

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

---

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

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

| Тема работы                                                                                                                                                             |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ (ПЛАСТ Ю11-2) НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ, ПАРАБЕЛЬСКИЙ РАЙОН)</b> |

УДК :  
 622.143:622.243.22:622.323(571.16)

Студент

| Группа | ФИО                           | Подпись | Дата       |
|--------|-------------------------------|---------|------------|
| 2Б6В   | Башанди Мохамед Сайед Мохамед |         | 12.06.2020 |

Руководитель

| Должность  | ФИО                        | Ученая степень, звание | Подпись | Дата       |
|------------|----------------------------|------------------------|---------|------------|
| Доцент ОНД | Ковалев Артем Владимирович | к.т.н.                 |         | 18.06.2020 |

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

й менеджмент, ресурсоэффективность и  
ресурсосбережение»

По разделу «Финансовы

| Должность   | ФИО                         | Ученая степень, звание | Подпись | Дата       |
|-------------|-----------------------------|------------------------|---------|------------|
| Доцент ОСГН | Рыжакина Татьяна Гавриловна | к.э.н.                 |         | 15.06.2020 |

По разделу «Социальная ответственность»

---

| Должность | ФИО                         | Ученая степень, звание | Подпись | Дата       |
|-----------|-----------------------------|------------------------|---------|------------|
| ассистент | Черемискина Мария Сергеевна | -                      |         | 15.06.2020 |

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

| Руководитель ООП      | ФИО                        | Ученая степень, звание | Подпись | Дата       |
|-----------------------|----------------------------|------------------------|---------|------------|
| Старший преподаватель | Максимова Юлия Анатольевна | –                      |         | 18.06.2020 |

Томск – 2020 г.

**ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП**

| Код результата | Результат обучения (выпускник должен быть готов)                                                                                                                                                                           |
|----------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| P1             | Приобретение <i>профессиональной эрудиции и широкого кругозора</i> в области <i>математических, естественных и социальноэкономических наук</i> и использование их в профессиональной деятельности                          |
| P2             | Уметь анализировать <i>экологические последствия</i> профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение <i>безопасных условий труда</i>               |
| P3             | Уметь <i>самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности                                                                                        |
| P4             | Грамотно решать <i>профессиональные инженерные задачи</i> с использованием современных <i>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 междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику |

|     |                                                                                                                                                                                                                                                                                     |
|-----|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| P8  | Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i>                                                                                                                                            |
| P9  | Определять, систематизировать и получать необходимые <i>данные для экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли                                                                                                                                       |
| P10 | <i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>                                                               |
| P11 | Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для составления <i>проектной и рабочей и технологической документации</i> объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов |



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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

\_\_\_\_\_ 11.02.2020 Максимова Ю.А.

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ

**на выполнение выпускной квалификационной работы В**

форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

|        |     |
|--------|-----|
| Группа | ФИО |
|--------|-----|

|                                                                                                                                                                  |                               |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------|
| 2Б6В                                                                                                                                                             | Башанди Мохамед Сайед Мохамед |
| Тема работы:                                                                                                                                                     |                               |
| Технологические решения для строительства поисково-оценочной вертикальной скважины (пласт Ю11-2) на нефтяном месторождении (Томская область, Парабельский район) |                               |
| Утверждена приказом директора (дата, номер)                                                                                                                      | № 59-116/с от 28.02.2020      |

|                                          |            |
|------------------------------------------|------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 18.06.2020 |
|------------------------------------------|------------|

### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Исходные данные к работе</b><br><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i> | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Геологические условия бурения</li> <li>2. Глубина по вертикали: по расчету</li> <li>3. Объект испытания в процессе бурения: пласты группы Ю11-2.</li> <li>4. Данные по профилю: вертикальный тип профиля</li> <li>5. Глубина спуска эксплуатационной колонны: выбрать</li> <li>6. Диаметр эксплуатационной колонны: выбрать</li> <li>7. Способ цементирования: по расчету</li> <li>8. Способ перфорации: кумулятивный</li> <li>9. Минимальный уровень жидкости в обсадной колонне: до полного опорожнения</li> <li>10. Способ вызова притока: свабиrowание</li> </ol> |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b><br><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i> | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ol style="list-style-type: none"> <li>1.1. Геологические условия бурения</li> <li>1.2. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)</li> <li>1.3. Зоны возможных осложнений</li> </ol> </li> <li>2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ol style="list-style-type: none"> <li>2.1. Обоснование конструкции скважины <ol style="list-style-type: none"> <li>2.1.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя</li> <li>2.1.2. Построение совмещенного графика давлений</li> <li>2.1.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска</li> <li>2.1.4. Выбор интервалов цементирования</li> <li>2.1.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн</li> <li>2.1.6. Разработка схем обвязки устья скважины</li> </ol> </li> <li>2.2. Углубление скважины <ol style="list-style-type: none"> <li>2.2.1. Выбор способа бурения</li> <li>2.2.2. Выбор породоразрушающего инструмента</li> </ol> </li> </ol> </li> </ol> |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

