

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

| Тема работы   |
|---|
| <b>ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ<br/>           ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2970 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ<br/>           МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ)</b> |

УДК 622.143:622.243.22(24:181m2970):622.323(571.16)

Студент

| Группа | ФИО                       | Подпись | Дата |
|--------|---------------------------|---------|------|
| 3-2Б4Б | Коротков Борис Васильевич |         |      |

Руководитель

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

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО                       | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-----------|---------------------------|---------------------------|---------|------|
| Доцент    | Романюк Вера<br>Борисовна | к. э. н.                  |         |      |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО                            | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-----------|--------------------------------|---------------------------|---------|------|
| Ассистент | Черемискина<br>Мария Сергеевна |                           |         |      |

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

| Руководитель ООП  | ФИО                           | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-------------------|-------------------------------|---------------------------|---------|------|
| Ст. преподаватель | Максимова Юлия<br>Анатольевна |                           |         |      |

Инженерная школа природных ресурсов  
 Специальность Нефтегазовое дело 21.03.01  
 Отделение нефтегазового дела

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

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

В форме:

|                     |
|---------------------|
| Бакалаврской работы |
|---------------------|

Студенту:

| Группа | Фамилия Имя Отчество      |
|--------|---------------------------|
| 3-2Б4Б | Коротков Борис Васильевич |

Тема работы:

|   |                      |
|---|----------------------|
| <b>ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2970 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ)</b> |                      |
| Утверждена приказом директора (дата, номер)   | 04.02.2019 г, 3662/с |

|  |               |
|--|---------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 30.05.2019 г. |
|--|---------------|

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

|   |   |
|---|---|
| <b>Исходные данные к работе</b>   | Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Томская область), с ожидаемым притоком 30 м <sup>3</sup> /сут   |
| <b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b> | <ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Обоснование конструкции скважины</b> (обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины).</li> <li>- <b>Углубление скважины</b> (выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и</li> </ul> |

|   |   |
|---|---|
|   | <p>компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна).</p> <p><b>- Проектирование процессов заканчивания скважин</b> (расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин).</p> <p><b>- Выбор буровой установки.</b></p> <p><b>- Особенности сборки телесистемы с гидравлическим каналом связи.</b></p> |
| <b>Перечень графического материала</b>                            | <p>1. ГТН (геолого-технический наряд).</p> <p>2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны).</p>  |
| <b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> |   |
| <b>Раздел</b>   | <b>Консультант</b>  |
| Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение   | Доцент Романюк Вера Борисовна   |
| Социальная ответственность  | Ассистент Черемискина Мария Сергеевна   |

|   |               |
|---|---------------|
| <b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b> | 04.02.2019 г. |
|---|---------------|

**Задание выдал руководитель:**

| <b>Должность</b> | <b>ФИО</b>                 | <b>Ученая степень, звание</b> | <b>Подпись</b> | <b>Дата</b> |
|------------------|----------------------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| Доцент           | Ковалев Артем Владимирович | к.т.н.                        |                |             |

**Задание принял к исполнению студент:**

| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>                | <b>Подпись</b> | <b>Дата</b> |
|---------------|---------------------------|----------------|-------------|
| 3-2Б4Б        | Коротков Борис Васильевич |                |             |

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Уровень образования: бакалавриат  
 Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения: весенний семестр 2019 учебного года

Форма представления работы:

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

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

|  |                  |
|--|------------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 30 мая 2019 года |
|--|------------------|

| Дата контроля        | Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)                  | Максимальный балл раздела (модуля) |
|----------------------|--|------------------------------------|
| <i>08.02.2019 г.</i> | <i>Общая и геологическая часть</i>                                     | <i>10</i>                          |
| <i>05.04.2019 г.</i> | <i>Технологическая часть</i>   | <i>40</i>                          |
| <i>30.04.2019 г.</i> | <i>Специальная часть</i>   | <i>20</i>                          |
| <i>15.05.2019 г.</i> | <i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i> | <i>15</i>                          |
| <i>15.05.2019 г.</i> | <i>Социальная ответственность</i>                                      | <i>15</i>                          |

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

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

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

| Должность         | ФИО                        | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-------------------|----------------------------|------------------------|---------|------|
| Ст. преподаватель | Максимова Юлия Анатольевна |                        |         |      |

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОС-  
БЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

|               |                           |
|---------------|---------------------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>                |
| 3-2Б4Б        | Коротков Борис Васильевич |

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

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

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

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

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

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

1. Организационная структура управления организацией

|   |               |
|---|---------------|
| <b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b> | 04.02.2019 г. |
|---|---------------|

**Задание выдал консультант:**

|                  |              |                               |                |             |
|------------------|--------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| <b>Должность</b> | <b>ФИО</b>   | <b>Ученая степень, звание</b> | <b>Подпись</b> | <b>Дата</b> |
| доцент           | Романюк В.Б. | к.э.н, доцент                 |                |             |

**Задание принял к исполнению студент:**

|               |                           |                |             |
|---------------|---------------------------|----------------|-------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>                | <b>Подпись</b> | <b>Дата</b> |
| 3-2Б4Б        | Коротков Борис Васильевич |                |             |

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

|        |                           |
|--------|---------------------------|
| Группа | ФИО                       |
| 3-2Б4Б | Коротков Борис Васильевич |

|                     |             |                           |                                 |
|---------------------|-------------|---------------------------|---------------------------------|
| Институт            | ИШПР        | Отделение школы (НОЦ)     | Нефтегазового дела              |
| Уровень образования | Бакалавриат | Направление/специальность | 21.03.01<br>«Нефтегазовое дело» |

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

|   |   |
|---|---|
| <p>1. <i>Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</li> <li>– опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</li> <li>– негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</li> <li>– чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</li> </ul> | <p>Буровая площадка разведочной вертикальной скважины глубиной 2970 метров на нефтяном месторождении.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– превышенный уровень шума;</li> <li>– превышенный уровень вибрации;</li> <li>– недостаточная освещенность рабочей зоны;</li> <li>– повышенная запыленность и загазованность воздуха , рабочей зоны;</li> <li>– утечки токсичных и вредных веществ;</li> <li>– повышение уровней электромагнитных и ионизирующих, радиоактивных излучений;</li> <li>– загрязнение водных источников загрязняющими веществами</li> <li>– возникновение разновидностей ЧС при строительстве скважины на нефть и газ</li> </ul> |
| <p>2. <i>Перечень законодательных и нормативных документов по теме</i></p>  | <p>Паспортная документация, ГОСТы, нормативные акты, законы РФ, проект на строительство скважин.</p>  |

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

|  |  |
|--|--|
| <p>1. <i>Производственная безопасность</i></p> <p>2. <i>Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</li> </ul> | <p>Вредные факторы</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– повышение уровней вибрации;</li> <li>– повышение уровней шума;</li> <li>– Недостаточная освещенность рабочей зоны;</li> <li>– повышенная запыленность и загазованность воздуха;</li> </ul> |
| <p>3 <i>Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>  | <p>Опасные факторы</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– движущиеся машины и механизмы;</li> <li>– электрический ток;</li> <li>– расположение рабочего места на высоте;</li> <li>– пожароопасность;</li> </ul>                                      |

|  |   |
|--|---|
| <p><b>4 Охрана окружающей среды:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul> | <p>Проанализировать возможные факторы при строительстве нефтяной скважины которые могут повлиять на:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– атмосферу (выбросы нефтепродуктов);</li> <li>– гидросферу (разливы, сбросы, утечки горючих, смазочных материалов);</li> <li>– литосферу (отходы, загрязнение почвы);</li> <li>– Разработать решения по обеспечению безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul> |
| <p><b>5 Защита в чрезвычайных ситуациях:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>                      | <p>Перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения Наиболее вероятным ЧС на объекте являются: возгорание, взрыв, подтопление, выброс. Действия при пожаре. Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. Пожаровзрывоопасность.</p>  |
| <p><b>6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>  | <p>Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства. Рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</p>   |
| <b>Перечень графического материала:</b>  |   |
| <p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>  |   |

|   |               |
|---|---------------|
| <b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b> | 04.02.2019 г. |
|---|---------------|

**Задание выдал консультант:**

| Должность | ФИО                         | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----------------------------|------------------------|---------|------|
| Ассистент | Черемискина Мария Сергеевна |                        |         |      |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО                       | Подпись | Дата |
|--------|---------------------------|---------|------|
| 3–2Б4Б | Коротков Борис Васильевич |         |      |

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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



## **РЕФЕРАТ**

Выпускная квалификационная работа содержит, 73 страницы, 21 таблиц, 8 приложений, 64 литературных источников, 11 рисунков.

Данная выпускная квалификационная работа содержит ключевые слова: месторождение, буровая установка, скважина, режим бурения, долота, винтовой забойный двигатель, калибратор, цементирование скважины, буровой раствор, заканчивание скважины, экономическая часть, экология, социальная ответственность, техника безопасности.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 2970 метров на нефтяном месторождении (Томской области).

Целью работы является – спроектировать технологическое решения для бурения вертикальной разведочной скважины, геолого-технический наряд, компоновку низа бурильной колонны, интервалы бурения и спуск обсадных колонн, интервалы цементирования.

В работе спроектированы основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные решения, для бурения вертикальной разведочной одноколонной скважины с закрытым забоем, с расчетными рекомендуемыми режимами бурения каждого интервала и отбора керна, а также интервал спуска обсадных колонн и цементирования по расчетным интервалам.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты приведены с помощью таблиц Microsoft Excel, презентация представлена в программе Microsoft Office PowerPoint, графический материал выполнен в программе «Compass3D» (представлены вместе с ВКР).

## **Определения и сокращения**

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями

**Скважина** – Горная выработка круглого сечения, пробуренная с поверхности земли или с подземной выработки без доступа человека к забою под любым углом к горизонту, диаметр которой намного меньше её глубины

**Газонефтеводопроявление** – Поступление пластового флюида (газ, нефть, вода или их смесь) в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ, создающее опасность выброса бурового раствора (промывочной жидкости) и открытого фонтанирования.

**Нефтегазоводоносность** – содержание флюида (нефть, газ, вода) в разрезе конкретной скважины.

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

- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- ВЗД – винтовой забойный двигатель;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- ПРИ – породоразрушающий инструмент;
- ДРУ – двигатель с регулятором угла;
- ЛБТ – легкосплавные бурильные трубы;
- УБТ – утяжеленные бурильные трубы;
- КЛ – калибратор с прямыми лопастями;
- КЛС – калибратор лопастной спиральный;
- ДНС – динамическое напряжение сдвига;
- СНС – статическое напряжение сдвига;
- ВБТ – ведущая бурильная труба;
- ТБТ – тяжелая бурильная труба;
- ТБПК – труба бурильная с приварными замками;
- ПРП-Ц – пробка разделительная продавочная цементировочная;

- ЦКОД – центральный клапан обратного действия;
- БУ – буровая установка;
- УВ – условная вязкость;
- ПВ – пластическая вязкость;
- СПО – спуско-подъемные операции;
- ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;
- ПВО – противовыбросовое оборудование;
- БК – башмак колонный;
- УВ – условная вязкость;
- ПВ – пластическая вязкость;
- ПВО – противовыбросовое оборудование;
- ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида.

В тексте документа применены сокращения, установленные в национальных стандартах и соответствующие правилам русской орфографии: т.д. – так далее; т.п. – тому подобное; и др. – и другие; шт. – штуки; наруж. – наружный, внутр. – внутренний и др.

## Оглавление

|   |    |
|---|----|
| ВВЕДЕНИЕ .....  | 15 |
| 1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....  | 16 |
| 1.1 Геологические условия бурения скважины.....   | 16 |
| 1.2 Характеристика нефтегазоносности месторождения (площади).....                                 | 16 |
| 1.3 Зоны возможных осложнений .....   | 16 |
| 2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА .....   | 17 |
| 2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины.....                                       | 17 |
| 2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа<br>заканчивания скважин ..... | 17 |
| 2.3 Построение совмещенного графика давлений.....   | 17 |
| 2.4 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска .....                                   | 18 |
| 2.5 Выбор интервалов цементирования.....  | 18 |
| 2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн .....  | 18 |
| 2.7 Углубление скважины .....   | 19 |
| 2.8 Выбор способа бурения.....  | 19 |
| 2.9 Выбор породоразрушающего инструмента.....   | 19 |
| 2.10 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород.....                             | 20 |
| 2.11 Расчет частоты вращения долота .....   | 22 |
| 2.12 Выбор и обоснование типа забойного двигателя .....   | 23 |
| 2.13 Расчёт необходимого расхода бурового раствора .....  | 24 |
| 2.14 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны .....  | 26 |
| 2.15 Обоснование типов и компонентного состава буровых .....                                      | 26 |
| растворов.....  | 26 |
| 2.16 Выбор гидравлической программы промывки скважины .....                                       | 28 |
| 2.17 Технические средства и режимы бурения при отборе кернa .....                                 | 29 |
| 2.18 Проектирование процессов закачивания скважин .....   | 30 |
| 2.19 Расчет обсадных колонн на прочность .....  | 30 |
| 2.20 Расчет наружных избыточных давлений .....  | 31 |
| 2.21 Расчет внутренних избыточных давлений .....  | 31 |

|      |  |    |
|------|--|----|
| 2.22 | Конструирование обсадной колонны по длине .....  | 32 |
| 2.23 | Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны .....  | 33 |
| 2.24 | Обоснование способа цементирования.....  | 33 |
| 2.25 | Расчёт объёмов и компонентного состава технологических жидкостей, тампонажной смеси и количества составных компонентов ..... | 34 |
| 2.26 | Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования .....  | 34 |
| 2.27 | Выбор технологической оснастки обсадных колонн .....   | 36 |
| 2.28 | Выбор типа пластоиспытателя .....  | 36 |
| 2.29 | Выбор буровой установки.....   | 37 |
| 3    | ОСОБЕННОСТИ СБОРКИ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ С ГИДРАВЛИЧЕСКИМ КАНАЛОМ СВЯЗИ .....  | 39 |
| 3.1  | Этап 1 подготовка посадочной муфты.....  | 40 |
| 3.2  | Этап 2 обслуживание пульсатора .....   | 40 |
| 3.3  | Этап 3 тестирование.....   | 41 |
| 3.4  | Этап 4 подготовка батарей .....  | 41 |
| 3.5  | Этап 5 свинчивание резьбовых соединений.....   | 42 |
| 3.6  | Этап 6 заключительная часть сборки.....  | 43 |
| 4    | ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....   | 44 |
| 4.1  | Расчет нормативной продолжительности строительства скважин.....  | 44 |
| 4.2  | Расчет нормативного времени на механическое бурение .....  | 44 |
| 4.3  | Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции .....  | 45 |
| 4.4  | Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей .....  | 45 |
| 4.5  | Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента.....  | 46 |
| 4.6  | Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки .....   | 46 |
| 4.7  | Расчет нормативного времени на геофизические работы .....  | 48 |
| 4.8  | Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами .....                                       | 48 |

|   |     |
|---|-----|
| 4.9 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ .....       | 48  |
| 4.10 Корректировка сметной стоимости строительства скважины .....               | 49  |
| 4.12 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины ..... | 49  |
| 4.13 Расчет технико-экономических показателей .....                             | 50  |
| 5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....  | 52  |
| 5.1 Производственная безопасность .....   | 52  |
| 5.2 Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению .....                | 53  |
| 5.3 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению .....                | 56  |
| 5.4 Экологическая безопасность .....  | 60  |
| 5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....                                 | 63  |
| 5.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности. ....           | 64  |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....  | 67  |
| СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ .....   | 68  |
| Приложение А .....  | 74  |
| Приложение Б .....  | 83  |
| Приложение В .....  | 85  |
| Приложение Г .....  | 89  |
| Приложение Д .....  | 90  |
| Приложение Е .....  | 94  |
| Приложение Ж .....  | 100 |
| Приложение И .....  | 102 |

## **ВВЕДЕНИЕ**

На сегодняшний день нефтегазовая отрасль является важной ролью в топливно-энергетической промышленности России. За последние несколько лет нефтегазовый бассейн России подвергнут значительным упадкам в добычи энергетических ресурсов с появлением санкций, что повлекло за собой рост и падение цен на нефть на мировом рынке. Но не смотря на возникшие сложности государство продолжает инвестировать огромные деньги в развитие по добычи полезных ископаемых.

Не смотря на большие запасы «черного золота» строительство скважины сопровождается с высокой вероятностью загрязнения окружающей среды и возникновению пожароопасных ситуаций, возрастающей до катастрофических масштабов. Поэтому в данной работе соблюдены меры техники безопасности в ходе строительства скважины, для сохранения прежде всего жизни людей и экологии.

В данной выпускной работе представлена разведочная скважина с глубиной в 2970 м. В ней отражены расчетно-технические характеристики оборудования, химико-физические свойства горной породы, компонентные составы промывочной жидкости, а так же финансово-экономическая часть.

## **1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ**

### **1.1 Геологические условия бурения скважины**

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования, данные представлены в [приложении А](#).

### **1.2 Характеристика нефтегазоносности месторождения (площади)**

Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади) представлены в [приложении Б](#).

### **1.3 Зоны возможных осложнений**

Поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазоводопрооявления, прихватопасные зоны, осложнения представлены в [приложении В](#).



## 2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

### 2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

По геологическому условию проектируется вертикальная разведочная скважина, поэтому профиль скважины принимается вертикальным и проектировочные расчеты не производятся.

### 2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин

В связи с недостаточной геологической изученностью разреза месторождения и для последующего испытания пласта в закрытом стволе скважины для всех разведочных скважин принимается забой закрытого типа.

### 2.3 Построение совмещенного графика давлений

На рисунке 1 представлен совмещенный график давлений, который иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора

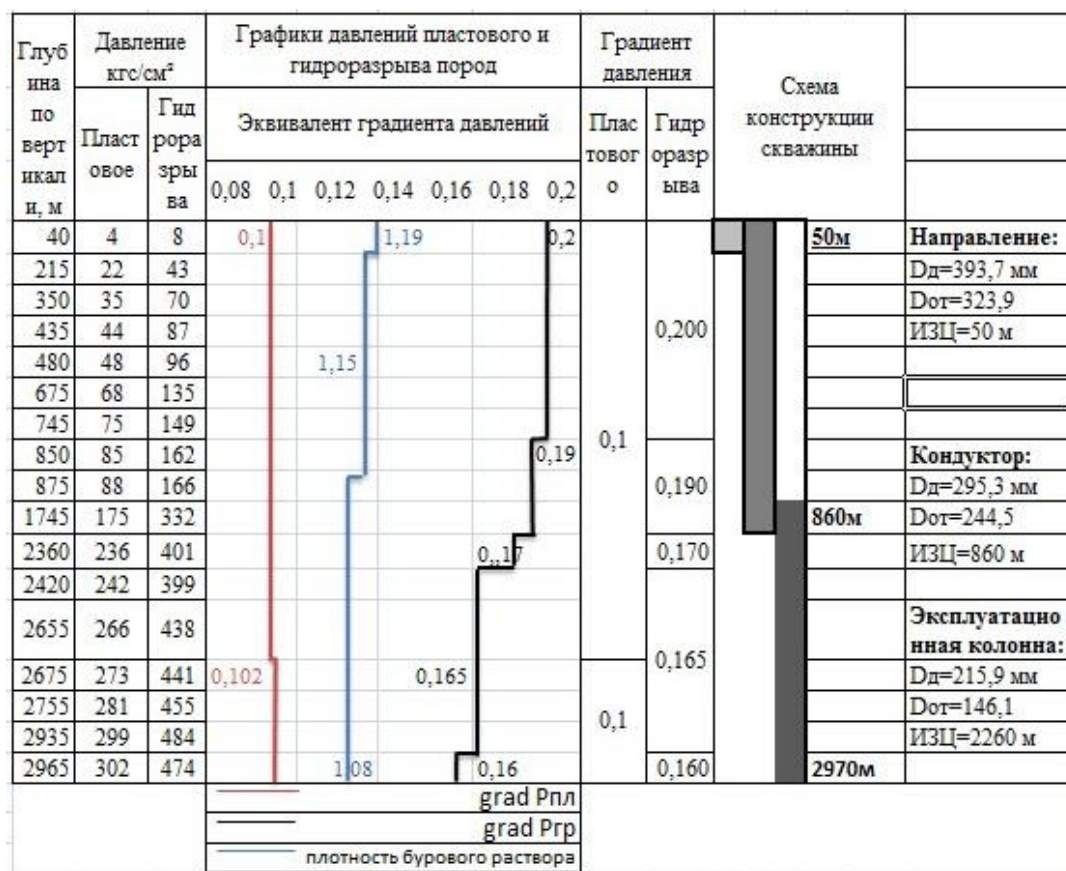


Рисунок 1—Совмещенный график давлений

На графике не наблюдается несовместимых интервалов по условию бурения, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

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

1. Направление спускается на глубину 50 м, так как мощность четвертичных отложений составляет 40 м ([прил. А](#)) и с учетом величины перекрытия 10 м для посадки башмака в устойчивые породы.

2. Кондуктор спускается на глубину 860 м для перекрытия интервала неустойчивых глин 0–860 м, с учетом величины перекрытия 50 м для посадки башмака в устойчивые породы.

3. Эксплуатационная колонна в вертикальной и наклонно-направленной скважине должна перекрывать подошву самого нижнего продуктивного пласта на высоту, рассчитываемую из условия, что на каждые 1000 м скважины величина перекрытия составляет 10 м, данное перекрытие подошвы последнего продуктивного пласта необходимо для ЗУМППФа. Глубина спуска ЭК составляет 2970 м.

## **2.5 Выбор интервалов цементирования**

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

1. Направление: интервал цементирования 0–50 м;
2. Кондуктор: интервал цементирования 0–860 м;
3. Эксплуатационная колонна: интервал цементирования 710–2970 м (цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 150 м для нефтяной скважины).

## **2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн**

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления  $P_{му}$ :

$$P_{му} = 9,86 \text{ МПа.} \quad (1)$$

1. Колонная головка, соответствующая максимальному устьевому давлению: **ОКК1-21-146x245 К1 ХЛ**.

2. Противовыбросовое оборудование (ОП) выбирается исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: **ОП5-230/80x14**.

