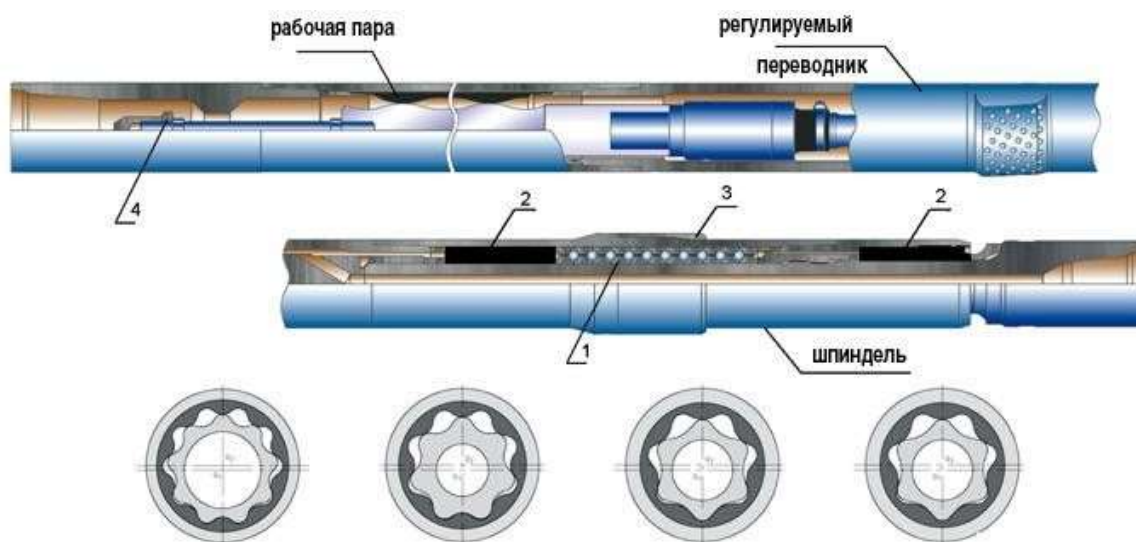


Рисунок 3.1 - Общий вид винтового забойного двигателя:

1 – осевой подшипник; 2 – твердосплавная радиальная опора; 3 – центратор; 4 – противоаварийный бурт.

- Двигатели для ремонта скважин и бурения дополнительных стволов. Многообразие технологических задач привело к созданию гаммы типоразмеров машин этого класса в диаметральном габарите от 43 до 127 мм.

Эти двигатели по всеместно и используются как при ра збурировании цементных и песчаных пробок, для р айбирования и ф резерования эксплуатационных колонн, так и при бурении боковых стволов [6];

- Двигатели для прокладки подземных коммуникаций и специфических технологий (например, для бурения на колтюбинге).

Односекционные ВЗД типа Д включают двигательную и шпиндельную секции и переливной клапан, корпуса которых соединяются между собой с помощью конических резьб (рисунок 3.2).

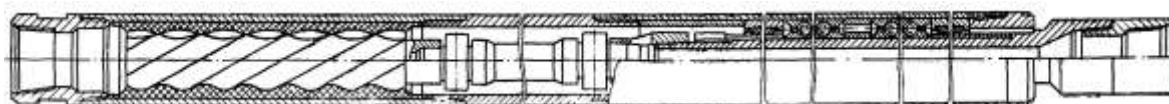


Рисунок 3.2 – Винтовой забойный двигатель типа Д

Современный винтовой забойный двигатель состоит из четырёх основных частей:

- узел перепускного клапана;
- силовая секция двигателя: секция преобразования энергии потока

промывочного агента в механическую энергию вращения:

- узел соединения вала двигателя с валом шпинделя;
- шпиндельная секция: включает узел приводного вала и подшипники.

Перепускной клапан, устанавливаемый над силовым отсеком, позволяет предотвратить засорение долота и двигателя во время спуска на забой. Использование клапана является особенно необходимым при разбурировании стали, бурении на депрессии или бурении слабосцементированных пород.

Конструкция силовой секции включает пару «статор/ротор», которая преобразует гидравлическую энергию циркулирующей под давлением промывочной жидкости в механическую энергию вращения приводного вала. Соединение вала двигателя с валом шпинделя обеспечивает механизм, соединяющий планетарно движущийся ротор с концентрично вращающимся валом.

Задачей шпинделя является передача гидравлической нагрузки с ротора двигателя на долото, а также создание перепада давления на долоте. Подшипники шпинделя должны также воспринимать радиальные нагрузки, возникающие от действия долота и шарнирного соединения.

Специфической особенностью конструкции силовой секции является его возможность работать с различными видами циркулирующего флюида, включая буровой раствор на водной и нефтяной основе, воду, сжатый воздух и пены, во всех случаях обеспечивая выходные характеристики, позволяющие обеспечить бесперебойную работу бурового оборудования.

Статор и ротор турбины имеют геликоидальное сечение, при этом они имеют одинаковую форму в плане, однако стальной ротор имеет на один зубец меньше, чем количество каналов изготовленного из эластомера статора.

Силовые секции забойных двигателей можно классифицировать в соответствии с количеством зубцов ротора и эффективных ступеней статора.

Зубцы ротора и каналы статора имеют геликоидальное сечение, при этом одна ступень секции соответствует линейному расстоянию полного «витка» канала статора. Различие в количестве зубцов ротора и каналов статора приводит к образованию эксцентриситета между осью вращения ротора и осью статора [7].

Шпиндельная секция в наиболее распространенном случае включает монолитный полый вал, соединённый посредством наддолотного переводника в нижней части с долотом, а с помощью муфты в верхней части с шарниром.

Схема винтовых забойных двигателей с полым ротором представлена на рисунке 3.3. Отличительной особенностью этих двигателей является выполнение полого ротора и соединение ротора с валом шпинделя через торсион, размещенный внутри ротора. Ротор изготавливается из трубной заготовки методом фрезерования или еще более перспективным методом штамповки из тонкостенной трубы.

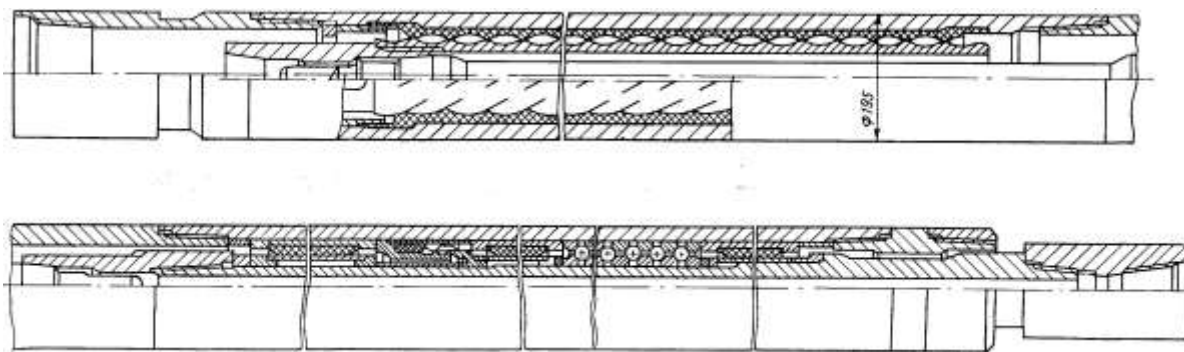


Рисунок 3.3 – Винтовой забойный двигатель типа Д2-195 с полым ротором.

Разработки по совершенствованию конструкции ВЗД, такие как добавление в конструкцию торсиона и уменьшение массы ротора, позволили суммарно снизить габариты и массу двигателей на величину до 15 %, увеличить надежность работы узла соединения вала двигателя и ротора в 3-4 раза, повысить КПД двигателя и снизить вибрацию в 2 – 4 раза.

В двигателях применяется простой и надежный переливной клапан манжетного типа.



### 3.2 Турбинные забойные двигатели

Современный турбобур имеет конструктивную схему, представленную на рисунке 4. Он включает многоступенчатую турбину, состоящую из статоров и роторов, установленных соответственно в корпусе и на валу. Вал относительно корпуса центрируется с помощью радиальных средних опор и занимает определенное осевое положение с помощью осевой опоры, состоящей из чередующихся подпятников, дисков и колец. Турбобур представляет собой забойный гидравлический агрегат с многоступенчатой гидравлической турбиной, приводимой в действие потоком бурового раствора, который закачивают в бурильную колонну с поверхности насосами. Буровой раствор, отработавший в лопаточных аппаратах турбины, поступает по каналам внутри вала и далее в долото. Для снижения количества жидкости, минующей подпятниками устанавливаются соответствующие распорные кольца. [8]

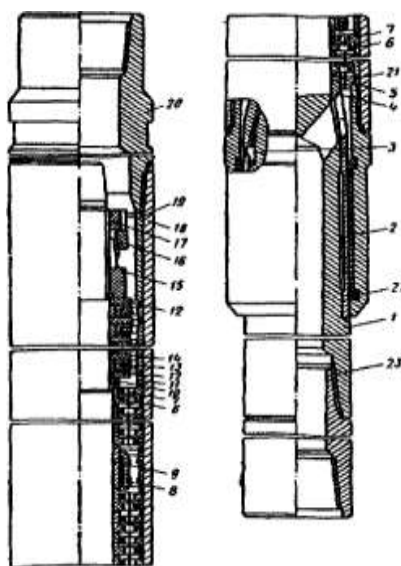


Рисунок 3.4 - Турбобур:

- 1 - вал; 2 - втулка нижней опоры; 3 - шпонка, 4 - упорная втулка; 5 - уплотнительное кольцо; б - ротор; 7 - статор; 8 - средняя опора; 9 - втулка средней опоры; 10 - уплотнительное кольцо; 11 - регулировочное кольцо; 12 - диск пяты; 13 - кольцо пяты; 14 - подпятник; 15 роторная гайка; 16 - колпак; 17 - контргайка; 18 - корпус; 19 - втулка корпуса; 20 - переводник; 21 - регулировочное кольцо; 22 - ниппель; 23 - переводник вала.

Валы турбинной и шпиндельной секций являются несущими элементами конструкции. На валу турбинной секции закрепляются роторы турбины и втулки средних опор, а на валу шпиндельной секции - диски и кольца осевой опоры и втулки нижней опоры. Крепление деталей вызывает растяжение вала.

Основными требованиями, предъявляемыми к турбобурам, используемым при бурении на нефть и газ, являются:

- достаточный крутящий момент;
- устойчивая работа при низких частотах вращения;
- долговечность, и высокая проходка за рейс;
- постоянная энергетическая характеристика;
- независимость энергетической характеристики от температуры и давления;
- независимость от реологических свойств бурового раствора, и присутствия в нем добавок и наполнителей;
- гашение вибрации бурового инструмента;
- экономический эффект.

### **3.3 Перспективы развития отечественных забойных двигателей**

Гидравлические забойные двигатели постоянно совершенствуются, появляются новые забойные двигатели, существенно отличающиеся от старых, что в свою очередь требует от буровиков новых знаний для достижения оптимальных показателей бурения (технологическая скорость, рейсовая скорость, качество строения ствола скважины и т. д.) [9].

Основным направлением совершенствования ЗД является совершенствование рабочих органов ЗД, оптимизация геометрических и конструктивных параметров рабочих органов для обеспечения повышения износостойкости узлов и деталей, нагрузочной способности и увеличением межремонтного периода эксплуатации. Кроме того, большое внимание

уделяется автоматизации рабочего места бурильщика.

### **3.4 Совершенствование рабочих органов ВЗД**

На всех этапах разработки двигателей особое внимание уделялось вопросу совершенствования рабочих органов. Благодаря проведенному в ООО «ВНИ ИБТ – Буровой инструмент» и других предприятиях техническому перевооружению был сделан прорыв в создании этого важнейшего узла. Без преувеличения можно считать, что сейчас претворяются в жизнь инновационные проекты совершенствования рабочих органов, которые осуществляются по следующим направлениям [10]:

#### *Увеличение длины рабочих органов.*

Увеличение длины рабочих органов позволяет значительно снизить уровень контактных нагрузок в зацеплении, уменьшить интенсивность их износа и предотвратить преждевременное разрушение резиновых зубьев из-за повышенных деформаций и разогрева резины. Повышение ресурса за счет увеличения длины рабочих органов объясняется также возможностью их наработки до больших величин зазоров в зацеплении статор-ротор 0,5 мм и более. Оснащение производственной базы современным специализированным технологическим оборудованием (зуборезными и полировальными станками фирмы «Weingartner» (Австрия) и специализированной литейной машиной фирмы «Desma» (Германия) позволило изготавливать монолитные детали РО длиной более 5000 мм. Динамика достигнутых длин статоров иллюстрируется на рисунке 3.5. При этом применяемое оборудование позволяет изготавливать рабочие пары с длиной активной части до 8000 мм. Проведено обновление парка оборудования статорного производства. При этом применяемое оборудование позволяет изготавливать рабочие пары с длиной активной части до 8000 мм. Освоены в серийном производстве новые технологии: подготовки поверхности статора к заливке резины, вулканизации резины в растворе полимера.

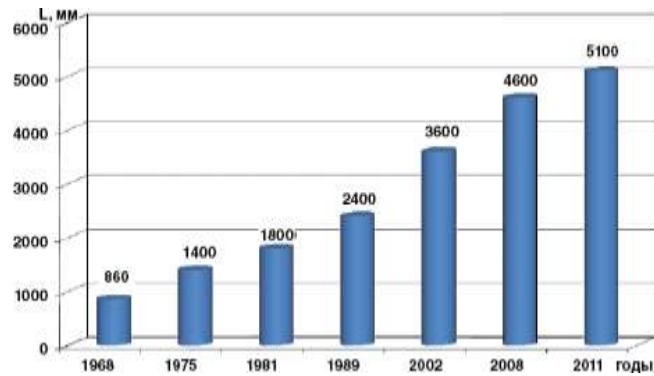


Рисунок 3.5 - Динамика роста длины L активной части рабочих органов ВЗД диаметром 172 – 178 мм по годам.

#### *Уменьшение массы ротора.*

Традиционные конструкции ВЗД (отечественных и зарубежных) имеют металлический ротор и резинометаллический статор. Роторы малогабаритных двигателей (диаметра 43 – 76 мм) изготавливаются, как правило, из круга металла и не имеют отверстия, роторы крупногабаритных ВЗД изготавливаются из трубной заготовки или проката с последующим сверлением отверстия. Последние имеют большую массу, что при высокой частоте переносного вращения приводит к возникновению значительной центробежной силы и созданию интенсивных поперечных вибраций, отрицательно влияющих на долговечность статора и других узлов двигателя. Для ВЗД диаметром 106 мм и длиной ротора 3500 мм инерционные нагрузки от вращения ротора составляют: для цельного ротора – 250 кгс, для полого – 140 кгс, для тонкостенного – 90 кгс.

Для уменьшения влияния инерционных поперечных нагрузок на компоновку двигателя ротор необходимо выполнять максимально облегченным. Наиболее рациональным конструктивным решением является применение гидроштампованных роторов, технологию изготовления которых освоил ООО «ВНИИБТ – Буровой инструмент».

#### **3.4.1 Статоры с равномерной толщиной эластичной обкладки**

Оснащение двигателей статорами с равномерной толщиной эластичной

обкладки (профилированными или армированными статорами), несмотря на определенные дополнительные затраты на изготовление, превращает ВЗД в классическую объемную гидравлическую машину, у которой развиваемый крутящий момент практически не зависит от расхода подаваемой жидкости, а частота вращения, в свою очередь, – от развиваемого момента. Помимо преимуществ, характерных для ВЗД с удлиненными статорами, профилированные статоры при сравнении рабочих органов одинаковой длины обеспечивают повышенный крутящий момент, увеличение КПД и еще два важных преимущества – увеличение ресурса и термостойкости (вследствие снижения деформации эластичной обкладки и улучшения теплоотвода) [11].

Исследованиями и изготовлением таких статоров занимается ряд российских организаций: ООО «ВНИИБТ – Буровой инструмент», «Пермьнефтемашремонт», ООО «Радиус-сервис», ООО «Гидробурсервис», ОАО «ПКНМ».

Отечественные производители разработали несколько оригинальных способов изготовления корпуса статора с внутренними винтовыми зубьями для последующего обрезаживания:

- электрохимическое выжигание внутренней поверхности металлической заготовки или ковка трубной металлической заготовки на винтовом сердечнике;
- литье металла в полость между корпусом и винтовым;
- установка в цилиндрический корпус: набора металлических пластин или сегментов с вырезанным профилем, литого или кованого вкладыша с внутренней винтовой поверхностью;
- установка в корпус статора тонкостенной стальной винтовой оболочки с различными вариантами заполнения зазора между корпусом статора и поверхностью винтовой оболочки.

Стандовые испытания секции рабочих органов диаметром 95 мм конструкции ООО «ВНИИБТ – Буровой инструмент» со статором,

армиро ванным тонко стеной стальной винтовой оболочкой, полученной методом гидроштамповки, длиной 2600 мм с кинематическим соотношением 5:6 пока зали, что новые секции рабочих органов имеют повышенные энергетические характеристики по сравнению с серийными секциями рабочих органов длиной 3000 мм, увеличенный на 40% крутящий момент в режиме максимального КПД, более «жесткую» на грузочную характеристику и увеличенный КПД (на 10%). Таким образом, улучшение энергетических характеристик ВЗД позволяют с большей эффективностью использовать современные моментоемкие долота.

### **3.4.2 Оптимизация геометрических и конструктивных параметров рабочих органов**

Несмотря на выполненный отечественными специалистами комплекс теоретических и исследовательских работ по оптимизации и конструкции РО, имеются большие резервы дальнейшего совершенствования, в частности с целью улучшения трибологической обстановки в винтовом героторме механизме и оптимизации его пространственной геометрии [12].

Анализ тенденции развития техники и технологии бурения нефтяных и газовых скважин показывает, что в ближайшем будущем отечественные ВЗД останутся одними из приоритетных технических средств в России и странах СНГ. Область применения ВЗД будет постоянно расширяться, прежде всего в бурении наклонно-направленных, горизонтальных и горизонтально-разветвленных скважин, а также в капитальном ремонте.

Российские разработки в этой области находятся на самом высоком мировом уровне, что подтверждается:

- продажей в 1980-е годы лицензий на право производства отечественных винтовых двигателей английской фирме «Drilex», которая впоследствии превратилась в ведущую транснациональную компанию;

- взят и ем на вооружение зарубежными машиностроительными компаниями схемы многозаходного винтового двигателя после окончания действия российских патентов в середине 1990-х годов.

Кроме того, необходимо отметить, что НИОКР в области многозаходных винтовых двигателей привели к появлению новых перспективных направлений буровой и нефтепромысловой техники с использованием многозаходных винтовых механизмов. На базе многозаходного винтового механизма на стадии разработки или внедрения в России находятся:

- в бурении: турбовинтовые двигатели, двигатели-вращатели низа бурильной колонны, нагрузчики породоразрушающего инструмента;
- в нефтедобыче: скважинные трубные и сбрасываемые винтовые насосы (с поверхностным и погружным электроприводом), скважинные винтовые насосные агрегаты с погружным винтовым гидроприводом, наземные мультифазные и буровые насосы.

### **3.4.3 Совершенствование конструкции турбобуров**

Развитие турбинного бурения и расширение областей его применения потребовали разработки новых конструкций турбобуров для наклонного бурения.

В современных серийных турбобурах вращающиеся моменты ротора и статора передаются на вал и на корпус силами трения на зажатых торцах дисков. Необходимые сжимающие усилия дисков ротора и статора находятся в прямой связи с максимальным вращающим моментом турбины, возникающим при тормозном режиме. Если величина сжимающегося усилия недостаточна, то под действием струи возможно проворачивание дисков одной системы относительно другой. Такое проворачивание абсолютно недопустимо, так как оно приводит к нарушению важных осевых размеров дисков и потере работоспособности турбины [13].

Многообразие конструктивных вариантов турбобуров объясняется

стремлением создать турбинный двигатель, который мог бы обеспечить требуемую рабочую характеристику долоту. Шарошечные долота при частотах вращения более 250 об/мин работают всего несколько часов и дают небольшую проходку, а турбинный двигатель хорошо работает при высоких частотах вращения (более 500 об/мин).

Начиная с 1970-х начали развиваться новые направления в совершенствовании конструкций турбобуров, их испытаний и условий эксплуатации:

-турбобуры со ступенями гидродинамического торможения. Эти турбобуры, имеющие пониженные в 1,5 – 2,5 раза частоты вращения по сравнению с обычными быстроходными машинами, потребовали увеличения секций турбобура, что было обеспечено за счет унификации секций турбобуров;

-высокоциркулятивные турбины с клапаном-регулятором расхода бурового раствора - эффективный способ понизить частоту вращения вала турбобура на рабочем режиме, надежность которого ограничивалась низкой работоспособностью и износостойкостью клапана и буровом растворе.