|                                                                           |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |
|---------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                                                                           | <p>2.2.3. Выбор типа калибратора</p> <p>2.2.4. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород</p> <p>2.2.5. Расчет частоты вращения долота</p> <p>2.2.6. Выбор и обоснование типа забойного двигателя</p> <p>2.2.7. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны</p> <p>2.2.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов</p> <p>2.2.9. Выбор гидравлической программы промывки скважины</p> <p>2.3. Проектирование процессов заканчивания скважин</p> <p>2.3.1. Расчет обсадных колонн</p> <p>2.3.1.1. Расчет наружных избыточных давлений</p> <p>2.3.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений</p> <p>2.3.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине</p> <p>2.3.2. Расчет процессов цементирования скважины</p> <p>2.3.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн</p> <p>2.3.2.2. Расчет объема тампонажной смеси, буферной и продавочной жидкостей и количества составных компонентов</p> <p>2.3.2.3. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования</p> <p>2.3.3 Проектирование процессов испытания и освоения скважин</p> <p>2.4 Выбор буровой установки</p> |
| <b>Перечень графического материала</b>                                    | 1. ГТН (геолого-технический наряд)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |
| <b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>         |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |
| <b>Раздел</b>                                                             | <b>Консультант</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |
| <b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>    | Рыжакина Татьяна Гавриловна, к.э.н., доцент отделения социально-гуманитарных наук                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |
| <b>Социальная ответственность</b>                                         | Черемискина Мария Сергеевна, ассистент отделения общетехнических дисциплин                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            |
| <b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:</b>  |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |
| <b>1. Общая и геологическая часть</b>                                     |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |
| <b>2. Технологическая часть</b>                                           |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |
| <b>3. Анализ технологии строительства разведочных скважин на шельфе</b>   |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |
| <b>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b> |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |
| <b>5. Социальная ответственность</b>                                      |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |
| <b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>               | 11.02.2020                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            |

---

**Задание выдал руководитель:**

| <b>Должность</b> | <b>ФИО</b>                    | <b>Ученая<br/>степень, звание</b> | <b>Подпись</b> | <b>Дата</b> |
|------------------|-------------------------------|-----------------------------------|----------------|-------------|
| Доцент ОНД       | Ковалев Артем<br>Владимирович | к.т.н.                            |                | 11.02.2020  |

**Задание принял к исполнению студент:**

| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>                    | <b>Подпись</b> | <b>Дата</b> |
|---------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| 2Б6В          | Башанди Мохамед Сайед Мохамед |                | 11.02.2020  |

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело»

Уровень образования: бакалавриат

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

Период выполнения: осенний / весенний семестр 2019/2020 учебного года

Форма представления работы

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

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

|                                          |            |
|------------------------------------------|------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 18.06.2020 |
|------------------------------------------|------------|

| Дата контроля | Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)           | Максимальный балл раздела (модуля) |
|---------------|-----------------------------------------------------------------|------------------------------------|
| 03.03.2020    | Общая и геологическая часть                                     | 5                                  |
| 24.03.2020    | Технологическая часть                                           | 40                                 |
| 21.04.2020    | Мостовые пробки и посадочный инструмент для их установки        | 15                                 |
| 05.05.2020    | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | 15                                 |
| 19.05.2020    | Социальная ответственность                                      | 15                                 |
| 01.06.2020    | Предварительная защита работы                                   | 10                                 |

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

| Должность  | ФИО                        | Ученая степень, звание | Подпись | Дата       |
|------------|----------------------------|------------------------|---------|------------|
| Доцент ОНД | Ковалев Артем Владимирович | к.т.н.                 |         | 11.02.2020 |