### **2.7 Углубление скважины**

### **2.8 Выбор способа бурения**

Выбор способа бурения зависит от многих факторов. К основным из них можно отнести температуру на забое, глубину бурения, плотность бурового раствора, частоты вращения породоразрушающего инструмента (ПРИ).

Интервал направления будет буриться шарошечным долотом роторным способом. Интервал бурения под кондуктор, а также эксплуатационную колонну сложен в основном мягкими среднеабразивными горными породами. Для бурения этих интервалов будет использоваться БИТ долото совместно с винтовым забойным двигателем.

Исходя из рассмотренных выше факторов можно сделать вывод о выборе способа бурения для каждого интервала. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Способы бурения по интервалам скважины

| <b>Интервал, м</b> | <b>Обсадная колонна</b>  | <b>Способ бурения</b>                           |
|--------------------|--------------------------|---|
| 0–50               | Направление              | Роторный  |
| 50–860             | Кондуктор                | С применением ВЗД (винтовой забойный двигатель) |
| 860–2970           | Эксплуатационная колонна | С применением ВЗД (винтовой забойный двигатель) |

### **2.9 Выбор породоразрушающего инструмента**

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны шарошечное долото для интервала бурения под направления и БИТ для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение

величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Типы и характеристики буровых долот представлены в [приложении Г](#)

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

Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото БИТ 295,3 –511 МС диаметром 295,3 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и мягко-средними горными породами. При использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с долотом БИТ.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото БИТ 215,9 ВТ 613, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средне-твердыми горными породами со средней абразивностью.

Выбор типа калибратора

Для бурения кондуктора и эксплуатационной колонны могут проектироваться калибраторы диаметрами 295,3 мм и 215,9 мм, которые предназначены для калибровки ствола скважины, центрирования и улучшения работы долота и забойного двигателя, управления параметрами искривления ствола скважины. Калибраторы типа КП имеют прямые лопасти, а калибратор типа КС - спиральные лопасти.

Для бурения интервала под направление 0–50м. с шарошечным долотом использование калибратора и стабилизатора не планируется в связи с незначительным интервалом бурения, калибровка ствола секции осуществляется долотом. Типы и характеристики калибраторов представлены в [приложении Г](#)

## **2.10 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород**

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ обработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.

2. Аналитический расчет на основе качественных показателей механических свойств горной породы и характеристик шарошечных долот, применения базовых зависимостей долговечности долота и механической скорости бурения от основных параметров бурения. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото представлена в таблице 2

Таблица 2 – Нагрузки долот по интервалам

| <b>Интервал</b>                  | <b>0–50</b> | <b>50–860</b> | <b>860–2970</b> |
|----------------------------------|-------------|---------------|-----------------|
| <b>Исходные данные</b>           |             |               |                 |
| $\alpha$                         | 1           | 1             | 1               |
| $R_{ш}, \text{ кгс/см}^2$        | 2100        | 2500          | 2600            |
| $D_{д}, \text{ см}$              | 39.37       | 29.53         | 21.59           |
| $\eta$                           | 1           | 1             | 1               |
| $\delta, \text{ см}$             | 1,5         | 1,5           | 1,5             |
| $q, \text{ кН/мм}$               | 0,1         | 0,35          | 0,55            |
| $G_{пред}, \text{ кН}$           | 275         | 255           | 100             |
| <b>Результаты проектирования</b> |             |               |                 |
| $G_1, \text{ кН}$                | 26          | 32            | 74              |
| $G_2, \text{ кН}$                | 49          | 59            | 78              |
| $G_3, \text{ кН}$                | 104         | 104           | 64              |
| $G_{проект}, \text{ кН}$         | 50          | 60            | 60              |

Для определения осевой нагрузки под направление принимается шарошечное долото, нужно учесть минимальную нагрузку  $G_1 = 26 \text{ кН}$ . так же для определения нагрузки учитывается максимально допустимая нагрузка  $G_2 = 49 \text{ кН}$  и учесть предельную нагрузку  $G_3 = 104 \text{ кН}$ . Выбирается максимально эффективное разрушение горной породы равная  $G_{проект} = 50 \text{ кН}$ . это придаст долоту эффективное разрушение породы и уменьшит износ опор долота.

Для определения осевой нагрузки под кондуктор принимается долото БИТ, нужно учесть минимальную нагрузку  $G_1 = 32 \text{ кН}$ , учесть максимальную нагрузку  $G_2 = 59 \text{ кН}$  и учесть предельные значения долота  $G_3 = 104 \text{ кН}$ . Для эффективного разрушения принимается  $G_{проект} = 60 \text{ кН}$ , так как не превышает пре-

дельной нагрузки, что сохраняет износостойкость вооружения долота и придает максимальный эффект разрушения горной породы.

Для определения осевой нагрузки под эксплуатационную колонну принимается долото БИТ, нужно учесть минимальную нагрузку  $G_1 = 74$  кН, учесть максимальную нагрузку  $G_2 = 78$  кН и учесть предельные значения по паспорту долота  $G_3 = 64$  кН. Для эффективного разрушения принимается  $G_{\text{проект}} = 80$  кН, так как не превышает предельной нагрузки, что сохраняет износостойкость вооружения долота и придает максимальный эффект разрушения горной породы.

### 2.11 Расчет частоты вращения долота

Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения

| Интервал                   |    | 0–50   | 50–860  | 860–2970 |
|----------------------------|----|--------|---------|----------|
| Исходные данные            |    |        |         |          |
| $V_{\text{д}}$ , м/с       |    | 2,5    | 2,0     | 1,4      |
| $D_{\text{д}}$             | м  | 0,3937 | 0,2953  | 0,2159   |
|                            | мм | 393,7  | 295,3   | 215,9    |
| $\tau$ , мс                |    | 6,3    | –       | –        |
| $z$                        |    | 23     | –       | –        |
| $\alpha$                   |    | 0,7    | –       | –        |
| Результаты проектирования  |    |        |         |          |
| $n_1$ об/мин               |    | 156    | 95      | 159      |
| $n_2$ об/мин               |    | 260    | –       | –        |
| $n_3$ об/мин               |    | 550    | –       | –        |
| $n_{\text{проект}}$ об/мин |    | 60–80  | 100–120 | 160–165  |

Исходя из практического опыта бурения под направление, выбирается роторный способ бурения. По техническим характеристикам вращение ротора составляет 60–80 об/мин и поскольку интервал мал 0–50 м то можно выбрать максимальные обороты 80 об/мин. Поэтому будет не рентабельно использовать забойный двигатель. Выбранное значение оборотов ротора не приведет к износу опор долота.

Для остальных интервалов выбираются расчетные значения, для эффективного разрушения горной породы, так как выбранные забойные могут вращаться в нужных значениях.

## 2.12 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Тип забойного двигателя выбирается в зависимости от проектного профиля скважины, типоразмера долот, осевой нагрузки, плотности промывочной жидкости и удельного момента, обеспечивающего вращение долота.

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 4

Таблица 4 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

| Интервал                  |    | 0–50   | 50–860 | 860–2970 |
|---------------------------|----|--------|--------|----------|
| Исходные данные           |    |        |        |          |
| D <sub>д</sub>            | м  | 0,3937 | 0,2953 | 0,2159   |
|                           | мм | 393,7  | 295,3  | 215,3    |
| G <sub>ос</sub> , кН      |    | 45,5   | 75,6   | 83,4     |
| Q, Н*М/кН                 |    | 1,5    | 1,5    | 1,5      |
| Результаты проектирования |    |        |        |          |
| D <sub>зд</sub> , мм      |    | –      | 240    | 172      |
| M <sub>р</sub> , Н*М      |    | 2414   | 2937   | 2393     |
| M <sub>о</sub> , Н*М      |    | 196,8  | 147,6  | 107,9    |
| M <sub>уд</sub> , Н*М/кН  |    | 48,74  | 36,9   | 27,4     |

Для интервала бурения 50–860 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель Д1–240 6/8 с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР1–172 5/6 который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород. Типы винтовых забойных двигателей приведены в таблице 5.

Таблица 5 характеристики винтовых забойных двигателей

| Двигатель | Интервал, м | Наружный диаметр, мм | Длина, м | Вес, кг | Расход жидкости, л/с | Число оборотов, об/мин | Максимальный рабочий момент, кН*м | Мощность двигателя, кВт |
|-----------|-------------|----------------------|----------|---------|----------------------|------------------------|-----------------------------------|-------------------------|
| Д1-240    | 50-860      | 240                  | 7,22     | 1842    | 30-50                | 84-114                 | 9,0-12,0                          | 56-136                  |
| ДГР1-172  | 860-2970    | 172                  | 8,6      | 1123    | 19-38                | 114-228                | 7,5-11,5                          | 77-210                  |

### 2.13 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового параметра, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблицах 6 и 7.

Таблица 6 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

| Интервал                     | 0-50   | 50-860 | 860-2970 |
|------------------------------|--------|--------|----------|
| Исходные данные              |        |        |          |
| $D_{д}, м$                   | 0,3937 | 0,2953 | 0,2159   |
| $K$                          | 0,65   | 0,5    | 0,4      |
| $K_k$                        | 1,45   | 1,20   | 1,10     |
| $V_{кр}, м/с$                | 0,15   | 0,13   | 0,15     |
| $V_m, м/с$                   | 0,011  | 0,008  | 0,004    |
| $d_{от}, м$                  | 0,127  | 0,127  | 0,127    |
| $d_{max}, м$                 | 0,229  | 0,240  | 0,013    |
| $d_{нmax}, м$                | 0,02   | 0,013  | 0,013    |
| $n$                          | 3      | 3      | 4        |
| $V_{кпмин}, м/с$             | 0,5    | 0,5    | 0,5      |
| $V_{кпmax}, м/с$             | 1,3    | 1,3    | 1,5      |
| $\rho_{см} - \rho_p, г/см^3$ | 0,02   | 0,02   | 0,02     |
| $\rho_p, г/см^3$             | 1,18   | 1,15   | 1,08     |
| $\rho_{п}, г/см^3$           | 2,1    | 2,4    | 2,7      |
| Результаты проектирования    |        |        |          |
| $Q_1, л/с$                   | 77     | 54     | 15       |

Продолжение таблицы 6



|             |     |    |    |
|-------------|-----|----|----|
| $Q_2$ , л/с | 76  | 40 | 21 |
| $Q_3$ , л/с | 122 | 59 | 37 |
| $Q_4$ , л/с | 56  | 48 | 22 |
| $Q_5$ , л/с | 28  | 44 | 27 |
| $Q_6$ , л/с | –   | 50 | 25 |

Исходя из практического опыта бурения под направление максимально допустимый расход бурового раствора может быть достигнут двумя насосами УНБТ 1180 с втулками 180 мм 78 л/с. Этого расхода будет достаточно чтоб не произошел размыв стенок скважины и выбуренная порода транспортировалась на поверхность отчищая забой скважины, так как минимальный расход для отчистки скважины составляет  $Q_1 = 77$  л/с.

Для бурения под кондуктор, согласно расчету, максимальный расход должен быть  $Q_3 = 59$  л/с чтоб не происходил размыв стенок скважины и минимальный  $Q_1 = 54$  л/с для отчистка забоя, происходил вынос шлама, предотвращал от прихватов бурильного инструмента, обеспечивал работу забойного двигателя и осуществлял достаточны гидромониторный эффект, поэтому принимаем расход 54–56 л/с (двумя насосами УНБТ 1180 с втулками 170мм.)

Для бурения под эксплуатационную колонну, согласно расчету, максимальный расход должен быть  $Q_3 = 37$  л/с, чтоб не происходил размыв стенок скважины, и минимальный  $Q_5 = 27$  л/с для отчистка забоя, происходил вынос шлама, предотвращал от прихватов бурильного инструмента, обеспечивал работу забойного двигателя и осуществлял достаточный гидромониторный эффект, поэтому принимаем расход 27–36 л/с (УНБТ 1180 с втулками 160мм.)

Таблица 7 – Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения

| <b>Интервал</b> | <b>0–50</b> | <b>50–860</b> | <b>860–2970</b> |
|-----------------|-------------|---------------|-----------------|
| Исходные данные |             |               |                 |
| $Q_1$ , л/с     | 77          | 54            | 15              |
| $Q_2$ , л/с     | 76          | 40            | 21              |
| $Q_3$ , л/с     | 122         | 59            | 37              |
| $Q_4$ , л/с     | 56          | 48            | 22              |
| $Q_5$ , л/с     | 28          | 44            | 27              |

Продолжение таблицы 7

|  |       |       |       |
|--|-------|-------|-------|
| $Q_6$ , л/с  | -     | 50    | 25    |
| Области допустимого расхода бурового раствора  |       |       |       |
| $\Delta Q$ , л/с   | 77–78 | 54–59 | 27–37 |
| Запроектированные значения расхода бурового раствора                                   |       |       |       |
| $Q$ , л/с  | 78    | 54–56 | 27–36 |
| Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе) |       |       |       |
| $Q_{тн}$ , л/с   | –     | 35    | 16    |
| $\rho_1$ , кг/м <sup>3</sup>   | –     | 1008  | 1017  |
| $\rho_{бр}$ , кг/м <sup>3</sup>  | –     | 1015  | 1008  |
| $M_{тм}$ , Н*м   | –     | 8200  | 2900  |
| $M_{тб}$ , Н*м   | –     | 9560  | 3870  |

## 2.14 Выбор компоновки и расчет буровой колонны

Проектирование КНБК по интервалам бурения выполнено в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Результаты проектирования компоновки низа буровой колонны по интервалам бурения и отбора керна приведены в [приложении Д](#). Так же согласно конструктивным особенностям ВЗД обратный клапан не включен в КНБК так как уже сконструирован в элементах винтового забойного двигателя

## 2.15 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

При бурении четвертичных отложений возможны интенсивные поглощения бурового раствора в насыпных образованиях кустовой площадки, активное поступление выбуренной породы (песка) в буровой раствор, размыв устья скважины, возможен гидроразрыв пород четвертичных отложений. На интервале строительства участка под направление встречаются водоносные горизонты, относящиеся к источнику питьевого водоснабжения. Также водоносные горизонты способствуют разжижению бурового раствора.

В условиях Западной Сибири технология бурения направлений является отработанной. Производство работ по строительству интервала быстрое и мо-

жет производиться с использованием практически любых типов буровых растворов, включая техническую воду.

При бурении интервала песков четвертичных отложений для предотвращения поглощений и увеличения несущей способности поддерживать значения условной вязкости на уровне 100-120 сек.

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале (осыпи и обвалы), целесообразно использовать буровой раствор глинистого типа (бентонитовый раствор). Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую фильтрационную корку. Разбуриваемые глины частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. Так же для регулирования щелочности глинистый раствор обрабатывается каустической содой.

Породы, слагающие интервал под кондуктор, по литологическому строению и физико-химической активности взаимодействия с буровыми растворами относятся к третьей (глины) и четвертой (алевролиты) группам. Породы, имеющие пластинчатое строение, характеризуются неустойчивостью к осыпям и обвалам. Разбуривание глин сопряжено с большими трудностями, так как они могут легко переходить в раствор, увеличивая в нем содержание твердой фазы. Наибольшее влияние оказывает коллоидная составляющая разбуриваемых глин. Характерное для всего интервала бурения разбухание глинистых пород может привести к кавернообразованию и сужению ствола. Также возможны прихваты вследствие обвала неустойчивых пород, заклинки бурового инструмента. На основании перечисленных возможных осложнений при бурении интервала под кондуктор следует применить ингибирующий буровой раствор.

Для предупреждения осыпей и обвалов необходимо химически обработать буровой раствор для достижения минимальной водоотдачи и максимально возможно высокой плотности.

При бурении рекомендуется поддерживать реологию раствора на минимально допустимом уровне. Для предупреждения возможных сальникообразований используется смазочная добавка ТехноSOAPP

При бурении интервалов (860–2970 м), сложенных набухающими глинами, следует использовать ингибирующий буровой раствор в целях предупреждения нарушения устойчивости стенок скважины, приводящих к росту затяжек и посадок при СПО.

При бурении под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и нефтегазоводопроявлений, осыпи и обвалы, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты, а также относительное сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта. Данные проблемы решаются с использованием полимерного (инкапсулированного) бурового раствора. Данный тип растворов предотвращает набухание глинистых минералов, создает непроницаемую фильтрационную корку, содержащую легко растворимую мраморную крошку.

Данный буровой раствор обрабатывается  $\text{CaCO}_3$  (кольматант, утяжелитель средний) для минимизации образования дифференциального прихвата (за счет быстрого формирования практически непроницаемой тонкой, плотной фильтрационной корки), каустической содой (контроль pH), биополимерами (структурообразователь), смазочными добавкам (снижение коэффициента трения), инкапсуляторами (регулятор водоотдачи).

Компонентные составы: бентонитового, ингибирующего и инкапсулированного раствора представлен в [приложении E](#)

## **2.16 Выбор гидравлической программы промывки скважины**

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин. Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под хвостовик. Для остальных интер-

валов бурения – расчеты идентичные. Гидравлическая программа промывки скважины была спроектирована в программе «БурСофтПроект».

В [приложении Ж](#) представлены результаты гидравлической промывки.

### **2.17 Технические средства и режимы бурения при отборе керна**

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтеносных пластов.

Согласно геолого-техническому условию нефтеносность по разрезу скважины присутствует в трех интервалах. Так как скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше/ниже прогнозируемой вертикали, в следствие этого планируемые интервалы отбора керна следующие:

1. Интервал отбора керна 2675–2690м;
2. Интервал отбора керна 2865–2870м;
3. Интервал отбора керна 2935–2945м;

Для отбора керна планируется использования бурильной головки с БИТ вооружением, для получения более качественного отбора керна и обеспечения данной бурильной головкой бурения трех запланируемых интервалов. Выбор бурголовки с БИТ вооружением обусловлен так же тем, что интервал сложен горными породами средней твердости. Технические средства и режимы бурения при отборе керна представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

| Интервал, м | Тип керноотборного снаряда | Параметры режима бурения |                                     |                               |
|-------------|----------------------------|--------------------------|-------------------------------------|-------------------------------|
|             |                            | Осевая нагрузка т        | Частота вращения инструмента об/мин | Расход бурового раствора, л/с |
| 2675–2690   | УКР - 146/80 «Силур»       | 2–5                      | 60–120                              | 18–25                         |
| 2865–2870   | УКР - 146/80 «Силур»       | 2–5                      | 60–120                              | 18–25                         |
| 2935–2945   | УКР - 146/80 «Силур»       | 2–5                      | 60–120                              | 18–25                         |

## 2.18 Проектирование процессов закачивания скважин

## 2.19 Расчет обсадных колонн на прочность

Рассчитываются следующие нагрузки на скручивание, сжатие, смятие и сдвиговые нагрузки. Расчет нагрузок произведен в программном обеспечении Microsoft Excel.

Для проведения расчета избыточных давлений определены плотности используемых технологических жидкостей, которые занесены в таблицу 9

Таблица 9 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

| Параметр   | Значение | Параметр   | Значение |
|--|----------|--|----------|
| Плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$ , кг/м <sup>3</sup>                 | 1000     | Плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$ , кг/м <sup>3</sup>                           | 1050     |
| Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обь}$ , кг/м <sup>3</sup> | 1400     | Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$ , кг/м <sup>3</sup> | 1800     |
| Плотность нефти $\rho_{н}$ , кг/м <sup>3</sup>                                   | 711      | Глубина скважины, м  | 2970     |
| Высота столба буферной жидкости $h_1$ , м  | 710      | Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности $h_2$ , м                     | 400      |
| Высота цементного стакана $h_{см}$ , м   | 10       | Динамический уровень скважины $h_{\partial}$ , м                                       | 1980     |

## 2.20 Расчет наружных избыточных давлений

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

$$P_{ни} = P_n - P_v \quad (2)$$

где  $P_n$  – наружное давление;

$P_v$  – внутреннее давление.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. Имеются два таких случая:

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятием на устье давления;
2. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

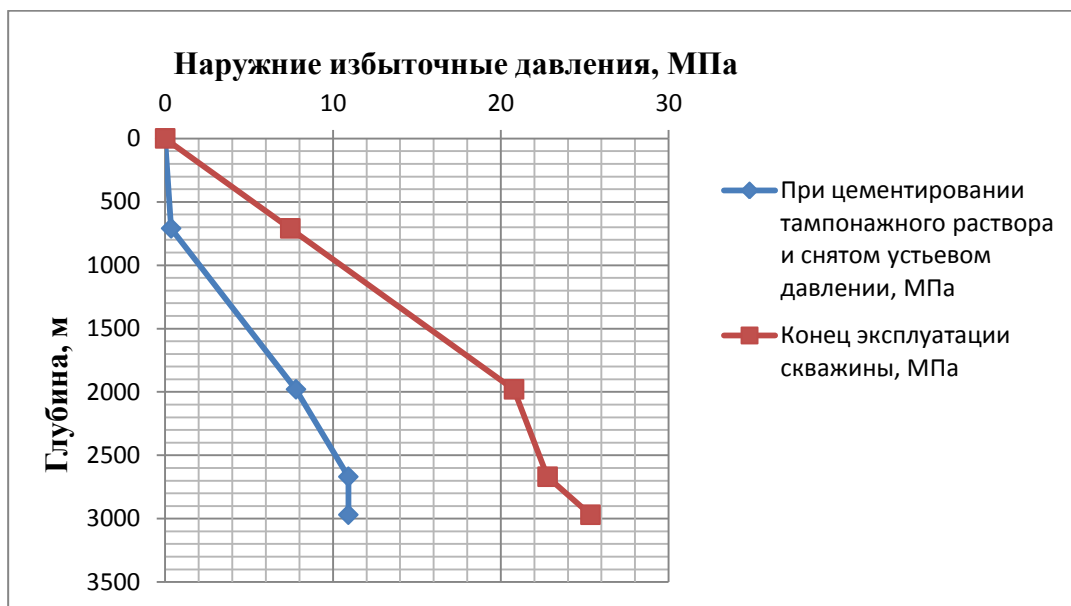


Рисунок 2 – Эпюры наружных избыточных давлений

## 2.21 Расчет внутренних избыточных давлений

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

1. При цементировании в конце продавки тампонажной смеси.

2. Когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.