-пластмассовые турбины - эти турбины позволяли существенно удешевить эксплуатацию турбобуров и в свое время массово применялись в турбинном бурении в Западной Сибири;

-турбины пропеллерного типа - очень интересная турбина для целей создания телеконтроля и автоматизации процесса турбинного бурения;

-системы демпфирования вибрации турбобура и долота - позволили существенно снизить уровень вибраций в турбинном бурении и увеличить показатели отработки долот с турбобурами;

-резино-металлические опоры скольжения - постоянное совершенствование конструкций и материалов этих опор привело к созданию ряда надежных типоразмеров, широко применяемых в турбинном бурении;

-шаровые опоры качения - это направление все еще не получило должного развития и не привело к созданию надежного и долговечного шарикоподшипника для турбобура;



-турбобуры с разделенным потоком жидкости, полым валом и с вращающимся корпусом - одно из наиболее интересных и эффективных направлений, позволяющее создать турбобуры для условий глубокого бурения в осложненных горно-геологических условиях;

-турбобуры с плавающей системой статора и плавающей системой ротора, в конструкциях которых значительно упрощалась их сборка в турбинных цехах и меньше проявлялась зависимость распределения осевого люфта в ступенях турбин от износа осевой опоры турбобура или шпинделя. Турбобур с плавающим статором был успешно внедрен и широко применялся при бурении геологоразведочных скважин, особенно в условиях значительной удаленности буровой от базы обслуживания;

-эксцентриковые соединения для турбобуров - позволяют существенно упростить сборку и регулировку многих узлов турбобура в турбинных цехах;

-герметизируемые масло наполненные шпиндели. Очень хорошие результаты промысловых испытаний, но тем не менее не привели к созданию и внедрению промышленно приемлемой конструкции;

-специальные турбобуры для бурения без подъема труб. Способы и технические средства так и не нашли широкого промышленного применения;

-реактивно-турбинные буры и роторно-турбинные буры являются одними из самых надежных и эффективных способов проходки интервалов скважин большого диаметра, к тому же обеспечивающим высокую степень вертикальности ствола;

-системы телеметрии для турбобуров - гидротурботачомер типа ИЧТ позволяет измерять частоту вращения вала турбобура при бурении и управлять процессом турбинного бурения;

-резьбовые соединения турбобуров (без их исследования и разработки широкое развитие турбобуров и турбинного бурения было бы невозможно).

Все это в совокупности подтверждает правильность направления модернизации и совершенствования турбобуров и технологии бурения с их использованием с целью расширения технологических возможностей

турбинного бурения в конкретных горно-геологических условиях.

### **Заключение**

Анализ тенденции развития техники и технологии бурения нефтяных и газовых скважин показывает, что в ближайшем будущем отечественные ВЗД останутся одними из приоритетных технических средств в России и странах СНГ. Область применения ВЗД будет постоянно расширяться, прежде всего в бурении наклонно-направленных, горизонтальных и горизонтально-разветвленных скважин, а также в капитальном ремонте. Винтовой забойный двигатель-отклонитель, должна соответствовать проектной технологии бурения скважины и обеспечивать точное выполнение проектного профиля при высоких технико-экономических показателях.

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

### **4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия Ямальский филиал АО «ССК»**

Сибирская Сервисная Компания (ССК) – негосударственная независимая российская компания, предоставляющая широкий спектр услуг предприятиям нефтегазодобывающего комплекса. Компания «ССК» основана 1 февраля 2000 г. Основными видами деятельности являются: поисковоразведочное и эксплуатационное бурение нефтяных и газовых скважин, в т.ч. горизонтальное, текущий и капитальный ремонт скважин, подбор рецептур, разработка и сопровождение буровых растворов, цементирование скважин, услуги по технологическому сопровождению наклонно-направленного бурения. Компания «ССК» основана 1 февраля 2000 г. и за свою 16 летнюю историю компания имеет:

- 5000 сотрудников;
- 1,5 млн метров проходки в год;
- 7% от общего объёма бурения в России;
- В своём штате компания имеет: 65 буровых установок, 85 подъёмных агрегатов, 18 флотов цементирования;
- Лидер по производительности труда в РФ среди буровых компаний.

В сентябре 2002 года в состав ССК вошло ООО ГРК «Эвенкия», к тому времени уже четыре года работающее в Красноярском крае. К 2006 году закончилось формирование Красноярского филиала. В зону ответственности Красноярского филиала ССК попадает не только территория Красноярского края, но и Иркутская область, Якутия. Здесь также работают подразделения дочерних предприятий ССК- «Буровые растворы» и ЗАО «Управление цементирования скважин».

В Красноярском крае в последние годы геологоразведочные работы вновь набирают обороты. Высокие результаты показывают геологи при поисках и разведке нефтяных и газовых месторождений. Работами последних лет обусловлен значительный прирост запасов углеводородов, а современные методы геофизических и других исследований подтверждают уникальность месторождений Восточной Сибири.

Ключевыми партнерами Сибирской Сервисной Компании являются: ОАО Нефтяная компания «Роснефть», ОАО «Газпром», ОАО «Газпромнефть», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «НОВАТЭК», МГК «ИТЕРА», ОАО Нефтегазовая компания «Русснефть», ОАО АНК «Башнефть», Компания «Салым Петролеум Девелопмент Н. В.», Иркутская Нефтяная Компания.

Предприятие возглавляет директор филиала, у которого есть пять заместителей: технический директор – первый заместитель директора, заместитель директора по экономике и финансам, заместитель директора по супервайзингу, заместитель директора по обеспечению производства, заместитель директора по работе с персоналом.

Заместителю директора по супервайзингу подчиняются следующие руководители: главный технолог, главный геолог и заместитель технического директора по ОТ и ПБ. Главный технолог возглавляет технологический отдел, технологическую группу по бурению и группу заключительных работ. Главной задачей этих подразделений является контроль и выполнение технологии строительства скважин. Главный геолог возглавляет геологический отдел, в его подчинении находится группа геологов на месторождении. Задачей геологического отдела является предоставление информации, связанной с геологией при бурении и освоении скважин.

Заместителю директора по обеспечению производства подчиняется служба логистика и транспортного обеспечения, служба по ремонту и обслуживанию оборудования, отдел материально-технического обеспечения, отдел по работе с имуществом.

Заместитель директора по экономике и финансам руководит работой планово-экономического отдела и проектно-сметного отдела. Кроме того, ему подчиняется главный бухгалтер, который организует и планирует работу следующих секторов: по учету основных фондов, по учету материалов, по расчетам заработной платы, по налогам, по отчетности.

Заместитель директора по работе с персоналом руководит работой отдела кадров, отдела организации и мотивации труда, менеджера по обучению, менеджера по гражданской обороне и чрезвычайным ситуациям, сектором по социально-бытовым вопросам.

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

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

Календарная продолжительность цикла строительства скважин определяется по проектным нормам времени по формуле (4.1):

$$T_{\text{пц}} = T_{\text{п/вм}} + T_{\text{п/пр}} + T_{\text{п/бк}} + T_{\text{п/оп}}, \quad (4.1)$$

где  $T_{\text{п/вм}}$  – проектная продолжительность строительства вышки и привышечных сооружений, монтажа, демонтажа оборудования и разборки привышечных сооружений, ч;

$T_{\text{п/пр}}$  – проектная продолжительность подготовительных работ к бурению, ч;

$T_{\text{п/бк}}$  – проектная продолжительность бурения и крепления скважины, ч;

$T_{\text{п/оп}}$  – проектная продолжительность испытания, ч.

Началом цикла строительства скважин считается момент открытия наряда на производство работ по сооружению буровой, а окончанием – момент

окончания всех работ по испытанию на промышленный приток нефти и/или газа, предусмотренный техническим проектом.

Календарную продолжительность отдельных этапов цикла определяют по нормам времени, принятым по соответствующим нормативным документам. К важнейшим из них относятся:

- единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения (ЕНВ);
- единые нормы времени на бурение скважины на нефть и газ и другие полезные ископаемые;
- единые нормы времени на опробование (испытание) разведочных и эксплуатационных скважин;
- нормы продолжительности испытания пластов в процессе бурения испытателем пластов на бурильных трубах и на кабеле, а также отбора проб и испытания скважин в колонне с применением испытателей пластов на НКТ.

Продолжительность строительно-монтажных работ формируется на основе наряда на производство работ. Продолжительность подготовительных работ к бурению и самого процесса бурения рассчитывают при составлении нормативной карты. При расчете затрат времени в нормативной карте используются:

- данные геологической, технической и технологической частей проекта;
- нормы времени на проходку одного метра и нормы проходки на долото;
- справочник для нормирования производимых операций.

Расчет времени, затраченного на вышккомонтажные работы, осуществляется исходя из того, что при строительстве скважины будет применяться буровая установка БУ 5000/320 ЭК. Основным документом для расчета нормативного времени, затрачиваемого на вышккомонтажные работы, является «Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования

для бурения скважин. Часть 3» [2]. Суммарное время, затрачиваемое на вышкомонтажные работы, составляет 1080 часов или 45 суток.

Основным документом, регламентирующим нормативное время для сооружения скважины, является «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть и газ и другие полезные ископаемые» [1].

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 расчете 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.

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [3]. Суммарное время на работы по испытанию скважины составляет 248,4 часов или 10,35 суток.

Нормативная карта по сооружению эксплуатационной скважины представлена в таблице Е.1 (Приложение Е).

#### **4.2.2 Определение рейсовой, механической и коммерческой скорости бурения**

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены следующие технико-экономические показатели.

Механическая скорость бурения определяется по формуле (4.2):

$$V_{\text{мех}} = \frac{H}{t_6}, \quad (4.2)$$

где  $H$  – глубина скважины по стволу, м;

$t_6$  – время бурения скважины, ч.

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле (4.3):

$$V_p = \frac{H}{t_6 + t_{\text{СПО}}}, \quad (4.3)$$

где  $t_{\text{СПО}}$  – время на спускоподъемные операции, ч.

Коммерческая скорость бурения определяется по формуле (4.4):

$$V_{\text{КОМ}} = \frac{H \times 720}{t_k}, \quad (4.4)$$

где  $t_k$  – календарное время бурения, ч.

Средняя проходка на долото определяется по формуле (4.5):

$$V_{\text{ср.д.}} = \frac{H}{T}, \quad (4.5)$$

где  $T$  – количество интервалов бурения.

В таблице 4.1 отражены рассчитанные технико-экономические показатели бурения.

Таблица 4.1 – Техничко-экономические показатели бурения

| Показатель                              | Значение |
|---|----------|
| Механическая скорость бурения, м/ч      | 16,25    |
| Рейсовая скорость бурения, м/ч          | 15,13    |
| Коммерческая скорость бурения, м/ст.мес | 4633,4   |
| Средняя проходка на долото, м           | 758,2    |

#### 4.2.3 Линейных календарный график выполнения работ

Вахта работает пятнадцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем пятнадцать выходных дней. Доставка вахт на месторождение осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт. Состав бригады представлен в таблице 4.2.



Таблица 4.2 – Состав буровой бригады

| Наименование              | Разряд | Количество |
|---------------------------|--------|------------|
| Буровой мастер            | –      | 1          |
| Помощник бурового мастера | –      | 3          |
| Бурильщик                 | 6      | 4          |
| Бурильщик                 | 5      | 4          |
| Помощник бурильщика       | 5      | 4          |
| Помощник бурильщика       | 4      | 4          |
| Электромонтер             | 5      | 4          |
| Слесарь                   | 5      | 2          |
| Лаборант                  | –      | 2          |

Согласно нормативной карте, вышкомонтажные работы составляют 1080 часов или 45 суток. Календарное время бурения составляет 558,5 часов или 23,3 суток. Время, приходящееся на испытание скважины на продуктивность, составляет 248,4 часов или 10,35 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины представлен на рисунке 4.2.

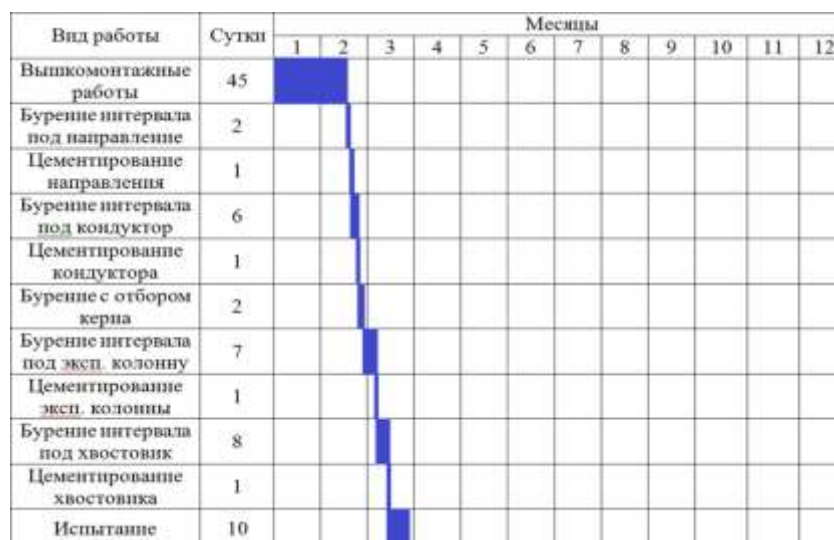


Рисунок 4.2 – Линейный график проведения работ по строительству скважины

### 4.3 Сметная стоимость строительства горизонтальной скважины

Для обоснования стоимости строительства скважин составляют сметно-финансовые расчеты по видам работ и сводный сметный расчет стоимости строительства скважины. Смета на строительство скважин определяет сумму затрат, необходимых для выполнения этих работ, и является основой для заключения договоров между буровыми и нефтегазодобывающими предприятиями и финансирования буровых работ.

Расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), определяемых для эксплуатационных скважин с помощью «СНиП IV-5-82. Сборник 49» [4], состоящего из трех частей:

- I часть – подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин;
- II часть – строительные и монтажные работы;
- III часть – бурение и испытание на продуктивность скважин.

Единый методический подход применяют для составления сметно-финансовых расчетов на бурение, крепление и испытание скважин. При этом затраты группируются в зависимости от времени и объема работ.

К затратам, зависящим от времени, относятся такие затраты, как: оплата труда буровой бригады, содержание бурового оборудования, амортизацию бурового оборудования, запасные части и материалы, расходуемые в процессе эксплуатации, химические реагенты и др.

К затратам, зависящим от объема бурения (как правило, на 1 м проходки): расход долот, износ бурильных труб и др.

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ.

Сметные расчеты на бурение скважины представлены в таблице Е.2, на крепление скважины – в таблице Е.3 (приложение Е).

Стоимость промыслово-геофизических работ определяется из средних рыночных цен на данные услуги; в частном случае из договора на оказание данных услуг субподрядной организацией.

Затраты, описанные в главах 7–11, рассчитываются как доли затрат от предыдущих глав с определенной зависимостью.

Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время определяются исходя из суммарного времени строительства скважины.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82 [14], используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый КЦ/2018-12ти [5]. Для Томской области на декабрь 2019 года индекс составляет 228,6.

Сводный сметный расчет на строительство скважины представлен в таблице А.4 (приложение А).

Сметная себестоимость строительства скважины (на метр проходки) определяется как разность между сметной стоимостью и плановыми накоплениями по формуле (4.5):

$$C_c^{1M} = \frac{C_{CM} - П}{H}, \quad (4.5)$$

где  $C_{CM}$  – сметная стоимость, руб;

П – плановое накопление, руб;

Н – глубина скважины по стволу, м.

$$C_c^{1M} = \frac{C_{CM} - П}{H} = \frac{244119632 - 8226324}{5354} = 64328,7 \text{ руб/м}$$

## **5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

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

#### **5.1.2 Специальные правовые нормы трудового законодательства**

На сегодняшний день уделяется большое внимание безопасности при строительстве нефтяных и газовых скважин. В первую очередь это объясняется тем, что данная деятельность представляет собой опасность для здоровья человека, а буровая установка является одним из наиболее опасных производственных объектов.

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 [25].

Лица женского пола не могут включаться в состав буровых бригад также согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162 [23].

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 статье 30 «Сохранение права на досрочное назначение страховой пенсии» Федерального закона от 28.12.2013 N 400-ФЗ (ред. от 06.03.2019) «О страховых пенсиях» [26].

#### **5.1.2 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» [24]. 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)» [24].

## 5.2 Производственная безопасность

На сегодняшний день в практике строительства нефтяных и газовых скважин уделяется особое внимание вопросам безопасности выполнения работ, что обусловлено вредностью для здоровья человека, а также опасностью производственного объекта.

Результаты анализа источников опасных и вредных факторов, характерных для строительства скважины, представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Производственные процессы, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины

| Факторы<br>(ГОСТ<br>12.0.003-2015)           | Этапы работ                        |                         |                            |   |   |                                      | Нормативные<br>документы   |
|--|------------------------------------|-------------------------|----------------------------|---|---|--------------------------------------|--|
|  | Эксплуатация бурового оборудования | Бурение ствола скважины | Спуско-подъемные операции. | Цементирование скважин под каждую колонну | Приготовление и обработка технологических жидкостей | Освоение скважины и испытание пласта |  |
| 1. Неудовлетворительный микроклимат.         | +                                  | +                       | +                          | +   | +   | +                                    | СП<br>52.13330.2<br>011<br>СНиП<br>2.04.05-91<br>МР<br>2.2.7.2129<br>-06<br>ГОСТ<br>12.1.003-<br>83 ССБТ |
| 2. Повышенная загазованность и запыленность. |                                    | +                       | +                          | +   | +   |                                      |  |
| 3. Повышенные уровни шума и вибрации         | +                                  | +                       | +                          | +   |   | +                                    |  |

Продолжение таблицы 5.1

| 1   | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8  |
|---|---|---|---|---|---|---|--|
| 4. Недостаточная освещенность рабочей зоны.                                       | + | + | + |   | + |   | ГОСТ<br>12.4.041-2001<br>ССБТ<br>Приказ от<br>12.03.2013<br>г. №101<br>Р<br>3.5.2.2487-09<br>РД 10-525-03<br>ГОСТ<br>12.1.044-84<br>ССБТ<br>РД 51-1-96<br>ППРФ от<br>23.02.1994<br>№140<br>РД 39-1.13-057-2002 |
| 5. Повреждения в результате контакта с насекомыми.                                | + | + | + | + | + | + |  |
| 1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования. | + | + | + |   | + |   |  |
| 2. Поражение электрическим током.   | + | + | + |   | + | + |  |
| 3. Расположение рабочего места на значительной высоте.                            | + | + | + |   |   |   |  |
| 4. Пожаровзрывоопасность.   | + | + | + | + | + | + |  |

**5.2.1 Анализ вредных производственных факторов, обоснование мероприятий по защите персонала от их действия**

Приведем описание вредных производственных факторов, включающее обоснование мероприятий по их устранению, а также средства индивидуальной и коллективной защиты.

*Неудовлетворительные показатели метеоусловий рабочей среды*

Работы, связанные со строительством скважин, часто осуществляются на открытых площадках или в неотапливаемых помещениях. Температура воздуха и скорость ветра рабочей зоны, а также фактор их совместного воздействия оказывают непосредственное влияние на самочувствие человека и его работоспособность.

Климат в Чеченской республике изменяется от засушливого умеренно континентального до холодного и влажного высокогорного, поэтому согласно МР 2.2.7.2129-06 [1] можно определить допустимую продолжительность (ч) однократного пребывания и число перерывов для обогрева в смену на открытой территории для данного климатического региона в холодное время. Режимы труда и отдыха в холодное время года указаны в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Режимы труда и отдыха в холодное время года

| 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                                    |

В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе существует большая вероятность получения солнечного удара. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более 0,2 м<sup>2</sup> (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м<sup>2</sup> [27].

К коллективным средствам защиты относится укрытие рабочей площадки, к средствам индивидуальной защиты в зимний период – комплект СИЗ X с теплоизоляцией (спецодежда, обувь, рукавицы, головной убор). При температуре ниже -40<sup>0</sup>С предусматривается защита лица и верхних дыхательных путей.

С целью профилактики перегревания организуют рациональный режим труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. к средствам индивидуальной защиты в летний период – головные уборы.

*Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей среды*

Во время приготовления буровых растворов, частицы сухих материалов могут проникать в органы дыхания, что может привести к отравлению организма. Аналогичное воздействие на организм человека оказывает загазованность бурового раствора. Для соблюдения требований ГОСТ 12.1005-88 [2] при строительстве скважин содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций (ПДК), указанных в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – ПДК вредных примесей в воздухе в рабочей зоне

| Наименование вещества | Величина ПДК <sub>рз</sub> , мг/м <sup>3</sup> | Наименование вещества | Величина ПДК <sub>рз</sub> , мг/м <sup>3</sup> |
|-----------------------|--|-----------------------|--|
| Углеводороды          | 100  | Сероводород           | 3  |
| Диоксид серы          | 10   | Диоксид серы          | 10   |
| Диоксид углерода      | 9000   | Диоксид углерода      | 0,8  |

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (вентиляция) в соответствии с требованиями СНиП 2.04.05-91 [3]. СИЗ органов дыхания – респираторы и противопыльные тканевые маски в соответствии с ГОСТ 12.4.041-2001 [4].