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

| Должность         | ФИО                        | Ученая степень, звание | Подпись | Дата       |
|-------------------|----------------------------|------------------------|---------|------------|
| Старший ассистент | Максимова Юлия Анатольевна | —                      |         | 11.02.2020 |

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

Студенту:

| Группа | ФИО                           |
|--------|-------------------------------|
| 2Б6В   | Башанди Мохамед Сайед Мохамед |

| Инженерная школа    | Природных ресурсов | Отделение                 | Нефтегазового дела                                            |
|---------------------|--------------------|---------------------------|---------------------------------------------------------------|
| Уровень образования | Бакалавриат        | Направление/специальность | 21.03.01 Нефтегазовое дело/Бурение нефтяных и газовых скважин |

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

|                                                                                                                                                 |                                                                                                                                                            |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Нормы и нормативы расходования ресурсов<br><br>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования | 1. Литературные источники; 2. Методические указания по разработке раздела;<br>3. Сборник сметных норм на геологоразведочные работы; 4. Налоговый кодекс РФ |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

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

|                                                                                                                                 |                                                                           |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------|
| 1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения поисковых ГРП с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения | 1. Основные технико-экономические показатели поисковых ГРП                |
| 2. Планирование и формирование бюджета поисковых ГРП                                                                            | 2. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ |
| 3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности поисковых ГРП    | 3. Общий расчет сметной стоимости строительства скважины                  |

|                                                      |            |
|------------------------------------------------------|------------|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | 31.01.2020 |
|------------------------------------------------------|------------|

**Задание выдал консультант:**

| Должность | ФИО                          | Ученая степень, звание | Подпись | Дата       |
|-----------|------------------------------|------------------------|---------|------------|
| Доцент    | Рыжакина Татьяна Гавриловна. | к.э.н.                 |         | 31.01.2020 |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО                           | Подпись | Дата       |
|--------|-------------------------------|---------|------------|
| 2Б6В   | Башанди Мохамед Сайед Мохамед |         | 31.01.2020 |

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

| Группа | ФИО                           |
|--------|-------------------------------|
| 2Б6В   | Башанди Мохамед Сайед Мохамед |

| Школа               | Природных ресурсов | Отделение (НОЦ)           | Нефтегазового дела                                            |
|---------------------|--------------------|---------------------------|---------------------------------------------------------------|
| Уровень образования | Бакалавриат        | Направление/специальность | 21.03.01 Нефтегазовое дело/Бурение нефтяных и газовых скважин |

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства поисково-оценочной вертикальной скважины (пласт Ю1 1-2) на нефтяном месторождении (Томская область, Парабельский район)

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

|                                                                                                                                |                                                                                                                                                                 |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения | <i>Объект исследования: строительство поисковооценочной вертикальной скважины (пласт Ю1 12) на нефтяном месторождении (Томская область, Парабельский район)</i> |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b><br><input type="checkbox"/> специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;<br><input type="checkbox"/> организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. | 1. Приказ Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 № 302н.<br>2. Трудовой кодекс РФ (ст. 219; 264; 298)<br>3. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» № 116 от 21 июля 1997 г.<br>4. Приказ от 12 марта 2013 года № 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

|                                                                                                                                                                                                       |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                                                                                                                                                                                                       | «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            |
| <b>2. Производственная безопасность:</b><br>2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов и обоснование мероприятий по снижению воздействия<br>2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия | Опасные и вредные факторы:<br>– Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли(пола);<br>– Движущиеся части машин и механизмов;<br>– Пожаровзрывобезопасность;<br>– Электробезопасность;<br>– Превышение уровней шума.                                                                                                                              |
| <b>3. Экологическая безопасность</b>                                                                                                                                                                  | Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду:<br>– на атмосферу (выбросы, выхлопные газы);<br>– на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора);<br>– на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород).                                                                                           |
|                                                                                                                                                                                                       | Обосновать решения по обеспечению экологической безопасности                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |
| <b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</b>                                                                                                                                                       | Провести анализ возможных и часто встречающихся ЧС, возникающих при строительстве скважин, привести перечень возможных ЧС на объекте:<br>– техногенного характера (пожары и взрывы в зданиях);<br>– природного характера (лесные пожары).<br>Сделать выбор наиболее типичной ЧС (ГНВП), разработать превентивные меры по предупреждению ЧС и мероприятия по ликвидации её последствий. |

|                                                      |            |
|------------------------------------------------------|------------|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | 11.02.2020 |
|------------------------------------------------------|------------|

Задание выдал консультант:

| Должность | ФИО                         | Ученая степень, звание | Подпись | Дата       |
|-----------|-----------------------------|------------------------|---------|------------|
| Ассистент | Черемискина Мария Сергеевна | —                      |         | 11.02.2020 |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО                           | Подпись | Дата       |
|--------|-------------------------------|---------|------------|
| 2Б6В   | Башанди Мохамед Сайед Мохамед |         | 11.02.2020 |

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 124 с. (89 с. без учета приложений), 28 рис., 52 табл., 30 литературных источников, 11 прил.