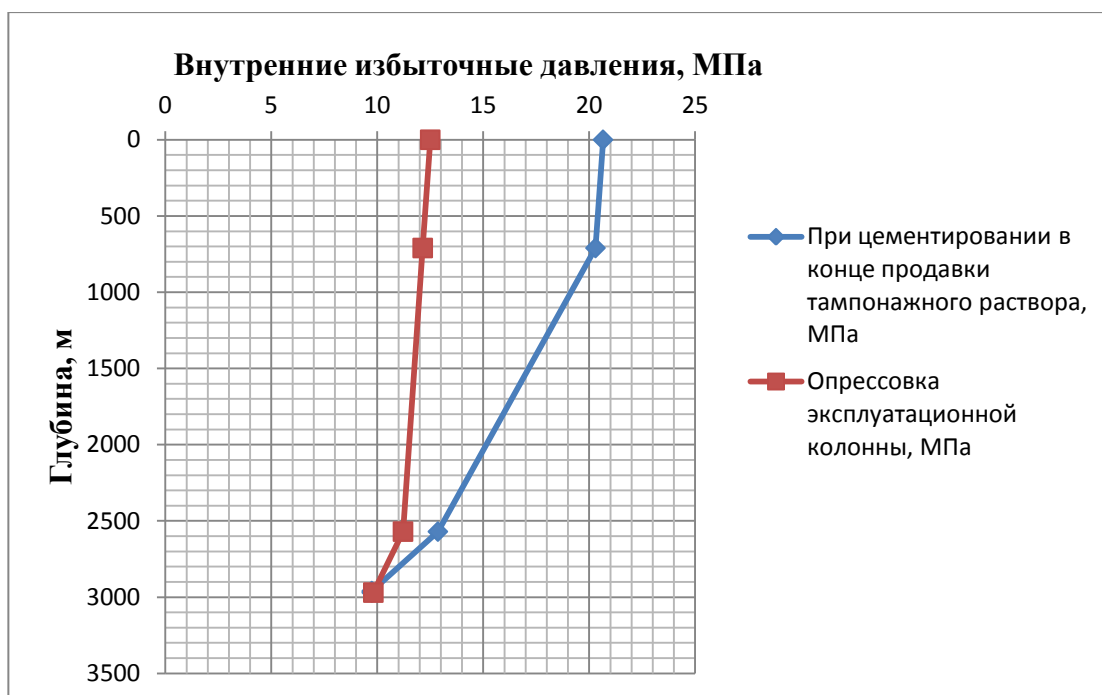


Рисунок 3 – Эпюра внутренних избыточных давлений

## 2.22 Конструирование обсадной колонны по длине

К параметрам обсадной колонны при заданном диаметре, при разработке конструкции скважины, относятся группа прочности материала труб, толщина стенок и длина секций с соответствующей группой прочности и толщиной стенки.

Рекомендуется использовать по возможности наиболее дешёвые обсадные трубы, поэтому для начала расчёта выбираются трубы группы прочности Д. Принимаются также тип обсадных труб и вид исполнения.

категории «А». Для нефтяных скважин рекомендуется использование обсадных труб типа ОТТМ.

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 10



Таблица 10 – Параметры обсадных колонн

| Наружный диаметр, мм     | Номер секции | Тип резьбового соединения | Группа прочности | Толщина стенки, мм | Длина, м | Вес, кг   |        |           | Интервал установки, м |
|--------------------------|--------------|---------------------------|------------------|--------------------|----------|-----------|--------|-----------|-----------------------|
|                          |              |                           |                  |                    |          | 1 м трубы | секций | суммарный |                       |
| Эксплуатационная колонна |              |                           |                  |                    |          |           |        |           |                       |
| 146                      | 1            | ОТТГ                      | Д                | 8,5                | 350      | 29        | 10150  | 79580     | 2970-2620             |
|                          | 2            | ОТТГ                      | Д                | 7.7                | 2620     | 26,5      | 69430  |           | 2625-0                |
| Кондуктор                |              |                           |                  |                    |          |           |        |           |                       |
| 245                      | 1            | ОТТМ                      | Д                | 7,9                | 860      | 47,2      | 40592  | 40592     | 860-0                 |
| Направление              |              |                           |                  |                    |          |           |        |           |                       |
| 323,9                    | 1            | ОТТМ                      | Д                | 9,5                | 50       | 73,6      | 3680   | 3680      | 50-0                  |

### 2.23 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны

#### 2.24 Обоснование способа цементирования

Проверим условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения в буровом растворе:

$$P_{\text{Гс кп}} + P_{\text{Гд кп}} \leq 0,95 \cdot P_{\text{Гр}} \quad (3)$$

где  $P_{\text{Гс кп}}$  – гидростатическое давление в кольцевом пространстве;

$P_{\text{Гд кп}}$  – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве;

$P_{\text{Гр}}$  – давление гидроразрыва пород на забое скважины;

Условие недопущения гидроразрыва:

$$P_{\text{Гс кп}} + P_{\text{Гд кп}} \leq 0,95 \cdot P_{\text{Гр}};$$

$$39,92 + 0,13 \leq 0,95 \cdot 54,32;$$

$$40,01 \leq 51,6.$$

Условие прочности выполняется, следовательно, возможно выполнение одноступенчатого прямого цементирования скважины.

## 2.25 Расчёт объёмов и компонентного состава технологических жидкостей, тампонажной смеси и количества составных компонентов

Расчет количества компонентов сухой тампонажной смеси и жидкости для её затворения производят с учётом водоцементного отношения и оптимальной плотности цементного раствора.

Результаты расчета количества составных компонентов технологических жидкостей сведены в таблицу 11.

Таблица 11 – Количество составных компонентов технологических 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 |
|-------------------------|--------------------------------|---------------------------------------|--|-------------------------|----------------------|
| Буферная ж.             | 7,87                           | 1050                                  | -  | МБП-МВ                  | 550,8                |
| Продавочная ж.          | 40,79                          | 1000                                  | 41   | -                       | -                    |
| Облегченный ТР          | 50,5                           | 1400                                  | 44   | ПЦТ-III-065-100 НТФ     | 38073                |
| Нормальной плотности ТР | 11                             | 1800                                  | 36   | ПЦТ - I – 100 НТФ       | 14345                |

## 2.26 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

Рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементировочного агрегата

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0,9, \quad (4)$$

где  $P_{цг}$  – давление на цементировочной головке в конце цементирования, найденное при «Расчете обсадной колонны на прочность».

$$P_{ца} \geq 20,4.$$

Ближайшее большее давление – 25 МПа при диаметре втулок 100мм.

Затем рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m = G_{сyx} / G_b \quad (5)$$

Для цемента нормальной плотности

$$m = 14 / 13 = 2.$$

Для облегченного

$$m = 38 / 10 = 4.$$

Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования, составленная в соответствии с расчетами количества цементировочной техники, изображена на рисунке 4.

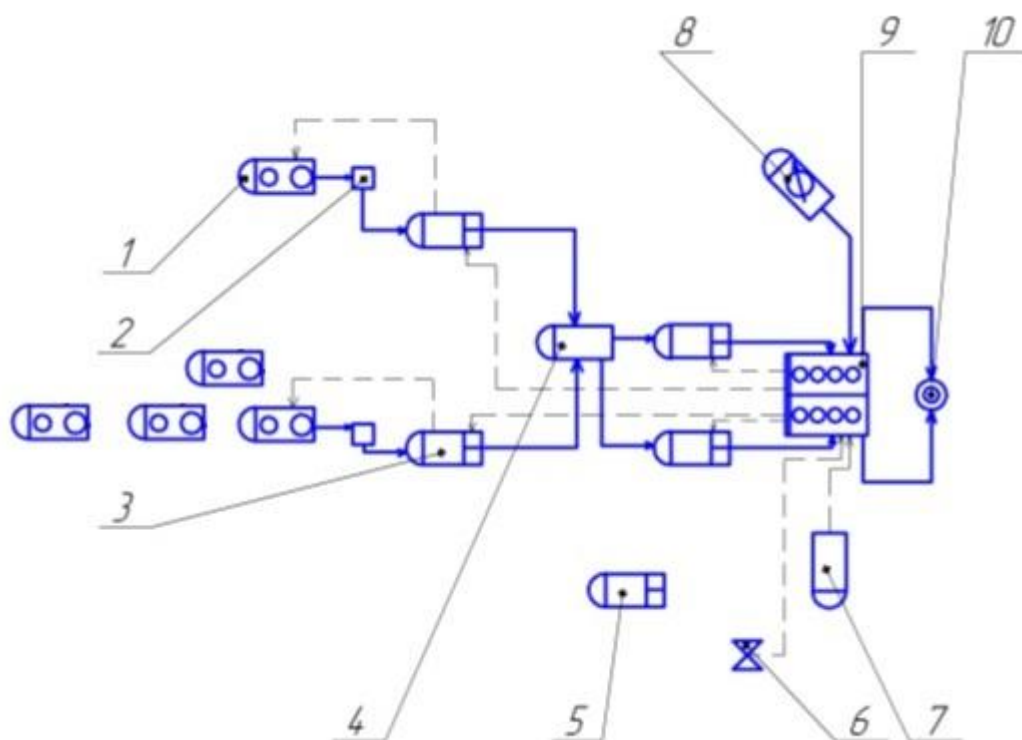


Рисунок 4 – Схема обвязки цементировочной техники с применением цементосмесительных установок и бачка затворения:

- 1 – цементосмесительная машина УС6-30;
- 2 – бачок затворения;
- 3 – цементировочный агрегат ЦА-320М;
- 4 – осреднительная емкость УО-16;
- 5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный);
- 6 – подводящая водяная линия;
- 7 – автоцистерна;
- 8 – станция КСКЦ 01;
- 9 – блок манифольдов СИН-43;
- 10 – устье скважины

## 2.27 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

К элементам технологической оснастки обсадных колонн относятся все устройства, включаемые в состав обсадной колонны или монтируемые на ее внутренней или наружной поверхности, являющиеся неотъемлемой частью сформированной крепи скважины, или выполняющие технологические функции для успешного спуска и цементирования обсадной колонны. Выбранная технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Технологическая оснастка обсадных колонн

| Название колонны, D <sub>усл</sub> | Наименование, шифр, типоразмер | Интервал установки, м |                    | Количество элементов на интервале, шт | Суммарное количество, шт |
|------------------------------------|--------------------------------|-----------------------|--------------------|---------------------------------------|--------------------------|
|                                    |                                | От (верх) по стволу   | До (низ) по стволу |                                       |                          |
| Эксплуатационная, 146 мм           | БКМ-146                        | 2969,7                | 2970               | 1                                     | 1                        |
|                                    | ЦКОД-146                       | 2959,4                | 2959,7             | 1                                     | 1                        |
|                                    | ЦПЦ 146/216                    | 0                     | 860                | 22                                    | 97                       |
|                                    |                                | 860                   | 2675               | 46                                    |                          |
|                                    |                                | 2675                  | 2970               | 29                                    |                          |
|                                    | ЦТ 146/216                     | 860                   | 2675               | 46                                    | 75                       |
|                                    | ЦТ 146/216                     | 2675                  | 2970               | 29                                    |                          |
| ПРП-Ц-В 146                        | 2959                           | 2959,2                | 1                  | 1                                     |                          |
| ПРП-Ц-Н 146                        | 2959,2                         | 2959,4                | 1                  | 1                                     |                          |
| Кондуктор, 245 мм                  | БКМ-245                        | 859,7                 | 860                | 1                                     | 1                        |
|                                    | ЦКОД-245                       | 849,4                 | 849,7              | 1                                     | 1                        |
|                                    | ЦПЦ 245/295                    | 0                     | 50                 | 3                                     | 30                       |
|                                    |                                | 50                    | 860                | 27                                    |                          |
| ПРП-Ц-245                          | 849,1                          | 849,4                 | 1                  | 1                                     |                          |
| Направление, 324 мм                | БКМ-324                        | 49,6                  | 50                 | 1                                     | 1                        |
|                                    | ЦКОД-324                       | 39,2                  | 39,6               | 1                                     | 1                        |
|                                    | ЦЦ-324                         | 0                     | 50                 | 2                                     | 2                        |
|                                    | ПРП-Ц-324                      | 38,9                  | 39,2               | 1                                     | 1                        |

## 2.28 Выбор типа пластоиспытателя

Для проведения испытаний в открытом стволе заложим в проект электрогидравлический пластоиспытатель на кабеле ПЛГК-120, применяемый для необсаженных нефтяных и газовых скважин.

В базовые функции пластоиспытателя входит:

- построение профиля пластового давления и профиля подвижности пластового флюида (ГДК);
- глубинный анализ пластового флюида;
- отбор глубинных представительских проб (PVT-проб).

Также прибор способен передавать данные оператору в режиме реального времени; имеется система аварийной расфиксации в нештатных ситуациях.

Обработка гидродинамических данных, полученных ПЛГК-120, позволяет определить продуктивные пласты, емкость пласта, и выработать мероприятия оптимальной технологии извлечения нефти и газа, что ведет к более рациональному природопользованию.

## 2.29 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъемности, позволяющей проводить спускоподъемные операции с наиболее тяжелой бурильной и обсадной колоннами.

Выбрана буровая установка БУ–3200/200 ДГУ, характеристики представлены в таблице 13 и 14.

Таблица 13 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

| <i><b>Выбранная буровая установка</b></i>   |       |                     |      |
|---|-------|---------------------|------|
| Максимальный вес бурильной колонны, тс ( $Q_{бк}$ )   | 65,32 | $[G_{кр}] / Q_{бк}$ | 1,75 |
| Максимальный вес обсадной колонны, тс ( $Q_{об}$ )  | 124   | $[G_{кр}] / Q_{об}$ | 2,35 |
| Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ( $Q_{пр}$ )  | 152,4 | $[G_{кр}] / Q_{пр}$ | 1,45 |
| Допустимая нагрузка на крюке, тс ( $G_{кр}$ )   | 179   |                     |      |
| Фундаменты (направляющие, фермы, тумбы) входят в заводской комплект буровой установки, поэтому дополнительные расчеты на прочность и определение площади опорной поверхности не требуются |       |                     |      |

Таблица 14 – Характеристика буровой установки БУ-3200/200 ДГУ

| Наименование параметров   |           |
|---|-----------|
| 1   | 2         |
| Допускаемая нагрузка на крюке, кН   | 2000      |
| Условный диапазон глубины бурения, м  | 3200      |
| Наибольшая оснастка талевого системы  | 5 x 6     |
| Диаметр талевого каната, мм   | 28, 32    |
| Скорость подъема крюка при расхаживании колонны и ликвидации аварий, м/с    | 0,1 – 0,2 |
| Скорость установившегося движения при подъеме незагруженного элеватора, м/с | 1,5       |
| Мощность на приводном валу подъемного агрегата, кВт                         | 670       |
| Проходной диаметр стола ротора, мм  | 700       |
| Допускаемая статическая нагрузка на стол ротора, кН                         | 3200      |
| 1   | 2         |
| Число основных буровых насосов, шт  | 2         |
| Номинальная длина свечи, м  | 25        |

### 3 ОСОБЕННОСТИ СБОРКИ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ С ГИДРАВЛИЧЕСКИМ КАНАЛОМ СВЯЗИ

#### Введение

На сегодняшний день сопровождение телеметрического оборудования, решает большой спектр услуг по проводке траектории ствола скважины, для попадания в продуктивный пласт. Сейчас большая часть проектов, на строительстве наклонно-направленных, вертикальных скважин не обходится без телеметрических систем с гидравлическим каналом связи. В данной теме будет рассмотрено особенности сборки телеметрических элементов компании Tolteg, для бесперебойной работы, что приведет к уменьшению времени на строительство скважины.

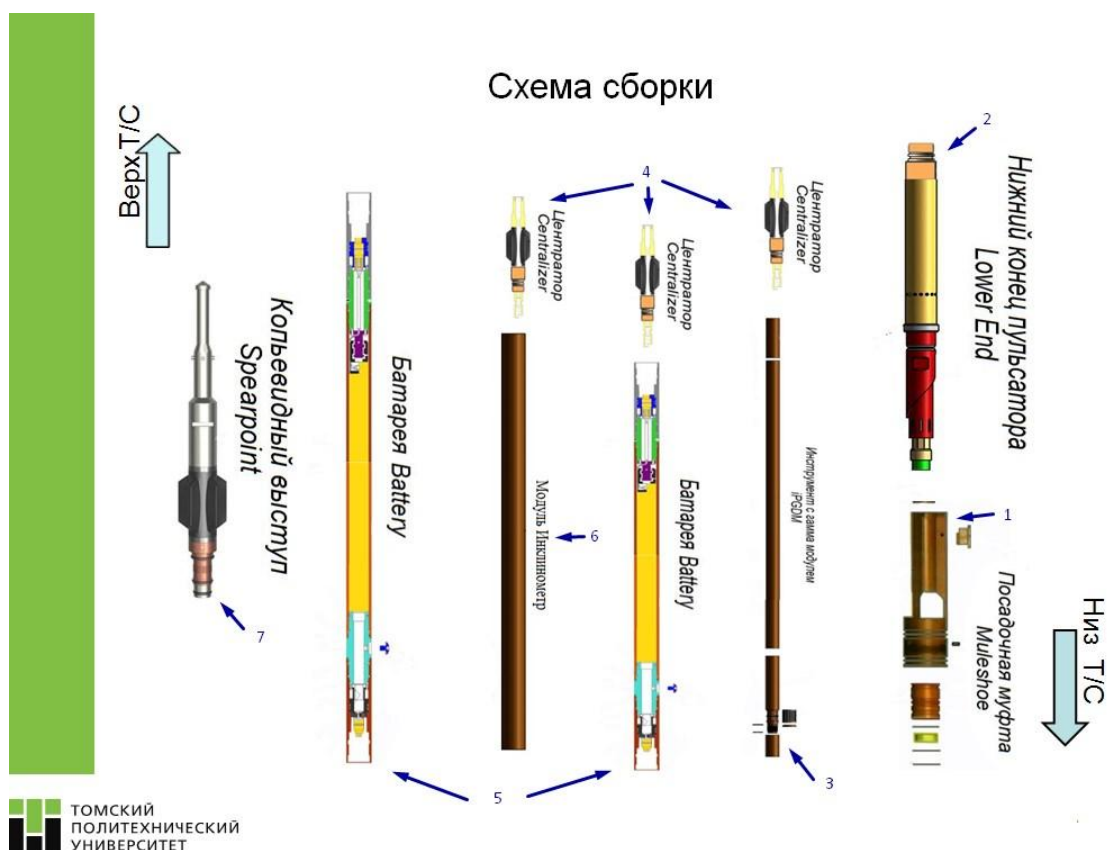


Рисунок 5 – Схема сборки ТМС

1–Посадочная муфта; 2–Низ пульсатора; 3–Гамма модуль; 4–Центратор конектор; 5–Модуль батареи; 6–Модуль инклинометра; 7–Копьевидный выступ.

### 3.1 Этап 1 подготовка посадочной муфты



Рисунок 6– Схема посадочной муфты

Посадочная муфта устанавливается в специальный переводник, который накручивается на забойный двигатель. Сверху на переводник устанавливается 9 метровая НУБТ под телесистему. Особенность данной муфты в том, что можно подобрать нужную диафрагму, для подбора расхода промывочной жидкости. Так же есть ориентирующая шпонка для посадки нижнего конца пульсатора в положение 0 относительно угла перекоса на забойном двигателе.

### 3.2 Этап 2 обслуживание пульсатора

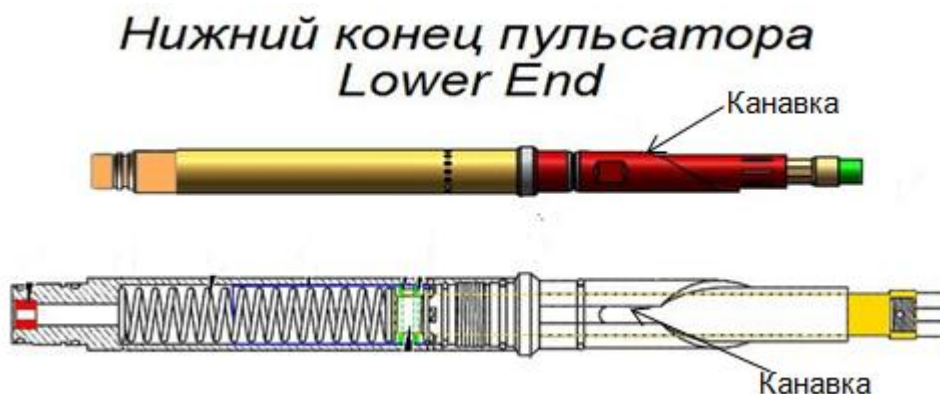


Рисунок 7 – Схема пельсатора

Нижний конец пульсатора предназначен для создания гидравлического канала связи, за счет выдвижения нижнего штока при циркуляции. Гидравлический канал связи является естественным каналом связи, так как в нем в качестве канала связи используется столб бурового раствора в бурильной колонне, а



следовательно, не требуется дополнительных затрат на организацию канала связи и имеет большое преимущество в большой дальности действия

При смене нижней диафрагмы можно задавать нужный расход бурового раствора. Так же в конструкции представлена ориентировочная канавка, для положения 0 телесистемы относительно угла перекоса на ДРУ. Важно при сборке проверить на дефекты, промытости, износ резьбовых соединений и наличие установленных, резиновых уплотнительных колец.

### 3.3 Этап 3 тестирование

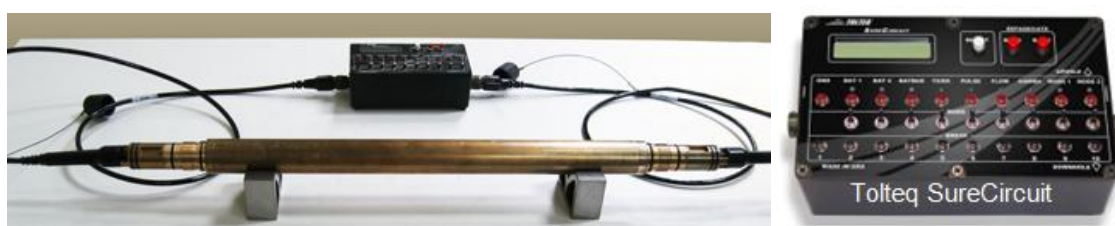


Рисунок 8 – Схема подключения батареи к блоку депассивации

Перед началом сборки, подключаются кабелем соединительные контакты и при помощи специального прибора (Tolteq SureCircuit) проверяется на коммуникацию. Далее делается депассивация батареи, создается напряжение, чтоб продлить срок работы батареи. Новая батарея имеет заряд 28,5 Ач этого заряда хватает на 250 часов циркуляции.