*Повышенный уровень шума*

Шум на буровой установке возникает в результате работы бурового оборудования (дизельные генераторы, пневмосистемы буровой установки). Чрезмерный уровень шума оказывает негативное влияние на здоровье людей, прежде всего на органы слуха, нервную и сердечно-сосудистую системы.

В соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 [5] постоянный производственный шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА. Мероприятия по устранению вредного шумового воздействия включают в себя



использование средств индивидуальной защиты (наушники, вкладыши, шлемы) согласно ГОСТ 12.4.275-2014 [6]. В качестве коллективных средств защиты стоит предусмотреть установку звукоизолирующих кожухов и глушителей, обеспечивающих звукоизоляцию и звукопоглощение, согласно ГОСТ 12.1.029-80 [7].

#### *Повышенный уровень вибрации*

Источниками возникновения вибраций на буровой являются работающие машины, агрегаты, буровые насосы, неуравновешенные силовые воздействия. Воздействие вибрации отражается на нервной и опорно-двигательной системе. У работников подверженных воздействию вибрации отмечаются головокружения, расстройство координации движений, симптомы укачивания. Постоянное воздействие вибрации на организм человека может привести к профессиональному заболеванию – вибрационной болезни.

Нормативные значения (обеспечивающие отсутствие вибрационной болезни) виброускорения и виброскорости составляют  $0,1 \text{ м/с}^2$  и  $2,0 \text{ мм/с}$  в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 [8].

Мероприятия по устранению вредного вибрационного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (амортизационные подушки, эластичные прокладки). Средствами индивидуальной защиты от вибраций являются рукавицы, перчатки, виброзащитная обувь, виброгасящие коврики.

#### *Недостаточная освещенность рабочей зоны*

Недостаточная освещенность рабочего места является причинами: снижения продолжительности работы, повышенного утомления, развития близорукости.

Нормы освещенности на буровой установке регулируются утвержденным приказом от 12.03.2013г. №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»» (ПБНГП) и приведены в таблице 5.4 [9].

Таблица 5.4 – Требования к освещению производственного объекта

| Пространство                 | Освещенность, лк | Пространство                              | Освещенность, лк |
|------------------------------|------------------|---|------------------|
| 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              |

В целях предотвращения негативного воздействия недостаточной освещенности на рабочем месте следует обеспечить своевременный контроль и замену неработающих ламп.

*Повреждения в результате контакта с насекомыми*

Наибольшую опасность на объекте представляют насекомые как переносчики инфекционных заболеваний. Наиболее распространенное природно-очаговое заболевание, характерное для района проведения работ – клещевой энцефалит.

Главным профилактическим мероприятием от заболевания являются противо-энцефалитные прививки. К 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 [10].

**5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

*Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования*

В процессе строительства скважины возможно получение механических травм. Источником механических травм при сооружении скважины является выполнение технологических операций при несоблюдении требований безопасности, а также при возникновении неисправности оборудования.

Мероприятия по устранению опасного фактора включают в себя проведение работ согласно ПБНПП, инструктажей по ТБ, расположение оповещающих знаков, обеспечение рабочего персонала СИЗ.

Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны должны ставиться на учет и испытываться согласно РД 10-525-03 [11]. Весь рабочий персонал согласно ГОСТ 12.4.011-89 [12] обеспечивается средствами индивидуальной защиты: касками, спецодеждой, рукавицами.

#### *Поражение электрическим током*

Поражение электрическим током возможно при прикосновении к неизолированным токоведущим частям, отсутствии защитного заземления, при обслуживании электроустановок без применения защитных средств. Прохождение электрического тока через организм может привести к судорогам, ожогам частей тела, нарушению сердечной и дыхательной функций, а также являться причиной смерти.

ГОСТ 12.1.019 [13] устанавливает общие требования по предотвращению опасного и вредного воздействия на персонал электрического тока. Мероприятия по предупреждению поражений электрическим током на объектах включают в себя:

- проектирование, монтаж и эксплуатация электрооборудования установок согласно требованиям ПУЭ «Правила устройства электроустановок» [14] «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» [15];
- обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- применение блокировочных устройств, защитного заземления, зануления буровой установки;
- применение изолирующих, защитных средств (диэлектрические перчатки, ботинки, инструмент) при обслуживании электроустановок;
- допуск к работе с электрооборудованием лиц, имеющих группу допуска по электробезопасности не ниже III.

### *Расположение рабочего места на значительной высоте*

В процессе строительства скважин требуется нахождение работника на высоте выше норматива, составляющего 2 м, и может стать причиной возникновения механических травм в результате падения.

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

- использование верховым рабочим страховочного каната и предохранительного пояса;
- 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*

Пожары – возникают вследствие взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами, разлитыми легковоспламеняющимися жидкостями, в результате ГНВП или замазучивания территории. Пожар опасен для человека в первую очередь тепловым воздействием, а также влиянием продуктов горения, содержащих угарный и другие токсичные газы.

Взрывы возможны при накоплении в ограниченном объеме достаточного количества взрывоопасного вещества с последующим его воспламенением. Они представляют опасность для человека, поскольку в результате взрыва могут образовываться осколки разрушенных конструкций, наблюдаться термическое воздействие и ударная волна.

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 в соответствии с РД 34.21.122-87 [16];

- оборудование буровой средствами пожарными щитами согласно ПП РФ от 21.03.2017 г №316 [17].

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 ПБНГП);

- установка контрольно-измерительных приборов (манометры и датчики), защитной аппаратуры и табличек, сообщающие о величине давления, под которым находится сосуд;

- исключение вероятности достижения нижнего предела взрываемости (НПВ) газами, поступающими из скважины, либо парами взрывоопасных веществ.

Нормы НПВ определяются согласно ГОСТ 12.1.044-89 [18]:

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

Меры по предотвращению достижения НПВ ограничиваются вентиляцией закрытых помещений, хранением нефтепродуктов в закрытой таре, и применением искробезопасного инструмента.

## **5.3 Экологическая безопасность**

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

Строительство скважин сопровождается большим количеством факторов, негативно влияющих на окружающую среду. Результаты анализа вредных воздействий на окружающую среду и природоохранные мероприятия для устранения воздействий представлены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

| Природные ресурсы и компоненты ОС | Вредные воздействия  | Природоохранные мероприятия   |
|-----------------------------------|--|---|
| 1                                 | 2  | 3   |
| Земля и земельные ресурсы         | Уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель.  | Рациональное планирование мест и сроков проведения работ. Соблюдение нормативов отвода земель. Рекультивация земель.                            |
|                                   | Загрязнение почвы нефтепродуктами, химических реагентами и др.   | Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химических реагентов и др. |
|                                   | Засорение почвы производственными отходами.  | Вывоз и захоронение производственных отходов.   |
|                                   | Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной опасности. Уничтожение растительности.                            | Засыпка выемок, горных выработок.   |
| Лес и лесные ресурсы              | Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова.   | Мероприятия по охране почв.   |
| Лес и лесные ресурсы              | Лесные пожары.   | Уборка и уничтожение порубочных остатков, и другие меры ухода за лесосекой.   |
|                                   | Порубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций, поселков.   | Попенная плата, соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях.   |
| Воздушный бассейн                 | Выбросы пыли и токсичных га-зов из подземных выработок, а также при наземных взрывах.<br><br>Выбросы вредных веществ | Мероприятия предусматриваются в случаях непосредственного вредного воздействия.   |

|  |  |  |
|--|--|--|
|  | при бурении с продувкой воздухом, работа котельных и др. |  |
|--|--|--|

Продолжение таблицы 5.5

| А                     | 2   | 3  |
|-----------------------|---|--|
| Недра                 | Некомплексное изучение недр.  | Оборудование и аналитические работы на сопутствующие компоненты, породы вскрыши и отходы будущего производства. Научные исследования по повышению комплексности изучения недр. |
|                       | Неполное использование извлеченных из недр полезных компонентов.  | Организация рудных отвалов и складов.  |
| Вода и водные Ресурсы | Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, нефтепродуктами, минеральными водами и рассолами и др.).                          | Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, сооружение водоотводов, накопителей, отстойников, уничтожение мусора.   |
|                       | Механическое и химическое загрязнение водотоков в результате сталкивания отвалов, нарушение циркуляции водотоков отвалами, траншеями и др.  | Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад и т. д.  |
|                       | Загрязнение подземных вод при смешении различных водоносных горизонтов.   | Ликвидационный тампонаж буровых скважин.   |
|                       | Нарушение циркуляции подземных вод и иссушение водоносных горизонтов при нарушении водоупоров буровыми скважинами и подземными выработками. | Оборудование скважин оголовками.   |
|                       | Загрязнение бытовыми стоками.   | Очистные сооружения для буровых стоков.  |
|                       | Нарушение состояния геологической среды (подземные воды, изменение инженерно-геологических свойств пород).                                  | Ликвидационный тампонаж скважин. Гидрогеологические, гидрогеохимические и инженерно-геологические наблюдения в скважинах и выработках.   |

### 5.3.2 Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности

Наибольший вред наносится земельным, лесным и водным ресурсам.

#### *Сбор и ликвидация производственных отходов, рекультивация*

В процессе бурения скважины образуются три вида отходов: буровой шлам, отработанный буровой раствор (далее ОБР) и буровые сточные воды.

С целью сокращения объемов наработки бурового раствора и уменьшения объема ОБР, подлежащего обезвреживанию и утилизации, предусмотрена четырехступенчатая система очистки бурового раствора от шлама.

При бурении скважин для сбора шлама и жидких отходов бурения и освоения скважины на кустовой площадке строится шламовый амбар. Требования к сооружению шламовых амбаров регламентированы РД 51-1-96 «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих» [19].

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 10.06.2018 г. N 800 [20].

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 некультивированным 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.



## *Охрана недр*

Для обеспечения охраны недр, в том числе подземных вод настоящим проектом предусматривается строительство скважин в соответствии с ВРД 39-1.13-057-2002 [21].

Основной этап проектирования, обеспечивающий качественное строительство скважины несет в себе следующие природоохранные функции: обеспечивает охрану недр путем надежной изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга;

- предупреждает возникновение, нефтегазопроявлений и открытых выбросов нефти и газа в окружающую среду;
- предотвращает проникновение газа в проницаемые горизонты;
- уменьшает степень загрязнения пластов в проекте, предусматривая ограниченную скорость спуска обсадных труб.

Для предотвращения загрязнения водоносных горизонтов применяется глинистая кольматация стенок скважины, снижение водоотдачи бурового раствора, а также ограничение репрессий на водоносный горизонт путем регулирования структурно-механических свойств бурового раствора, обеспечивающих снижение гидродинамического давления.

## **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

### **5.4.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин**

Результаты анализа ЧС, возникающих при строительстве скважин, приведены в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – 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. 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.

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

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНГП. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал буровых труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98 [22].

В разделе «Социальная ответственность» были рассмотрены все задачи производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях, рассмотрены правовые нормы законодательства.

## **Заключение**

При выполнении выпускной квалификационной работы на тему «Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Аптский ярус газонефтяного месторождения» были разработаны следующие разделы: общая и геологическая часть, технологический раздел, разделы «Социальная ответственность» и Финансовый менеджмент».

В геологической части представлены условия бурения, газонефтеводоносность и возможные осложнения.

В технологической части произведены обоснование и расчет для профиля скважины, конструкции, способа бурения, породоразрушающего инструмента, гидравлической программы промывки, выбора буровой установки, элементов компоновки бурильной колонны, режимов бурения, очистного агента и применяемого оборудования, процессов заканчивания, цементирования и освоения скважины. Разработаны мероприятия по предупреждению осложнений и аварий в процессе строительства скважины.

В специальной части были рассмотрены забойные двигатели, описан принцип действия основных забойных двигателей, показаны их преимущества и недостатки и определены направления их совершенствования.

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение приведена структура предприятия, которое проводит сервисные работы, в том числе бурение нефтяных и газовых скважин, а также сметная стоимость работ по строительству нефтяной скважины.

В разделе «Социальная ответственность» проведен анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях, рассмотрены правовые нормы законодательства.

## Список использованной литературы

1. А.В. Епихин, А.В. Ковалев, А.Ю. Тихонов, И.А. Башкиров. 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.;
2. Правила в нефтяной и газовой промышленности (Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности). – Новосибирск: Норматика, 2019. – 164 с. – (Кодексы. Законы. Нормы);
3. Ковалев, А.В. Проектирование конструкций скважины: методическое указание/ А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – 16 с.
4. РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин.
5. Гусман М.Т., Балденко Д.Ф., Кочнев А.М., Никомаров С.С. Забойные винтовые двигатели для бурения скважин. М.: Недра, 1981. 231 с.
6. Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Гноевых А.Н. Винтовые гидравлические машины. Том 2. Винтовые забойные двигатели. М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2007. 470 с.
7. Веревкин А.В., Молодило В.И. О повышении эффективности бурения нефтяных и газовых скважин гидравлическими забойными двигателями // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2013. - №1. - С. 16-19.
8. Осипов Д.А. Винтовые забойные двигатели по вышенной надежности производства ОАО "КУНГУРСКИЙ МАШЗАВОД" // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2007. - №2. - С.16-17.
9. Заливин В.Г., Суренков А.А. Современное состояние и перспективы развития отечественных винтовых забойных двигателей // Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле РАЕН. – 2014. - № 2 (45). – С. 52-63.

10. Музапаров М.Ж. Направленное бурение. Том 3. Безориентированная технология. Бурение винтовыми забойными двигателями.- Алматы. 2005 - 204с.
11. Молодило В.И. Особенности управления процессом бурения скважин с использованием винтовых забойных двигателей // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2009. - № 1. - С. 27-31.
12. Абнян Х.Л. Турбобуры для наклонного бурения и пути их модернизации // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. - №7. - С. 19-20.
13. Асадчев А.С. Особенности и пути совершенствования технологии бурения открытых окончаний боковых стволов на нефтяных месторождениях Припятского прогиба. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009. - №8.
14. Сибирская Сервисная Компания [Электронный ресурс]: <http://www.sibserv.com/> (дата обращения 22.05.2021).
15. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]: [http://www.libussr.ru/doc\\_ussr/usr\\_13204.htm](http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm) (дата обращения: 20.04.2021).
16. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2001. – 183 с.
17. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс]: <http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.html> (дата обращения: 20.04.2021).
18. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ.
19. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.
20. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
21. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование.

22. ГОСТ 12.4.041-2001 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования.
23. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.
24. ГОСТ 12.4.275-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования.
25. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация.
26. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
27. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (Зарегистрировано в Минюсте России 19.04.2013 N 28222) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2017).
28. Р 3.5.2.2487-09 Руководство по медицинской дезинсекции.
29. РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин.
30. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
31. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
32. Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).
33. Приказ Минтруда и социальной защиты России №328н от 24.07.2013 об утверждении «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».
34. РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.

35. Постановление Правительства РФ от 21.03.2017 N 316 «О внесении изменения в пункт 218 Правил противопожарного режима в Российской Федерации».

36. ГОСТ 12.1.044-89 (ИСО 4589-84) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения.

37. РД 51-1-96 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих.

38. Постановление Правительства РФ от 10.07.2018 N 800 (ред. от 07.03.2019) «О проведении рекультивации и консервации земель».

39. ВРД 39-1.13-057-2002 Регламент организации работ по охране окружающей среды при строительстве скважин.

40. РД 08-254-98 Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности.

41. Постановление Правительства РФ от 25 февраля 2000 г. N 162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин».

42. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.

43. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019).

44. Федеральный закон от 28.12.2013 N 400-ФЗ (ред. от 06.03.2019) «О страховых пенсиях».

45. СНиП 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях.

## Приложения А

### Геологическая характеристика скважины

Таблица А.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности интервалов

| Глубина залегания, м |          | Стратиграфическое подразделение        |                                       | Элементы залегания (падения) пластов по подошве, град | Коэффициент кавернозности |
|----------------------|----------|--|---------------------------------------|---|---------------------------|
| от (верх)            | до (низ) | название                               | индекс                                | угол  |                           |
| 1                    | 2        | 3                                      | 4                                     | 5   | 6                         |
|                      |          | КАЙНОЗОЙСКАЯ ЭРАТЕМА                   | KZ                                    |   |                           |
| 0                    | 61       | Четвертичная система                   | Q                                     | 0-3   | 1,18                      |
| 61                   | 141      | Четвертичная система, апшеронский ярус | Qap                                   | 0-3   | 1,20                      |
|                      |          | Неогеновая система                     | N                                     |   |                           |
|                      |          | Плиоценовый ярус                       | N <sub>2</sub>                        |   |                           |
| 141                  | 311      | Акчагыльский ярус                      | N <sub>2a</sub>                       | 0-3   | 1,20                      |
|                      |          | Миоценовый отдел                       | N <sub>1</sub>                        |   |                           |
| 311                  | 771      | Понтический + мэотический ярусы        | N <sub>1+2p</sub> +N <sub>1m</sub>    | 2-5   | 1,20                      |
| 771                  | 2193     | Сарматский ярус                        | N <sub>1 sr</sub>                     | 6-8   | 1,20                      |
| 2193                 | 2667     | Караганский ярус                       | N <sub>1 kr</sub>                     | 15-17   | 1,20                      |
| 2667                 | 3168     | Чокраский ярус                         | N <sub>1 ch</sub>                     | 15-17   | 1,20                      |
|                      |          | Майкопская серия                       | (N <sub>1</sub> -P <sub>3</sub> ) mkr |   |                           |
| 3168                 | 3768     | Верхемайкопская подсерия               | N <sub>1 mkr2</sub>                   | 8-10  | 1,35                      |
|                      |          | Олигоценый отдел                       | P <sub>3</sub>                        |   |                           |
| 3768                 | 4572     | Нижнемайкопская подсерия               | P <sub>3 mkr1</sub>                   | 6-8   | 1,30                      |
|                      |          | Эоценовый + палеоценовый отделы        | P <sub>2+1</sub>                      |   |                           |
| 4572                 | 4672     | Фораминиферовая толща                  | P <sub>2+1f</sub>                     | 4-5   | 1,14                      |
|                      |          | МЕЗОЗОЙСКАЯ ЭРАТЕМА                    | MZ                                    |   |                           |
|                      |          | Меловая система                        | K                                     |   |                           |
| 4672                 | 5072     | Верхний отдел                          | K <sub>2</sub>                        | 8-12  | 1,12                      |



Продолжение таблицы А.1

| <b>1</b>   | <b>2</b> | <b>3</b>      | <b>4</b>  | <b>5</b> | <b>6</b> |
|--|----------|---------------|-----------|----------|----------|
|  |          | Нижний отдел  | $K_1$     |          |          |
| 5072   | 5222     | Альбский ярус | $K_{1al}$ | 15-17    | 1,25     |
| 5222   | 5422     | Аптский ярус  | $K_{1a}$  | 15-17    | 1,25     |
| Примечание – Коэффициенты кавернозности уточняются по данным ГИС |          |               |           |          |          |

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м |          | Горная порода                             |                    | Стандартное описание горной породы  |
|---|-------------|----------|---|--------------------|---|
|   | от (верх)   | до (низ) | Краткое название                          | % в интервале      |   |
| 1                                       | 2           | 3        | 4   | 5                  | 6   |
| Q                                       | 0           | 61       | суглинок<br>галька                        | 97<br>3            | Лессовидные суглинки коричневато-серые, серые и желтовато-бурые, с включениями гальки   |
| Qар                                     | 61          | 141      | глина<br>песчаник<br>галька               | 75<br>20<br>5      | Глины пепельно-серые и грязно-серые, неслоистые в различной степени карбонатные, с прослоями желтовато-серых разномеристых кварцево-слюдистых песчаников. В подошве отложений галька  |
| N <sub>2a</sub>                         | 141         | 311      | глина<br>песчаник<br>галька               | 75<br>20<br>5      | Глины и песчаники серые и зеленовато-бурые, средне- и крупнозернистые с включениями гальки в подошве отложений  |
| N <sub>1+2p+N<sub>1m</sub></sub>        | 311         | 771      | глина<br>песчаник<br>известняк<br>мергель | 80<br>15<br>3<br>2 | В верхней части: глины голубовато-серые, ниже – темно-бурые, песчаные, в различной степени карбонатные, с прослоями светло-серых кварцево-слюдистых песчаников.<br>В нижней части: глины серые и зеленовато-серые, песчаные, карбонатные, с прослоями глинистых песчаников и известняков-ракушечников                             |
| N <sub>1 sr</sub>                       | 771         | 2193     | глина<br>песчаник<br>мергель              | 80<br>10<br>10     | В верхней части: глины серые и зеленовато-серые, песчаные, слюдистые, с тонкими прослоями песчаников кварцево-слюдистых, разномеристых, глинистых.<br>В средней и нижней частях: глины серые и тесно-серые, слюдистые, плотные, в различной степени карбонатные, с прослоями буровато-серых мергелей, крепких, доломитизированных |
| N <sub>1 kr</sub>                       | 2193        | 2667     | глина<br>мергель<br>песчаник              | 60<br>5<br>35      | Песчаники серые и зеленовато-серые, мелко- и среднезернистые, кварцево-слюдистые, местами глинистые. Глины темно-серые, плотные, с тонкими прослойками мергелей. Небольшие прослойки мергеля буровато-серого  |