Ключевые слова: бурение, скважина, нефть.

Объектом исследования является нефтяное месторождение, расположенное на территории Томской области.

Цель работы – проектирование строительства поисково-оценочной вертикальной скважины на нефтяном месторождении.

В процессе исследования был составлен технологический проект на строительство поисково-оценочной вертикальной скважины на нефтяном месторождении Томской области.

### Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

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

□ **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.

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;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

КЛН – калибратор лопастной с прямыми лопастями;

КЛС – калибратор лопастной спиральный;

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

При многократном упоминании устойчивых словосочетаний могут быть дополнительно установлены сокращения, применяемые только в данном тексте.

## Содержание

|                                                                         |    |
|-------------------------------------------------------------------------|----|
| Введение .....                                                          | 16 |
| 1 Общая и геологическая часть .....                                     | 16 |
| 1.1 Геологические условия бурения.....                                  | 16 |
| 1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) .....  | 17 |
| 1.3 Зоны возможных осложнений .....                                     | 17 |
| 2 Технологическая часть.....                                            | 19 |
| 2.1 Обоснование конструкции скважины .....                              | 19 |
| 2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор .....     | 19 |
| способа заканчивания скважин .....                                      | 19 |
| 2.1.2 Построение совмещенного графика давлений .....                    | 19 |
| 2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска.....        | 20 |
| 2.1.4 Выбор интервалов цементирования .....                             | 21 |
| 2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн .....                 | 21 |
| 2.1.6 Разработка схем обвязки устья скважины .....                      | 22 |
| 2.2 Углубление скважины.....                                            | 23 |
| 2.2.1 Выбор способа бурения .....                                       | 23 |
| 2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента .....                        | 24 |
| 2.2.3 Выбор типа калибратора.....                                       | 24 |
| 2.2.4 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород.....  | 25 |
| 2.2.5 Расчет частоты вращения долота .....                              | 26 |
| 2.2.6 Расчет требуемых расходов бурового раствора .....                 | 26 |
| 2.2.7 Выбор и обоснование типа забойного двигателя .....                | 28 |
| 2.2.8 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.....                  | 29 |
| 2.2.9 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов ..... | 32 |
| 2.2.10 Выбор гидравлической программы промывки скважины .....           | 40 |
| 2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин .....                 | 44 |
| 2.3.1 Расчет обсадных колонн .....                                      | 44 |

|         |                                                                                                             |    |
|---------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 2.3.1.1 | Расчет наружных избыточных давлений .....                                                                   | 45 |
| 2.3.1.2 | Расчет внутренних избыточных давлений .....                                                                 | 46 |
| 2.3.1.3 | Конструирование обсадной колонны по длине .....                                                             | 48 |
| 2.3.2   | Расчет процессов цементирования скважины .....                                                              | 49 |
| 2.3.2.1 | Выбор способа цементирования обсадных колонн .....                                                          | 49 |
| 2.3.2.2 | Расчёт объёма тампонажной смеси, буферной и продавочной жидкостей и количества составных компонентов.....   | 49 |
| 2.3.2.3 | Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования.....                                | 50 |
| 2.3.3   | Проектирование процессов испытания и освоения скважин.....                                                  | 52 |
| 2.4     | Выбор буровой установки .....                                                                               | 55 |
| 3       | Мостовые пробки и посадочный инструмент для их установки .....                                              | 56 |
| 3.1     | Область применения мостовых пробок, основные характеристики .....                                           | 57 |
| 3.2     | Посадочный инструмент для установки мостовых пробок и сопутствующее оборудование .....                      | 65 |
| 3.2.1   | Посадочный инструмент, спускаемый на кабеле .....                                                           | 66 |
| 3.2.2   | Гидравлический посадочный инструмент .....                                                                  | 66 |
| 3.2.3   | Механический посадочный инструмент серии STSB .....                                                         | 67 |
| 3.2.4   | Цементирующая желонка .....                                                                                 | 67 |
| 3.3     | Заключение .....                                                                                            | 68 |
| 4       | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .....                                       | 69 |
| 4.1     | Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия ООО «РН-Бурение» ..... | 69 |
| 4.1.1   | Основные направления деятельности предприятия .....                                                         | 69 |
| 4.1.2   | Организационная структура управления предприятием .....                                                     | 70 |
| 4.2     | Расчет нормативной продолжительности строительства скважины .....                                           | 71 |
| 4.2.1   | Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины ..                                             | 71 |
| 4.2.2   | Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей ....                                            | 74 |