### 3.4 Этап 4 подготовка батарей

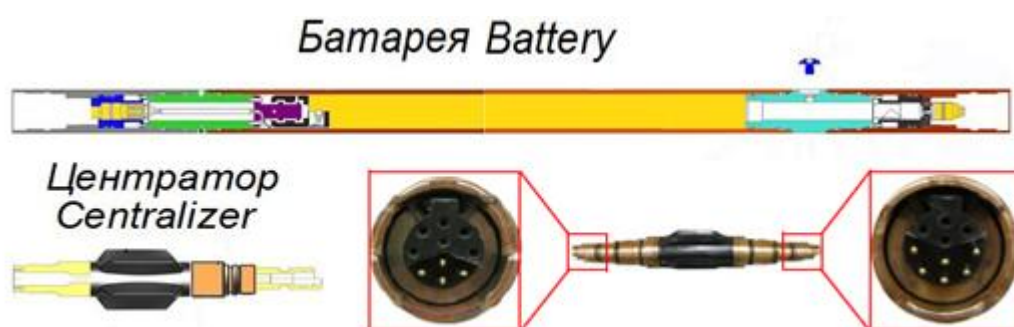


Рисунок 9 – Схема контактов центратора-конектора

Подготовив батарею следующий этап будет подготовка конектора центратор соединяющий следующий элемент телесистемы, инклинометр. Центрирующие, резиновые лопасти, обрезаются ножом под нужный внутренний диаметр немагнитной утяжеленной бурильной трубы, соединительные контакты

центратора так же проверяются мультиметром на коммуникацию. На резьбовых частях присутствуют места для установки уплотнительных колец, которые смазываются силиконом, для предотвращения попадания бурового раствора.

### 3.5 Этап 5 свинчивание резьбовых соединений



Рисунок 10 – Свинчивание резьбовых соединений

Для удобства сборки, на подставку ложиться батарея и закрепляется на задержку специальным трубным ключом, после чего серповидным ключом затягивается фиксирующая гайка. У центратора с обеих сторон имеется амортизирующие пружинные контакты, что способствует удобству свинчивания в полевых условиях.

К элементам добавляется модуль гамма датчика, для регистрации гамма-каратожа в процессе бурения и модуль инклинометра, для определения пространственного положения ствола скважины относительно устья. После подключается программирующий кабель для соединения прибора и ноутбука, где задаются параметры о замере:

- зенитный угол;
- азимут;
- вольтаж батарей;
- вибраций;
- шоков;
- положение установки отклонителя;
- гамма показания;

### 3.6 Этап 6 заключительная часть сборки



Рисунок 11 – Иллюстрации копьевидного выступа, подъемного устройства элеватор под ТМС и обрезная втулка

В заключении сборки накручивается копьевидный выступ протягивается двумя трубными ключами и устанавливается специальный элеватор для подъема, при помощи вспомогательной лебедки на стол ротора. Сажается на наружный диаметр немагнитной трубы, выступающими частями элеватора, после сверху устанавливается дополнительная удерживающая штанга, подвешенная на вспомогательной лебедке и до спускается в посадочное место. Затем ставится обрезное устройство в случае для извлечения телесистемы на каратажном кабеле.

#### **Заключение**

Рассмотрены конструктивные особенности элементов телесистемы с гидравлическим каналом связи компании Tolteg <https://tolteq.com>. В виду про-

стоты сборки, не требует дополнительных навыков и дополнительного оборудования. Данная телесистема предназначена для бурения вертикальных скважин с отклонением до  $60^0$  по зенитному углу. При качественной сборке позволит бесперебойно бурить интервалы, что сократит время на строительство скважины. Имеет достаточно широкий диапазон расхода до 12л/с что позволит снизить расход при поглощении раствора.

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

##### **4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин**

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины.

Предоставленные исходные данные в [приложении Ж 1](#)

##### **4.2 Расчет нормативного времени на механическое бурение**

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а так же действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото по Тюменской области представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Нормы механического бурения на месторождении Томской области

| Интервалы бурения | Интервал, м |          | Количество метров в интервале, м | Норма времени механического бурения 1м породы, ч | Норма проходки на долото, м |
|-------------------|-------------|----------|----------------------------------|--|-----------------------------|
|                   | от (верх)   | до (низ) |                                  |  |                             |
| 1                 | 0           | 50       | 50                               | 0,026  | 490                         |
| 2                 | 50          | 860      | 810                              | 0,032  | 1400                        |
| 3                 | 860         | 2970     | 2110                             | 0,036  | 980                         |

Нормативное время на механическое  $N$ , ч бурение рассчитывается по формуле

$$N = T \cdot H, \quad (6)$$

где  $T$  - норма времени на бурение 1 метра, ч/м.

$H$  - количество метров в интервале, м.

Для направления:

$$N = 50 \cdot 0,026 = 1,3 \text{ ч.}$$

Аналогично произведем расчет остальных интервалов, результаты представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Нормативное время бурения

| Количество метров в интервале, м | Норма времени на бурение 1 метра, ч/м | Нормативное время на механическое бурение, ч |
|----------------------------------|---------------------------------------|--|
| 50                               | 0,026                                 | 1,3  |
| 810                              | 0,032                                 | 25,92  |
| 2110                             | 0,036                                 | 75,96  |
| Итого                            |                                       | 103,18                                       |

Далее производится расчет нормативного количества долот  $n$ . Нормативное количество долот рассчитывается по формуле

$$n = H / П, \quad (7)$$

где  $П$  – нормативная проходка на долото в данном интервале, м. Результаты расчета нормативного количества долот приведены в таблице 17

Таблица 17 – Нормативное количество долот

| Количество метров в интервале $H$ , м | Нормативная проходка на долото в данном интервале $П$ , м | $n$         |
|---------------------------------------|---|-------------|
| 50                                    | 490   | 0,10        |
| 810                                   | 1400  | 0,58        |
| 2110                                  | 980   | 2,15        |
| <b>Итого на скважину</b>              |   | <b>2,83</b> |

#### 4.3 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Укрупненные нормы времени на СПО ТСПО, с составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото.

Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции приведенно в [приложении Ж 2](#)

#### 4.4 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад составляет 1 мин. Нормативное время составит:

направление:  $3 * 1 = 3$  мин;

кондуктор:  $33 * 1 = 33$  мин;

эксплуатационная колонна:  $40 * 1 = 40$  мин;

#### **4.5 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента**

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не свыше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления 8 ч, кондуктора 16 ч, эксплуатационной колонны 24 ч.

#### **4.6 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки**

В укрупненные нормы времени на крепление скважины включено время на выполнение следующих видов работ:

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб;
- спуск резьбовых обсадных труб; - подготовительно-заключительные работы к промывке скважины во время спуска колонны обсадных труб;
- промежуточные работы во время спуска колонны;
- промывка скважины перед цементированием - 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны обсадных труб;
- цементирование скважины;
- заключительные работы после затвердевания цемента;
- герметизация устья скважины.

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементирования направления, кондуктора и технической колонны.

Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ:

Отвертывание долота - 7 минут. Спуск бурильных свечей:

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента  $L_c$ , м по формуле

$$L_c = L_k - L_n, \quad (8)$$

где  $L_k$  – глубина кондуктора, м;

$L_n$  – длина цементной пробки, м.

Для направления:  $L_c = 50 - 10 = 40$  м

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента  $L_n$ , м квадрата (16 м), переводника с долотом (1 м).

$$L_n = 16 + 1 = 17 \text{ м}$$

в) определяется, длина бурильных труб  $L_T$ , м по формуле

$$L_T = L_c - L_n, \quad (9)$$

Для направления:

$$L_T = 40 - 16 = 24 \text{ м}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей  $N$  по формуле

$$N = L_T / l_c, \quad (10)$$

где  $l_c$  – длина одной свечи, м

Для направления:

$$N = 24 / 24 = 1.$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{секции}} = N \cdot 2 + 5$$

$$T_{\text{напр.}} = 1 \cdot 2 + 5 = 7 \text{ мин}$$

Для кондуктора:  $L_c = 860 - 10 = 850$  м

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

$$L_T = 860 - 25 = 835 \text{ м}$$

$$N = 835 / 24 = 34,8 \approx 35 \text{ шт.}$$

$$T_{\text{конд.}} = 35 \cdot 2 + 5 = 75 \text{ мин}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2970 - 10 = 2960 \text{ м}$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

$$L_T = 2970 - 25 = 2945 \text{ м}$$

$$N = 2945/24 = 123$$

$$T_{\text{эк.}} = 123 * 2 + 5 = 251 \text{ мин}$$

Подготовительные и заключительные работы перед и после спуска занимают 17 минут.

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 мин. Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается.

Общее время на разбуривание цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени:

$$t = 7 + 75 + 251 + 5 \cdot (7 + 17 + 24) = 573 \text{ мин} = 9,5 \text{ ч.}$$

#### **4.7 Расчет нормативного времени на геофизические работы**

Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25 ч.

#### **4.8 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами**

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 7,56 ч.

#### **4.9 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ**

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований). Величина процента принимается по сборнику ЕНВ.

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 283,56 часов или 11,8 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %. Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$283,56 \times 0,066 = 18,7 \text{ ч.}$$



Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$289,56 + 18,7 + 25 = 333,26 \text{ ч} = 13,9 \text{ суток.}$$

#### 4.10 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

#### 4.12 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

##### н

Проектная продолжительность  $T_{np}$ , ч определяется по формуле

$$T_{np} = T_n \cdot k \quad (11)$$

$$T_{np} = 333,26 \cdot 1,06 = 353,2 \text{ ч}$$

где  $T_n$ , - проектная продолжительность строительства скважины, ч;

$k$  - поправочный коэффициент

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{np} + t_{кр} + t_{всп} + t_p} \quad (12)$$

где  $\Delta t$  - затраты времени, обусловленные остановками и авариями, независимыми от исполнителей работ, в среднем за 2 года, ч;

$t_{np}$ ,  $t_{кр}$ ,  $t_{всп}$ ,  $t_p$  - соответственно, затраты времени на проходку, крепление, проведение вспомогательных и ремонтных работ, в среднем за 2 года, ч.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 18.

Таблица 18– Продолжительность бурения и крепления скважины

| Вид работ                | Продолжительность |           |      |
|--------------------------|-------------------|-----------|------|
|                          | нормативная, ч    | проектная |      |
|                          |                   | ч         | сут. |
| Бурение:                 |                   |           |      |
| направления              | 1,16              | 1,3       | 0,06 |
| кондуктор                | 30,05             | 43,2      | 1,7  |
| эксплуатационная колонна | 96                | 57,6      | 2,4  |
| Крепление:               |                   |           |      |
| направление              | 3,80              | 3         | 0,12 |
| кондуктор                | 16                | 12        | 0,5  |
| эксплуатационная колонна | 36                | 18        | 0,75 |
| Итого                    | 183               | 137,05    | 5,64 |

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в [приложении Ж 3](#)

#### 4.13 Расчет технико-экономических показателей

После составления нормативной карты рассчитываются следующие нормативные технико-экономические показатели проводки скважины:

а) механическая скорость  $V_M$ , м/ч

$$V_M = H/T_M \quad (13)$$

где  $H$  – глубина скважины, м;

$T_M$  – время механического бурения, ч.

$$V_M = 2970/104,95 = 28,3 \text{ м/ч.}$$

б) рейсовая скорость  $V_p$ , м/ч

$$V_p = H/(T_M + T_{сно}) \quad (14)$$

где  $T_{сно}$  – время спускоподъемных операций, ч.

$$V_p = 2970/(104,95 + 64,17) = 17,6 \text{ м/ч.}$$

в) коммерческая скорость  $V_K$ , м/ч

$$V_K = (H \cdot 720)/T_H, \quad (15)$$

где  $T_H$  – нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

$$V_K = 2970 \cdot 720/283,56 = 7541 \text{ м/ст.мес.}$$

г) проходка на долото  $h_\delta$ , м

$$h_\delta = H/n \quad (16)$$

где  $n$  – количество долот.

$$h_\delta = 2970/2,83 = 1049 \text{ м.}$$

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{clm} = (C_{cm} - П_n)/H \quad (17)$$

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

$П_n$  – плановые накопления, руб.

$$C_{clm} = (166548521 - 39846)/2970 = 56063 \text{ руб.}$$

Результаты расчетов приведены в таблице 19.

Таблица 19-Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

| Показатели                        | Величина |
|-----------------------------------|----------|
| Глубина скважины, м               | 2970     |
| Продолжительность бурения, сут.   | 13,9     |
| Механическая скорость, м/ч        | 28,3     |
| Рейсовая скорость, м/ч            | 17,6     |
| Коммерческая скорость, м/ст.-мес. | 7541     |
| Проходка на долото, м             | 1049     |
| Стоимость одного метра            | 56,063   |

## 5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

### Введение

Данным проектом предусматривается строительство площадки для временного размещения буровой установки и вспомогательных зданий и сооружений при бурении вертикальной разведочной скважины глубиной 2970 м. которое расположено в Томской области. При сооружении проектной скважины при неправильной организации труда, несоблюдении технологии проводки скважины возможны следующие опасности: механические травмы, поражение электрическим током, взрывы, пожары.

### 5.1 Производственная безопасность

Основные элементы производства формирующие вредные и опасные факторы при проектировании, подготовке и выполнении геолого-технических мероприятий указаны в таблице 20

Таблица 20– Основные опасные и вредные производственные факторы

| Вид работ  | Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 2015)   |  | Нормативные документы  |
|--|--|--|--|
| Полевой этап   |  |  |  |
| Строительство скважины;<br>Эксплуатация бурового оборудования;<br>Механическое бурение;<br>Спуско-подъемные операции;<br>Крепление ствола скважины обсадными трубами и цементирование;<br>Приготовление и обработка технологических жидкостей;<br>Освоение скважины. | Вредные  | Опасные  | ГОСТ 12.2.003-91 [3]<br>ГОСТ 12.2.062-81 [4]<br>ГОСТ 12.3.009-76 [5]<br>ГОСТ 12.4.011-89<br>ГОСТ 12.4.125-83 [6]<br>ГОСТ 12.1.005-88 [7]<br>ГОСТ 23407-78 [8]<br>ГОСТ 12.1.019-79 [9]<br>ГОСТ 12.1.030-81 [10]<br>ГОСТ 12.1.006-84 [11]<br>ГОСТ 12.1.038-82 [12]<br>ГОСТ 12.1.003-2014 [13]<br>ГОСТ 12.1.012-90 [14]<br>ГОСТ 12.4.002-97 [15]<br>ГОСТ 12.4.024-86 [16]<br>ГОСТ 12.1.007-76 [17]<br>ГОСТ 12.1.004-91 [18] |
|  | 1. Превышение уровней вибрации.<br>2. Повышение уровней шума<br>3. Недостаточная освещенность рабочей зоны<br>4. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны | 1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;<br>2. Электрический ток;<br>3. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола);<br>4.Пожароопасность |  |

## **5.2 Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению**

### **Превышение уровней вибрации**

Вибрация – это механические колебания, оказывающие ощутимое влияние на человека. Источником вибрации является буровая установка и установка статического зондирования. К основным законодательным документам, регламентирующим вибрацию, относится ГОСТ 12.1.012-2004.

Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь. Согласно ГОСТ 12.1.012-2004 наиболее опасна для человека вибрация с частотой 16-250 Гц.

Разделяют общую и локальную вибрацию. В результате развития вибрационной болезни нарушается нервная регуляция, теряется чувствительность пальцев, расстраивается функциональное состояние внутренних органов.

Значения нормируемых параметров вибрации определяют по результатам измерений на рабочих местах: локальной вибрации – по ГОСТ 31192.2-2005, общей вибрации – по ГОСТ 31319-2006.

Для борьбы с вибрацией машин и оборудования используют различные методы:

- использование машин с меньшей виброактивностью;
- использование материалов и конструкций, препятствующих распространению вибрации и воздействию ее на человека;
- проведение послеремонтного и, при необходимости, периодического контроля виброактивных машин;
- индивидуальные средства защиты: виброобувь и виброрукавицы, вкладыши и прокладки из упругодемпфирующих материалов;
- коллективные средства защиты: амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов.

## **Превышение уровней шума**

Шум–беспорядочные колебания различной физической природы, отличающиеся сложностью временной и спектральной структуры.

Первоначально слово шум относилось исключительно к звуковым колебаниям, однако в современной науке оно было распространено и на другие виды колебаний (радио, электричество).

Внезапные шумы высокой интенсивности, даже кратковременные (взрывы, удары и т.п.), могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки).

Шум может создаваться работающим оборудованием (буровой установкой, установкой статического зондирования, установками воздуха, преобразователями напряжения). В результате исследований установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые изменения в органах слуха человека, повышает утомляемость. Предельно допустимые значения, характеризующие шум, регламентируются в ГОСТ 12.1.003-2014.

Оборудование, машины, которые в процессе работы могут производить шум, неблагоприятно воздействующий на работников, следует конструировать и изготавливать с учетом последних достижений технологии и принципов проектирования, позволяющих снизить излучаемый шум (виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов, экранирование шума преградами, применение противозумных подшипников, глушителей, своевременная смазка трущихся поверхностей).

## **Недостаточная освещенность рабочей зоны**

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение". Освещение должно

быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному.

Нормы освещенности на буровой установке приведены в таблице 21

Таблица 21–Нормы освещенности

| Рабочие места, подлежащие освещению | Места установки светильников  | Норма освещён н-ости, люкс |
|-------------------------------------|---|----------------------------|
| Роторный стол                       | На ногах вышки на высоте 4 м, под углом 45-500.<br>Над лебедкой на высоте 4 м под углом 25-30°. | 75                         |
| Щит КИП                             | Перед приборами   | 100                        |
| Полати верхового рабочего           | На ногах вышки, на высоте не менее 2,5 м. от пола полатей под углом не менее 500.               | 75                         |
| Путь талевого блока.                | На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-700.                            | 20                         |
| Кронблок.                           | Над кронблоком.   | 50                         |
| Приемный мост                       | На ногах вышки на высоте не менее 6м.   | 20                         |
| Редукторное помещение               | На высоте не менее 3 м.   | 30                         |
| Насосный блок- пусковые ящики       | На высоте не менее 3 м.   | 50                         |
| Насосный блок -насосы               | На высоте не менее 3 м.   | 25                         |
| ПВО                                 | Под полом буровой   | 100                        |
| Площадка ГСМ                        | На высоте не менее 3 м.   | 100                        |

### **Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны**

Источниками запыленности и загазованности воздуха на буровой являются силовые приводы, дизельные электростанции, химические реагенты. С целью исключения вредного воздействия отработанного бурового раствора, горюче-смазочных материалов, химических реагентов и веществ в процессе бурения скважины на окружающую среду необходимо выполнение следующих мероприятий:

- вести бурение скважины по без амбарной технологии;
- буровая установка оснащается поддоном для сбора буровых сточных вод, которые потом вместе с буровым раствором подлежат утилизации.
- площадка под буровую установку должна иметь лежнёвку с устройством дренажной системы;

- хранение запаса бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических ёмкостях.

### **5.3 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению**

#### **Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования**

Возникает на всех этапах полевых работ, но возрастание риска подвергнуться механическому воздействию, а в следствии, получить травму можно при погрузочно-разгрузочных работах, монтаже-демонтаже оборудования на скважине и др.

Меры безопасности, в большинстве, сводятся к неукоснительному соблюдению техники безопасности на буровой. Поэтому каждого поступающего на работу человека обязательно нужно проинструктировать по технике безопасности при работе с тем или иным оборудованием; обеспечить медико-санитарное обслуживание.

К основным документам, регламентирующим работу с движущимися механизмами, относится ГОСТ 12.2.003-91, здесь описываются такие требования как:

- материалы конструкции производственного оборудования не должны оказывать опасное и вредное воздействие на организм;
- конструкция производственного оборудования и его отдельных частей должна исключать возможность их падения, опрокидывания и самопроизвольного смещения;
- конструкция производственного оборудования должна исключать падение или выбрасывание предметов (например, инструмента, заготовок, обработанных деталей, стружки), представляющих опасность для работающих;
- производственное оборудование должно быть пожаровзрывобезопасным;
- движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или располо-



жены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства, предотвращающие травмирование;

- элементы конструкции производственного оборудования не должны иметь острых углов, кромок, заусенцев и поверхностей с неровностями.

В последнем случае должны быть предусмотрены меры защиты работающих и т.д. Все рабочие во избежание травм снабжаются спецодеждой: защитная каска, которая выдается каждому члену бригады, щитки защитные лицевые, сапоги, согласно ГОСТ 12.4.011-89.

Согласно ГОСТ 12.2.062-81 все опасные зоны оборудуются ограждениями.

Согласно ГОСТ 12.4.026-2001 вывешиваются инструкции, и плакаты по технике безопасности, предупредительные надписи и знаки, а так же используются сигнальные цвета.

### **Электрический ток**

Опасностями поражения током при проведении полевых работ, сводятся, в основном, к мерам электробезопасности.

Причинами поражения электрическим током могут быть: повреждение изоляции электропроводки, неисправное состояние электроустановок, случайное прикосновение к токоведущим частям (находящимся под напряжением), отсутствие заземления и др. Поэтому работа на каротажных станциях требует помимо соответствующей квалификации персонала большого внимания и строгого соблюдения правил электробезопасности.

Корпуса всех агрегатов должны быть надежно заземлены. Заземление выполняется на контур буровой.

Во избежание электротравм следует проводить следующие мероприятия:

– ежедневно перед началом работы проверять наличие, исправность и комплектность диэлектрических защитных средств (диэлектрические перчатки, боты, резиновые коврики, изолирующие подставки);

– все технологические операции, выполняемые на приёмных и питающих линиях, должны проводиться по заранее установленной и утвержденной системе команд, сигнализации и связи.

– с целью предупреждения работающих об опасности поражения электрическим током широко используют плакаты и знаки безопасности.

Помощь пораженному электротоком необходимо оказывать немедленно, не теряя ни минуты. Прежде всего, добиться прекращения действия тока на пострадавшего, для чего любым способом изолировать его от источника тока. Следует помнить, что электроток вызывает сокращение мышц пальцев, и пострадавший не может самостоятельно разжать их.