Продолжение таблицы А.2

| 1                               | 2    | 3    | 4   | 5                        | 6  |
|---------------------------------|------|------|---|--------------------------|--|
| N <sub>1</sub> ch               | 2667 | 3168 | глина<br>мергель<br>песчаник                          | 60<br>5<br>35            | Верхняя часть: чередование песчаников серых и светло-серых, кварцево-слоистых, мелкозернистых и глин темно-серых, песчанистых, слоистых. Нижняя часть: глины темно-серые, слоистые, карбонатные, с тонкими прослоями мергелей  |
| N <sub>1</sub> mkr <sub>2</sub> | 3168 | 3768 | глина<br>алевролит<br>песчаник<br>мергель             | 85<br>5<br>5<br>5        | Однообразная толща глин серых, плотных неяснослоистых, с прослоями светло-серых алевролитов и прослойками мелкозернистых песчаников и мергелей   |
| P <sub>3</sub> mkr <sub>1</sub> | 3768 | 4572 | глина<br>алевролит<br>песчаник<br>мергель<br>аргиллит | 75<br>2<br>10<br>3<br>10 | В верхней части: глины серые и темно-серые, некарбонатные, с редкими прослоями глинистых алевролитов, мелкозернистых, глинистых песчаников и аргиллитов. В нижней части глины темно-серые, почти черные, известковистые и неизвестковистые, с прослоями алевролитов, глинистых песчаников и мергелей   |
| P <sub>2+1</sub> f              | 4572 | 4672 | известняк<br>мергель<br>глина                         | 40<br>55<br>5            | Верхняя часть: мергели серые и зеленовато-серые, микрозернистой структуры с органогенно-детритовыми материалами, тонкослоистые, слабо алевролитистые. Встречаются глинистые известняки темно-серые, плотные, микрозернистые. Средняя часть: чередование коричневатых и бурых мергелей, микрозернистой структуры, трещиноватыми, в различной степени пиритизированными. |
| K <sub>2</sub>                  | 4672 | 5072 | известняк<br>мергель<br>глина                         | 88<br>10<br>2            | Известняки светло-серые, тонкозернистые, трещиноватые, со стилолитовыми швами. Ниже по разрезу известняки зеленовато-серые, светло-серые, глинистые, с прослоями мергелей зеленовато-серых, плотных. Ниже по разрезу известняки светло-серые, плотные, трещиноватые, с прослоями мергелей зеленовато-серых.  |
| K <sub>1a1</sub>                | 5072 | 5222 | аргиллит<br>песчаник<br>алевролит                     | 50<br>30<br>20           | Аргиллиты темно-серые, неяснослоистые, листоватые, алевролитистые, с включениями пирита и зернами кварца. В разрезе выделяется пачка глинистых алевролитов темно-серых с многочисленными трещинами и прослоями светло-серых глинистых песчаников   |
| K <sub>1a</sub>                 | 5222 | 5422 | аргиллит<br>песчаник<br>алевролит                     | 50<br>30<br>20           | Аргиллиты темно-серые, в различной степени известковистые, с пачками светло-серых с зеленоватым оттенком песчаников и темно-серых алевролитов мелкозернистых, глинистых, трещиноватых  |

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

| Индекс<br>стратиграфического<br>о подразделения | Интервал, м |      | Краткое название<br>горной породы         | Плотность, кг/м <sup>3</sup> | Пористость, %                         | Проницаемость,<br>мкм <sup>2</sup> | Глинистость, %        | Карбонатность, %              | Солёность, %                 | Твердость, МПа           | Абразивность         | Категория пород по<br>промысловой<br>классификации (М,<br>С, Т и т.д.) | Коэффициент<br>Пуассона    | Модуль Юнга,<br>Ех10 <sup>4</sup> МПа | Гидратационное<br>разуплотнение |
|---|-------------|------|---|------------------------------|---------------------------------------|------------------------------------|-----------------------|-------------------------------|------------------------------|--------------------------|----------------------|--|----------------------------|---------------------------------------|---------------------------------|
|   | от          | до   |   |                              |                                       |                                    |                       |                               |                              |                          |                      |  |                            |                                       |                                 |
| 1   | 2           | 3    | 4   | 5                            | 6                                     | 7                                  | 8                     | 9                             | 10                           | 11                       | 12                   | 13   | 14                         | 15                                    | 16                              |
| Q   | 0           | 61   | суглинок<br>галька                        | 2100<br>2000                 | 10-<br>15<br>н.д.                     | 0,2<br>н.д.                        | 5-75<br>н.д.          | 0<br>н.д.                     | н.д.<br>н.д.                 | 300<br>н.д.              | 3<br>н.д.            | МС   | 0,4<br>н.д.                | 0,3<br>н.д.                           | нет<br>нет                      |
| Qар   | 61          | 141  | глина<br>песчаник<br>галька               | 1900<br>2200<br>2000         | 0-10<br>10-<br>20<br>н.д.             | <0,1<br>80<br>н.д.                 | 90<br>30<br>н.д.      | 10<br>н.д.<br>н.д.            | н.д.<br>н.д.<br>н.д.         | 280<br>580<br>н.д.       | 2<br>5<br>н.д.       | М<br>МС<br>С   | 0,35<br>0,2<br>н.д.        | 0,5<br>0,5<br>н.д.                    | да<br>нет<br>нет                |
| N <sub>2a</sub>                                 | 141         | 311  | глина<br>песчаник<br>галька               | 1900<br>2200<br>2000         | 0-10<br>10-<br>20<br>н.д.             | <0,1<br>80<br>н.д.                 | 90<br>30<br>н.д.      | 10<br>н.д.<br>н.д.            | н.д.<br>н.д.<br>н.д.         | 280<br>580<br>н.д.       | 2<br>5<br>н.д.       | М<br>МС<br>С   | 0,35<br>0,2<br>н.д.        | 0,5<br>0,5<br>н.д.                    | да<br>нет<br>нет                |
| N <sub>1+2p+N<sub>1m</sub></sub>                | 311         | 771  | глина<br>песчаник<br>известняк<br>мергель | 1900<br>2200<br>2300<br>2500 | 0-10<br>10-<br>20<br>10-<br>20<br>1-5 | <0,1<br>80<br>0,1<br>0,02          | 90<br>30<br>1-5<br>40 | 10<br>н.д.<br>90-<br>95<br>50 | н.д.<br>н.д.<br>н.д.<br>н.д. | 380<br>580<br>570<br>750 | 2<br>5<br>2-4<br>3-7 | М,<br>МС<br>МС<br>С  | 0,35<br>0,2<br>0,8<br>0,36 | 0,5<br>0,5<br>0,8<br>1,1              | да<br>нет<br>нет<br>нет         |
| N <sub>1 sr</sub>                               | 771         | 2193 | глина<br>песчаник<br>мергель              | 2000<br>2400<br>2500         | 0-10<br>10-<br>20<br>1-5              | <0,1<br>80<br>0,02                 | 90<br>30<br>40        | 10<br>н.д.<br>50              | н.д.<br>н.д.<br>н.д.         | 380<br>580<br>750        | 2<br>5<br>3-7        | М<br>С<br>М  | 0,35<br>0,2<br>0,36        | 0,5<br>0,5<br>1,1                     | да<br>нет<br>нет                |

Продолжение таблицы А.3

| 1                               | 2    | 3    | 4   | 5    | 6        | 7    | 8   | 9    | 10   | 11  | 12  | 13  | 14   | 15  | 16  |
|---------------------------------|------|------|---|------|----------|------|-----|------|------|-----|-----|-----|------|-----|-----|
| N <sub>1</sub> kr               | 2193 | 2667 | глина<br>мергель<br>песчаник                          | 2000 | 0-10     | <0,1 | 90  | 10   | н.д. | 380 | 2   | М   | 0,35 | 0,5 | да  |
|                                 |      |      |   | 2400 | 10-20    | 80   | 30  | н.д. | 580  | 5   | С   | 0,2 | 0,5  | нет |     |
|                                 |      |      |   | 2500 | 20-1-5   | 0,02 | 40  | 50   | н.д. | 750 | 3-7 | М   | 0,36 | 1,1 | нет |
| N <sub>1</sub> ch               | 2667 | 3168 | глина<br>мергель<br>песчаник                          | 2000 | 0-10     | <0,1 | 90  | 10   | н.д. | 380 | 2   | М   | 0,35 | 0,5 | да  |
|                                 |      |      |   | 2200 | 10-20    | 80   | 30  | н.д. | 580  | 5   | С   | 0,2 | 0,5  | нет |     |
|                                 |      |      |   | 2500 | 20-1-5   | 0,02 | 40  | 50   | н.д. | 750 | 3-7 | М   | 0,36 | 1,1 | нет |
| N <sub>1</sub> mkr <sub>2</sub> | 3168 | 3768 | глина<br>алевролит<br>песчаник<br>мергель             | 2000 | 0-10     | <0,1 | 90  | 10   | н.д. | 380 | 2   | М   | 0,35 | 0,5 | да  |
|                                 |      |      |   | 2400 | 10-20    | 80   | 30  | н.д. | 750  | 5   | С   | 0,2 | 0,5  | нет |     |
|                                 |      |      |   | 2500 | 1-5      | 0,02 | 40  | 50   | н.д. | 750 | 3-7 | С   | 0,36 | 1,1 | нет |
|                                 |      |      |   | 2500 | 10-15    | 0,3  | 30  | 0-3  | н.д. | 750 | 9   | С   | 0,2  | 1,2 | нет |
| P <sub>3</sub> mkr <sub>1</sub> | 3768 | 4572 | глина<br>алевролит<br>песчаник<br>мергель<br>аргиллит | 2000 | 0-10     | <0,1 | 90  | 10   | н.д. | 380 | 2   | М   | 0,35 | 0,5 | да  |
|                                 |      |      |   | 2400 | 10-20    | 80   | 30  | н.д. | 750  | 5   | С   | 0,2 | 0,5  | нет |     |
|                                 |      |      |   | 2500 | 1-5      | 0,02 | 40  | 50   | н.д. | 750 | 3-7 | С   | 0,3  | 1,1 | нет |
|                                 |      |      |   | 2500 | 10-15    | 0,3  | 30  | 0-3  | н.д. | 750 | 9   | С   | 6    | 1,2 | нет |
|                                 |      |      |   | 2600 | 15-      | -    | 95  | н.д. | 750  | 3-5 | С   | 0,2 | 0,6  | нет |     |
| P <sub>2+1f</sub>               | 4572 | 4672 | известняк<br>мергель<br>глина                         | 2300 | 10-20    | 0,1  | 1-5 | 90-  | н.д. | 570 | 2-4 | МС  | 0,8  | 0,8 | нет |
|                                 |      |      |   | 2500 | 20-1-5   | 0,02 | 40  | 95   | н.д. | 750 | 3-7 | С   | 0,36 | 1,1 | нет |
|                                 |      |      |   | 2000 | 1-5-0-10 | <0,1 | 90  | 50   | н.д. | 380 | 2   | М   | 0,35 | 0,5 | да  |
| K <sub>2</sub>                  | 4672 | 5072 | известняк<br>мергель<br>глина                         | 2300 | 10-20    | 0,1  | 1-5 | 90-  | н.д. | 570 | 2-4 | МС  | 0,8  | 0,8 | нет |
|                                 |      |      |   | 2500 | 20-1-5   | 0,02 | 40  | 95   | н.д. | 750 | 3-7 | С   | 0,36 | 1,1 | нет |
|                                 |      |      |   | 2000 | 1-5-0-10 | <0,1 | 90  | 50   | н.д. | 380 | 2   | М   | 0,35 | 0,5 | да  |

Продолжение таблицы А.3

| 1                | 2    | 3    | 4         | 5    | 6     | 7   | 8  | 9    | 10   | 11  | 12  | 13 | 14   | 15  | 16  |
|------------------|------|------|-----------|------|-------|-----|----|------|------|-----|-----|----|------|-----|-----|
| К <sub>1a1</sub> | 5072 | 5222 | аргиллит  | 2600 | -     | -   | 95 | н.д. | н.д. | 750 | 3-5 | С  | 0,25 | 0,6 | нет |
|                  |      |      | песчаник  | 2400 | 10-20 | 80  | 30 | н.д. | н.д. | 750 | 5-7 | С  | 0,2  | 0,5 | нет |
|                  |      |      | алевролит | 2500 | 10-15 | 0,3 | 30 | 0-3  | н.д. | 750 | 9   | С  | 0,2  | 1,2 | нет |
| К <sub>1a</sub>  | 5222 | 5422 | аргиллит  | 2600 | -     | -   | 95 | н.д. | н.д. | 750 | 3-5 | С  | 0,25 | 0,6 | нет |
|                  |      |      | песчаник  | 2400 | 10-20 | 80  | 30 | н.д. | н.д. | 750 | 5-7 | С  | 0,2  | 0,5 | нет |
|                  |      |      | алевролит | 2500 | 10-15 | 0,3 | 30 | 0-3  | н.д. | 750 | 9   | С  | 0,2  | 1,2 | нет |

Таблица А.4 – Давление и температура по разрезу скважины

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м |      | Градиент давления |      |                    |              |      |                    |                    |      |                    |         |      | Температура в конце интервала |                    |     |
|---|-------------|------|-------------------|------|--------------------|--------------|------|--------------------|--------------------|------|--------------------|---------|------|-------------------------------|--------------------|-----|
|   | от          | до   | пластового        |      |                    | порового     |      |                    | гидроразрыва пород |      |                    | горного |      | С°                            | источник получения |     |
|   |             |      | МПа на 100 м      |      | Источник получения | МПа на 100 м |      | Источник получения | МПа на 100 м       |      | Источник получения |         |      |                               |                    |     |
|   |             |      | от                | до   |                    | от           | до   |                    | от                 | до   |                    |         |      |                               |                    |     |
| Q                                       | 0           | 61   | 1,00              | 1,00 | РФЗ                | 1,00         | 1,00 | РФЗ                | 1,59               | 1,59 | расчет             | 2,10    | 2,10 | ПГФ                           | 15                 | РФЗ |
| Qар                                     | 61          | 141  | 1,00              | 1,00 | РФЗ                | 1,00         | 1,00 | РФЗ                | 1,59               | 1,59 | расчет             | 2,10    | 2,10 | ПГФ                           | 18                 | РФЗ |
| N <sub>2a</sub>                         | 141         | 311  | 1,00              | 1,00 | РФЗ                | 1,00         | 1,00 | РФЗ                | 1,59               | 1,59 | расчет             | 2,10    | 2,10 | ПГФ                           | 37                 | РФЗ |
| N <sub>1+2p</sub> +N <sub>1m</sub>      | 311         | 771  | 1,10              | 1,10 | РФЗ                | 1,10         | 1,10 | РФЗ                | 1,64               | 1,64 | расчет             | 2,10    | 2,10 | ПГФ                           | 50                 | РФЗ |
| N <sub>1 sr</sub>                       | 771         | 2193 | 1,25              | 1,25 | РФЗ                | 1,25         | 1,25 | РФЗ                | 1,73               | 1,73 | расчет             | 2,15    | 2,15 | ПГФ                           | 86                 | РФЗ |
| N <sub>1 kr</sub>                       | 2193        | 2667 | 1,17              | 1,17 | РФЗ                | 1,17         | 1,17 | РФЗ                | 1,70               | 1,70 | расчет             | 2,15    | 2,15 | ПГФ                           | 105                | РФЗ |
| N <sub>1 ch</sub>                       | 2667        | 3168 | 1,17              | 1,17 | РФЗ                | 1,17         | 1,17 | РФЗ                | 1,72               | 1,72 | расчет             | 2,20    | 2,20 | ПГФ                           | 119                | РФЗ |
| N <sub>1 мкр<sub>2</sub></sub>          | 3168        | 3768 | 1,90              | 1,90 | РФЗ                | 1,90         | 1,90 | РФЗ                | 2,22               | 2,22 | расчет             | 2,25    | 2,25 | ПГФ                           | 137                | РФЗ |
| P <sub>3 мкр<sub>1</sub></sub>          | 3768        | 4572 | 2,00              | 2,00 | РФЗ                | 2,00         | 2,00 | РФЗ                | 2,23               | 2,23 | расчет             | 2,25    | 2,25 | ПГФ                           | 153                | РФЗ |
| P <sub>2+1f</sub>                       | 4572        | 4672 | 1,20              | 1,20 | РФЗ                | 1,20         | 1,20 | РФЗ                | 1,77               | 1,77 | расчет             | 2,35    | 2,35 | ПГФ                           | 156                | РФЗ |
| K <sub>2</sub>                          | 4672        | 5072 | 1,10              | 1,10 | РФЗ                | 1,10         | 1,10 | РФЗ                | 1,72               | 1,72 | расчет             | 2,35    | 2,35 | ПГФ                           | 163                | РФЗ |
| K <sub>1al</sub>                        | 5072        | 5222 | 1,68              | 1,68 | РФЗ                | 1,68         | 1,68 | РФЗ                | 2,04               | 2,04 | расчет             | 2,35    | 2,35 | ПГФ                           | 167                | РФЗ |
| K <sub>1a</sub>                         | 5222        | 5422 | 1,63              | 1,63 | РФЗ                | 1,63         | 1,63 | РФЗ                | 2,02               | 2,02 | расчет             | 2,35    | 2,35 | ПГФ                           | 170                | РФЗ |

Таблица А.5– Возможные осложнения по разрезу скважины

| Индекс<br>стратиграфического<br>подразделения             | Прогнозируемые интервалы<br>поглощений по вертикали, м |          | Тип осложнения          | Характеристика и условия<br>возникновения   |
|---|--|----------|-------------------------|---|
|   | от (верх)  | до (низ) |                         |   |
| <b>1</b>  | <b>2</b>   | <b>3</b> | <b>4</b>                | <b>5</b>  |
| Qap   | 61   | 141      | Поглощения              | Наличие в разрезе<br>проницаемых пород, а также<br>несоблюдение проектной<br>плотности бурового<br>раствора   |
| N <sub>2a</sub>   | 141  | 311      |                         |   |
| N <sub>1+2p</sub> +N <sub>1m</sub>                        | 311  | 771      |                         |   |
| N <sub>1 kr</sub>   | 2193   | 2667     |                         |   |
| N <sub>1 ch</sub>   | 2667   | 3168     |                         |   |
| P <sub>3mk1</sub>   | 3768   | 4572     |                         |   |
| P <sub>2+1f</sub>   | 4572   | 4672     |                         |   |
| K <sub>2</sub>  | 4752   | 4782     |                         |   |
| Q   | 0  | 61       |                         |   |
| Qap+ N <sub>2a</sub> + N <sub>1+2p</sub> +N <sub>1m</sub> | 61   | 771      | Осыпи и обвалы          | Наличие в разрезе<br>обвальных пород,<br>несоблюдение проектной<br>плотности бурового<br>раствора   |
| N <sub>1 sr</sub>   | 771  | 2193     |                         |   |
| N <sub>1 kr+ch</sub>                                      | 2193   | 3168     |                         |   |
| N <sub>1mk2</sub>   | 3168   | 3768     |                         |   |
| N <sub>1mk1</sub>   | 3768   | 4572     |                         |   |
| K <sub>1a</sub> +K <sub>1al</sub>                         | 5222   | 5422     |                         |   |
| N <sub>1 sr</sub>   | 1380   | 2193     | Нефтегазоводопроявления | При снижении давления в<br>стволе скважины ниже<br>пластового, т.е. при<br>создании депрессии на<br>пласт. Геологические:<br>вскрытие зон проявления с<br>ростом уровня ПЖ ниже<br>критической отметки. |
| N <sub>1 kr</sub>   | 2193   | 2667     |                         |   |
| N <sub>1 ch</sub>   | 2667   | 3168     |                         |   |
| P <sub>2+1f</sub>   | 4572   | 4672     |                         |   |
| K <sub>2 (K2m)</sub>                                      | 4672   | 4732     |                         |   |
| K <sub>2 (K2st)</sub>                                     | 4872   | 4887     |                         |   |



Продолжение таблицы А.5

| 1  | 2    | 3    | 4                       | 5   |
|--|------|------|-------------------------|---|
| K <sub>1a</sub> (II)                     | 5222 | 5262 | Нефтегазоводопроявления | Технологические:<br>несоответствие параметров ПЖ – проектным, нарушение режимов бурения и СПО, неправильный выбор гидравлической программы промывки скважины. |
| Q  | 0    | 61   | Прихватопасные зоны     | Несоблюдение регламентируемых показателей промывки скважины и параметров бурового раствора. Оставление инструмента без движения                               |
| Qap - N <sub>1+2p</sub> +N <sub>1m</sub> | 61   | 771  |                         |   |
| N <sub>1 sr</sub>                        | 771  | 2193 |                         |   |
| N <sub>1 kr+ch</sub>                     | 2193 | 3168 |                         |   |
| N <sub>1mk2</sub>                        | 3168 | 3768 |                         |   |
| N <sub>1mk1</sub>                        | 3768 | 4572 |                         |   |
| P <sub>2+1f</sub>                        | 4572 | 4672 |                         |   |
| K <sub>2</sub>                           | 4752 | 4782 |                         |   |
| K <sub>1a</sub> + K <sub>1al</sub>       | 5072 | 5422 |                         |   |