|                                                                          |     |
|--------------------------------------------------------------------------|-----|
| бурения .....                                                            | 74  |
| 4.2.3 Линейный календарный график выполнения работ.....                  | 75  |
| 4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли .... | 76  |
| (НГО) .....                                                              | 76  |
| 5 Социальная ответственность при строительстве скважины.....             | 79  |
| 5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....    | 79  |
| 5.2 Производственная безопасность .....                                  | 80  |
| 5.2.1 Анализ вредных и опасных факторов и мероприятия по их .....        | 81  |
| устранению.....                                                          | 81  |
| 5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия .....      | 85  |
| опасных факторов на исследователя (работающего).....                     | 85  |
| 5.3 Экологическая безопасность .....                                     | 86  |
| 5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....                          | 87  |
| Заключение.....                                                          | 89  |
| Список использованных источников .....                                   | 92  |
| Приложение А Геологические условия бурения.....                          | 96  |
| Приложение Б Газонефтеводоносность по разрезу скважины.....              | 99  |
| Приложение В Возможные осложнения по разрезу скважины.....               | 101 |
| Приложение Г Обоснование конструкции скважины.....                       | 103 |
| Приложение Д Углубление скважины.....                                    | 104 |
| Приложение Е Компонентный состав бурового раствора и потребное .....     | 108 |
| количество компонентов .....                                             | 108 |
| Приложение Ж Расчет обсадных колонн .....                                | 113 |
| Приложение И Специальная часть.....                                      | 115 |
| Приложение К Организационная структура управления ООО «РН-Бурение»       | 124 |
| Приложение Л Нормативная карта .....                                     | 125 |
| Приложение М Сметный расчет на бурение и крепление скважины .....        | 127 |
| Приложение Н Сводный сметный расчет.....                                 | 133 |

## **Введение**

Нефть и газ являются решающим фактором технического прогресса, относятся к предметам экспорта. Следовательно, нефтегазовый сектор - один из основных в российской экономике, который играет значительную роль в доходах государственного бюджета и торгового баланса России. Более того, нефть и газ применяются в производстве разных материалов.

Внедрение новых технологий благоприятно сказывается на изменении затрат проходки скважин и так же снизит вредоносное влияние на продуктивный пласт при бурении, заканчивании и освоении скважин. В представленной выпускной квалификационной работе приведен технологический проект на сооружение скважины с учетом рациональных использований технологических и технических решений при строительстве скважин.

В данной работе представлено технологическое решение для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2600 метров на нефтяном месторождении (Томской области Парабельского района).

Данный проект включает в себя проектирование всех основных технических и технологических аспектов в процессе строительства скважины, обоснование, выбор и расчет конструкции, а также закачивание разведочной вертикальной скважины.

## **1 Общая и геологическая часть**

### **1.1 Геологические условия бурения**

Проектный стратиграфический разрез представлен в приложении А в таблице А.1.

Литологическая характеристика разреза представлена в таблице А.2.

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

В таблице 1 представлен прогноз давлений и температур по разрезу скважины. По данной таблице можно сделать следующий вывод: аномально высоких пластовых давлений нет, максимальная забойная температура 96 °С.

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

Нефтеносность по разрезу скважины представлена в таблице 2.

Водоносность по разрезу скважины представлена в приложении Б в таблице Б.1.

## **1.3 Зоны возможных осложнений**

Информация об интервалах с возможными поглощениями представлена в приложении В в таблице В.1.

Интервалы возможных осыпей и обвалов стенок скважины представлены в приложении В в таблице В.2.

Интервалы возможных нефтегазоводопроявлений представлены в приложении В в таблице В.3.

Интервалы прихватоопасных зон представлены в приложении В в таблице В.4.