### **Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола)**

К работам на высоте относятся работы, при выполнении которых работник находится на расстоянии менее 2 м от неогражденных перепадов по высоте 1,3 м и более. При невозможности устройства ограждений работы должны выполняться с применением предохранительного пояса и страховочного каната.

Верхолазными считаются работы, выполняемые на высоте более 5 м от поверхности земли, перекрытия или рабочего настила, над которыми производятся работы.

При совмещении работ по одной вертикали нижерасположенные места должны быть оборудованы соответствующими защитными устройствами (настилами, сетками, козырьками), установленными на расстоянии не более 6 м по вертикали от нижерасположенного рабочего места. Внизу под местом производства работ определяются и ограждаются опасные зоны, опасные участки обозначаются плакатами, знаками безопасности для предупреждения появления в опасной зоне посторонних лиц.

Необходимо пользоваться средствами индивидуальной защиты от падения с высоты такие как страховочные привязи, амортизаторы блокирующие устройства.

## **Пожаровзрывобезопасность**

По классификации пожароопасных зон площадка изысканий относится к категории II-III (расположенные вне помещения зоны, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки выше 61°C или твердые горючие вещества). Основными причинами пожаров на производстве могут являться:

1. Причины электрического характера (короткие замыкания, перегрев проводов);
2. Открытый огонь (сварочные работы, костры, курение, искры от автотранспорта и неомедленного инструмента);
3. Удар молнии;
4. Разряд зарядов статического электричества.

Для устранения причин пожара электрического характера необходимо: регулярно контролировать сопротивление изоляции электрической сети, принять меры от механических повреждений электрической проводки. Во всех электрических цепях устанавливается отключающая аппаратура (предохранители, магнитные пускатели, автоматы).

Все сварочные работы должны производиться на специально выделенных участках (сварочные посты). В случае необходимости производства сварочных работ в другом месте необходимо получить разрешение у главного инженера. Запрещается курить, разводить костры в недозволенных местах.

Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, должны проходить первичный и вторичный противопожарный инструктаж. По окончании инструктажей проводится проверка знаний и навыков. Результаты проверки оформляются записью в «Журнал регистрации обучения видов инструктажа по технике безопасности» согласно ГОСТ 12.1.004-91.

Для устранения причин пожара электрического характера необходимо: регулярно контролировать сопротивление изоляции электрической сети, принять меры от механических повреждений электрической проводки. Во всех электрических цепях устанавливается отключающая аппаратура (предохранители, магнитные пускатели, автоматы).

Все сварочные работы должны производиться на специально выделенных участках (сварочные посты). В случае необходимости производства сварочных работ в другом месте необходимо получить разрешение у главного инженера. Запрещается курить, разводить костры в недозволенных местах.

Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, должны проходить первичный и вторичный противопожарный инструктаж. По окончании инструктажей проводится проверка знаний и навыков. Результаты проверки оформляются записью в «Журнал регистрации обучения видов инструктажа по технике безопасности» согласно ГОСТ 12.1.004-91.

Для быстрой ликвидации возможного пожара на территории базы располагается стенд с противопожарным оборудованием согласно ГОСТ 12.1.004-91:

1. Огнетушитель марки ОВП-10 и ОП-10 (з) 2 шт.
2. Ведро пожарное 2 шт.
3. Багры 3 шт.
4. Топоры 3 шт.
5. Ломы 3 шт.
6. Ящик с песком, 0,2 м<sup>3</sup> 2 шт.

## **5.4 Экологическая безопасность**

### **Мероприятия по охране литосферы**

Воздействия на окружающую среду регулируются согласно Федеральному закону «О безопасности производственных процессов добычи, транспортировки и хранения газа», представлены в приложении Н.

При производстве буровых работ, загрязнение может приводить к снижению продуктивности почв и ухудшению качества подземных и поверхностных вод. Причины, влияющие на окружающую среду, могут быть следующими:

- правильная прокладка дорог и размещение буровых установок;
- планировка буровых площадок;

- нерациональное использование земельных участков под буровые установки;
- несоблюдение правил и требований.

С целью уменьшения повреждений земельных угодий и снижение вредных воздействий, геологоразведочные организации должны ежегодно разрабатывать планы-графики перемещения буровых агрегатов с учетом времени посевов и уборки сельскохозяйственных культур. Подъездные дороги и буровые площадки по возможности необходимо располагать на малопродуктивных землях, а размеры их должны быть минимальными, все горные выработки после окончания работ должны быть ликвидированы: скважины - тампонажем глиной или цементно-песчаным раствором с целью исключения загрязнения природной среды и активизации геологических и инженерно-геологических процессов.

По окончании буровых работ должна быть проведена рекультивация, то есть комплекс мероприятий по восстановлению земельных отводов литосферы.

### **Мероприятия по охране атмосферы**

Средства защиты атмосферы должны ограничить наличие вредных веществ в воздухе среды обитания человека на уровне не выше ПДК (предельно допустимая концентрация). На практике реализуются следующие варианты защиты атмосферного воздуха:

- вывод токсичных веществ из помещений обще обменной вентиляцией;
- локализация токсичных веществ в зоне их образования местной вентиляцией, очистка загрязнённого воздуха в специальных аппаратах и его возврат в производственной или бытовое помещение, если воздух после очистки в аппарате соответствует нормативным требованиям к приточному воздуху.
- локализация токсичных веществ в зоне их образования местной вентиляцией, очистка загрязнённого воздуха в специальных аппаратах, выброс и рассеивание в атмосфере;
- очистка технологических газовых выбросов в специальных аппаратах, выброс и рассеивание в атмосфере; в ряде случаев перед выбросом отходящие газы разбавляют атмосферным воздухом;

– очистка отработавших газов энергоустановок, например двигателей внутреннего сгорания, в специальных агрегатах, и выброс в атмосферу или производственную зону.

В соответствии с ГОСТ 17.2.3.02-78 для каждого проектируемого и действующего промышленного предприятия устанавливается ПДВ (предельно допустимый выброс) вредных веществ в атмосферу при условии, что выбросы вредных веществ от данного источника в совокупности с другими источниками (с учётом перспектив их развития) не создадут приземную концентрацию, превышающую ПДК.

В тех случаях, когда реальные выбросы превышают ПДВ, необходимо в системе выброса использовать аппараты для очистки газов от примесей.

Аппараты очистки вентиляционных и технологических выбросов в атмосферу делятся на: пылеуловители (сухие, электрические, фильтры, мокрые); туманоуловители (низкоскоростные и высокоскоростные); аппараты для улавливания паров и газов (адсорбционные, хемосорбционные, абсорбционные и нейтрализаторы); аппараты многоступенчатой очистки (уловители пыли и газов, уловители туманов и твёрдых примесей, многоступенчатые пылеуловители).

### **Мероприятия по охране гидросферы**

В процессе бурения происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов производственными водами (буровой раствор, нефтепродукты, минеральные воды), бытовыми стоками. При вскрытии поглощающих горизонтов буровой раствор может поступить в водоносный горизонт, тем самым произойдёт загрязнение водяного пласта. При негерметичности шламового амбара может произойти поступление бурового раствора в близко лежащие водяные пласты и тем самым так же произойдёт загрязнение питьевой воды.

С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия:

- сооружение водоотводов, накопителей и отстойников;
- очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков 86

(канализационные устройства, септики);

- контроль за герметичностью амбара;

- предотвращение поступления бурового раствора в поглощающие горизонты;

- строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора;

- создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

### **5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

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

Источник чрезвычайной ситуации - Опасное техногенное происшествие, авария, катастрофа, опасное природное явление, стихийное бедствие, широко распространенная инфекционная болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация.

Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков:

- по происхождению (антропогенные, природные);

- по продолжительности (кратковременные, затяжные);

- по характеру (преднамеренные, непреднамеренные);

- по масштабу распространения.

В районе проводимых работ возможны следующие чрезвычайные ситуации техногенного характера:

- пожары (взрывы) в зданиях;

- пожары (взрывы) на транспорте.

Алгоритм действий при чрезвычайных ситуациях:

В зоне расположения проектируемого объекта и места производства лабораторных камеральных работ (Томская область) вероятность наступления чрезвычайных ситуаций природного или военного характера крайне мала. Наиболее вероятные ЧС техногенного характера связанные с пожароопасностью.

В случае возникновения пожар на буровой установке при выполнении полевых работ необходимо принять следующие меры:

- остановить работу буровой установки и по возможности обесточить ее;
- немедленно сообщить о возгорании по телефону «01» в пожарную охрану, и ответственному руководителю;
- оценить возможное распространение пожара, создающее угрозу для людей, и пути возможной эвакуации;
- приступить к ликвидации очага при помощи первичных средств пожаротушения, таких, как огнетушители, песок, кошма (плотное покрывало) и др.

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

Согласно ТК РФ, N 197 -ФЗ каждый работник имеет право на:

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;
- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом;
- получение достоверной информации от работодателя, соответствующих государственных органов и общественных организаций об условиях и охране труда на рабочем месте, о существующем риске повреждения здоровья, а также о мерах по защите от воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов;
- отказ от выполнения работ в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда, за исклю-



чением случаев, предусмотренных федеральными законами, до устранения такой опасности;

- обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя;

- обучение безопасным методам и приемам труда за счет средств работодателя;

- личное участие или участие через своих представителей в рассмотрении вопросов, связанных с обеспечением безопасных условий труда на его рабочем месте, и в расследовании происшедшего с ним несчастного случая на производстве или профессионального заболевания;

- внеочередной медицинский осмотр в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка во время прохождения указанного медицинского осмотра;

- гарантии и компенсации, установленные в соответствии с настоящим Кодексом, коллективным договором, соглашением, локальным нормативным актом, трудовым договором, если он занят на работах с вредными и (или) опасными условиями труда.

- повышенные или дополнительные гарантии и компенсации за работу на работах с вредными и (или) опасными условиями труда могут устанавливаться коллективным договором, локальным нормативным актом с учетом финансово-экономического положения работодателя.

Каждый рабочий должен быть проинструктирован по безопасности труда. Работники в зависимости от условий работы и принятой технологии производства должны быть обеспечены соответствующими СИЗ. На рабочих местах, а также в местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи. При возникновении несчастного случая пострадавший или очевидец немедленно должен сообщить непосредственному руководителю работ, который обязан организовать первую помощь пострадавшему и его дос-

тавку в медицинский пункт, а также сообщить о случившемся руководителю подразделения.

Перед началом работ должны быть определены опасные зоны, в которых возможно воздействие опасных производственных факторов, связанных или не связанных с технологией и характером выполняемых работ.

За выполнение тяжелых работ, работ с вредными или опасными условиями труда предусмотрены такие компенсационные доплаты и надбавки, как:

- до 12% тарифной ставки (оклада) за нахождение на рабочем месте с вредными условиями труда не менее 50% рабочего времени (лаборант химического анализа);

- за каждый час ночной работы - 40% часовой тарифной ставки (оклада);

- за работу в выходной и нерабочий праздничный день оплата производится в двойном размере.

Проектируемые работы будут проводиться на территории Томской области, согласно Справочнику базовых цен на инженерно-геологические и инженерно-экологические изыскания для строительства данный район приурочен к районам, где к заработной плате работников применяется коэффициент 1,3

#### Заключение

Раздел социальная ответственность был посвящен охране окружающей среды, технике безопасности при бурении и правилам безопасности при чрезвычайных ситуациях. Проанализированы все возможные меры безопасности жизнедеятельности, для сохранения здоровья работников на буровой площадке, разведочной скважины. Рассмотрены мероприятия по охране недр и окружающей среды и предупреждению аварий и осложнений.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы на строительство разведочной вертикальной скважины на нефть, до глубины 2970м. Были вскрыты три нефтеносных пласта, спроектированы интервалы спуска обсадных колонн, число колонн, интервалы цементирования, крепления скважины. Была рассчитана сметная стоимость бурения скважины. В работе указаны режимы бурения по интервалам, выбран породоразрушающий инструмент, подобраны рецептурные компоненты бурового раствора, для более эффективного разрушения горной породы.

Отображены меры по безопасности работ на буровой площадке, разработаны мероприятия по защите окружающей среды и природо-охранной зоны. Рассмотрены инструкции по чрезвычайным ситуациям.

В специальной части рассмотрены особенности сборки телеметрического оборудования, как для наклонно направленного бурения так и для вертикальных скважин.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ 12.0.003-74. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. Электронный ресурс – Режим доступа: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/41131/>
2. ГОСТ 12.4.236-2011. Система стандартов безопасности труда. Термины и определения. Электронный ресурс – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200085214>
3. ГОСТ 12.1.218-99 Одежда специальная. Общие технические требования. Электронный ресурс – Режим доступа <http://docs.cntd.ru/document/1200008470>
4. ГОСТ 12.1.012-90 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования». Электронный ресурс – Режим доступа: [https://www.ohranatruda.ru/ot\\_biblio/normativ/data\\_normativ/4/4659/](https://www.ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/4/4659/)
5. ГОСТ 12.1-050-86 и ГОСТ 23941-79 ССБТ "Шум. Общие требования безопасности". Электронный ресурс – Режим доступа: <http://www.vashdom.ru/gost/12.1.003-83/>
6. СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение". Электронный ресурс – Режим доступа: <http://base.garant.ru/2306278/>
7. «09.12.2014 N 997» Об утверждении типовых норм – Режим доступа [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_175841/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_175841/)
8. «Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности». Электронный ресурс – Режим доступа: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_146173/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_146173/)
9. «Экологическая безопасность влияние на литосферу , атмосферу , гидросферу» Электронный ресурс - <https://www.expert123.ru/ekologicheskaya-bezopasnost-neftegazovoj-otrasli/>
10. «Безопасность в ЧС и мероприятия по их устранению» Электронный ресурс – <http://docs.cntd.ru/document/499075302>

11. РФ статья 173 «Правовые организационные вопросы» Электронный ресурс: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_34683/80ee003dcff42e74722e1f101f707c1561fdfece/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/80ee003dcff42e74722e1f101f707c1561fdfece/)
12. РФ, N 197 – ФЗ «Правовые организационные вопросы » <https://fzrf.su/kodeks/tk/>
13. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2019. – 152 с.
14. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2019. – 92 с.
15. Справочник специалиста ЗАО «ССК». Томск, 2010. 456 с.
16. В.Н. Губанов, Д.В. Лопатин, В.С. Сычев, А.А. Толстоухов Книга инженера по растворам ЗАО «ССК». – М.: издательство «Гарусс», 2006. – 549 с.
17. В. Ф. Абубакиров, В.Л. Архангельский, Ю.Г. Буримов и др. Буровое оборудование: Справочник: В 2-х т. – М.: Недра, 2000. – Т.1.
18. Ф.Д. Балденко Расчеты бурового оборудования. М.: РГУ нефти и газа И.М. Губкина, 2012. – 428с.
19. Ананьев А.Н., Пеньков А.И. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам – М.: Интернешнл касп флюидз, 2000. – 139 с. Изд.1 Волгоград
20. А.Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатов и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. Под общей редакцией А.И. Спивака. – М.: ООО «Недра–Бизнесцентр», 2003. – 509 с.
21. Перечень переводников и цены [Электронный ресурс]. – <http://www.oiltool.ru/> (Дата обращения 22.05.2019).

22. Трубы бурильные [Электронный ресурс]. – <http://www.semireche.ru> (Дата обращения 22.05.2019).
23. Трубы утяжелённые бурильные сбалансированные [Электронный ресурс]. – <http://kngc.ru> (Дата обращения 22.05.2019).
24. Обратные и переливные клапаны [Электронный ресурс]. – <http://www.pnmr.ru> (Дата обращения 22.05.2019).
25. Основные параметры керноотборных снарядов [Электронный ресурс]. – <http://www.sibburmash.ru> (Дата обращения 22.05.2019).
26. Винтовые забойные двигатели с регулятором угла [Электронный ресурс]. – <http://www.pskunb.ru> (Дата обращения 22.05.2019).
27. Каталог 2016 [Электронный ресурс]. – <http://burintekh.ru/> (Дата обращения 22.05.2019).
28. Оборудование очистки Бурового раствора [Электронный ресурс]. – <http://www.akros-llc.com/> (Дата обращения 22.05.2019).
29. Л.Н. Долгих Крепление, испытания и освоение нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие; Перм. Гос. Техн. Ун-т. Пермь, 2007, – 189 с
30. Сваб [Электронный ресурс]. – <http://www.sibburmash.ru> (Дата обращения 22.05.2019).
31. Пластоиспытатель [Электронный ресурс]. – <http://ngs-service.ru/> (Дата обращения 22.05.2019).
32. Фильтр скважинный [Электронный ресурс]. – <http://www.tatpromfilter.ru> (Дата обращения 22.05.2019).
33. Муфта манжетного цементирования [Электронный ресурс]. – <http://www.zers.ru/> (Дата обращения 22.05.2019).
34. Исмаков Р.А, Закиров Н.Н, Аль – Сухили М.Х, Торопов Е.С. Исследование работы пары “эластомер–металл” силовой секции винтового забойного двигателя // Современные проблемы науки и образования. 2015. № 2–3. С. 23.
35. Бобров М.Г., Трапезников С.Г. Особенности использования винтовых забойных двигателей при бурении скважин // Вестник Ассоциации буро-

вых подрядчиков. 2009. № 1. С. 15–18.

36. Жорник В.И. Эволюция структуры дисперсной фазы пластичных смазок при трибовзаимодействии и её влияние на ресурс узлов трения //Вестник Полоцкого государственного университета. Серия В: Промышленность. Прикладные науки. 2014. № 11. С. 97–105.

37. Виноградова И.Э. Противоизносные присадки к маслам. – М. : Химия, 1972. – 272 с.

38. Мур Д. Трение и смазка эластомеров. США, 1972. Перевод с английского канд. Хим. Наук. Г.И. Бродского – М. Химия, 1977. – 264 с.

39. Литиевая смазка: обеспечиваем надежную защиту любого механизма [Электронный ресурс]. – <http://www.avtoall.ru/article/6785238/> (Дата обращения 22.12.2019).

40. Смазки, классификация, применение. [Электронный ресурс]. – <http://www.uazbuka.ru/lib/oiling.htm> (Дата обращения 22.05.2019).

41. Современное состояние и перспективы развития отечественных винтовых забойных двигателей [Электронный ресурс]. – <http://burneft.ru/> (Дата обращения 22.12.2019).

42. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения – М. ОАО "ВНИИОЭНГ", 2001. – 183 с.

43. СНиП IV – 2 – 82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ – М. ОАО "Металлургия", 1984. – 250 с.

44. Постановление правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года “О внесении изменений в постановление правительства Российской Федерации от 01 января 2002 г. №1”.

45. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 апреля 2017 г. № КЦ/2017 – 04 "Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на апрель 2017 года.

46. ГОСТ 12.1.005–88. ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно–гигиенические требования к воздуху рабочей зо-

ны (с Изменением N 1). [Электронный ресурс]. – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 22.05.2019 г.).

47. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. [Электронный ресурс]. – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 22.05.2019 г.).

48. ГОСТ 12.1.003–2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 22.05.2019 г.).

49. ГН 2.2.5.1313–03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 22.05.2019 г.).

50. ГОСТ 12.2.003–91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 22.05.2019 г.).

51. ГОСТ 12.2.062–81. ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N 1). [Электронный ресурс]. – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 22.05.2019 г.).

52. ГОСТ Р 12.1.019–2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. [Электронный ресурс]. – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 22.05.2019 г.).

53. ГОСТ 12.1.012–2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 22.05.2019 г.).

54. [СНиП 4557–88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях. [Электронный ресурс]. – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 22.05.2019 г.).

55. Трудовой кодекс Российской Федерации. Статья 109 [Электронный ресурс]. – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 22.05.2019 г.).



56. ГОСТ 12.1.029–80. ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация. [Электронный ресурс]. – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 22.05.2019 г.).
57. СН 2.2.4/2.1.8.566–96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий [Электронный ресурс]. – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 22.05.2019 г.).
58. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». [Электронный ресурс]. – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 22.05.2019 г.).
59. РД 39 – 133 – 94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше. [Электронный ресурс].
60. Инструкция по охране труда рабочих при бурение скважин. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [businessforecast.by](http://businessforecast.by) (дата обращения 22.05.2017 г.).
61. ГОСТ Р 55710–2013 ССБТ. Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений. [Электронный ресурс]. – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 22.05.2019 г.).
62. Правила устройства электроустановок. [Электронный ресурс]. – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 22.05.2019 г.).
63. ГОСТ 17.0.0.01–76 Система стандартов в области охраны природы и улучшения использования природных ресурсов. [Электронный ресурс]. – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 22.05.2019 г.).
64. ГОСТ 12.1.008–76. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).