Таблица А.6 – Исследовательские работы

| Индекс стратиграфического подразделения | Параметры отбора керна  |                                  | Интервал отбора керна, м |          | Метраж отбора керна | Индекс стратиграфического подразделения | Интервал отбора шлама, м |          | Частота отбора шлама через, м              |
|---|-------------------------|----------------------------------|--------------------------|----------|---------------------|---|--------------------------|----------|--|
|   | минимальный диаметр, мм | максимальная проходка за рейс, м | от (верх)                | до (низ) |                     |   | от (верх)                | до (низ) |  |
| P <sub>2+1f</sub>                       | 80                      | 14                               | 4592                     | 4617     | 25                  | Q- K <sub>1a</sub>                      | 0                        | 5422     | 5-25 (в продуктивных интервалах через 2-5) |
| P <sub>2+1f</sub>                       | 80                      | 14                               | 4642                     | 4672     | 30                  |   |                          |          |  |
| K <sub>2</sub>                          | 80                      | 7                                | 4672                     | 4707     | 35                  |   |                          |          |  |
| K <sub>2</sub>                          | 80                      | 7                                | 4707                     | 4732     | 25                  |   |                          |          |  |
| K <sub>2</sub>                          | 80                      | 7                                | 4872                     | 4887     | 15                  |   |                          |          |  |
| K <sub>2</sub>                          | 80                      | 7                                | 5057                     | 5072     | 15                  |   |                          |          |  |
| K <sub>1al</sub>                        | 67                      | 6                                | 5072                     | 5082     | 10                  |   |                          |          |  |
| K <sub>1al</sub>                        | 67                      | 6                                | 5132                     | 5152     | 20                  |   |                          |          |  |
| K <sub>1a</sub>                         | 67                      | 6                                | 5222                     | 5242     | 20                  |   |                          |          |  |
| K <sub>1a</sub>                         | 67                      | 6                                | 5242                     | 5262     | 20                  |   |                          |          |  |
| K <sub>1a</sub>                         | 67                      | 6                                | 5262                     | 5282     | 20                  |   |                          |          |  |

## Приложение Б

(обязательное)

Исходная информация по газонефтяному месторождению Чеченской республики

Таблица Б.1 – Нефтеносность

| Индекс стратиграфического | Интервал, м |          | Тип коллектора      | Плотность, кг/м <sup>3</sup> |                 | Подвижность, мкм <sup>2</sup> /мПа*с | Содержание серы, % | Содержание парафина, % | Свободногидроуглеродов | Параметры растворенного газа      |                            |                            |   |                         |                      | Пластовое давление, МПа |
|---------------------------|-------------|----------|---------------------|------------------------------|-----------------|--------------------------------------|--------------------|------------------------|------------------------|-----------------------------------|----------------------------|----------------------------|---|-------------------------|----------------------|-------------------------|
|                           | от (верх)   | до (низ) |                     | в пластовых условиях         | после дегазации |                                      |                    |                        |                        | газовый фактор, м <sup>3</sup> /т | содержание сероводорода, % | содержание углеводородного | относительная плотность газа по воздуху | коэффициент сжимаемости | давление насыщения в |                         |
| K <sub>2</sub><br>(K-2m)  | 4672        | 4732     | карб. трещ.-каверн. | 552                          | 808             | до 0,03                              | 0,12               | 7,25                   | 120                    | 474                               | 0                          | 5,4                        | 0,829                                   | 0,96                    | 31,8                 | 51,39                   |
| K <sub>2</sub><br>(K-2st) | 4872        | 4887     | карб. трещ.-каверн. | 552                          | 808             | до 0,03                              | 0,12               | 7,25                   | 120                    | 474                               | 0                          | 5,4                        | 0,829                                   | 0,96                    | 31,8                 | 53,59                   |
| K <sub>1a</sub><br>(II)   | 5222        | 5262     | терр.-поровый       | 562                          | 810             | до 0,03                              | 0,09               | 4,6                    | 29                     | 483                               | 0                          | 2,16                       | 0,792                                   | 0,96                    | 34,2                 | 85,12                   |

Таблица Б.2. – Водоносность

| Индекс<br>стратиграфического<br>подразделения | Интервал, м  |             | Тип<br>коллектора | Плотность,<br>кг/м <sup>3</sup> | Свободный<br>дебит,<br>м <sup>3</sup> /сут | Фазовая<br>проницаемость,<br>мД | Химический состав воды |                                  |                                   |                 |                      |                  | Степень<br>минерализации | Тип<br>воды по<br>Сулину | Относится к<br>источнику<br>питьевого<br>водоснабжения | Пластовое<br>давление,<br>МПа |
|---|--------------|-------------|-------------------|---------------------------------|--|---------------------------------|------------------------|----------------------------------|-----------------------------------|-----------------|----------------------|------------------|--------------------------|--------------------------|--|-------------------------------|
|   | от<br>(верх) | до<br>(низ) |                   |                                 |  |                                 | анионы                 |                                  |                                   | катионы         |                      |                  |                          |                          |  |                               |
|   |              |             |                   |                                 |  |                                 | СГ                     | S<br>O <sub>4</sub> <sup>-</sup> | НС<br>O <sub>3</sub> <sup>-</sup> | Na <sup>+</sup> | M<br>g <sup>2+</sup> | Ca <sup>2+</sup> |                          |                          |  |                               |
| Q   | 0            | 61          | терр.-<br>пор.    | 1000                            | -  | н.д.                            | 0,1<br>8               | 0,<br>25                         | 6,5                               | 1,2<br>8        | 2,0                  | 3,6<br>5         | 13,68                    | ГКН                      | да   | -                             |
| Qар   | 61           | 14<br>1     | терр.-<br>пор     | 1001                            | -  | н.д.                            | 4,3<br>10              | 2,<br>62                         | 19                                | 23,<br>25       | 1,3<br>80            | 1,3<br>00        | 51,86                    | ГКН                      | нет  | 0,61                          |
| N <sub>2a</sub>                               | 141          | 31<br>1     | терр.-<br>пор     | 1001                            | -  | н.д.                            | 4,3<br>10              | 2,<br>62                         | 19                                | 23,<br>25       | 1,3<br>80            | 1,3<br>00        | 51,86                    | ГКН                      | нет  | 1,41                          |
| N <sub>1+2p+N<sub>1m</sub></sub>              | 311          | 77<br>1     | терр.-<br>пор     | 1045                            | н.д.                                       | н.д.                            | 545<br>,26             | 2                                | 13,<br>7                          | 531<br>,73      | 1,2<br>3             | 28               | 1000,00                  | ХЛК                      | нет  | 3,42                          |
| N <sub>1 sr</sub>                             | 771          | 21<br>93    | терр.-<br>пор     | 1045                            | н.д.                                       | н.д.                            | 545<br>,26             | 2                                | 13,<br>7                          | 531<br>,73      | 1,2<br>3             | 28               | 1121,92                  | ХЛК                      | нет  | 17,25                         |
| N <sub>1 kr</sub>                             | 219<br>3     | 26<br>67    | терр.-<br>пор     | 1045                            | н.д.                                       | н.д.                            | 233<br>,5              | 2,<br>5                          | 29,<br>8                          | 245<br>,59      | 3,2<br>3             | 13,<br>98        | 531,60                   | ГКН                      | нет  | 25,66                         |
| N <sub>1 ch</sub>                             | 266<br>7     | 31<br>68    | терр.-<br>пор     | 1045                            | н.д.                                       | н.д.                            | 233<br>,5              | 2,<br>5                          | 29,<br>8                          | 245<br>,59      | 3,2<br>3             | 13,<br>98        | 531,60                   | ГКН                      | нет  | 31,20                         |

Таблица Б.3 – Газоносность

| Индекс графического | Интервал, м |      | Тип коллектора | Состояние (газ, конденсат) | Содержание, % |                  | Относительная плотность газа по воздуху | Коэффициент сжимаемости в пластовых условиях | Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут | Плотность газоконденсата, кг/м <sup>3</sup> |                   | Фазовая проницаемость | Пластовое давление, Мпа |
|---------------------|-------------|------|----------------|----------------------------|---------------|------------------|---|--|--------------------------------------|---|-------------------|-----------------------|-------------------------|
|                     | от          | до   |                |                            | сероводорода  | углекислого газа |   |  |                                      | в пластовых условиях                        | на устье скважины |                       |                         |
| P <sub>2+1f</sub>   | 4572        | 4672 | карб.-трещ.    | газ                        | 0             | н.д.             | 0,575                                   | н.д.   | н.д.                                 | -   | -                 | н.д.                  | 54,86                   |

Примечания:

1. Данные по плотности газа взяты с месторождения-аналога, т.к. на Северо-Октябрьском месторождении, исследования газа в данном интервале не проводились.
2. На скважинах Октябрьского месторождения зафиксированы случаи газопроявлений в интервале майкопских отложений, однако при бурении скважины №1 Северо-Октябрьская они зафиксированы не были

## Приложение В

(обязательное)

Данные по конструкции и профилю проектируемой скважины

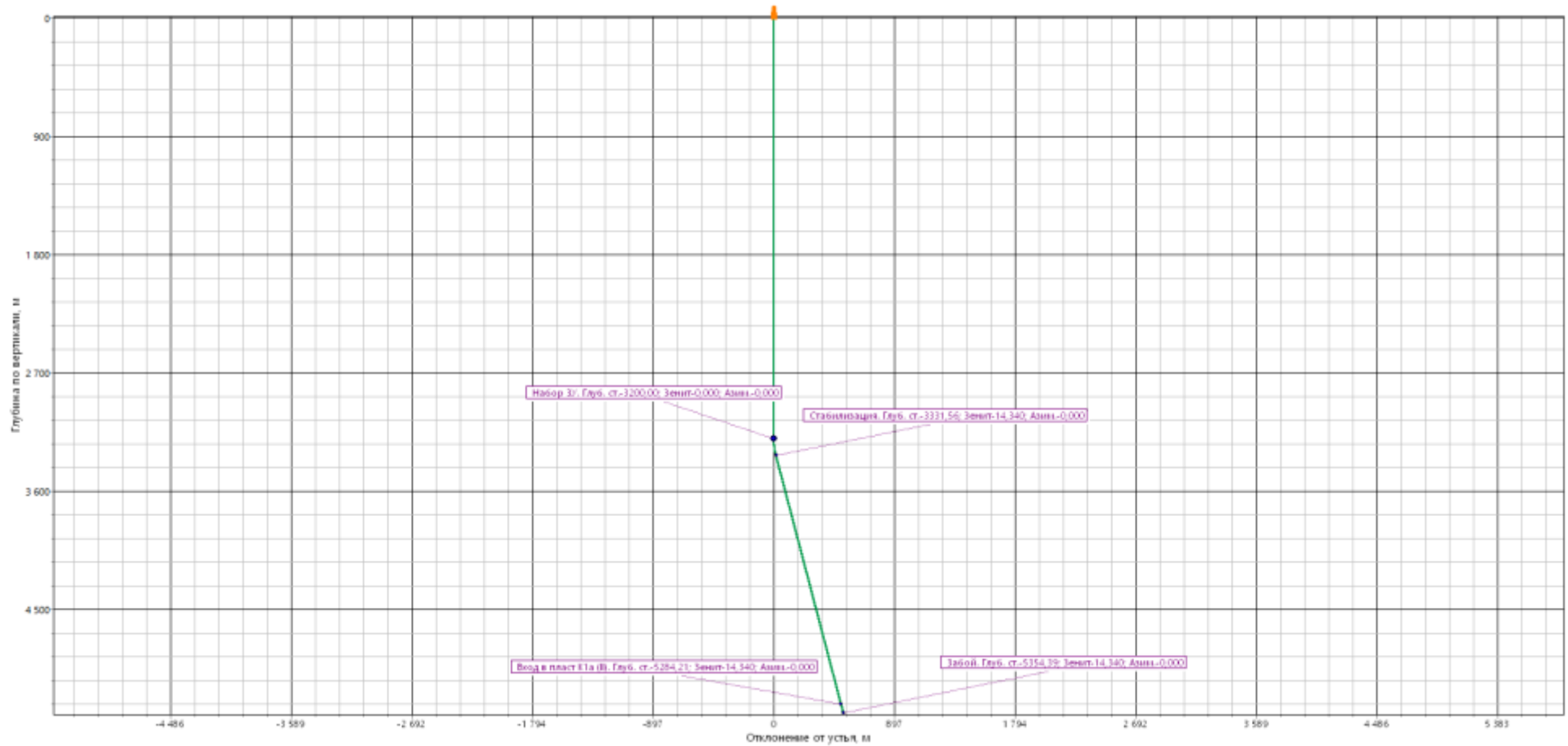


Рисунок В.1 – Проектный профиль скважины

Таблицы В.1 – Данные по профилю наклонно-направленной скважины

| Тип профиля  |                       | Наклонно-направленная |         |  |         |                     |         |             |        |
|--|-----------------------|-----------------------|---------|--|---------|---------------------|---------|-------------|--------|
| <b>Исходные данные</b>   |                       |                       |         |  |         |                     |         |             |        |
| Глубина скважины по вертикали, м                                 |                       | 5290                  |         | Интенсивность искривления на первом участке набора зенитного угла, град/10 м           |         |                     |         | 1,09        |        |
| Глубина кровли продуктивного пласта, м                           |                       | 5222/5284             |         | Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град/10 м           |         |                     |         | 0           |        |
| Отход скважины, м  |                       | 517,38                |         | Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла, град/10 м |         |                     |         | 0           |        |
| Длина интервала бурения по пласту, м                             |                       | 40/41                 |         | Зенитный угол в конце первого участка набора угла, град                                |         |                     |         | 14,34       |        |
| Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град |                       | 14,34                 |         | Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град                                     |         |                     |         | 14,34       |        |
| <b>Расчетные данные</b>  |                       |                       |         |  |         |                     |         |             |        |
| № интервала  | Длина по вертикали, м |                       |         | Длина по стволу, м   |         | Зенитный угол, град |         | Отход, м    |        |
|  | от                    | до                    | всего   | интервала  | всего   | в начале            | в конце | За интервал | всего  |
| 1  | 0                     | 3200                  | 3200    | 3200   | 3200    | 0                   | 0       | 0           | 0      |
| 2  | 3200                  | 3330,19               | 130,19  | 131,56   | 3331,56 | 0                   | 14,34   | 16,38       | 16,38  |
| 3  | 3330,19               | 5222                  | 1891,81 | 1952,65  | 5284,21 | 14,34               | 14,34   | 483,62      | 500    |
| 4  | 5222                  | 5290                  | 68      | 70,18  | 5354,4  | 14,34               | 14,34   | 17,38       | 517,38 |
| Итого  | Σ                     |                       | 5290    | Σ  | 5354,4  | –                   | –       | Σ           | 517,38 |

**Приложение Г**  
(обязательное)

**Компоновка низа бурильной колонны**

Таблица Г.1 – Проектируемые КНБК по интервалам бурения

| №                                       | Типоразмер,<br>шифр  | Длина, м | Наружный<br>диаметр, мм | Внутренний<br>диаметр, мм | Резьба<br>(низ)  | Тип соединения<br>(низ)  | Сум. вес,<br>т |
|---|----------------------|----------|-------------------------|---------------------------|------------------|--------------------------|----------------|
|   |                      |          |                         |                           | Резьба<br>(верх) | Тип соединения<br>(верх) |                |
| 1                                       | 2                    | 3        | 4                       | 5                         | 6                | 7                        | 8              |
| <b>Бурение под направление (0-70 м)</b> |                      |          |                         |                           |                  |                          |                |
| 1                                       | III 555 GRD111       | 0,5      | 555                     | –                         | 3-177            | Ниппель                  | 0,35           |
| 2                                       | Переводник М-177/201 | 0,5      | 254                     | 100                       | 3-177            | Муфта                    | 0,09           |
|   |                      |          |                         |                           | 3-201            | Муфта                    |                |
| 3                                       | УБТС2-254            | 12       | 254                     | 100                       | 3-201            | Ниппель                  | 4              |
|   |                      |          |                         |                           | 3-201            | Муфта                    |                |
| 4                                       | Переводник П-201/171 | 0,5      | 229                     | 80                        | 3-201            | Ниппель                  | 0,09           |
|   |                      |          |                         |                           | 3-171            | Муфта                    |                |
| 5                                       | УБТС2-229            | 12       | 229                     | 80                        | 3-171            | Ниппель                  | 3,276          |
|   |                      |          |                         |                           | 3-171            | Муфта                    |                |
| 6                                       | Переводник П-171/133 | 0,5      | 229                     | 58                        | 3-171            | Ниппель                  | 0,09           |
|   |                      |          |                         |                           | 3-133            | Муфта                    |                |
| 7                                       | ПК-127х9,19 Р        | 44       | 127                     | 108,6                     | 3-133            | Ниппель                  | 1,372          |
|   |                      |          |                         |                           | 3-133            | Муфта                    |                |



Продолжение таблицы Г.1

| Бурение под кондуктор (70–800 м) |                      |        |     |       |       |         |       |
|----------------------------------|----------------------|--------|-----|-------|-------|---------|-------|
| 1                                | 2                    | 3      | 4   | 5     | 6     | 7       | 8     |
| 1                                | Ш 490 С-ЦВ (213С)    | 0,5    | 490 | -     | 3-171 | Ниппель | 0,3   |
| 2                                | Переводник П-171/152 | 0,5    | 240 | 80    | 3-171 | Муфта   | 0,06  |
|                                  |                      |        |     |       | 3-152 | Ниппель |       |
| 3                                | ДГР1-240.7/8.55      | 10,225 | 240 | -     | 3-152 | Муфта   | 2,703 |
|                                  |                      |        |     |       | 3-152 | Муфта   |       |
| 4                                | Переводник П-152/171 | 0,5    | 229 | 80    | 3-152 | Ниппель | 0,09  |
|                                  |                      |        |     |       | 3-171 | Муфта   |       |
| 5                                | УБТС2-229            | 12     | 229 | 80    | 3-171 | Ниппель | 3,276 |
|                                  |                      |        |     |       | 3-171 | Муфта   |       |
| 6                                | УБТС2-203            | 0,5    | 203 | 80    | 3-171 | Ниппель | 0,06  |
|                                  |                      |        |     |       | 3-171 | Муфта   |       |
| 7                                | Переводник Н-171/133 | 12     | 203 | 68    | 3-171 | Ниппель | 2,58  |
|                                  |                      |        |     |       | 3-133 | Муфта   |       |
| 8                                | Яс SJ-172 НМ         | 0,5    | 172 | 68    | 3-133 | Ниппель | 0,06  |
|                                  |                      |        |     |       | 3-133 | Муфта   |       |
| 9                                | Переводник П-133/121 | 6,8    | 146 | 58,6  | 3-133 | Ниппель | 0,75  |
|                                  |                      |        |     |       | 3-121 | Муфта   |       |
| 10                               | УБТС2-146            | 0,5    | 146 | 68    | 3-121 | Ниппель | 0,06  |
|                                  |                      |        |     |       | 3-121 | Муфта   |       |
| 11                               | Переводник П-121/133 | 12     | 146 | 56,8  | 3-121 | Ниппель | 1,236 |
|                                  |                      |        |     |       | 3-133 | Муфта   |       |
| 12                               | ПК-127х9,19 Р        | 756    | 127 | 108,6 | 3-133 | Ниппель | 23,6  |
|                                  |                      |        |     |       | 3-133 | Муфта   |       |

Продолжение таблицы Г.1

| Бурение под ТК 1 (800–3168) |                              |        |       |    |       |         |       |
|-----------------------------|------------------------------|--------|-------|----|-------|---------|-------|
| 1                           | 2                            | 3      | 4     | 5  | 6     | 7       | 8     |
| 1                           | Ш 393,7 М-ЦВ НьюТек Сервисез | 0,4    | 393,7 | -  | 3-152 | Ниппель | 0,16  |
| 2                           | КЛС 393,7 М                  | 1,1    | 393,7 | 80 | 3-152 | Муфта   | 0,15  |
|                             |                              |        |       |    | 3-152 | Муфта   |       |
| 3                           | Переводник Н 152/152         | 0,5    | 240   | 80 | 3-152 | Ниппель | 0,03  |
|                             |                              |        |       |    | 3-152 | Ниппель |       |
| 4                           | ДГР1-240.7/8.55              | 10,225 | 240   | -  | 3-152 | Муфта   | 2,703 |
|                             |                              |        |       |    | 3-152 | Муфта   |       |
| 5                           | Переводник Н 152/152         | 0,5    | 240   | 80 | 3-152 | Ниппель | 0,03  |
|                             |                              |        |       |    | 3-152 | Ниппель |       |
| 6                           | КЛС 393,7 М                  | 1,1    | 393,7 | 80 | 3-152 | Муфта   | 0,15  |
|                             |                              |        |       |    | 3-152 | Муфта   |       |
| 7                           | Переводник П-152/201         | 0,5    | 254   | 80 | 3-152 | Ниппель | 0,03  |
|                             |                              |        |       |    | 3-201 | Муфта   |       |
| 8                           | УБТС2-254                    | 6      | 254   | 80 | 3-201 | Ниппель | 2     |
|                             |                              |        |       |    | 3-201 | Муфта   |       |
| 9                           | Переводник П-201/171         | 0,5    | 229   | 80 | 3-201 | Ниппель | 0,06  |
|                             |                              |        |       |    | 3-171 | Муфта   |       |
| 10                          | УБТС2-229                    | 6      | 229   | 80 | 3-171 | Ниппель | 1,638 |
|                             |                              |        |       |    | 3-171 | Муфта   |       |
| 11                          | Переводник Н-171/133         | 0,5    | 229   | 68 | 3-171 | Ниппель | 0,06  |
|                             |                              |        |       |    | 3-133 | Ниппель |       |