Информация о прочих возможных осложнениях представлена в приложении В в таблице В.5.

Таблица 1 – Прогноз давлений и температур по разрезу скважины

| Индекс<br>стратиграфического<br>подразделения | Интервал, м  |             | Градиент                                |                       |                                         |                       |                                         |                       | Температура<br>в конце<br>интервала,<br>град. °С | Источник<br>получения |
|-----------------------------------------------|--------------|-------------|-----------------------------------------|-----------------------|-----------------------------------------|-----------------------|-----------------------------------------|-----------------------|--------------------------------------------------|-----------------------|
|                                               | От<br>(верх) | До<br>(низ) | Пластового давления                     |                       | Гидроразрыва пород                      |                       | Горного давления                        |                       |                                                  |                       |
|                                               |              |             | величина<br>кгс/см <sup>2</sup><br>на м | источник<br>получения | величина<br>кгс/см <sup>2</sup> "а<br>м | источник<br>получения | величина<br>кгс/см <sup>2</sup><br>на м | источник<br>получения |                                                  |                       |
| Q– P <sub>1</sub>                             | 0            | 320         | 0,100                                   | расчет                | 0,200                                   | расчет                | 0,22                                    | расчет                | 12                                               | РФЗ                   |
| K <sub>2</sub>                                | 320          | 750         | 0,100                                   | -“-                   | 0,200                                   | -“-                   | 0,22                                    | -“-                   | 28                                               | -“-                   |
| K <sub>2</sub> – K <sub>1</sub>               | 750          | 1580        | 0,100                                   | -“-                   | 0,170                                   | -“-                   | 0,22                                    | -“-                   | 59                                               | -“-                   |
| K <sub>1</sub> – J <sub>3</sub>               | 1580         | 2525        | 0,100                                   | -“-                   | 0,165                                   | -“-                   | 0,23                                    | -“-                   | 94                                               | -“-                   |
| J <sub>3</sub>                                | 2525         | 2600        | 0,103                                   | -“-                   | 0,160                                   | -“-                   | 0,23                                    | -“-                   | 96                                               | -“-                   |

Таблица 2 – Нефтеносность по разрезу скважины

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м |          | Тип коллектора | Плотность, г/см <sup>3</sup> | Подвижность, Дарси/сП | Содержание серы % /парафинов % | Дебит, м <sup>3</sup> /сут. | Пластовое давление, кгс/см <sup>2</sup> | Газовый фактор, м/м <sup>3</sup> | Относительная по воздуху плотность газа | Динамический уровень в конце эксплуатации, м | Температура жидкости в колонне на устье скваж. При экспл., град. | Давление насыщения, МПа |
|-----------------------------------------|-------------|----------|----------------|------------------------------|-----------------------|--------------------------------|-----------------------------|-----------------------------------------|----------------------------------|-----------------------------------------|----------------------------------------------|------------------------------------------------------------------|-------------------------|
|                                         | от (верх)   | До (низ) |                |                              |                       |                                |                             |                                         |                                  |                                         |                                              |                                                                  |                         |
| Ю <sub>11-2</sub>                       | 2525        | 2540     | поров.         | 0,846                        | 0,003                 | 0,38/2,6                       | 110                         | 260                                     | 92,4                             | 1,208                                   | 2390                                         | 35-40                                                            | 8                       |

## **2 Технологическая часть**

### **2.1 Обоснование конструкции скважины**

#### **2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин**

Согласно геологическим данным, тип коллектора кавернотрещиноватопоровый (по фильтрационной характеристике относится к коллекторам пористого или трещинного типа, характеризуется чередованием устойчивых и неустойчивых пород, водо- и газовмещающих пропластков с разными пластовыми давлениями). Продуктивный пласт является литологически неоднородным. Алевролиты переслаиваются с известняками в пласте коллекторе на расстоянии 11 м от кровли пласта к подошве в соотношении 40/30 %, а далее аргиллиты, песчаники по 10%.

Следовательно, необходима *конструкция забоя закрытого типа*, в которой продуктивный объект перекрывается сплошной колонной с обязательным цементированием, т.к. пласт представлен неустойчивыми отложениями. Скважина является добывающей. Конструкция забоя представлена на рисунке Г.1 в приложении Г.

#### **2.1.2 Построение совмещенного графика давлений**

Построим график совмещенных давлений (Рисунок 1).