## Приложение А

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

| Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями |      |          | Стратиграфическая приуроченность |        | Коэффициент кавернозности в интервале | Угол залегания пластов |
|---|------|----------|----------------------------------|--------|---------------------------------------|------------------------|
| от  | до   | Мощность | название свит                    | индекс |                                       |                        |
| 1   | 2    | 3        | 4                                | 5      | 6                                     | 7                      |
| 0   | 40   | 4        | четвертичная система             |        | 1,45                                  | 0                      |
| 40  | 215  | 22       | некрасовская серия               |        | 1,45                                  | 0                      |
| 215   | 350  | 35       | тавдинская свита                 |        | 1,45                                  | 0                      |
| 350   | 435  | 44       | люлинворская свита               |        | 1,45                                  | 0                      |
| 435   | 480  | 48       | талицкая свита                   |        | 1,45                                  | 0                      |
| 480   | 675  | 68       | ганькинская свита                |        | 1,45                                  | 0                      |
| 675   | 745  | 75       | славгородская свита              |        | 1,45                                  | 0                      |
| 745   | 850  | 85       | ипатовская свита                 |        | 1,45                                  | 0                      |
| 850   | 875  | 88       | кузнецовская свита               |        | 1,45                                  | 0                      |
| 875   | 1745 | 175      | покурская свита                  |        | 1.1                                   | 0                      |
| 1745  | 2360 | 236      | киялинская свита                 |        | 1.1                                   | 1                      |
| 2360  | 2420 | 242      | тарская свита                    |        | 1.1                                   | 1                      |
| 2420  | 2655 | 266      | куломзинская свита               |        | 1.1                                   | 1                      |
| 2655  | 2675 | 273      | баженовская + георгиевская свиты |        | 1.1                                   | 2                      |
| 2675  | 2755 | 281      | васюганская свита                |        | 1.1                                   | 2                      |
| 2755  | 2935 | 299      | тюменская свита                  |        | 1.1                                   | 2                      |
| 2935  | 2965 | 302      | кора выветривания + палеозой     |        | 1.2                                   | 2                      |

Таблица А 2 – Литологическая характеристика скважины

| Индекс страт. подразделения | Интервал, м |          | Горная порода                        |                      | Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)  |
|-----------------------------|-------------|----------|--------------------------------------|----------------------|---|
|                             | от (верх)   | до (низ) | краткое название                     | % в интервале        |   |
| 1                           | 2           | 3        | 4                                    | 5                    | 6   |
| Q                           | 0           | 30       | пески<br>Суглинки<br>глина<br>Супеси | 40<br>40<br>10<br>10 | Почвенно-растительный слой; Пески серые, светло-серые, суглинки и супеси буровато-серые, глины бурые с прослойками лигнита и почвенно-растительным слоем.                                   |
| P <sub>3</sub> lt           | 30          | 52       | Пески<br>Глины                       | 80<br>20             | Пески серые разномерные глинистые с прослойками глин.   |
| P <sub>3</sub> nm           | 52          | 120      | Пески<br>глины                       | 80<br>20             | Глины серые, коричнево-серые очень плотные, слюдистые, с включениями и прослойками лигнита, песок мелко-зернистый, слюдистый, глинистый с включениями растительной сечки, прослойками глин. |
| P <sub>3</sub> at           | 120         | 290      | Пески                                | 100                  | Песок светло-серый в верхней части разреза тонко зернистый слюдистый в нижней разномерный хорошо промытый   |
| P <sub>2</sub> tv           | 290         | 330      | Глины<br>Пески<br>Алевриты           | 90<br>5<br>5         | Глины зеленовато серые очень плотные с тонкими прослойками алевритов Песков   |
| Pg <sub>2</sub> ll          | 330         | 480      | Глины<br>Пески<br>Алевриты           | 90<br>5<br>5         | Люлинворская свита сложена преимущественно глинами зеленовато-серыми, желто-зелеными, жирными на ощупь, с прослойками и линзами алевритов и песков  |
| K <sub>2</sub> ip           | 745         | 850      | песчаники<br>глины<br>алеволиты      | 40<br>20<br>40       | Песчаники и алевриты зеленовато-серые с прослойками глин серых  |
| K <sub>2</sub> kz           | 850         | 875      | глины<br>пески<br>алеволиты          | 90<br>5<br>5         | глины с зернами глауконита, в основании пески, алевриты   |

Продолжение таблицы А.2

|                                     |      |      |   |                      |   |
|-------------------------------------|------|------|---|----------------------|---|
| K <sub>1-2</sub> pk                 | 875  | 1745 | пески<br>песчаники<br>алевролиты<br>глины                   | 50<br>20<br>20<br>10 | переслаивание песков, песчаников, алевролитов и алевролитистых глин   |
| K <sub>1</sub> kls                  | 1745 | 2360 | песчаники алевролиты<br>аргиллиты<br>глины                  | 20<br>20<br>20<br>40 | Чередование песчаников, алевролитов, аргиллитов и глин  |
| K <sub>1</sub> tr                   | 2360 | 2420 | песчаники алевролиты<br>аргиллиты                           | 70<br>15<br>15       | переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов с преобладанием первых   |
| K <sub>1</sub> klm                  | 2420 | 2655 | песчаники алевролиты<br>аргиллиты                           | 20<br>20<br>60       | аргиллиты серые до черных, тонкослоистые с прослоями песчаников и алевролитов   |
| J <sub>3</sub> bg+J <sub>3</sub> gr | 2655 | 2675 | аргиллиты   | 100                  | аргиллиты глинисто-кремнистые, битуминозные глины аргиллитоподобные   |
| J <sub>3</sub> vs                   | 2675 | 2755 | аргиллиты песчаники<br>алевролиты                           | 30<br>50<br>20       | верхняя часть – переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов, прослой углей; нижняя часть – преимущественно аргиллиты                               |
| J <sub>2</sub> tm                   | 2755 | 2935 | песчаники<br>алевролиты<br>угли<br>аргиллиты                | 20<br>20<br>20<br>40 | переслаивание песчаников, алевролитов, аргиллитов с прослоями угре до 16 м и углистых аргиллитов  |
| к.в. + PZ                           | 2935 | 2965 | аргиллиты<br>известняки<br>магмат. эфф породы<br>алевролиты | 30<br>50<br>10<br>10 | измененные доюрские образования. Эффузивные породы, преимущественно кислого состава, глинистые известняки, органогенные известняки, кремнистые известняки |
|                                     |      |      |   |                      |   |

Таблица А.3 – Физико-механические свойства горных пород

| Индекс<br>страти-<br>графиче-<br>ского<br>подраз-<br>деления | Интервал, м  |          | Краткое на-<br>звание гор-<br>ной породы | Плот-<br>ность,<br>г/см <sup>3</sup> | Порис-<br>тость,<br>про-<br>цент | Прони-<br>ца-<br>емость,<br>м дарси | Гли-<br>нис-<br>тость<br>, про-<br>цент | Кар-<br>бо-<br>нат-<br>ность<br>, про-<br>цент | Твер-<br>дость<br>кгс/мм <sup>2</sup> | Рас-<br>сло-<br>ен-<br>ность<br>поро-<br>ды | Абра-<br>зив-<br>ност<br>ь | Категория<br>породы<br>Промысло-<br>вой квали-<br>фикации<br>(мягкая,<br>средняя и т.<br>п. |
|--|--------------|----------|--|--------------------------------------|----------------------------------|-------------------------------------|---|--|---------------------------------------|---|----------------------------|---|
|  | от<br>(верх) | до (низ) |  |                                      |                                  |                                     |   |  |                                       |   |                            |   |
| 1  | 2            | 3        | 4  | 5                                    | 6                                | 7                                   | 8                                       | 9  | 10                                    | 11  | 12                         | 13  |
| Q  | 0            | 40       | торф                                     | 1,9                                  | 25-30                            | 2500                                | 10                                      | 0  | 0                                     | 1   | 10                         | мягкая  |
|  |              |          | глины                                    | 2,1                                  | 30                               | 0                                   | 95                                      | 0  | 10                                    | 2   | 4                          | мягкая  |
|  |              |          | суглинки                                 | 2,0                                  | 25-30                            | 0                                   | 90                                      | 0  | 10                                    | 2   | 4                          | мягкая  |
| Pq3 nk   | 40           | 215      | пески                                    | 1,9                                  | 30                               | 1000                                | 20                                      | 0  | 0                                     | 1   | 10                         | мягкая  |
|  |              |          | глины                                    | 2,1                                  | 30                               | 0                                   | 95                                      | 0  | 10                                    | 2   | 4                          | мягкая  |
|  |              |          | суглинки                                 | 2,0                                  | 25-30                            | 0                                   | 90                                      | 0  | 10                                    | 2   | 4                          | мягкая  |
|  |              |          | супеси                                   | 2,0                                  | -                                | 1,45                                | -                                       | 0  | 15                                    | 3   | 10                         | мягкая  |
|  |              |          | алевриты                                 | 2,6                                  | -                                | 50                                  | -                                       | 0  | 10                                    | 3   | 10                         | мягкая  |
| Pq3 tv   | 215          | 350      | алевриты                                 | 2,6                                  | -                                | 50                                  | -                                       | 0  | 10                                    | 3   | 10                         | мягкая  |
|  |              |          | пески                                    | 1,9                                  | 30                               | 1000                                | 20                                      | 0  | 0                                     | 1   | 10                         | мягкая  |
|  |              |          | глины                                    | 2,1                                  | 25                               | 0                                   | 10                                      | 0  | 10                                    | 3   | 4                          | мягкая  |

Продолжение таблицы А.3

|         |      |      |            |     |    |           |     |   |    |   |    |         |
|---------|------|------|------------|-----|----|-----------|-----|---|----|---|----|---------|
| Pq2 ll  | 350  | 435  | глины      | 2,1 | 25 | 0         | 100 | 0 | 10 | 3 | 4  | Мягкая  |
|         |      |      | пески      | 2,0 | 25 | 10        | 30  | 0 | 0  | 1 | 10 | мягкая  |
|         |      |      | алевролиты | 2,2 | 25 | 25        | 20  | 0 | 20 | 3 | 6  | мягкая  |
| Pq1 tl  | 435  | 480  | глины      | 2,2 | 25 | 0         | 95  | 0 | 10 | 3 | 4  | мягкая  |
|         |      |      | пески      | 2,0 | 25 | 10        | 30  | 0 | 0  | 1 | 10 | мягкая  |
|         |      |      | алевриты   | 2,6 | -  | 50        | -   | 0 | 10 | 3 | 10 | мягкая  |
| K2 gn   | 480  | 675  | глины      | 2,3 | 20 | 0         | 100 | 5 | 10 | 3 | 4  | мягкая  |
| K2 sl   | 675  | 745  | песчаники  | 2,1 | 22 | 50-300    | 10  | 3 | 25 | 2 | 10 | Мягкая  |
|         |      |      | глины      | 2,3 | 20 | 0         | 95  | 0 | 15 | 3 | 4  | мягкая  |
|         |      |      | алевролиты | 2,2 | 20 | 25        | 20  | 3 | 20 | 3 | 6  | мягкая  |
| K2 ip   | 745  | 850  | глины      | 2,3 | 16 | 0         | 95  | 2 | 15 | 3 | 4  | мягкая  |
|         |      |      | песчаники  | 2,1 | 22 | 50-300    | 10  | 3 | 25 | 2 | 10 | мягкая  |
|         |      |      | алевролиты | 2,2 | 20 | 25        | 20  | 3 | 20 | 3 | 6  | мягкая  |
| K2 kz   | 850  | 875  | глины      | 2,4 | 16 | 0         | 100 | 2 | 20 | 3 | 4  | мягкая  |
|         |      |      | пески      | 2,4 | -  | 600       | -   | 0 | 0  | 1 | 10 | мягкая  |
|         |      |      | алевролиты | 2,2 | 20 | 25        | 20  | 3 | 20 | 3 | 6  | мягкая  |
| K1-2 pk | 875  | 1745 | глины      | 2,4 | 16 | 0         | 95  | 2 | 25 | 3 | 4  | мягкая  |
|         |      |      | песчаники  | 2,1 | 22 | 50-300    | 20  | 3 | 30 | 2 | 10 | средняя |
|         |      |      | алевролиты | 2,3 | 20 | 15        | 95  | 3 | 30 | 3 | 10 | средняя |
|         |      |      | пески      | 2,5 | 38 | 1450-1500 | 7   | 3 | 20 | 1 | 10 | средняя |
| K1 kls  | 1745 | 2360 | песчаники  | 2,2 | 20 | 10        | 15  | 5 | 35 | 3 | 4  | средняя |
|         |      |      | алевролиты | 2,3 | 15 | 0         | 25  | 5 | 30 | 3 | 3  | средняя |
|         |      |      | аргиллиты  | 2,4 | 5  | 0         | 95  | 5 | 50 | 3 | 4  | средняя |
|         |      |      | глины      | 2,4 | 20 | 0         | 95  | 5 | 30 | 3 | 4  | средняя |
| K1 tr   | 2360 | 2420 | песчаники  | 2,1 | 22 | 10        | 20  | 0 | 25 | 1 | 10 | средняя |
|         |      |      | алевролиты | 2,3 | 12 | 0         | 25  | 5 | 35 | 3 | 4  | средняя |
|         |      |      | аргиллиты  | 2,4 | 5  | 0         | 95  | 5 | 50 | 3 | 4  | средняя |

Окончание таблицы А.3

|             |      |      |                    |     |      |       |    |    |     |   |    |         |
|-------------|------|------|--------------------|-----|------|-------|----|----|-----|---|----|---------|
| K1 klm      | 2420 | 2655 | песчаники          | 2,1 | 22   | 10    | 20 | 0  | 25  | 1 | 10 | средняя |
|             |      |      | алевролиты         | 2,3 | 12   | 0     | 25 | 5  | 35  | 3 | 4  | средняя |
|             |      |      | аргиллиты          | 2,4 | 5    | 0     | 95 | 5  | 50  | 3 | 4  | средняя |
| J3 bg+J3 gr | 2655 | 2675 | аргиллиты          | 2,4 | 5    | 0     | 95 | 5  | 70  | 3 | 4  | средняя |
| J3 vs       | 2675 | 2755 | алевролиты         | 2,3 | 10   | 5     | 40 | 5  | 70  | 3 | 6  | средняя |
|             |      |      | песчаники          | 2,3 | 15   | 5-200 | 20 | 5  | 65  | 3 | 10 | средняя |
|             |      |      | аргиллиты          | 2,4 | 5    | 0     | 95 | 5  | 80  | 3 | 4  | средняя |
| J2 tm       | 2755 | 2935 | аргиллиты          | 2,4 | 5    | 0     | 90 | 5  | 120 | 3 | 4  | твердые |
|             |      |      | алевролиты         | 2,3 | 10   | 5     | 40 | 5  | 70  | 3 | 6  | средняя |
|             |      |      | угли               | 1,2 | 0    | 0     | 0  | 0  | 40  | 4 | 5  | средняя |
|             |      |      | песчаники          | 2,3 | 15,0 | 5-10  | 20 | 5  | 80  | 3 | 10 | средняя |
| к.в. + PZ   | 2935 | 2965 | аргиллиты          | 2,4 | 5,0  | 0     | 90 | 5  | 70  | 3 | 4  | твердые |
|             |      |      | магмат. эфф породы | 2,3 | 12,0 | 5-100 | 10 | 5  | 80  | 3 | 10 | твердые |
|             |      |      | алевролиты         | 2,3 | 10   | 5     | 40 | 5  | 70  | 3 | 6  | твердые |
|             |      |      | известняки бокситы | 2,8 | 24,2 | 64,1  | 35 | 80 | 170 | 4 | 6  | твердые |

Таблица А 4 – Прогноз давлений и температур по разрезу скважины

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м  |             | Градиент давления        |             |                              |                          |             |                              |                          |             |                              |                          |             |                              | Температура в конце интервала |                              |
|---|--------------|-------------|--------------------------|-------------|------------------------------|--------------------------|-------------|------------------------------|--------------------------|-------------|------------------------------|--------------------------|-------------|------------------------------|-------------------------------|------------------------------|
|   | от<br>(верх) | ДО<br>(низ) | пластового               |             |                              | порового                 |             |                              | гидро разрыва пород      |             |                              | горного                  |             |                              | градус                        | источ<br><br>ник<br><br>полу |
|   |              |             | кгс/см <sup>2</sup> на м |             | источ<br><br>ник<br><br>полу | кгс/см <sup>2</sup> на м |             | источ<br><br>ник<br><br>полу | кгс/см <sup>2</sup> на м |             | источ<br><br>ник<br><br>полу | кгс/см <sup>2</sup> на м |             | источ<br><br>ник<br><br>полу |                               |                              |
|   |              |             | от<br>(верх)             | до<br>(низ) |                              | от<br>(верх)             | ДО<br>(низ) |                              | от<br>(верх)             | ДО<br>(низ) |                              | от<br>(верх)             | ДО<br>(низ) |                              |                               |                              |
| 2                                       | 3            | 4           | 5                        | 6           | 7                            | 8                        | 9           | 10                           | 11                       | 12          | 13                           | 14                       | 15          | 16                           | 17                            |                              |
| l                                       | 0            | 40          | 0,000                    | 0,100       | РФЗ                          | 0,000                    | 0,100       | РФЗ                          | 0,000                    | 0,200       | РФЗ                          | 0                        | 0,22        | РФЗ                          | 5                             | РФЗ                          |
| Q                                       | 0            | 40          | 0,000                    | 0,100       | РФЗ                          | 0,000                    | 0,100       | РФЗ                          | 0,000                    | 0,200       | РФЗ                          | 0                        | 0,22        | РФЗ                          | 5                             | РФЗ                          |
| Pg <sub>3</sub> nk                      | 40           | 215         | 0,100                    | 0,100       | РФЗ                          | 0,100                    | 0,100       | РФЗ                          | 0,200                    | 0,200       | РФЗ                          | 0,22                     | 0,22        | РФЗ                          | 10                            | РФЗ                          |
| Pg <sub>3</sub> tv                      | 215          | 350         | 0,100                    | 0,100       | РФЗ                          | 0,100                    | 0,100       | РФЗ                          | 0,200                    | 0,200       | РФЗ                          | 0,22                     | 0,22        | РФЗ                          | 20                            | РФЗ                          |
| Pд <sub>2</sub>                         | 350          | 435         | 0,100                    | 0,100       | РФЗ                          | 0,100                    | 0,100       | РФЗ                          | 0,200                    | 0,200       | РФЗ                          | 0,22                     | 0,22        | РФЗ                          | 30                            | РФЗ                          |
| Pgiti                                   | 435          | 480         | 0,100                    | 0,100       | РФЗ                          | 1,450                    | 0,100       | РФЗ                          | 0,200                    | 0,200       | РФЗ                          | 0,22                     | 0,22        | РФЗ                          | 31                            | РФЗ                          |
| K <sub>2</sub> gn                       | 480          | 675         | 0,100                    | 0,100       | РФЗ                          | 0,100                    | 0,100       | РФЗ                          | 0,200                    | 0,200       | РФЗ                          | 0,22                     | 0,22        | РФЗ                          | 35                            | РФЗ                          |
| K <sub>2</sub> si                       | 675          | 745         | 0,100                    | 0,100       | РФЗ                          | 0,100                    | 0,100       | РФЗ                          | 0,200                    | 0,200       | РФЗ                          | 0,22                     | 0,22        | РФЗ                          | 39                            | РФЗ                          |
| K <sub>2</sub> ip                       | 745          | 850         | 0,100                    | 0,100       | РФЗ                          | 0,100                    | 0,100       | РФЗ                          | 0,190                    | 0,190       | РФЗ                          | 0,22                     | 0,22        | РФЗ                          | 42                            | РФЗ                          |
| K <sub>2</sub> kz                       | 850          | 875         | 0,100                    | 0,100       | РФЗ                          | 0,100                    | 0,100       | РФЗ                          | 0,190                    | 0,190       | РФЗ                          | 0,22                     | 0,22        | РФЗ                          | 43                            | РФЗ                          |
| K <sub>1-2</sub> Pk                     | 875          | 1745        | 0,100                    | 0,100       | РФЗ                          | 0,100                    | 0,100       | РФЗ                          | 0,190                    | 0,190       | РФЗ                          | 0,22                     | 0,22        | РФЗ                          | 67                            | РФЗ                          |
| K, kls                                  | 1745         | 2360        | 0,100                    | 0,100       | РФЗ                          | 0,100                    | 0,100       | РФЗ                          | 0,170                    | 0,170       | РФЗ                          | 0,22                     | 0,22        | РФЗ                          | 69                            | РФЗ                          |
| K, tr                                   | 2360         | 2420        | 0,100                    | 0,100       | РФЗ                          | 0,100                    | 0,100       | РФЗ                          | 0,165                    | 0,165       | РФЗ                          | 0,22                     | 0,23        | РФЗ                          | 85                            | РФЗ                          |
| K-i klm                                 | 2420         | 2655        | 0,100                    | 0,100       | РФЗ                          | 0,100                    | 0,100       | РФЗ                          | 0,165                    | 0,165       | РФЗ                          | 0,23                     | 0,23        | РФЗ                          | 87                            | РФЗ                          |
| J <sub>3</sub> bg+J3 gr                 | 2655         | 2675        | 0,102                    | 0,102       | РФЗ                          | 0,102                    | 0,102       | РФЗ                          | 0,165                    | 0,165       | РФЗ                          | 0,23                     | 0,23        | РФЗ                          | 95                            | РФЗ                          |
| J <sub>3</sub> vs                       | 2675         | 2755        | 0,102                    | 0,102       | РФЗ                          | 0,102                    | 0,102       | РФЗ                          | 0,165                    | 0,165       | РФЗ                          | 0,24                     | 0,24        | РФЗ                          | 98                            | РФЗ                          |
| J <sub>2</sub> tm                       | 2755         | 2935        | 0,102                    | 0,102       | РФЗ                          | 0,102                    | 0,102       | РФЗ                          | 0,165                    | 0,165       | РФЗ                          | 0,24                     | 0,24        | РФЗ                          | 99                            | РФЗ                          |
| к.в + PZ                                | 2935         | 2965        | 0,102                    | 0,102       | РФЗ                          | 0,102                    | 0,102       | РФЗ                          | 0,160                    | 0,160       | РФЗ                          | 0,24                     | 0,24        | РФЗ                          | 100                           | РФЗ                          |





Интервал 0–50 бурение четвертичных отложений возможно интенсивное поглощение бурового раствора, интенсивный вынос песка, разжижение раствора водоносными пластами. В данном интервале решено применить раствор *глинистого типа (бентонитовый раствор)*.

Интервал 0–860 м по литологическому строению и физико-химической активности взаимодействия с буровыми растворами относятся к третьей (глины) и четвертой (алевролиты) группам. Породы, имеющие пластинчатое строение, характеризуются неустойчивостью к осыпям и обвалам. В данном интервале под кондуктор принято применить *(ингибирующий буровой раствор)*.