Продолжение таблицы Г.1

| 1                                   | 2                                     | 3     | 4     | 5     | 6     | 7       | 8     |
|-------------------------------------|---------------------------------------|-------|-------|-------|-------|---------|-------|
| 12                                  | Яс SJ-172 НМ (175/70 мм)              | 6,8   | 172   | 68    | 3-133 | Муфта   | 0,75  |
|                                     |                                       |       |       |       | 3-133 | Муфта   |       |
| 13                                  | Переводник П-133/147                  | 0,5   | 146   | 68    | 3-133 | Ниппель | 0,06  |
|                                     |                                       |       |       |       | 3-147 | Муфта   |       |
| 14                                  | УБТС2-146                             | 12    | 146   | 68    | 3-147 | Ниппель | 2,124 |
|                                     |                                       |       |       |       | 3-147 | Муфта   |       |
| 15                                  | Переводник П-147/133                  | 0,5   | 146   | 58,6  | 3-147 | Ниппель | 0,06  |
|                                     |                                       |       |       |       | 3-133 | Муфта   |       |
| 16                                  | ПК-127х9,19 Р                         | 3121  | 127   | 108,6 | 3-133 | Ниппель | 97,4  |
|                                     |                                       |       |       |       | 3-133 | Муфта   |       |
| <b>Бурение под ТК 2 (3168-4613)</b> |                                       |       |       |       |       |         |       |
| 1                                   | БИТ 295,3 ВТ 419 СР                   | 0,39  | 295,3 | -     | 3-117 | Ниппель | 0,08  |
| 2                                   | Переводник П 117/152                  | 0,5   | 240   | 80    | 3-117 | Муфта   | 0,04  |
|                                     |                                       |       |       |       | 3-152 | Ниппель |       |
| 3                                   | 1-КА 294 СТ                           | 0,395 | 294   | 80    | 3-152 | Муфта   | 0,09  |
|                                     |                                       |       |       |       | 3-152 | Муфта   |       |
| 4                                   | Переводник Н 152/194                  | 0,5   | 240   | 80    | 3-152 | Ниппель | 0,04  |
|                                     |                                       |       |       |       | 3-194 | Ниппель |       |
| 5                                   | РУС (PowerDrive X5 1100)              | 10,44 | 241,3 | -     | 3-194 | Муфта   | 2     |
|                                     |                                       |       |       |       | 3-194 | Муфта   |       |
| 6                                   | MWD Slimpulse Schlumberger (НУБТ-245) | 8     | 245   | 80    | 3-194 | Ниппель | 1,272 |
|                                     |                                       |       |       |       | 3-194 | Муфта   |       |
| 7                                   | Переводник П 194/147                  | 0,5   | 240   | 80    | 3-194 | Ниппель | 0,05  |
|                                     |                                       |       |       |       | 3-147 | Муфта   |       |

Продолжение таблицы Г.1

| 1   | 2                        | 3    | 4     | 5     | 6     | 7       | 8     |
|---|--------------------------|------|-------|-------|-------|---------|-------|
| 8   | УБТС2-178                | 24   | 178   | 80    | 3-147 | Ниппель | 3,744 |
|   |                          |      |       |       | 3-147 | Муфта   |       |
| 9   | Переводник П 147/133     | 0,5  | 178   | 68    | 3-147 | Ниппель | 0,05  |
|   |                          |      |       |       | 3-133 | Муфта   |       |
| 10  | Яс SJ-172 НМ (175/70 мм) | 6,8  | 172   | 68    | 3-133 | Ниппель | 0,75  |
|   |                          |      |       |       | 3-133 | Муфта   |       |
| 11  | Переводник П-133/121     | 0,5  | 146   | 68    | 3-133 | Ниппель | 0,05  |
|   |                          |      |       |       | 3-121 | Муфта   |       |
| 12  | УБТС2-146                | 12   | 146   | 68    | 3-121 | Ниппель | 1,872 |
|   |                          |      |       |       | 3-121 | Муфта   |       |
| 13  | Переводник П-121/133     | 0,5  | 146   | 58,6  | 3-121 | Ниппель | 0,05  |
|   |                          |      |       |       | 3-133 | Муфта   |       |
| 14  | ПК-127х9,19 Р            | 4567 | 127   | 108,6 | 3-133 | Ниппель | 142,6 |
|   |                          |      |       |       | 3-133 | Муфта   |       |
| <b>Бурение под эксплуатационную колонну (4613-5129 м)</b> |                          |      |       |       |       |         |       |
| 1   | БИТ 215,9 ВТ 613 А       | 0,37 | 215,9 | -     | 3-117 | Ниппель | 0,04  |
| 2   | 1-КА 213 СТ              | 0,4  | 213   | 80    | 3-117 | Муфта   | 0,049 |
|   |                          |      |       |       | 3-117 | Ниппель |       |
| 3   | Переводник П 117/161     | 0,45 | 203   | 80    | 3-117 | Муфта   | 0,03  |
|   |                          |      |       |       | 3-161 | Ниппель |       |
| 4   | УБТС2-203                | 12   | 203   | 80    | 3-161 | Муфта   | 2,58  |
|   |                          |      |       |       | 3-161 | Ниппель |       |
| 5   | Переводник П 161/117     | 0,45 | 203   | 80    | 3-161 | Муфта   | 0,03  |
|   |                          |      |       |       | 3-117 | Ниппель |       |

Продолжение таблицы Г.1

| 1  | 2                        | 3     | 4   | 5     | 6     | 7       | 8     |
|--|--------------------------|-------|-----|-------|-------|---------|-------|
| 6  | 1-КА 213 СТ              | 0,5   | 213 | 80    | 3-117 | Муфта   | 0,049 |
|  |                          |       |     |       | 3-117 | Ниппель |       |
| 7  | Переводник П 117/161     | 0,45  | 203 | 80    | 3-117 | Муфта   | 0,03  |
|  |                          |       |     |       | 3-161 | Ниппель |       |
| 8  | УБТС2-203                | 12    | 203 | 80    | 3-161 | Муфта   | 2,58  |
|  |                          |       |     |       | 3-161 | Ниппель |       |
| 9  | Переводник П 161/133     | 0,5   | 203 | 68    | 3-161 | Муфта   | 0,03  |
|  |                          |       |     |       | 3-133 | Ниппель |       |
| 10   | Яс SJ-172 НМ (175/70 мм) | 6,8   | 172 | 68    | 3-133 | Муфта   | 0,75  |
|  |                          |       |     |       | 3-133 | Ниппель |       |
| 11   | Переводник П-133/121     | 0,5   | 146 | 68    | 3-133 | Муфта   | 0,05  |
|  |                          |       |     |       | 3-121 | Ниппель |       |
| 12   | УБТС2-146                | 18    | 146 | 68    | 3-121 | Муфта   | 1,854 |
|  |                          |       |     |       | 3-121 | Ниппель |       |
| 13   | Переводник П-121/133     | 0,5   | 146 | 58,6  | 3-121 | Муфта   | 0,05  |
|  |                          |       |     |       | 3-133 | Ниппель |       |
| 14   | ПК-127х9,19 Р            | 5077  | 127 | 108,6 | 3-133 | Муфта   | 158,5 |
|  |                          |       |     |       | 3-133 | Ниппель |       |
| <b>Бурение под хвостовик (5129-5354 м)</b> |                          |       |     |       |       |         |       |
| 1  | БИТ 146 ВТ 613 Н         | 0,35  | 146 | 68    | 3-88  | Ниппель | 0,03  |
| 2  | 1-КСА 144,0 СТК          | 0,429 | 144 | 68    | 3-88  | Муфта   | 0,03  |
|  |                          |       |     |       | 3-88  | Муфта   |       |
| 3  | Переводник П 88/108      | 0,457 | 133 | 68    | 3-88  | Ниппель | 0,03  |
|  |                          |       |     |       | 3-108 | Муфта   |       |

Продолжение таблицы Г.1

| 1  | 2                    | 3     | 4   | 5    | 6     | 7       | 8     |
|----|----------------------|-------|-----|------|-------|---------|-------|
| 4  | УБТС2-133            | 24    | 133 | 68   | 3-108 | Ниппель | 2,016 |
|    |                      |       |     |      | 3-108 | Муфта   |       |
| 5  | Переводник Н 108/88  | 0,457 | 133 | 68   | 3-108 | Ниппель | 0,03  |
|    |                      |       |     |      | 3-88  | Ниппель |       |
| 6  | 1-КСА 144,0 СТК      | 0,43  | 144 | 68   | 3-88  | Муфта   | 0,03  |
|    |                      |       |     |      | 3-88  | Муфта   |       |
| 7  | Переводник П 88/108  | 0,457 | 133 | 68   | 3-88  | Ниппель | 0,03  |
|    |                      |       |     |      | 3-108 | Муфта   |       |
| 8  | УБТС2-133            | 24    | 133 | 68   | 3-108 | Ниппель | 2,016 |
|    |                      |       |     |      | 3-108 | Муфта   |       |
| 9  | Переводник П 108/102 | 0,457 | 133 | 68   | 3-108 | Ниппель | 0,03  |
|    |                      |       |     |      | 3-102 | Муфта   |       |
| 10 | Яс ЯГБ-127           | 2,084 | 127 | 58   | 3-102 | Ниппель | 0,32  |
|    |                      |       |     |      | 3-102 | Муфта   |       |
| 11 | Переводник П 102/101 | ,457  | 120 | 58   | 3-102 | Ниппель | 0,03  |
|    |                      |       |     |      | 3-101 | Муфта   |       |
| 12 | УБТС2-120            | 30    | 120 | 58   | 3-101 | Ниппель | 1,905 |
|    |                      |       |     |      | 3-101 | Муфта   |       |
| 13 | Переводник П 101/102 | 0,457 | 120 | 58   | 3-101 | Ниппель | 0,03  |
|    |                      |       |     |      | 3-102 | Муфта   |       |
| 14 | ПН-89х9,35 Р         | 5302  | 89  | 68,3 | 3-102 | Ниппель | 111,8 |
|    |                      |       |     |      | 3-102 | Муфта   |       |

Таблица Г.2 – Результаты расчета бурильных колонн на прочность

| Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента) | Интервал по стволу, м |          | Характеристика бурильной трубы |                      |                                    |                    |                          | Длина секции, м | Масса, т        |                           | Коэффициент запаса прочности трубы на |                          |                               |                               |
|--|-----------------------|----------|--------------------------------|----------------------|------------------------------------|--------------------|--------------------------|-----------------|-----------------|---------------------------|---------------------------------------|--------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
|  | от (верх)             | до (низ) | тип (шифр)                     | наружный диаметр, мм | марка (группа прочности) материала | толщина стенки, мм | тип замкового соединения |                 | секции          | нарастающая с учетом КНБК | На выносливость                       | На статическую прочность | в клиновом захвате (L=300 мм) | в клиновом захвате (L=400 мм) |
| бурение  | 0                     | 70       | ПК 127x9                       | 127                  | P                                  | 9,19               | 3-133                    | 45,5            | 1,421           | 9,079                     | 1,7                                   | >10                      | 25,69                         | 27,02                         |
| бурение  | 70                    | 800      | ПК 127x9                       | 127                  | P                                  | 9,19               | 3-133                    | 746,48          | 23,3            | 34,18                     | 1,21                                  | 7,04                     | 6,83                          | 7,18                          |
| бурение  | 800                   | 3168     | ПК 127x9                       | 127                  | P                                  | 9,19               | 3-133                    | 3127            | 104,66          | 113,47                    | 1,11                                  | 2,61                     | 2,23                          | 2,34                          |
| бурение  | 3168                  | 4613     | ПК 127x12,7                    | 127                  | P                                  | 12,7               | 3-133                    | 4537            | 197,91          | 209,29                    | 1,54                                  | 2,11                     | 1,18                          | 1,24                          |
| бурение  | 4613                  | 5129     | ПК 127x9<br>ПК 127x12,7        | 127                  | P                                  | 9,19<br>12,7       | 3-133                    | 1500<br>3555    | 46,83<br>155,07 | 56,7<br>213,62            | 6,18<br>1,48                          | 6,32<br>1,9              | 1,09                          | 1,15                          |
| бурение  | 5129                  | 5354     | ПН 89x9                        | 89                   | P                                  | 9,35               | 3-102                    | 5273            | 115,48          | 121,94                    | 1,85                                  | 1,8                      | 1,48                          | 1,54                          |

## Приложение Д

Таблица Д.1 – Результаты расчета потребного объема бурового раствора

| Направление<br>Интервал<br>бурения, м.                           |      | Длина<br>интервала,<br>м. | Диаметр<br>долота под<br>интервал, мм. | Внутренний<br>диаметр<br>предыдущей<br>обсадной<br>колонны, мм. | k<br>каверн<br>. | Объем<br>скважины в<br>конце<br>интервала,<br>м3. |
|--|------|---------------------------|--|---|------------------|---|
| от   | до   |                           |  |   |                  |   |
| 0  | 70   | 70                        | 555                                    | -   | 1,18             | 19,98   |
| Расчетные потери бурового раствора при фильтрации                |      |                           |  |   |                  | 0,57  |
| Расчетные потери бурового раствора при очистке                   |      |                           |  |   |                  | 17,83   |
| Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО         |      |                           |  |   |                  | 0,28  |
| Объем раствора в конце бурения интервала                         |      |                           |  |   |                  | 38,66   |
| Общая потребность бурового раствора на интервале:                |      |                           |  |   |                  | 83,66   |
| Объем раствора к приготовлению:                                  |      |                           |  |   |                  | 83,66   |
| Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал  |      |                           |  |   |                  | 38,99   |
| Кондуктор<br>Интервал<br>бурения, м.                             |      | Длина<br>интервала,<br>м. | Диаметр<br>долота под<br>интервал, мм. | Внутренний<br>диаметр<br>предыдущей<br>обсадной<br>колонны, мм. | k<br>каверн<br>. | Объем<br>скважины в<br>конце<br>интервала,<br>м3. |
| от   | до   |                           |  |   |                  |   |
| 70   | 800  | 730                       | 473                                    | 485,8   | 1,2              | 166,9   |
| Расчетные потери бурового раствора при фильтрации                |      |                           |  |   |                  | 2,36  |
| Расчетные потери бурового раствора при очистке                   |      |                           |  |   |                  | 119,05  |
| Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО         |      |                           |  |   |                  | 3,06  |
| Объем раствора в конце бурения интервала                         |      |                           |  |   |                  | 291,37  |
| Общая потребность бурового раствора на интервале:                |      |                           |  |   |                  | 336,37  |
| Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала |      |                           |  |   |                  | 38,99   |
| Объем раствора к приготовлению:                                  |      |                           |  |   |                  | 297,38  |
| Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал  |      |                           |  |   |                  | 127,14  |
| Техническая<br>колонна 1<br>Интервал<br>бурения, м.              |      | Длина<br>интервала,<br>м. | Диаметр<br>долота под<br>интервал, мм. | Внутренний<br>диаметр<br>предыдущей<br>обсадной<br>колонны, мм. | k<br>каверн<br>. | Объем<br>скважины в<br>конце<br>интервала,<br>м3. |
| от   | до   |                           |  |   |                  |   |
| 800  | 3168 | 2368                      | 393,7                                  | 406   | 1,2              | 298,19  |
| Расчетные потери бурового раствора при фильтрации                |      |                           |  |   |                  | 8,24  |
| Расчетные потери бурового раствора при очистке                   |      |                           |  |   |                  | 295,19  |
| Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО         |      |                           |  |   |                  | 11,07   |
| Объем раствора в конце бурения интервала                         |      |                           |  |   |                  | 612,69  |
| Общая потребность бурового раствора на интервале:                |      |                           |  |   |                  | 915,88  |
| Объем раствора к приготовлению:                                  |      |                           |  |   |                  | 788,73  |
| Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал  |      |                           |  |   |                  | -   |



Продолжение таблицы Д.1

| Техническая колонна 2<br>Интервал бурения, м.                    |      | Длина интервала, м. | Диаметр долота под интервал, мм. | Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм. | к каверн. | Объем скважины в конце интервала, мЗ. |
|--|------|---------------------|----------------------------------|---|-----------|---------------------------------------|
| от   | до   |                     |                                  |   |           |                                       |
| 3168   | 4613 | 1445                | 295,3                            | 301,9   | 1,325     | 296,87                                |
| Расчетные потери бурового раствора при фильтрации                |      |                     |                                  |   |           | 1,28                                  |
| Расчетные потери бурового раствора при очистке                   |      |                     |                                  |   |           | 86,66                                 |
| Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО         |      |                     |                                  |   |           | 12,12                                 |
| Объем раствора в конце бурения интервала                         |      |                     |                                  |   |           | 396,93                                |
| Общая потребность бурового раствора на интервале:                |      |                     |                                  |   |           | 698,8                                 |
| Объем раствора к приготовлению:                                  |      |                     |                                  |   |           | 698,8                                 |
| Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал  |      |                     |                                  |   |           | 299,37                                |
| Эксплуатационная колонна<br>Интервал бурения, м.                 |      | Длина интервала, м. | Диаметр долота под интервал, мм. | Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм. | к каверн. | Объем скважины в конце интервала, мЗ. |
| от   | до   |                     |                                  |   |           |                                       |
| 4613   | 5129 | 516                 | 215,9                            | 220,5   | 1,13      | 351,56                                |
| Расчетные потери бурового раствора при фильтрации                |      |                     |                                  |   |           | 1,28                                  |
| Расчетные потери бурового раствора при очистке                   |      |                     |                                  |   |           | 17,75                                 |
| Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО         |      |                     |                                  |   |           | 1,02                                  |
| Объем раствора в конце бурения интервала                         |      |                     |                                  |   |           | 381,62                                |
| Общая потребность бурового раствора на интервале:                |      |                     |                                  |   |           | 738,18                                |
| Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала |      |                     |                                  |   |           | 141,63                                |
| Объем раствора к приготовлению:                                  |      |                     |                                  |   |           | 438,81                                |
| Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал  |      |                     |                                  |   |           | 141,63                                |
| Хвостовик<br>Интервал бурения, м.                                |      | Длина интервала, м. | Диаметр долота под интервал, мм. | Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм. | к каверн. | Объем скважины в конце интервала, мЗ. |
| от   | до   |                     |                                  |   |           |                                       |
| 5129   | 5354 | 225                 | 139,7                            | 144,1   | 1,25      | 87,96                                 |
| Расчетные потери бурового раствора при фильтрации                |      |                     |                                  |   |           | 0,13                                  |
| Расчетные потери бурового раствора при очистке                   |      |                     |                                  |   |           | 3,2                                   |
| Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО         |      |                     |                                  |   |           | 11,16                                 |
| Объем раствора в конце бурения интервала                         |      |                     |                                  |   |           | 102,45                                |
| Общая потребность бурового раствора на интервале:                |      |                     |                                  |   |           | 195,41                                |
| Объем раствора к приготовлению:                                  |      |                     |                                  |   |           | 53,78                                 |

Таблица Д.2 – Результаты расчета потребности химических реагентов по интервалам

| Наименование материала          | Назначение  | Упаковка ед. изм. | Потребное количество реагентов |    |           |     |        |        |      |    |    |    |           |    |          |     |
|---------------------------------|---|-------------------|--------------------------------|----|-----------|-----|--------|--------|------|----|----|----|-----------|----|----------|-----|
|                                 |   |                   | Направление                    |    | Кондуктор |     | ТК 1   |        | ТК 2 |    | ЭК |    | Хвостовик |    | Итого    |     |
|                                 |   |                   | кг                             | уп | кг        | уп  | кг     | уп     | кг   | уп | кг | уп | кг        | уп | кг       | уп  |
| NaOH                            | Поддержание требуемого pH бурового раствора   | 25                | 37,6                           | 2  | 207,8     | 8   | 345,3  | 13,81  | -    | -  | -  | -  | -         | -  | 590,76   | 24  |
| Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> | Связывание ионов кальция и магния   | 25                | 83,7                           | 3  | 461,7     | 18  | 767,4  | 30,70  | -    | -  | -  | -  | -         | -  | 1312,80  | 53  |
| Глинопорошок BENTOLUX API-AS    | Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации | 1000              | 2928,2                         | 3  | 16160,1   | 16  | 268,6  | 0,27   | -    | -  | -  | -  | -         | -  | 19356,93 | 19  |
| Оснопак-ВО                      | Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств                            | 25                | 29,3                           | 1  | 161,6     | 6   | 844,2  | 33,77  | -    | -  | -  | -  | -         | -  | 1035,04  | 41  |
| Atren-ФК                        | Снижение поверхностного натяжения на границе фаз                                      | 200               | 334,7                          | 2  | 1846,9    | 9   | 7290,5 | 36,45  | -    | -  | -  | -  | -         | -  | 9471,98  | 47  |
| Оснопак-НО                      | Регулятор фильтрации  | 25                | 418,3                          | 17 | 2308,6    | 92  | 3453,4 | 138,14 | -    | -  | -  | -  | -         | -  | 6180,28  | 247 |
| Барит КБ-3                      | Регулирование плотности   | 1000              | 17113,0                        | 17 | 264808,6  | 265 | 316923 | 316,92 | -    | -  | -  | -  | -         | -  | 598845   | 599 |