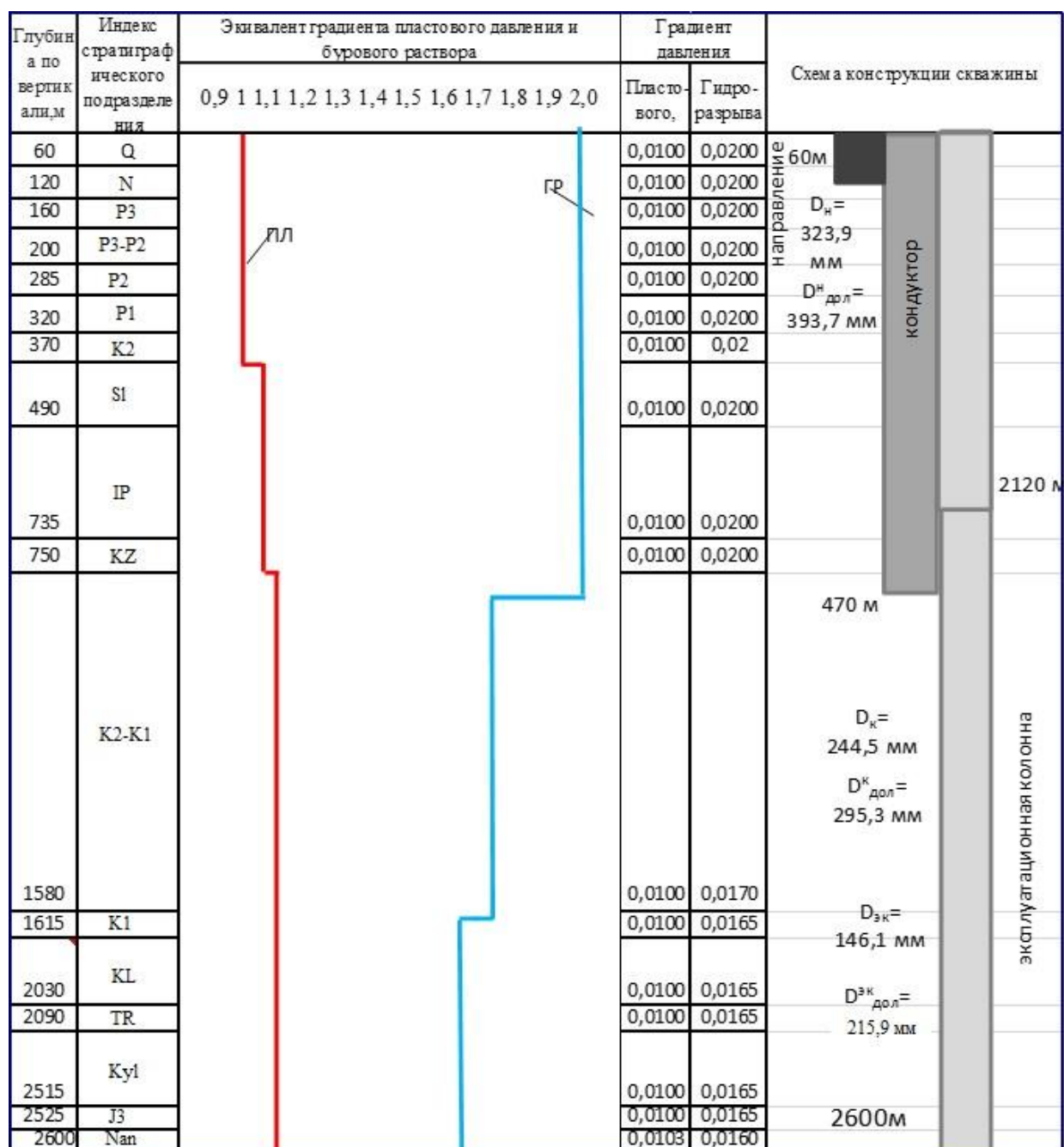


Рисунок 1 – Совмещенный график давлений

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

Для обеспечения циркуляции бурового раствора с помощью вертикальных шламовых насосов, в процессе бурения интервалов под направление и кондуктор необходимо предусмотреть раскопку шахты (стандартный размер 2х2х1,5) с установкой в него металлического короба (деревянной опалубки).

Мощность четвертичных отложений составляет 40 метров, поэтому предварительный расчет глубины спуска направления составляет 60 м с учетом посадки башмака в устойчивые горные породы.