## Приложение Б

Таблица Б 1 – Характеристика – нефтегазоводоносности по разрезу скважины

| Индекс стратиграфического подразделения         | Интервал |      | Тип коллектора | Плотность, кг/м <sup>3</sup> | Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут | Газовый фактор (для нефтяных пластов), м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> | Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)   |
|---|----------|------|----------------|------------------------------|--------------------------------------|---|--|
|   | от       | до   |                |                              |                                      |   |  |
| 1   | 2        | 3    | 4              | 5                            | 6                                    | 7   | 8  |
| Нефтеносность                                   |          |      |                |                              |                                      |   |  |
| J <sub>3</sub> (Ю <sub>1</sub> <sup>1-2</sup> ) | 2675     | 2690 | терригенный    | 723 (п.у.);<br>834 (п. дег)  | 11–30                                | 125   | -  |
| J <sub>3</sub> (Ю <sub>1</sub> <sup>1-2</sup> ) | 2865     | 2870 | терригенный    | 712 (п.у.);<br>815 (п. дег)  | 11–30                                | 55  | -  |
| Кв.+Pz *  | 2935     | 2945 | Трещиноватый   | 711 (п.у.);<br>815 (п. дег)  | 10–20                                | 45  | -  |
| Газоносность                                    |          |      |                |                              |                                      |   |  |
| -   | -        | -    | -              | -                            | -                                    | -   | -  |
| Водоносность                                    |          |      |                |                              |                                      |   |  |
| Pg <sub>3</sub> nk                              | 40       | 215  | терригенный    | 1,00                         | 5                                    | -   | Да. Минерализ. – 0,28 г/л.. ГКН Хим. состав (преоблад.): Cl <sup>-</sup> - 1,17 мг/л HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> - 4.6 мг/л, Na <sup>+</sup> -0.55 мг/л, Mg <sup>++</sup> - 1.73 мг/л, Ca <sup>++</sup> - 7.9 мг/л |
| K <sub>2</sub> ip                               | 745      | 850  | терригенный    | 1,01                         | 100                                  | -   | Нет. Минерализ. – 14,2 г/л.. Хим. состав (преоблад.): Cl <sup>-</sup> - 257,5 мг/л, HCO <sub>3</sub> - 1,7 мг/л, Na <sup>+</sup> 266,5 мг/л, Mg <sup>++</sup> -13,3 мг/л, Ca <sup>++</sup> - 25 мг/л                 |

Продолжение таблицы Б.1

|                     |      |      |                        |       |      |   |   |
|---------------------|------|------|------------------------|-------|------|---|---|
| K <sub>1-2</sub> pk | 875  | 1745 | терригенный            | 1,017 | 100  | - | Нет. Минерализ. – 14,2 г/л. Хим. состав (преоблад.): Cl <sup>-</sup> - 257,5 мг/л, SO <sub>4</sub> <sup>-</sup> - <2 мг/л, HCO <sub>3</sub> - 1,7 мг/л, Na <sup>+</sup> 266,5 мг/л, Mg <sup>++</sup> 13.3 мг/л, Ca <sup>++</sup> 25 мг/л    |
| J <sub>3</sub> vs   | 2690 | 2755 | терригенный            | 1,018 | До 5 | - | Нет. Минерализ. – 30 г/л. Хим. состав (преоблад.): Cl <sup>-</sup> - 16029 мг/л, SO <sub>4</sub> <sup>-</sup> - 22 мг/л, HCO <sub>3</sub> - 900 мг/л, Na <sup>+</sup> - 9724 мг/л, Mg <sup>++</sup> - 172 мг/л, Ca <sup>++</sup> - 551 мг/л |
| J <sub>2</sub> tm   | 2870 | 2935 | терригенный            | 1,019 | До 5 | - | Нет. Минерализ. – 27 г/л. Хим. состав (преоблад.): Cl <sup>-</sup> - 6000 мг/л, SO <sub>4</sub> <sup>-</sup> - 12 мг/л, HCO <sub>3</sub> - 403,8 мг/л, Na <sup>+</sup> - 3000 мг/л, Mg <sup>++</sup> - 90 мг/л, Ca <sup>++</sup> - 350 мг/л |
| к.в. + PZ*          | 2935 | 2965 | терригенно-карбонатный | 1,02  | До 5 | - | Нет. Минерализ. – 25-100 г/л. Хим. состав (преоблад.): Cl <sup>-</sup> - 2500 мг/л, SO <sub>4</sub> <sup>-</sup> - 5 мг/л, HCO <sub>3</sub> - 50 мг/л, Na <sup>+</sup> - мг/л, Mg <sup>++</sup> - 90 мг/л, Ca <sup>++</sup> - 250 мг/л      |

Разрез представлен тремя нефтеносными, и шестью водоносными пластами. Скважина проектируется для эксплуатации нефтяных пластов. Нефтяные пласты находятся в следующих интервалах: 1) 2675–2690 м, 2) 2865–2870 м, 3) 2935–2945 м. Конструкция скважины проектируется так, что перебуриваются все флюидонасыщенные пласты для обеспечения возможности их дальнейшей эксплуатации. Для обеспечения района бурения питьевой и технической водой проектируется вертикальная скважина глубиной 350 м для эксплуатации водоносного горизонта 0–215 м.

## Приложение В

Таблица В 1 – Возможные осложнения по разрезу скважины

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м |      | Тип осложнения                 | Характеристика и условия возникновения   |
|---|-------------|------|--------------------------------|--|
|   | От          | До   |                                |  |
| 1                                       | 2           | 3    | 4                              | 5  |
| Q – Pq <sub>3</sub> nk                  | 0           | 215  | Поглощение бурового раствора   | Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт более 20%   |
| K <sub>1-2</sub> pk                     | 845         | 1745 |                                |  |
| K <sub>1</sub> kls                      | 1745        | 2360 |                                |  |
| K <sub>1</sub> tr                       | 2360        | 2420 |                                |  |
| кв. + Pz                                | 2935        | 2965 |                                |  |
| Q – K <sup>2</sup> sl                   | 0           | 745  | Осыпи и обвалы стенок скважины | Соблюдение технологической скорости бурения, проработка ствола скважины, увеличение плотности и снижение водоотдачи промывочной жидкости |
| K <sub>1-2</sub> pk                     | 875         | 1745 |                                |  |
| K <sub>1</sub> kls                      | 1745        | 2360 |                                |  |
| Q – Pq <sub>3</sub> nk                  | 40          | 215  | Нефтегазоводопрооявления       | Снижение противодавления на пласт, Увеличение водоотдачи, перелив бурового раствора  |

Продолжение таблицы В.1

|  |      |      |                         |   |
|--|------|------|-------------------------|---|
| K <sub>2</sub> ip                      | 745  | 850  | Нефтегазоводопроявления | Снижение противодавления на пласт, Увеличение водоотдачи, перелив бурового раствора   |
| K <sub>1-2</sub> pk                    | 875  | 1745 |                         | -//-  |
| 3 vs                                   | 2675 | 2690 |                         | Несоблюдение параметров бурового раствора, Перелив бурового раствора, пленка нефти  |
|  | 2690 | 2755 |                         | Снижение противодавления на пласт. Увеличение водоотдачи, перелив бурового раствора   |
| J <sub>2</sub> tm                      | 2865 | 2870 |                         | Несоблюдение параметров бурового раствора. Перелив бурового раствора, пленка нефти  |
|  | 2870 | 2935 |                         | Снижение противодавления на пласт. Увеличение водоотдачи, перелив бурового раствора   |
| к.в. + PZ                              | 2935 | 2965 |                         | Снижение противодавления на пласт. Увеличение водоотдачи, перелив бурового раствора   |
| Q - Pg <sub>3</sub> tv                 | 0    | 350  | Прихватопасные зоны     | Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы                  |
| Pg <sub>2</sub> ll - K <sub>2</sub> sl | 350  | 745  |                         | Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы                  |
| K <sub>1-2</sub> pk                    | 875  | 1745 |                         | Несоблюдение режимов промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы и отсутствие проработки ствола в интервалах его сужения |

Окончание таблицы В.1

|  |      |      |  |   |
|--|------|------|--|---|
| J <sub>3</sub> vs                      | 2675 | 2755 |  | Оставление бурового инструмента без движения. Увеличение плотности бурового раствора выше проектной                 |
| к.в. + PZ                              | 2935 | 2965 |  | Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, оставление бурового инструмента без движения  |
| Pg <sub>2</sub> ll + K <sub>2</sub> sl | 350  | 745  | Возможны кавернообразование                                | За счет потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора                              |
| K <sub>1-2</sub> pk                    | 875  | 1745 | Возможны кавернообразование, сужение ствола                | За счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора |
| K <sub>1</sub> kls+tr                  | 1745 | 2420 | Возможны незначительное кавернообразование, сужение ствола | За счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора |

В разрезе представлен ряд интервалов, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения. Наиболее встречаемыми являются поглощение бурового раствора и нефтегазоводопроявление, что требует проектирования дополнительных средств для их предупреждения и ликвидации. В интервале 0–215, 875–2420, и 2935–2965 м. возможны частичные поглощения бурового раствора. Следовательно, необходимо запроектировать использование наполнителей бурового раствора.

В интервалах 0–745, 875–1745 и 1745–2360 м ожидаются высокоинтенсивные осыпи и обвалы стенок скважины. Поэтому рекомендуется спроектировать для него буровые растворы с минимальной водоотдачей для снижения вероятности набухания и диспергирования глин. Предполагается бурение с высокой механической скоростью, поддержание проектных параметров бурового раствора, обработка раствора ингибирующими глинистые материалы химреагентами, недопущение сальникообразований и подъема бурильного инструмента с поршневанием, контроль за объемом долива скважины во время простоев и СПО, недопущение длительных простоев необсаженного наклонно-направленного ствола скважины.

В интервалах 350–745, 875–1745 и 1745–2420 м ожидаются кавернообразования и сужение ствола скважины, за счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола, вследствие некачественного бурового раствора. Данные проблемы решаются с использованием полимерного (инкапсулированного) бурового раствора. Данный тип растворов предотвращает набухание глинистых минералов, создает непроницаемую фильтрационную корку, содержащую легкорастворимую мраморную крошку.



### Приложение Г

Таблица Г 1 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

| Интервал                    |               | 0–50                              | 50–860                            | 860–2970                          |
|-----------------------------|---------------|-----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| Шифр долота                 |               | Ш 393,7 МЗ–ГВ                     | БИТ 295,3 МС<br>511               | БИТ 215,9 ВТ<br>613               |
| Тип долота                  |               | Шарошечное<br>долото              | БИТ                               | БИТ                               |
| Диаметр долота, мм          |               | 393,7                             | 295,3                             | 215,9                             |
| Тип горных пород            |               | М                                 | МС                                | ТК                                |
| Присоединительная<br>резьба | ГОСТ          | 3–117                             | 3–152                             | 3–133                             |
|                             | API           | 6 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> REG | 6 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> REG | 4 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> REG |
| Длина, м                    |               | 0,5                               | 0,39                              | 0,4                               |
| Масса, кг                   |               | 180                               | 50                                | 40                                |
| G, тс                       | Рекомендуемая | 5–10                              | 2–10                              | 2–12                              |
|                             | Предельная    | 23                                | 40                                | 40                                |
| n,<br>об/мин                | Рекомендуемая | 145–160                           | 60–350                            | 60–450                            |
|                             | Предельная    | 160                               | 350                               | 450                               |

Таблица Г 2 – Характеристики калибраторов

| Интервал                    |      | 50–860  | 860–2970   |
|-----------------------------|------|---|--|
| Шифр калибратора            |      | КП–295,3 СТ   | КС–215,9 ТК  |
| Тип калибратора             |      | Лопастной с прямыми<br>лопастями                                      | Лопастной со спи-<br>ральными<br>лопастями                               |
| Диаметр калибратора, мм     |      | 295,3   | 215,9  |
| Тип горных пород            |      | СТ  | СТК  |
| Присоединительная<br>резьба | ГОСТ | 3–117 / 3–117   | 3–117 / 3–117  |
|                             | API  | 4 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> REG / 4 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> REG | 4 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> REG / 4 <sup>1</sup> / <sub>2</sub><br>REG |
| Длина, м                    |      | 0,4   | 0,4  |
| Масса, кг                   |      | 90  | 90   |

## Приложение Д

Таблица Д.1 – КНБК для бурения интервала под направление (0–50 м.)

| №                                       | Типоразмер,<br>шифр                 | Длина,<br>м | Наруж.<br>диаметр,<br>мм | Внут.<br>диаметр,<br>мм | Резьба<br>(низ)  | Тип соеди-<br>нения<br>(низ)  | Сум.вес, т |
|---|-------------------------------------|-------------|--------------------------|-------------------------|------------------|-------------------------------|------------|
|   |                                     |             |                          |                         | Резьба<br>(верх) | Тип соеди-<br>нения<br>(верх) |            |
| <b>Бурение под направление (0–50 м)</b> |                                     |             |                          |                         |                  |                               |            |
| 1                                       | Долото<br>ШЗ93,7 М-ГВ               | 0,53        | 393,7                    | -                       |                  |                               | 0,150      |
|   |                                     |             |                          |                         | 3-171            | Ниппель                       |            |
| 2                                       | Переводник<br>Н171 / М177           | 0,50        | 203                      | 100                     | 3-171            | Муфта                         | 0,211      |
|   |                                     |             |                          |                         | 3-177            | Муфта                         |            |
| 3                                       | Бурильная<br>труба ТБПК<br>127x10 Е | До<br>устья | 127                      | 107                     | 3-133            | Ниппель                       | 0,354      |
|   |                                     |             |                          |                         | 3-133            | Муфта                         |            |
| 4                                       | Переводник<br>Н147 / М133           | 0,43        | 203                      | 100                     | 3-133            | Ниппель                       | 0,388      |
|   |                                     |             |                          |                         | 3-133            | Ниппель                       |            |
| 5                                       | КШ-178<br>М147xН147                 | 0,54        | 178                      | 70                      | 3-133            | Муфта                         | 0,448      |
|   |                                     |             |                          |                         | 3-133            | Ниппель                       |            |
| 6                                       | ВБТ-133К                            | 16,46       | 171,4                    | 80                      | 3-133            | Ниппель                       | 2,097      |
|   |                                     |             |                          |                         | 3-152            | Муфта                         |            |

Таблица Д 2 – КНБК для бурения интервала под кондуктор (50–860 м.)

| №                                       | Типоразмер,<br>шифр              | Длина,<br>м | Наруж.<br>диаметр,<br>мм | Внут.<br>диаметр,<br>мм | Резьба<br>(низ)  | Тип соеди-<br>нения<br>(низ)  | Сум.вес<br>, т |
|---|----------------------------------|-------------|--------------------------|-------------------------|------------------|-------------------------------|----------------|
|   |                                  |             |                          |                         | Резьба<br>(верх) | Тип соеди-<br>нения<br>(верх) |                |
| <b>Бурение под кондуктор (50–860 м)</b> |                                  |             |                          |                         |                  |                               |                |
| 1                                       | PDC 295,3 MC 511                 | 0,39        | 295,3                    | -                       |                  |                               | 0,050          |
| 2                                       | КС–295,3 СТ                      | 7,4         | 295,3                    | 100                     | 3-152            | Ниппель                       | 0,170          |
|   |                                  |             |                          |                         | 3-152            | Муфта                         |                |
| 3                                       | ВЗД<br>Д1-240 7:8                | 6,930       | 240                      | -                       | 3-152            | Ниппель                       | 1,660          |
|   |                                  |             |                          |                         | 3-171            | Муфта                         |                |
| 4                                       | Переводник<br>Н171 / М147        | 0,45        | 203                      | 100                     | 3-171            | Ниппель                       | 0,061          |
|   |                                  |             |                          |                         | 3-147            | Муфта                         |                |
| 5                                       | УБТ 178x10 Д                     | 12          | 178                      | 90                      | 3-147            | Ниппель                       | 0,145          |
|   |                                  |             |                          |                         | 3-147            | Муфта                         |                |
| 6                                       | Переводник<br>Н147 / М133        | 0,44        | 178                      | 54                      | 3-147            | Муфта                         | 0,030          |
|   |                                  |             |                          |                         | 3-133            | Ниппель                       |                |
| 7                                       | Бурильная труба<br>ТБПК 127x10 Е | До<br>устья | 127                      | 91                      | 3-133            | Муфта                         | 0,023          |
|   |                                  |             |                          |                         | 3-133            | Ниппель                       |                |
| 8                                       | Переводник<br>Н147 / М133        | 0,35        | 178                      | 90                      | 3-133            | Муфта                         | 0,031          |
|   |                                  |             |                          |                         | 3-133            | Ниппель                       |                |
| 9                                       | КШ–178<br>М147xН147              | 0,54        | 178                      | 70                      | 3-133            | Муфта                         | 0,060          |
|   |                                  |             |                          |                         | 3-133            | Ниппель                       |                |
| 1<br>0                                  | ВБТ-133К                         | 16,46       | 171,4                    | 80                      | 3-133            | Ниппель                       | 1,649          |
|   |                                  |             |                          |                         | 3-152            | Муфта                         |                |

Таблица Д.3 – КНБК для бурения интервала под эксплуатационную колонну (860–2970 м.)

| №  | Типоразмер, шифр              | Длина, м | Наруж. диаметр, мм | Внут. диаметр, мм | Резьба (низ)  | Тип соединения (низ)  | Сум.вес, т |
|--|-------------------------------|----------|--------------------|-------------------|---------------|-----------------------|------------|
|  |                               |          |                    |                   | Резьба (верх) | Тип соединения (верх) |            |
| <b>Бурение под эксплуатационную колонну (860-2970 м)</b> |                               |          |                    |                   |               |                       |            |
| 1  | PDC 215,9 ВТ 613              | 0,4      | 215,9              | -                 |               |                       | 0,04       |
| 3  | КС-215,9 СТ                   | 0,5      | 215,9              | 70                | 3-117         | Ниппель               | 0,08       |
|  |                               |          |                    |                   | 3-147         | Муфта                 |            |
| 4  | ВЗД ДГР1 172                  | 8,6      | 172                | -                 | 3-147         | Ниппель               | 1,123      |
|  |                               |          |                    |                   | 3-147         | Муфта                 |            |
| 5  | Переводник Н147 / М133        | 0,35     | 178                | 54                | 3-147         | Ниппель               | 0,061      |
|  |                               |          |                    |                   | 3-133         | Муфта                 |            |
| 6  | УБТ 146x10 Д                  | 24       | 146                | 74                | 3-133         | Ниппель               | 97,6       |
|  |                               |          |                    |                   | 3-133         | Муфта                 |            |
| 7  | Переводник Н147 / М133        | 0,48     | 127                | 80                | 3-133         | Ниппель               | 0,036      |
|  |                               |          |                    |                   | 3-147         | Муфта                 |            |
| 8  | Бурильная труба ТБПК 127x10 Д | До устья | 127                | 108,6             | 3-147         | Ниппель               | 0,26       |
|  |                               |          |                    |                   | 3-147         | Муфта                 |            |
| 9  | Переводник Н147 / М147        | 0,37     | 127                | 80                | 3-147         | Ниппель               | 0,31       |
|  |                               |          |                    |                   | 3-147         | Муфта                 |            |
| 10   | КШ-178 М147xН147              | 0,54     | 127                | 70                | 3-147         | Ниппель               | 0,06       |
|  |                               |          |                    |                   | 3-147         | Муфта                 |            |
| 11   | ВБТ-133К                      | 16,46    | 133                | 80                | 3-147         | Ниппель               | 1,649      |
|  |                               |          |                    |                   | 3-147         | Муфта                 |            |

Таблица Д.4 – КНБК для бурения интервала под отбор керна (2645–2945 м)

| №                                | Типоразмер,<br>шифр                               | Длина,<br>м | Наруж.<br>диаметр,<br>мм | Внут.<br>диаметр,<br>мм | Резьба<br>(низ)  | Тип соеди-<br>нения<br>(низ)  | Сум.вес<br>, т |
|----------------------------------|---|-------------|--------------------------|-------------------------|------------------|-------------------------------|----------------|
|                                  |   |             |                          |                         | Резьба<br>(верх) | Тип соеди-<br>нения<br>(верх) |                |
| <b>Отбор керна (2645-2945 м)</b> |   |             |                          |                         |                  |                               |                |
| 1                                | Бурильная головка<br>КСС 214,3/80 СТ1             | 0,3         | 215.9                    | -                       |                  |                               | 0.021          |
|                                  |   |             |                          |                         | 3-121            | Муфта                         |                |
| 2                                | Кернотборный<br>снаряд<br>УКР - 146/80<br>«Силур» | 9,297       | 146                      | 80                      | 3-121            | Ниппель                       | 0,620          |
|                                  |   |             |                          |                         | 3-150            | Муфта                         |                |
| 3                                | Переводник<br>Н150 / М147                         | 0,4         | 146                      | 74                      | 3-150            | Ниппель                       | 97,6           |
|                                  |   |             |                          |                         | 3-147            | Муфта                         |                |
| 4                                | УБТ 146x10 Д                                      | 50          | 127                      | 58                      | 3-147            | Ниппель                       | 97,6           |
|                                  |   |             |                          |                         | 3-147            | Муфта                         |                |
| 5                                | Переводник<br>Н147 / М133                         | 0,4         | 127                      | 80                      | 3-147            | Ниппель                       | 0,034          |
|                                  |   |             |                          |                         | 3-133            | Муфта                         |                |
| 6                                | Бурильная труба<br>ТБПК 127x10 Д                  | До<br>устья | 127                      | 108,6                   | 3-133            | Ниппель                       | 0,026          |
|                                  |   |             |                          |                         | 3-133            | Муфта                         |                |
| 7                                | Переводник<br>Н133 / М133                         | 0,48        | 127                      | 80                      | 3-133            | Ниппель                       | 0,019          |
|                                  |   |             |                          |                         | 3-133            | Муфта                         |                |
| 8                                | КШ-178<br>М147xН147                               | 0,54        | 127                      | 70                      | 3-133            | Ниппель                       | 0,060          |
|                                  |   |             |                          |                         | 3-133            | Муфта                         |                |
| 9                                | ВБТ-133К  | 16,46       | 133                      | 80                      | 3-133            | Ниппель                       | 1,649          |
|                                  |   |             |                          |                         | 3-133            | Муфта                         |                |

## Приложение Е

Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов  
Таблица Е.1 – Параметры бурового раствора по интервалам бурения

| Результаты проектирования       |      |                              |                         |                                     |                        |                                     |      |                     |          |           |
|---------------------------------|------|------------------------------|-------------------------|-------------------------------------|------------------------|-------------------------------------|------|---------------------|----------|-----------|
| Интервал бурения (по стволу), м |      | Плотность, г/см <sup>3</sup> | СНС <sub>10</sub> , дПа | СНС <sub>1</sub> <sub>0</sub> , дПа | Условная вязкость, сек | Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин | рН   | Содержание песка, % | ДН С, Па | ПВ, мПа*с |
| от                              | до   |                              |                         |                                     |                        |                                     |      |                     |          |           |
| 0                               | 50   | 1,18                         | –                       | –                                   | 40–60                  | ≤10                                 | 8–10 | ≤2                  | 8–20     | 8–10      |
| 50                              | 860  | 1,15                         | 10–40                   | 35–37                               | 25–60                  | 3–5                                 | 8–10 | ≤1.5                | 8–20     | 8–9       |
| 860                             | 2970 | 1,08                         | 10–40                   | 20–60                               | 30–50                  | 4–6                                 | 8–10 | ≤0.5                | 5–20     | 9–10      |