Продолжение таблицы Д.2.

| 1  | 2   | 3    | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10               | 11       | 12                | 13       | 14           | 15  | 16                 | 17       |
|--|---|------|---|---|---|---|---|---|------------------|----------|-------------------|----------|--------------|-----|--------------------|----------|
| Углеводородная биоразлагаемая жидкость (УБЖ) | Дизельное топливо   | 174  | - | - | - | - | - | - | 623<br>430,<br>9 | 358<br>3 | 528<br>722,<br>91 | 303<br>9 | 8557<br>4,05 | 492 | 123<br>772<br>7,89 | 711<br>3 |
| Ca(OH) <sub>2</sub>                          | Источник кальция  | 1000 | - | - | - | - | - | - | 133<br>59,2      | 13       | 113<br>29,7<br>8  | 11       | 1833<br>,73  | 2   | 265<br>22,7<br>4   | 27       |
| Cleave FM                                    | Стабилизация эмульсии   | 180  | - | - | - | - | - | - | 178<br>1,2       | 10       | 151<br>0,64       | 8        | 244,<br>50   | 1   | 353<br>6,37        | 20       |
| Основа БР-4                                  | Гидрофобизация выбуренной породы, уменьшение расхода эмульгатора                      | 200  | - | - | - | - | - | - | 178<br>1,2       | 9        | 151<br>0,64       | 8        | 244,<br>50   | 1   | 353<br>6,37        | 18       |
| VERSAMOD                                     | Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств                      | 182  | - | - | - | - | - | - | 133<br>5,9       | 7        | 113<br>2,98       | 6        | 183,<br>37   | 1   | 265<br>2,27        | 15       |
| НПП-20М                                      | Контроль фильтрации   | 200  | - | - | - | - | - | - | 178<br>1,2       | 9        | 151<br>0,64       | 8        | 244,<br>50   | 1   | 353<br>6,37        | 18       |
| Органобентонит<br>Основа Медиум<br>марки Э   | Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации | 1000 | - | - | - | - | - | - | 712<br>4,9       | 7        | 604<br>2,55       | 6        | 977,<br>99   | 1   | 141<br>45,4<br>6   | 14       |

Продолжение таблицы Д.2.

| 1       | 2                       | 3    | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10                | 11       | 12                | 13  | 14                | 15  | 16                 | 17       |
|---------|-------------------------|------|---|---|---|---|---|---|-------------------|----------|-------------------|-----|-------------------|-----|--------------------|----------|
| Гематит | Регулирование плотности | 1000 | - | - | - | - | - | - | 154<br>950<br>8,8 | 155<br>0 | 349<br>034,<br>68 | 349 | 1473<br>04,5<br>6 | 147 | 204<br>584<br>8,00 | 204<br>6 |

Таблица Д.3 – 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                                   | 70       | БУРЕНИЕ                      | 0,163   | 0,018  | ЦЕНТРАЛЬНАЯ    | 1                       | 22,2    | 114,8                   | 414,6                                 |
| <b>Под кондуктор</b>                |          |                              |   |  |                |                         |         |                         |                                       |
| 70                                  | 800      | БУРЕНИЕ                      | 0,181   | 0,023  | ЦЕНТРАЛЬНАЯ    | 1                       | 22,2    | 112,9                   | 474                                   |
| <b>Под техническую колонну (1)</b>  |          |                              |   |  |                |                         |         |                         |                                       |
| 800                                 | 3168     | БУРЕНИЕ                      | 0,388   | 0,048  | ПЕРИФЕРИЙНАЯ   | 3                       | 17,5    | 81,6                    | 310,6                                 |
| <b>Под техническую колонну (2)</b>  |          |                              |   |  |                |                         |         |                         |                                       |
| 3168                                | 4613     | БУРЕНИЕ                      | 0,493   | 0,057  | ПЕРИФЕРИЙНАЯ   | 6                       | 15      | 37,1                    | 67,5                                  |
| <b>Под эксплуатационную колонну</b> |          |                              |   |  |                |                         |         |                         |                                       |
| 4613                                | 5129     | БУРЕНИЕ                      | 1,013   | 0,08   | ПЕРИФЕРИЙНАЯ   | 6                       | 11,1    | 50,7                    | 58,6                                  |
| <b>Под хвостовик</b>                |          |                              |   |  |                |                         |         |                         |                                       |
| 5129                                | 5354     | БУРЕНИЕ                      | 0,813   | 0,071  | ПЕРИФЕРИЙНАЯ   | 6                       | 7       | 51,8                    | 33,6                                  |

Таблица Д.4 – Режим работы буровых насосов

| Интервал по стволу, м |          | Вид технологической операции | Тип      | Количество | Режим работы бурового насоса |                                |  |                        |                            |                         | Суммарная производительность насосов в интервале, л/с |
|-----------------------|----------|------------------------------|----------|------------|------------------------------|--------------------------------|--|------------------------|----------------------------|-------------------------|---|
|                       |          |                              |          |            | КП Д                         | диаметр цилиндровых втулок, мм | допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup> | коэффициент наполнения | число двойных ходов в мин. | производительность, л/с |   |
| от (верх)             | до (низ) |                              |          |            |                              |                                |  |                        |                            |                         |   |
| 0                     | 70       | БУРЕНИЕ                      | УНБ-1250 | 1          | 95                           | 200                            | 203,3                                    | 0,95                   | 55                         | 44,41                   | 44,41   |
| 70                    | 800      | БУРЕНИЕ                      | УНБ-1250 | 2          | 95                           | 190                            | 227                                      | 0,95                   | 30                         | 21,85                   | 43,7  |
| 800                   | 3168     | БУРЕНИЕ                      | УНБ-1250 | 2          | 95                           | 160                            | 339,1                                    | 0,95                   | 60                         | 29,45                   | 58,9  |
| 3168                  | 4613     | БУРЕНИЕ                      | УНБ-1250 | 2          | 95                           | 150                            | 387,6                                    | 0,95                   | 46                         | 19,66                   | 39,33   |
| 4613                  | 5129     | БУРЕНИЕ                      | УНБ-1250 | 2          | 95                           | 160                            | 339,1                                    | 0,95                   | 30                         | 14,72                   | 29,45   |
| 5129                  | 5354     | БУРЕНИЕ                      | УНБ-1250 | 1          | 95                           | 150                            | 387,6                                    | 0,95                   | 28                         | 11,97                   | 11,97   |

Таблица Д.5 – Распределение потерь давления 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                     | 70       | БУРЕНИЕ                      | 106,6   | 93,4   | 0    | 3,1               | 0,1                    | 10                        |
| 70                    | 800      | БУРЕНИЕ                      | 202,8   | 108,5  | 46,1 | 36,8              | 1,4                    | 10                        |
| 800                   | 3168     | БУРЕНИЕ                      | 312,8   | 52,7   | 28,1 | 212,8             | 9,2                    | 10                        |
| 3168                  | 4613     | БУРЕНИЕ                      | 386,3   | 17,2   | 30,8 | 304,1             | 24,3                   | 10                        |
| 4613                  | 5129     | БУРЕНИЕ                      | 267,7   | 19,9   | 0    | 121,7             | 116,1                  | 10                        |
| 5129                  | 5354     | БУРЕНИЕ                      | 298,4   | 28,1   | 0    | 170,9             | 96,7                   | 2,7                       |

## Приложение Е

Таблица Е.1 – Нормативная карта

| Наименование работ   | Тип и размер долота     | 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 |                         |                           |                                  |                          |  |
| 1  | 2                       | 3                   | 4   | 5                     | 6                    | 7                       | 8                         | 9                                | 10                       | 11   |
| Вышкомонтажные работы  |                         |                     |     |                       |                      |                         |                           |                                  |                          | 1080   |
| Подготовительные работы к бурению  |                         |                     |     |                       |                      |                         |                           |                                  |                          | 96   |
| Бурение под направление<br>Промывка (ЕНВ)<br>Наращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ)<br>ПЗР к СПО (ЕНВ)<br>Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)<br>Установка и вывод УБТ за палец<br>Крепление (ЕНВ)<br>Ремонтные работы (ЕНВ)<br>Смена вахт (ЕНВ)<br>Итого:            | III 555<br>GRD111       | 0                   | 70  | 350                   | 0,02                 | 70                      | 1                         | 1                                | 0,04                     | 1,04<br>0,03<br>0,13<br>0,24<br>0,43<br>1,13<br>0,37<br>23,61<br>1,43<br>0,3<br>28,71        |
| Бурение под кондуктор<br>Промывка (ЕНВ)<br>Наращивание (ЕНВ)<br>Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ)<br>Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)<br>Установка и вывод УБТ за палец<br>Крепление (ЕНВ)<br>ПГИ (ЕНВ)<br>Ремонтные работы (ЕНВ)<br>Смена вахт (ЕНВ)<br>Итого: | III 490 С-<br>ЦВ (213С) | 70                  | 800 | 730                   | 0,02                 | 730                     | 1                         | 15,6                             | 1,45                     | 46,59<br>0,31<br>5,47<br>0,24<br>2,33<br>0,83<br>0,6<br>51,3<br>5,45<br>4,8<br>0,9<br>118,82 |



Продолжение таблицы Е.1

| 1  | 2                      | 3        | 4    | 5    | 6    | 7    | 8 | 9     | 10   | 11  |
|--|------------------------|----------|------|------|------|------|---|-------|------|---|
| Бурение под<br>техническую колонну 1<br>Промывка (ЕНВ)<br>Наращивание (ЕНВ)<br>Смена долот (ЕНВ) ПЗР<br>к СПО (ЕНВ)<br>Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)<br>Установка и вывод УБТ за<br>палец Крепление (ЕНВ)<br>ПГИ (ЕНВ)<br>Ремонтные работы<br>(ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ)<br>Итого: | Ш 393,7 М-<br>ЦВ       | 800      | 3168 | 2368 | 0,03 | 2368 | 1 | 43,83 | 2,76 | 26,5<br>0,35<br>6,47<br>0,21<br>3,33<br>0,63<br>0,7<br>52,3<br>6,45<br>7,8<br>0,6<br>121,62 |
| Бурение под<br>техническую колонну 2<br>Промывка (ЕНВ)<br>Наращивание (ЕНВ)<br>Смена долот (ЕНВ) ПЗР<br>к СПО (ЕНВ)<br>Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)<br>Установка и вывод УБТ за<br>палец Крепление (ЕНВ)<br>ПГИ (ЕНВ)<br>Ремонтные работы<br>(ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ)<br>Итого: | БИТ 295,3<br>ВТ 419 СР | 316<br>8 | 4613 | 1445 | 0,03 | 1445 | 1 | 32,46 | 2,15 | 32,3<br>0,36<br>7,47<br>0,64<br>4,33<br>0,23<br>0,7<br>56,3<br>7,42<br>3,8<br>0,7<br>132,41 |

Продолжение таблицы Е.1

| 1  | 2                     | 3    | 4    | 5   | 6    | 7   | 8 | 9      | 10   | 11  |
|--|-----------------------|------|------|-----|------|-----|---|--------|------|---|
| Бурение под эксплуатационную колонну<br>Промывка (ЕНВ) Нарращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ)<br>Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)<br>Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНВ)<br>ПГИ (ЕНВ)<br>Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ)<br>Итого: | БИТ 215,9<br>ВТ 613 А | 4613 | 5129 | 516 | 0,07 | 516 | 1 | 132.23 | 8,24 | 140,47<br>1,13<br>1,33<br>0,24<br>2,10<br>2,0<br>0,2<br>68,4<br>10,1<br>5,9<br>1<br>232,87      |
| Бурение под хвостовик<br>Промывка (ЕНВ)<br>Нарращивание (ЕНВ)<br>Смена долот (ЕНВ)<br>ПЗР к СПО (ЕНВ)<br>Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)<br>Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНВ)<br>ПГИ (ЕНВ)<br>Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ)<br>Итого:       | БИТ 146<br>ВТ 613 Н   | 5129 | 5354 | 225 | 0,07 | 225 | 1 | 46.2   | 7,97 | 54.17<br>1,03<br>2,8<br>0,24<br>1,63<br>6,53<br>1,35<br>55,45<br>12,64<br>7,02<br>1,2<br>144,06 |
| Испытание скважины на продуктивность   |                       |      |      |     |      |     |   |        |      | 248,4   |

Таблица Е.2 – Сметный расчет на бурение скважины

| Наименование затрат   | Единица измерения | Стоимость единицы, руб | Подготовит. работы |        | Направление |       | Кондуктор |         | ТК (1,2) |         | ЭК     |         | Хвостовик |        |
|---|-------------------|------------------------|--------------------|--------|-------------|-------|-----------|---------|----------|---------|--------|---------|-----------|--------|
|   |                   |                        | кол-во             | сумма  | 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     | 13      | 14        | 15     |
| затраты, зависящие от времени   |                   |                        |                    |        |             |       |           |         |          |         |        |         |           |        |
| Повременная з/п буровой бригады   | сут               | 129,15                 | 4                  | 516,6  | -           | -     | -         | -       | -        | -       | -      | -       | -         | -      |
| Социальные отчисления, 30%  |                   | -                      | -                  | 175,6  | -           | -     | -         | -       | -        | -       | -      | -       | -         | -      |
| Сдельная з/п буровой бригады  | сут               | 138,19                 | -                  | -      | 0,04        | 5,53  | 1,94      | 268,09  | 5,85     | 660,52  | 2,26   | 250,13  | 3,21      | 262,09 |
| Социальные отчисления, 30%  |                   | -                      | -                  | -      | -           | 2,35  | -         | 46,43   | -        | 198,16  | -      | 75,04   | -         | -      |
| Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера  | сут               | 14,4                   | -                  | -      | 0,04        | 0,58  | 1,94      | 27,94   | 5,85     | 68,83   | 2,26   | 26,10   | 3,21      | 52,3   |
| Социальные отчисления, 30%  |                   | -                      | -                  | -      | -           | 0,24  | -         | 4,84    | -        | 20,65   | -      | 8,86    | -         | -      |
| Содержание бурового оборудования  | сут               | 252,86                 | 4                  | 1011,4 | 0,04        | 10,11 | 1,94      | 490,55  | 5,85     | 1209,36 | 2,26   | 457,68  | 3,21      | 1441,3 |
| Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем Пластов                           | сут               | 1317                   | 4                  | 5732   | 0,04        | 52,68 | 1,94      | 2554,98 | 5,85     | 6850,7  | 2,26   | 2593,73 | 3,21      | 4572,3 |
| Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями  | сут               | 153,75                 | 4                  | 615    | -           | -     | -         | -       | -        | -       | -      | -       | -         | -      |
| Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями  | сут               | 224,6                  | -                  | -      | -           | -     | 1,94      | 435,72  | 5,85     | 1073,59 | 2,26   | 406,53  | 3,21      | 867,3  |
| Прокат ВЗД  | сут               | 19,46                  | 4                  | 77,84  | -           | -     | 1,94      | 37,75   | -        | -       | -      | -       | -         | -      |
| Прокат ВЗД  | сут               | 92,66                  | -                  | -      | -           | -     | -         | -       | 5,85     | 442,92  | -      | -       | -         | -      |
| Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывании на забое до 25 %.   | сут               | 240,95                 | -                  | -      | -           | -     | -         | -       | -        | -       | 2,26   | 436,13  | -         | -      |
| Эксплуатация ДВС передвижной электростанции   | сут.              | 8,9                    | 4                  | 35,6   | 0,04        | 0,36  | 1,94      | 17,27   | 5,85     | 71,11   | 2,26   | 16,11   | 3,21      | 15,5   |
| Содержание полевой лаборатории по разработке рецептов приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении. | сут.              | 7,54                   | -                  | -      | 0,04        | 0,30  | 1,94      | 14,63   | 5,85     | 60,24   | 2,26   | 13,64   | 3,21      | 84,3   |
| Плата за подключенную мощность.   | кВт/сут           | 149,48                 | 4                  | 516,6  | -           | -     | -         | -       | -        | -       | -      | -       | -         | -      |
| Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.   | кВт/сут           | 107,93                 | -                  | 175,6  | -           | -     | -         | -       | -        | -       | -      | -       | -         | -      |

Продолжение таблицы Е.2

| 1  | 2     | 3      | 4        | 5        | 6         | 7        | 8        | 9        | 10       | 11       | 12   | 13       | 14       | 15       |
|--|-------|--------|----------|----------|-----------|----------|----------|----------|----------|----------|------|----------|----------|----------|
| Эксплуатация трактора  | сут   | 33,92  | 4        | 135,68   | 0,04      | 1,36     | 1,94     | 65,80    | 5,85     | 277,8    | 2,26 | 61,39    | 3,21     | 198,16   |
| Автомобильный спец транспорт   | сут   | 100,4  | 4        | 401,6    | 0,04      | 4,02     | 1,94     | 194,78   | 5,85     | 822,28   | 2,26 | 181,72   | 3,21     | 68,83    |
| Амортизация кухни-столовой   | сут   | 5,53   | 4        | 22,12    | 0,04      | 0,22     | 1,94     | 10,73    | 5,85     | 44,18    | 2,26 | 10       | 3,21     | 19,3     |
| Амортизация вагон-домиков 10 шт  | сут   | 169,29 | 4        | 677,16   | 0,04      | 6,77     | 1,94     | 328,42   | 5,85     | 1386,49  | 2,26 | 1306,41  | 3,21     | 1408,032 |
| Порошок бентонитовый марки Б   | т     | 75,4   | -        | -        | 0,2       | 15,08    | 109      | 8218,6   | 106      | 7992,4   | -    | -        | 103      | 17469,5  |
| Сода каустическая  | т     | 875,2  | -        | -        | 0,03<br>6 | 31,5072  | 0,16     | 140,032  | 0,15     | 131,28   | 0,5  | 137,6    | 0,18     | 189,4    |
| ПАА  | т     | 215,6  | -        | -        | -         | -        | 0,12     | 25,872   | 0,12     | 25,872   | -    | -        | 0,11     | 28,42    |
| ПАЦ  | т     | 983    | -        | -        | -         | -        | 1,8      | 1769,4   | 1,7      | 1671,1   | -    | -        | 3,21     | 2850     |
| Смазывающая добавка  | т     | 1054,1 | -        | -        | -         | -        | 1,4      | 1475,74  | 1,4      | 1475,74  | 2,26 | 5586,73  | 3,21     | 1325     |
| Полиакрилат натрия   | т     | 106,6  | -        | -        | -         | -        | -        | -        | -        | -        | 2,26 | 479,7    | 3,21     | 425      |
| Биополимер (ксантановая смола)   | т     | 1223,5 | -        | -        | -         | -        | -        | -        | -        | -        | 2,26 | 1125,62  | -        | -        |
| Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т                              | т     | 0,35   | 6,63     | 2,32     | 4         | 1,4      | 3,2      | 1,12     | 6        | 2,1      | 12   | 4,2      | -        | -        |
| ВЗД и ГСМ до 250 км  | т     | 16,68  | -        | -        | -         | -        | 11,2     | 186,8    | 10,6     | 176,8    | 18   | 300,24   | -        | -        |
| Материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км                                   | т     | 20,08  | -        | -        | 27,8      | 558,22   | 33,3     | 668,66   | 36,4     | 730,9    | 66,9 | 1343,35  | -        | -        |
| Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб           |       |        |          | 10095,12 |           | 690,7272 |          | 20210,23 |          | 28545,78 |      | 16522,14 | 32545,78 | 28545,78 |
| затраты, зависящие от объема работ   |       |        |          |          |           |          |          |          |          |          |      |          |          |          |
| III 555 GRD111   | шт    | 2686,4 | -        | -        | 0,14      | 376,1    | -        | -        | -        | -        | -    | -        | -        | -        |
| III 490 С-ЦВ (213С)  | шт    | 3456,6 | -        | -        | -         | -        | -        | -        | -        | -        | -    | -        | 10,73    | -        |
| III 393,7 М-ЦВ   | шт    | 1546   | -        | -        | -         | -        | 0,16     | 1546     | -        | -        | -    | -        | -        | -        |
| БИТ 295,3 ВТ 419 СР  | шт    | 4852,7 | -        | -        | -         | -        | 0,28     | 1358,7   | -        | -        | -    | -        | 328,42   | 3452,6   |
| БИТ 215,9 ВТ 613 А   | шт    | 5234,4 | -        | -        | -         | -        | -        | -        | 0,89     | 4690,02  | -    | -        | 4213,6   | 44,18    |
| БИТ 146 ВТ 613 Н   | шт    | 6971,2 | -        | -        | -         | -        | -        | -        | -        | -        | 0,31 | 2157,6   | -        | -        |
| Транспортировка труб   | т     | 4,91   | -        | -        | 18,4      | 90,34    | 24,8     | 121,77   | 48,6     | 238,63   | 60,9 | 299,02   | -        | 6471,2   |
| Транспортировка долот  | т     | 6,61   | -        | -        | 1         | 6,61     | 1        | 6,61     | 1        | 6,61     | 1    | 6,61     | 1        | 6,61     |
| Транспортировка вахт, руб  | смена | 1268   |          |          |           |          |          |          |          |          |      |          |          |          |
| Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб | -     | -      | 0        |          | 466,44    | 1480,47  | 4928,65  | 2456,62  | 3255,3   | 1515,2   |      |          |          |          |
| Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб                                 | -     | -      | 10095,12 | 1157,167 | 21690,7   | 33474,43 | 18978,76 | 32545,78 | 28545,78 |          |      |          |          |          |
| Всего по сметному расчету, руб   |       | 403983 |          |          |           |          |          |          |          |          |      |          |          |          |