Описание компонентного состава бурового раствора по интервалам бурения  
Таблица Е.2 – Компонентный состав бентонитового раствора (направление)

| Наименование хим. реагента | Класс                     | Назначение   | Концентрация, кг/м <sup>3</sup> |
|----------------------------|---------------------------|--|---------------------------------|
| Каустическая сода          | Регулятор щелочности (рН) | регулирование щелочности среды                                   | 0,27                            |
| Кальцинированная сода      | Регулятор рН и жесткости  | удаления карбоната кальция из раствора                           | 0,27                            |
| Глинопорошок               | Структурообразователь     | придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи | 40                              |
| Смазывающая добавка        | ПАВ                       | снижение поверхностного натяжения на границе фаз                 | 0,56                            |
| Барит                      | Утяжелитель               | 1000   | 124                             |

Таблица Е.3 – Компонентный состав ингибирующего раствора (кондуктор)

| <b>Наименование хим. реагента</b>  | <b>Класс</b>              | <b>Назначение</b>   | <b>Концентрация, кг/м<sup>3</sup></b> |
|------------------------------------|---------------------------|---|---------------------------------------|
| Каустическая сода                  | Регулятор щелочности (Ph) | Регулирование кислотности среды                                   | 1,50                                  |
| Биополимер, либо глинопо-рошок     | Структурообразователь     | Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтрато-отдачи | 11                                    |
| ПАЦ ВВ                             | Понизитель фильтра-ции    | Регулятор фильтрации, реологических свойств                       | 2                                     |
| ПАА                                | Понизитель фильтра-ции    | Стабилизатор, регуля-тор фильтрации, ин-капсулятор                | 1,1                                   |
| ФХЛС                               | Понизитель вязкости       | Снижение вязкости   | 2                                     |
| Электролит (соль) КСl, NaCl, и пр. | Ингибитор                 | Предотвращение набу-хания глин, растворе-ния солей                | 50                                    |
| Смазочная до-бавка                 | ПАВ                       | Снижение коэффици-ента трения в скважине                          | 3–5                                   |
| Пенוגаситель Пента-465             | Пеногаситель              | Предотвращение пено-образования                                   | 0,2                                   |
| Мраморная крошка                   | Утяжелители               | Регулирование плотно-сти, кольматация кана-лов                    | 40                                    |

Таблица Е.4 – Компонентный состав полимерного (инкапсулированного) раствора (эксплуатационная колонна)

| <b>Наименование хим. реагента</b> | <b>Класс</b>              | <b>Назначение</b>  | <b>Концентрация, кг/м<sup>3</sup></b> |
|-----------------------------------|---------------------------|--|---------------------------------------|
| Каустическая сода                 | Регулятор щелочности (Ph) | Регулирование кислотности среды                                  | 0,2–0,3                               |
| ПАВ                               | ПАВ                       | Снижение поверхностного натяжения на границе фаз                 | 1                                     |
| Биополимер                        | Структурообразователь     | Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи | 0,3–0,4                               |
| ПАЦ ВВ                            | Понизитель фильтрации     | Регулятор фильтрации, реологических свойств                      | 1–1,2                                 |
|                                   |                           |  |                                       |
| Инкапсулятор                      | Понизитель фильтрации     | Инкапсулятор, стабилизатор, регулятор фильтрации                 | 0,8–1                                 |
| Смазывающая добавка               | ПАВ                       | Снижение коэффициента трения в скважине                          | 9–10                                  |
| Мраморная крошка                  | Утяжелители               | Регулирование плотности  | 40–45                                 |



Таблица Е.5 – Результаты расчета системы бурового раствора под интервал 0-2970

| Направление Интервал бурения, м.                                 |      | Длина интервала, м. | Диаметр долота под интервал, мм. | Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм. | k <sub>каверн.</sub> | Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> . |
|--|------|---------------------|----------------------------------|---|----------------------|--|
| от   | до   |                     |                                  |   |                      |  |
| 0  | 50   | 50                  | 393,7                            | -   | 1,45                 | V <sub>скв</sub> = 8,82                            |
| Расчетные потери бурового раствора при фильтрации                |      |                     |                                  |   |                      | V <sub>фил</sub> = 0,71                            |
| Расчетные потери бурового раствора при очистке                   |      |                     |                                  |   |                      | V <sub>пот</sub> = 5,9                             |
| Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО         |      |                     |                                  |   |                      | V <sub>спо</sub> = 0,25                            |
| Объем раствора в конце бурения интервала                         |      |                     |                                  |   |                      | V <sub>1</sub> = 8,82                              |
| <b>Объем раствора к приготовлению:</b>                           |      |                     |                                  |   |                      | V <sub>бр</sub> = 29,509                           |
| Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал  |      |                     |                                  |   |                      | V <sub>перев1</sub> = 13,58                        |
| Кондуктор Интервал бурения, м.                                   |      | Длина интервала, м. | Диаметр долота под интервал, мм. | Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм. | k <sub>каверн.</sub> | Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> . |
| от   | до   |                     |                                  |   |                      |  |
| 50   | 860  | 810                 | 295,3                            | 323,9   | 1,45                 | V <sub>скв</sub> = 101,92                          |
| Расчетные потери бурового раствора при фильтрации                |      |                     |                                  |   |                      | V <sub>фил</sub> = 6,817                           |
| Расчетные потери бурового раствора при очистке                   |      |                     |                                  |   |                      | V <sub>пот</sub> = 55                              |
| Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО         |      |                     |                                  |   |                      | V <sub>спо</sub> = 4,05                            |
| Объем раствора в конце бурения интервала                         |      |                     |                                  |   |                      | V <sub>2</sub> = 93,1                              |
| <b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>         |      |                     |                                  |   |                      | V <sub>бр</sub> = 257,067                          |
| Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала |      |                     |                                  |   |                      | V <sub>перев1</sub> = 13,58                        |
| <b>Объем раствора к приготовлению:</b>                           |      |                     |                                  |   |                      | V <sub>2</sub> = 243,487                           |
| Экспл. колонна Интервал бурения, м.                              |      | Длина интервала, м. | Диаметр долота под интервал, мм. | Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм. | k <sub>каверн.</sub> | Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> . |
| от   | до   |                     |                                  |   |                      |  |
| 860  | 2970 | 2110                | 215,9                            | 244,5   | 1,2                  | V <sub>скв</sub> = 232,58                          |
| Расчетные потери бурового раствора при фильтрации                |      |                     |                                  |   |                      | V <sub>фил</sub> = 13,34                           |
| Расчетные потери бурового раствора при очистке                   |      |                     |                                  |   |                      | V <sub>пот</sub> = 65,86                           |
| Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО         |      |                     |                                  |   |                      | V <sub>спо</sub> = 10,55                           |
| Объем раствора в конце бурения интервала                         |      |                     |                                  |   |                      | V <sub>3</sub> = 130,66                            |
| <b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>         |      |                     |                                  |   |                      | V <sub>бр</sub> = 356,39                           |
| Планируемый объем переведенного раствора                         |      |                     |                                  |   |                      | V <sub>перев2</sub> = 159,8                        |
| <b>Объем раствора к приготовлению:</b>                           |      |                     |                                  |   |                      | V <sub>3</sub> = 317,767                           |

Таблица Е.6– Результаты расчетов потребного количества реагентов

| Наименование материала | Назначение   | Упаковка ед. изм. | Потребное количество реагентов |    |           |     |                |    |        |     |
|------------------------|--|-------------------|--------------------------------|----|-----------|-----|----------------|----|--------|-----|
|                        |  |                   | Направление                    |    | Кондуктор |     | Экспл. колонна |    | Итого  |     |
|                        |  |                   | кг                             | уп | кг        | уп  | кг             | уп | кг     | уп  |
| Каустическая сода      | Регулирование кислотности среды                                  | 25,0              | 31,75                          | 1  | 113,1     | 4   | 117,6          | 4  | 262,45 | 9   |
| Глинопорошок           | Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи | 1000              | 1588                           | 2  | 9048      | 8   | 0              | 0  | 10636  | 10  |
| Биополимер             | Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи | 25                | 0                              | 0  | 0         | 0   | 156,8          | 5  | 156,8  | 5   |
| ПАЦ НВ                 | Регулятор фильтрации   | 25                | 0                              | 0  | 2262      | 41  | 1960           | 61 | 4222   | 102 |
| ПАЦ ВВ                 | Регулятор фильтрации, реологических свойств                      | 25                | 0                              | 0  | 452,4     |     | 470            | 15 | 922,4  | 15  |
| Ингибитор              | Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород      | 200               | 0                              | 0  | 11310     | 452 | 0              | 0  | 11310  | 452 |

Продолжение таблицы Е.6

|                   |  |             |   |   |       |    |       |    |         |    |
|-------------------|--|-------------|---|---|-------|----|-------|----|---------|----|
| Смазочная добавка | Снижение коэффициента трения в скважине          | 186         | 0 | 0 | 0     | 6  | 3920  | 21 | 4077,85 | 21 |
| ПАВ               | Снижение поверхностного натяжения на границе фаз | 25 канистра | 0 | 0 | 1131  | 30 | 392   | 30 | 1523    | 60 |
| Инкапсулятор      | Инкапсулятор, стабилизатор, регулятор фильтрации | 20          | 0 | 0 | 0     | 0  | 392   | 20 | 392     | 20 |
| Мраморная крошка  | Регулирование плотности                          | 1000        | 0 | 0 | 10179 | 15 | 17639 | 13 | 27818   | 28 |
| ПАА               | Понизитель фильтрации                            | 0           | 0 | 0 | 905   | 5  | 0     | 0  | 905     | 0  |
| ФЧЛС              | Понизитель вязкости                              | 0           | 0 | 0 | 4524  | 10 | 0     | 0  | 4524    | 0  |
| Пенагоситель      | Предотвращение пенообразования                   | 0           | 0 | 0 | 45,24 | 0  | 0     | 0  | 45,24   | 0  |

## Приложение Ж

Таблица Ж 1 – 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                                   | 50       | Бурение                      | 0.397   | 0.05   | Периферийная   | 3                       | 14      | 95,3                    | 390,4                                 |
| <b>Под кондуктор</b>                |          |                              |   |  |                |                         |         |                         |                                       |
| 50                                  | 860      | Бурение                      | 0.488   | 0.045  | Периферийная   | 3                       | 12      | 58,3                    | 70,7                                  |
| <b>Под эксплуатационную колонну</b> |          |                              |   |  |                |                         |         |                         |                                       |
| 860                                 | 2970     | Бурение                      | 0.87  | 0.074  | Периферийная   | 3                       | 12      | 80,2                    | 111,5                                 |
| <b>Отбор керна</b>                  |          |                              |   |  |                |                         |         |                         |                                       |
| 2675                                | 2945     | Отбор керна                  | 0,67  | 0.074  | Периферийная   | 4                       | 10      | 86,6                    | 130,2                                 |

Таблица Ж 2 – Режим работы буровых насосов

| Интервал по стволу, м |          | Вид технологической операции | Тип       | Количество | Режим работы бурового насоса |                                   |  |                        |                            |                         | Суммарная производительность насосов в интервале, л/с |
|-----------------------|----------|------------------------------|-----------|------------|------------------------------|-----------------------------------|--|------------------------|----------------------------|-------------------------|---|
| От (верх)             | До (низ) |                              |           |            | КПД                          | Диаметр цилиндрических втулок, мм | Допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup> | Коэффициент наполнения | Число двойных ходов в мин. | Производительность, л/с |   |
| 0                     | 50       | Бурение                      | УНБТ-1180 | 2          | 100                          | 160                               | 275,4                                    | 85                     | 125                        | 30,6                    | 61,2  |
| 50                    | 860      | Бурение                      | УНБТ-1180 | 2          | 100                          | 160                               | 275,4                                    | 85                     | 125                        | 30,6                    | 61,2  |
| 860                   | 2970     | Бурение                      | УНБТ-1180 | 1          | 100                          | 150                               | 316,8                                    | 85                     | 125                        | 27,2                    | 27,2  |
| 2675                  | 2945     | Отбор керна                  | УНБТ-1180 | 1          | 100                          | 150                               | 285,1                                    | 85                     | 125                        | 27,2                    | 27,2  |

Таблица Ж 3 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

| Интервал по стволу, м |          | Вид технологической операции | Давление на стояке в конце интервала, кгс/см <sup>2</sup> | Потери давления (в кгс/см <sup>2</sup> ) для конца интервала в |                    |                   |                        |                           |
|-----------------------|----------|------------------------------|---|--|--------------------|-------------------|------------------------|---------------------------|
| От (верх)             | До (низ) |                              |   | Элементах КНБК   |                    | Бурильной колонне | Кольцевом пространстве | Обвязке буровой установки |
|                       |          |                              |   | Насадках долота  | Забойном двигателе |                   |                        |                           |
| 0                     | 50       | Бурение                      | 74,5  | 63,8   | 0                  | 0,7               | 0                      | 10                        |
| 50                    | 860      | Бурение                      | 150,2   | 23,1   | 50,3               | 48,5              | 18,4                   | 10                        |
| 860                   | 2970     | Бурение                      | 261,5   | 41   | 73,2               | 100,8             | 78,5                   | 8,9                       |
| 2675                  | 2945     | Отбор керна                  | 252   | 47,9   | 0                  | 108,6             | 86,5                   | 8,9                       |

## Приложение И

Таблица И 1 – Исходные данные к финансовому менеджменту

|  |                              |
|--|------------------------------|
| Проектная глубина, м:                      | 2970                         |
| Способ бурения:                            |                              |
| - под направление                          | Роторный                     |
| - под кондуктор и эксплуатационную колонны | ВЗД                          |
| Цель бурения                               | разведка                     |
| Конструкция скважины:                      |                              |
| - направление                              | d 393,7 мм на глубину 50 м   |
| - кондуктор                                | d 295,3 мм на глубину 860 м  |
| - эксплуатационная                         | d 215,9 мм на глубину 2970 м |
| Буровая установка                          | БУ–3200/200 ДГУ              |
| Оснастка талевого системы                  | 6'5                          |
| Насосы:                                    |                              |
| - тип- количество, шт.                     | УНБТ–1180, 2шт.              |
| производительность, л/с:                   |                              |
| - в интервале 0-20м.                       | 58                           |
| - в интервале 20-1400м.                    | 58                           |
| - в интервале 1400-2770м.                  | 36                           |
| Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):         |                              |
| - в интервале 50-860м.                     | УБТ–178x10Д – 12м.           |
| - в интервале 860-2970м.                   | УБТ–146x10Д – 12м.           |
| Забойный двигатель (тип):                  |                              |
| - в интервале 50-860м.                     | Д1–240                       |
| - в интервале 860-2970м.                   | ДГР1–172                     |
| Бурильные трубы: длина свечей, м           | 24                           |
| - в интервале 0-50м.                       | ТБВ 203x10 Е –18м.           |
| - в интервале 50-860м.                     | ТБПК 178x10 Д –18м.          |
| - в интервале 860-2970м.                   | ТБПК 127x10 Д –18м.          |
| Типы и размеры долот:                      |                              |
| - в интервале 0-50м.                       | Ш393,7 М–ГВ                  |
| - в интервале 50-860м.                     | БИТ 295,3 МС 511             |
| - в интервале 860-2970м.                   | БИТ 215,9 ВТ 613             |

Таблица И 2 – Расчет нормативного времени на спуско-подъемные операции

| Исходные данные из нормативной карты |                     |                   |                             | Исходные данные из сборника УНВ на СПО |             |                     |                    | Расчет нормативного времени на СПО, ч |
|--------------------------------------|---------------------|-------------------|-----------------------------|--|-------------|---------------------|--------------------|---------------------------------------|
| Интервалы бурения                    | интервал бурения, м | размер долота, мм | норма проходки на долото, м | номер таблицы                          | номер графы | интервал бурения, м | норма времени, ч/м |                                       |
| 1                                    | 2                   | 3                 | 4                           | 5                                      | 6           | 7                   | 8                  | 9                                     |
| Направление                          | 0-50                | 393,7             | 490                         | 11                                     | 24          | 0-50                | 0,0121             | 0,48                                  |
| Кондук тор                           | 50-860              | 295,3             | 1400                        | 12                                     | 32          | 0-100               | 0,0122             | 0,73                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 100-200             | 0,0133             | 1,33                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 200-300             | 0,0146             | 1,46                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 300-400             | 0,0146             | 1,46                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 400-500             | 0,0146             | 1,46                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 500-600             | 0,0155             | 1,55                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 600-700             | 0,0158             | 1,58                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 700-800             | 0,0159             | 1,59                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 800-860             | 0,0160             | 1,60                                  |
| Эксплу ационная                      | 860-2970            | 215,9             | 980                         | 12                                     | 32          | 860-960             | 0,0199             | 1,99                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 960-1060            | 0,0210             | 2,10                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 1060-1160           | 0,0230             | 2,30                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 1160-1260           | 0,0233             | 2,33                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 1260-1360           | 0,0240             | 2,40                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 1360-1460           | 0,0246             | 2,46                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 1460-1560           | 0,0249             | 2,49                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 1560-1660           | 0,0252             | 2,52                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 1660-1760           | 0,0255             | 2,55                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 1860-1960           | 0,0256             | 2,56                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 1960-2060           | 0,0259             | 2,59                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 2060-2160           | 0,0262             | 2,62                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 2160-2260           | 0,0265             | 2,65                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 2260-2360           | 0,0268             | 2,68                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 2360-2460           | 0,0271             | 2,71                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 2460-2560           | 0,0274             | 2,74                                  |
| 2560-2660                            | 0,0277              | 2,77              |                             |  |             |                     |                    |                                       |
| 2660-2760                            | 0,0280              | 2,80              |                             |  |             |                     |                    |                                       |
| 2760-2860                            | 0,0283              | 2,83              |                             |  |             |                     |                    |                                       |
| 2860-2970                            | 0,0284              | 2,84              |                             |  |             |                     |                    |                                       |
| Итого                                |                     |                   |                             |  |             |                     |                    | 64,17                                 |

Таблиц И 3 – Нормативная карта вертикальной скважины на месторождении (Тоской области)

| Наименование работ                    | Тип и размер долота | Норма проходки, м | Количество, шт | Интервал бурения, м | Количество метров, м | Время механического бурения, ч |                  | Прочие Работы связанные | Всего времени на интервал бурения, ч |
|---------------------------------------|---------------------|-------------------|----------------|---------------------|----------------------|--------------------------------|------------------|-------------------------|--------------------------------------|
|                                       |                     |                   |                |                     |                      | на 1 м бурения                 | На весь интервал |                         |                                      |
| 1                                     | 2                   | 3                 | 4              | 5                   | 6                    | 7                              | 8                | 9                       | 10                                   |
| Бурение под направление               | ШЗ93,7 М-ГВ         | 490               | 0,1            | 0-50                | 20                   | 0,026                          | 1,3              | 0,6                     | 1,3                                  |
| Бурение под кондуктор                 | БИТ 295,3 – 6 МС    | 1400              | 0,96           | 50-860              | 1350                 | 0,032                          | 43,2             | 10,17                   | 43,2                                 |
| Бурение под эксплуатационную колонну  | БИТ 215,9–ВТ-613    | 980               | 1,6            | 860-2970            | 1600                 | 0,036                          | 57,6             | 40,92                   | 57,6                                 |
| Всего                                 |                     |                   | 5,64           |                     | 3050                 |                                | 104,95           |                         | 104,95                               |
| Крепление:                            |                     |                   |                |                     |                      |                                |                  |                         |                                      |
| - направления                         |                     |                   |                |                     |                      |                                |                  |                         | 3                                    |
| - кондуктора                          |                     |                   |                |                     |                      |                                |                  |                         | 12                                   |
| - эксплуатационная                    |                     |                   |                |                     |                      |                                |                  |                         | 18                                   |
| Установка центраторов                 |                     |                   |                |                     |                      |                                |                  |                         |                                      |
| - направление                         |                     |                   | 3              |                     |                      |                                |                  |                         | 0,05                                 |
| - кондуктор                           |                     |                   | 33             |                     |                      |                                |                  |                         | 0,55                                 |
| - эксплуатационная                    |                     |                   | 40             |                     |                      |                                |                  |                         | 0,66                                 |
| ОЗЦ:                                  |                     |                   |                |                     |                      |                                |                  |                         |                                      |
| -направление                          |                     |                   |                |                     |                      |                                |                  |                         | 8                                    |
| -кондуктора                           |                     |                   |                |                     |                      |                                |                  |                         | 16                                   |
| - эксплуатационной                    |                     |                   |                |                     |                      |                                |                  |                         | 24                                   |
| Разбуривание цементной пробки (10 м): |                     |                   |                |                     |                      |                                |                  |                         |                                      |
| -направление                          |                     |                   |                | 40-50               |                      |                                |                  |                         | 0,11                                 |
| -кондуктор                            |                     |                   |                | 850-860             |                      |                                |                  |                         | 2,01                                 |
| Промывка скважины (1 цикл)            |                     |                   |                | 860-2970            |                      |                                |                  |                         |                                      |
| -направление                          |                     |                   |                |                     |                      |                                |                  |                         | 0,01                                 |



Продолжение таблицы И.3

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |        |
|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--------|
| -кондуктор                                       |  |  |  |  |  |  |  |  | 0,11   |
| - эксплуатационная                               |  |  |  |  |  |  |  |  | 0,50   |
| Спуск и подъем при ГИС                           |  |  |  |  |  |  |  |  | 5,89   |
| Геофизические работы                             |  |  |  |  |  |  |  |  | 25,0   |
| Прочие вспомогательные работы, не учтенные в УНВ |  |  |  |  |  |  |  |  | 7,65   |
| Всего на бурение скважины (без учета             |  |  |  |  |  |  |  |  | 203,99 |
| Ремонтные работы (3,3 %)                         |  |  |  |  |  |  |  |  | 17,8   |
| Общее время на скважину                          |  |  |  |  |  |  |  |  | 260,33 |