Таблица Е.3 – Сметный расчет на крепление скважины

| Наименование затрат  | Единица измерения             | Стоимость единицы, руб | Направление |       | Кондуктор |         | ТК (1,2) |        | 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        | 13      |
|  | затраты, зависящие от времени |                        |             |       |           |         |          |        |        |         |           |         |
| Оплата труда буровой бригады                                     | Сут                           | 129,15                 | 0,04        | 5,17  | 1,94      | 250,55  | 3,12     | 212,3  | 5,85   | 755,53  | 2,26      | 291,88  |
| Социальные отчисления, 30%                                       |                               | -                      | -           | 39,30 | -         | 85,80   | -        | 92     | -      | 114,30  | -         | 92,60   |
| Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера                           | Сут                           | 11,6                   | 0,04        | 0,46  | 1,94      | 22,50   | 3,12     | 24     | 5,85   | 67,86   | 2,26      | 26,22   |
| Социальные отчисления, 30%                                       |                               | -                      | -           | 3,50  | -         | 7,70    | -        | 8      | -      | 10,30   | -         | 8,30    |
| Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение         | сут                           | 7,54                   | 0,04        | 0,30  | 1,94      | 14,63   | 3,12     | 13,5   | 5,85   | 44,11   | 2,26      | 17,04   |
| Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение) | сут                           | 252,86                 | 0,04        | 10,11 | 1,94      | 490,55  | 3,12     | 512,7  | 5,85   | 1479,23 | 2,26      | 571,46  |
| Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин | сут                           | 1433                   | 0,04        | 57,32 | 1,94      | 2780,02 | 3,12     | 3012,4 | 5,85   | 8383,05 | 2,26      | 3238,58 |
| Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении            | сут                           | 419,4                  | 0,04        | 16,78 | 1,94      | 813,64  | 3,12     | 741,6  | 5,85   | 2453,49 | 2,26      | 947,84  |
| Плата за подключенную мощность                                   | сут                           | 138,89                 | 0,04        | 5,56  | 1,94      | 269,45  | 3,12     | 212,4  | 5,85   | 812,51  | 2,26      | 313,89  |
| Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе                     | сут                           | 100,84                 | 0,04        | 4,03  | 1,94      | 195,63  | 3,12     | 145,7  | 5,85   | 589,91  | 2,26      | 227,90  |
| Эксплуатация ДВС   | сут                           | 8,9                    | 0,04        | 0,36  | 1,94      | 17,27   | 3,12     | 14,3   | 5,85   | 52,07   | 2,26      | 20,11   |
| Автомобильный спец транспорт до 250 км                           | сут                           | 100,4                  | 0,04        | 4,02  | 1,94      | 194,78  | 3,12     | 187,65 | 5,85   | 587,34  | 2,26      | 226,90  |
| Амортизация вагон-домиков 10 шт                                  | сут                           | 169,29                 | 0,04        | 6,77  | 1,94      | 328,42  | 3,12     | 319,4  | 5,85   | 990,35  | 2,26      | 382,60  |
| Эксплуатация бульдозера  | сут                           | 18,4                   | 0,04        | 0,74  | 1,94      | 35,70   | 3,12     | 48,78  | 5,85   | 107,64  | 2,26      | 41,58   |
| Эксплуатация трактора  | сут                           | 33,92                  | 0,04        | 1,36  | 1,94      | 65,80   | 3,12     | 62,3   | 5,85   | 198,43  | 2,26      | 76,66   |
| Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км            | т                             | 8,21                   | 6           | 49,26 | 21        | 172,4   | 24       | 185,6  | 16     | 131,4   | 5         | 41,1    |

Продолжение таблицы Е.3

| 1  | 2  | 3     | 4       | 5      | 6        | 7     | 8        | 9     | 10       | 11    | 12      | 13    |
|--|----|-------|---------|--------|----------|-------|----------|-------|----------|-------|---------|-------|
| Башмак колонный БКП-508  | шт | 85,5  | 1       | 85,5   | -        | -     | -        | -     | -        | -     | -       | -     |
| Башмак колонный БКП-426  | шт | 65    | -       | -      | 1        | 65    | -        | -     | -        | -     | -       | -     |
| Башмак колонный БКП-324  | шт | 45,5  | -       | -      | -        | -     | 1        | 45,5  | -        | -     | -       | -     |
| Башмак колонный БКП-245  | шт | 32    | -       | -      | -        | -     | 1        | 41,4  | -        | -     | -       | -     |
| Башмак колонный БКП-168  | шт | 24    | -       | -      | -        | -     | -        | -     | 1        | 32    | -       | -     |
| Центратор ЦЦ-2-508/555   | шт | 34,5  | 1       | 34,5   | -        | -     | -        | -     | -        | -     | -       | -     |
| Центратор ЦЦ-2-426/490   | шт | 32,5  | -       | -      | 1        | 32,5  | -        | -     | -        | -     | -       | -     |
| Центратор ЦЦ-2-324/394   | шт | 21,5  | -       | -      | -        | -     | 12       | 157   | -        | -     | -       | -     |
| Центратор ЦЦ-4-245/295   | шт | 25,4  | -       | -      | -        | -     | 24       | 268   | -        | -     | -       | -     |
| Центратор ЦЦ-4-168/216   | шт | 18,7  | -       | -      | -        | -     | -        | -     | 50       | 935   | -       | -     |
| Центратор ЦТЖС-114/146   | шт | 15,5  | -       | -      | -        | -     | -        | -     | -        | -     | 20      | 310   |
| ЦКОД-508 ОТТМ  | шт | 96,4  | 1       | 96,4   | -        | -     | -        | -     | -        | -     | -       | -     |
| ЦКОД-426 ОТТМ  | шт | 125,6 | -       | -      | 1        | 125,6 | -        | -     | -        | -     | -       | -     |
| ЦКОД-324 ОТТМ  | шт | 113,1 | -       | -      | -        | -     | 1        | 113,1 | -        | -     | -       | -     |
| ЦКОД-245 ОТТМ  | шт | 105   | -       | -      | -        | -     | 1        | 105,6 | 1        | 105   | -       | -     |
| ЦКОД-168 ОТТМ  | шт | 100,6 | -       | -      | -        | -     | -        | -     | -        | -     | 1       | 100,6 |
| Продавочная пробка ПРП-Ц-508   | шт | 102,4 | 1       | 102,4  | -        | -     | -        | -     | -        | -     | -       | -     |
| Продавочная пробка ПРП-Ц-426   | шт | 80,5  | -       | -      | 1        | 80,5  | -        | -     | -        | -     | -       | -     |
| Продавочная пробка ПРП-Ц-324   | шт | 59,15 | -       | -      | -        | -     | 1        | 59,15 | -        | -     | -       | -     |
| Продавочная пробка ПРП-Ц-245   | шт | 30,12 | -       | -      | -        | -     | 1        | 62,4  | 1        | 30,12 | -       | -     |
| Продавочная пробка ПРП-Ц-168   | шт | 28,42 | -       | -      | -        | -     | -        | -     | -        | -     | 1       | 28,42 |
| ПХЦЗВ 114/146  | шт | 700   | -       | -      | -        | -     | -        | -     | -        | -     | 1       | 700   |
| Головка цементировочная ГЦУ-508Р1                                      | шт | 5260  | 1       | 5260   | -        | -     | -        | -     | -        | -     | -       | -     |
| Головка цементировочная ГЦУ-426Р1                                      | шт | 4370  | -       | -      | 1        | 4370  | -        | -     | -        | -     | -       | -     |
| Головка цементировочная ГЦУ-324Р1                                      | шт | 3960  | -       | -      | -        | -     | 1        | 3960  | -        | -     | -       | -     |
| Головка цементировочная ГЦУ-245Р1                                      | шт | 2880  | -       | -      | -        | -     | -        | -     | 1        | 2880  | -       | -     |
| Головка цементировочная ГЦУ-168Р1                                      | шт | 2670  | -       | -      | -        | -     | -        | -     | -        | -     | 1       | 2670  |
| Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб | -  | -     | 4489,14 |        | 10089,49 |       | 20773,14 |       | 24415,48 |       | 11396,5 |       |
| затраты, зависящие от объема работ                                     |    |       |         |        |          |       |          |       |          |       |         |       |
| Обсадные трубы 508х11  | м  | 12,56 | 50      | 1860,5 | -        | -     | -        | -     | -        | -     | -       | -     |
| Обсадные трубы 426х10  | м  | 37,21 | -       | -      | 900      | 25677 | -        | -     | -        | -     | -       | -     |
| Обсадные трубы 324х11  | м  | 28,53 | -       | -      | -        | -     | 1800     | 44289 | -        | -     | -       | -     |

Продолжение таблицы Е.3

| <b>1</b>                | <b>2</b> | <b>3</b> | <b>4</b> | <b>5</b> | <b>6</b> | <b>7</b> | <b>8</b> | <b>9</b> | <b>10</b> | <b>11</b> | <b>12</b> | <b>13</b> |
|-------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Обсадные трубы 245х12   | м        | 16,47    | -        | -        | -        | -        | 672      | 11150,19 | -         | -         | -         | -         |
| Обсадные трубы 168х12,1 | м        | 19,96    | -        | -        | -        | -        | -        | -        | 754       | 13576,2   | -         | -         |
| Обсадные трубы 178х9,2  | м        | 19,96    | -        | -        | -        | -        | -        | -        | -         | -         | -         | -         |
| Хвостовик               | м        | 14,26    | -        | -        | -        | -        | -        | -        | -         | -         | 660       | 9411,6    |

Окончание таблицы Е.3

| 1   | 2        | 3      | 4       | 5      | 6        | 7      | 8        | 9      | 10      | 11     | 12     | 13     |
|---|----------|--------|---------|--------|----------|--------|----------|--------|---------|--------|--------|--------|
| Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-150  | т        | 26,84  | 1,75    | 46,97  | 75,89    | 2036,9 | -        | -      | -       | -      | -      | -      |
| Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ- III О6(5)-100                         | т        | 19,84  | -       | -      | -        | -      | 19,84    | 393,63 | 14,5    | 426,6  | -      | -      |
| Заливка колонны, тампонажный цех  | агр/оп   | 145,99 | 2       | 291,98 | 3        | 437,97 | 5        | 729,95 | 4       | 835,4  | -      | -      |
| Затворение цемента, тампонажный цех   | т        | 6,01   | 2,79    | 16,77  | 25,87    | 155,48 | 54,8     | 329,35 | 52,6    | 234,4  | -      | -      |
| Работа ЦСМ, тампонажный цех   | ч        | 36,4   | 1       | 36,4   | 1,1      | 40,04  | 1,5      | 54,6   | 1,2     | 55,8   | -      | -      |
| Опрессовка колонны, тампонажный цех   | агр/оп   | 87,59  | 1       | 87,59  | 1        | 87,59  | 1        | 87,59  | 1       | 93,4   | -      | -      |
| Работа КСКЦ 01, тампонажный цех   | агр/оп   | 80,6   | -       | -      | -        | -      | 1        | 80,6   | 1       | 71,4   | -      | -      |
| Пробег ЦА-320М  | км       | 36,8   | 3       | 110,4  | 8,5      | 312,8  | 14       | 515,2  | 12      | 612,3  | -      | -      |
| Пробег УС6-30   | км       | 36,8   | 1       | 36,8   | 3        | 110,4  | 4        | 147,2  | 3       | 115,1  | -      | -      |
| Пробег КСКЦ 01  | км       | 40,8   | -       | -      | -        | -      | 1        | 40,8   | 1       | 42     | -      | -      |
| Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех  | ч        | 15,49  | -       | -      | 16       | 247,84 | 24       | 371,76 | 22      | 336,8  | -      | -      |
| Транспортировка обсадных труб   | т        | 18,76  | 2,23    | 41,84  | 34,8     | 652,85 | 80,4     | 1508,3 | 10,5    | 196,98 | 11     | 212,4  |
| Транспортировка обсадных труб запаса  | т        | 37,52  | 0,5     | 18,76  | 7,5      | 281,4  | 14       | 525,3  | 3       | 112,56 | 2      | 89,5   |
| Транспортировка вахт, руб   | 1268     |        |         |        |          |        |          |        |         |        |        |        |
| Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб | -        | -      | 2501,04 |        | 28003,37 |        | 67379,59 |        | 9721,14 |        | 8561,4 | 7865,3 |
| Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб                             | 153322,6 |        |         |        |          |        |          |        |         |        |        |        |
| Всего по сметному расчету, руб  | 155858,6 |        |         |        |          |        |          |        |         |        |        |        |



Таблица Е.4 – Сводный сметный расчет

| № 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          | 5                 | 6                       | 7                   | 8                                       |
| 1     | Глава 1                    | Подготовительные работы                    |            |                   |                         |                     |   |
| 1.1   | см.рас. 1,1                | Обустройство площадки                      | %          | 100               | 78 997                  | 228,6               | 18 058 714                              |
| 1.2   | см.рас.                    | Рекультивация                              | %          | 100               | 12 364                  | 228,6               | 2 826 410                               |
| 1.3   | см.рас.1.1                 | Разборка трубопроводов                     | %          | 100               | 2295                    | 228,6               | 524 637                                 |
|       |                            | Итого по подготовительным                  |            |                   | 93 656                  |                     | 21 409 762                              |
| 2     | Глава 2                    | Вышкостроение и монтаж оборудования        |            |                   |                         |                     |   |
| 2.1   | см.рас. 2.1                | Строительство и монтаж                     | монтаж     | 1                 | 177 994                 | 228,6               | 40 689 428                              |
| 2.2   | "-                         | Разборка и демонтаж                        | демонт.    | 1                 | 11 351                  | 228,6               | 2 594 839                               |
| 2.3   | см.рас. 2.2                | Монтаж оборудования для испытания          | монтаж     | 1                 | 13 905                  | 228,6               | 3 178 683                               |
| 2.4   | "-                         | Демонтаж оборудования для испытания        | демонт.    | 1                 | 1674                    | 228,6               | 382 676                                 |
|       |                            | Итого по вышкостроению и монтажу           |            |                   | 204 924                 |                     | 46 845 626                              |
| 3     | Глава 3                    | Бурение и крепление                        |            |                   |                         |                     |   |
| 3.1   | см.рас. 3.1                | Бурение скважины                           | пог.м      | 3542              | 124 762                 | 228,6               | 28 520 647                              |
| 3.2   | см.рас. 3.2                | Крепление скважины                         | %          | 100               | 66 076                  | 228,6               | 15 104 887                              |
| 3.4   | Расчет                     | Затраты буровой бригады при проведении ВСП | сут        | 10                | 0                       | 228,6               | 0                                       |
|       |                            | Итого по бурению и креплению               |            |                   | 190 838                 | 228,6               | 43 625 534                              |

Продолжение таблицы Е.4

| 1   | 2            | 3                                       | 4      | 5    | 6           | 7     | 8            |
|-----|--------------|---|--------|------|-------------|-------|--------------|
| 4   | Глава 4      | Испытание скважины                      |        |      |             |       |              |
| 4.1 | см.расч. 4.1 | Испытание в процессе бурения            | объект | 1    | 14 037      | 228,6 | 3 208 858    |
| 4.2 | см.расч. 4.2 | Испытание первого объекта               | объект | 1    | 0           | 228,6 | 0            |
| 4.3 | "-           | Консервация скважины                    | объект | 0    | 6 872       | 228,6 | 1 570 939    |
| 4.4 | расчет       | Ликвидация (консервация) скважины       | скв.   | 1    | 8080        | 228,6 | 1847088      |
|     |              | Итого по испытанию                      |        |      | 28 989      |       | 6 626 885    |
| 5   | Справка      | Промыслово-геофизические работы         |        |      |             |       |              |
|     |              | (от глав 3 и 4)                         | 11%    |      | 24180,95439 |       | 5 527 766,17 |
| 5.1 |              | Проведение ВСП                          |        |      |             |       | 0            |
|     |              | Итого промыслово-геофизических работ    |        |      | 24180,95439 |       | 5527766,174  |
| 6   | Глава 6      | Доп-ные затраты при производстве строи- |        |      |             |       |              |
|     |              | тельно-монтажных работ в зимнее время:  | 5,40%  |      |             |       |              |
|     |              | Снегоборьба, 0,4%                       | 0,40%  |      | 11 943      | 228,6 | 2730215,52   |
| 6.5 | расчет       | Эксплуатация теплофикационной котельной | сут    | 78,7 | 30 610      | 228,6 | 6997446      |
|     |              | Итого по главе 6                        |        |      | 58 677      |       | 13 413 452   |
|     |              | ИТОГО прямых затрат                     |        |      | 601 264     |       | 137 449 026  |
| 7   | Глава 7      | Накладные расходы                       | 25,00% |      | 150 316     |       | 27 077 458   |
| 8   | Глава 8      | Плановые накопления                     | 8,00%  |      | 60 126      |       | 8 226 324    |
|     |              | ИТОГО с накладными и плановыми          |        |      | 811 707     |       | 172 752 809  |

Продолжение таблицы Е.4

| 1    | 2         | 3   | 4      | 5   | 6           | 7 | 8            |
|------|-----------|---|--------|-----|-------------|---|--------------|
| 9    | Глава 9   | Прочие работы и затраты                                   |        |     |             |   |              |
| 9.1  |           | Дополнительные затраты                                    |        |     |             |   |              |
| 9.2  |           | - премиальные доплаты                                     | 24,50% |     | 198 868,18  |   | 4 595 224,72 |
| 9.3  |           | надбавка за вахтовый метод работы                         | 4,40%  |     | 35 715,10   |   | 915 589,89   |
| 9.4  |           | - северные льготы   | 2,98%  |     | 24 188,86   |   | 5 148 033,70 |
| 9.6  |           | Промыслово-геофизические работы                           | руб    |     |             |   | 14 200 000   |
|      |           | Услуги по отбору керна                                    | руб    |     |             |   | 3 150 000    |
| 9.7  | расчет    | Транспортировка керна                                     | 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       |
|      |           | Итого прочих работ и затрат                               |        |     | 326 772     |   | 33 161 590   |
|      |           | ИТОГО по гл 1-9   |        |     | 1 138 479   |   | 205 914 399  |
| 10   |           | Резерв средств на непредвиденные                          |        |     |             |   |              |
|      |           | Расходы   | 5,00%  |     | 56923,94962 |   | 966645,5724  |
|      |           | Затраты на авторский надзор - 0,2% от итога по главам 1-8 | 0,20%  |     | 1623,413698 |   | 337670,0491  |
|      |           | ИТОГО   |        |     | 1 197 026   |   | 206 881 044  |

Окончание таблицы Е.4

| 1    | 2 | 3   | 4   | 5 | 6 | 7 | 8           |
|------|---|---|-----|---|---|---|-------------|
|      |   | Подрядные работы  |     |   |   |   |             |
| 11   |   | Затраты по составлению<br>Геолпроекта                       |     |   |   |   | 0           |
| 11.1 |   | - затраты на экспертизу<br>Геолпроекта                      |     |   |   |   | 0           |
| 12   |   | Затраты по составлению ПСД в<br>т.ч.                        |     |   |   |   | 0           |
| 12.1 |   | - затраты на экспертизу<br>промышленной безопасности<br>ПСД |     |   |   |   | 0           |
| 12.2 |   | - затраты на экспертизу ПСД                                 |     |   |   |   | 0           |
| 13   |   | Научное сопровождение при<br>Строительстве                  |     |   |   |   | 0           |
| 14   |   | Приемка, хранение и<br>обслуживание керна                   |     |   |   |   | 0           |
|      |   | Итого по подрядным работам                                  |     |   |   |   | 0           |
|      |   | ВСЕГО ПО СМЕТЕ  |     |   |   |   | 206 881 044 |
|      |   | НДС   | 20% |   |   |   | 48 823 926  |
|      |   | ВСЕГО с учетом НДС  |     |   |   |   | 244 119 632 |