Расчетное значение глубины спуска кондуктора составляет 470 м (таблица Г.1, приложение Г), но выбирается глубина 470 м с учетом опыта строительства скважин на данном месторождении, а также с учетом осыпей и обвалов стенок скважины, прихватоопасной зоны и проницаемого горизонта, склонного к поглощениям раствора и для обеспечения посадки башмака кондуктора в устойчивые горные породы.

Эксплуатационная колонна спускается на глубину 2600 м, с учетом перекрытия подошвы самого нижнего продуктивного пласта на высоту, рассчитываемую из условия, что на каждые 1000 м скважины величина перекрытия составляет 10 м.

#### **2.1.4 Выбор интервалов цементирования**

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

- интервал цементирования направления 0-60 м;
- интервал цементирования кондуктора: 0-470 метров;
- интервал цементирования эксплуатационной колонны: 320-2600 метров.

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

##### ***Эксплуатационная колонна***

Исходя из суммарного дебита скважины, выбираем диаметр эксплуатационной колонны равный 146,1 мм.

Расчетный диаметр долота  $D_{\text{эк д расч}}$  для бурения под эксплуатационную колонну рассчитывается по формуле (1):

$$D_{\text{эк д расч}} \geq D_{\text{эк м}} + \Delta, \quad (1)$$

где  $D_{эк м}$  – наружный диаметр муфты обсадной трубы, мм;

$\Delta$  – разность диаметров ствола скважины и муфты колонны, мм.

Диаметр кондуктора выбирается из условия проходимости долота для бурения под эксплуатационную колонну внутри него с рекомендуемыми зазорами. Диапазон варьирования внутреннего диаметра кондуктора  $D_{к вн}$  определяется по формуле (2):

$$D_{к вн} = D_{эк д} + (10 \div 14), \quad (2)$$

где  $D_{эк д}$  – диаметр долота под эксплуатационную колонну, мм;

$(10 \div 14)$  – зазор для свободного прохода долота внутри кондуктора.

Диаметры долот и последующих обсадных колонн рассчитываются аналогично.

Конструкция скважины по результатам расчета изображена на рисунке Г.2 в приложении Г.

### 2.1.6 Разработка схем обвязки устья скважины

Определяем максимальное давление на устье при флюидопроявлении, которое для нефтяной скважины рассчитывается по формуле (3), для каждого пласта:

$$P_{му} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр} \quad (3)$$

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

**26,0075 МПа** для первого пласта;

$\rho_n$  – плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>, равная **846 кг/м<sup>3</sup>** для первого пласта;  $g$

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

$H_{кр}$  – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м, равная **2525 м**;

$$P_{му 1пл.} = 26,0075 - 20,93 = 5 \text{ МПа},$$

Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, рассчитывается по формуле (4):

$$P_{ГНВП} = k \cdot P_{му}, \quad (4),$$

где  $k$  – коэффициент запаса, принимаемый **1,1** (10%)

$$P_{\text{ГНВП 1 пл.}} = 5,5 \text{ МПа},$$

Давления опрессовки определяется по формуле (5):

$$P_{\text{оп}} = k P_{\text{ГНВП}}, \quad (5),$$

где  $k$  – коэффициент запаса, принимаемый **1,1** (10%),

$P_{\text{ГНВП}}$  – давление, необходимое для ликвидации ГНВП.

$$P_{\text{оп 1 пл.}} = 6,05 \text{ МПа},$$

Из полученных значений берем наибольшее, то есть  $P_{\text{оп}} = 6,05 \text{ МПа}$ .

Подбор колонной головки осуществляется исходя из:

- типа колонной головки (ОКК, ОКО, ОУС);
- допустимого давления (14, 21, 35, 70), МПа;
- диаметров обвязываемых колонн, мм;
- коррозионного исполнения (К1, К2, К3);
- исполнение по морозостойкости (ХЛ).

Для данной скважины была выбрана колонная обвязка ОКК1-21146x245x324. Также было выбрано ПВО ОП5-230/180x21 с учетом диаметра кондуктора.

## **2.2 Углубление скважины**

### **2.2.1 Выбор способа бурения**

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Способы бурения по интервалам скважины

| <b>Интервал, м</b> | <b>Обсадная колонна</b>  | <b>Способ бурения</b>       |
|--------------------|--------------------------|-----------------------------|
| 0-60               | Направление              | Роторный                    |
| 60-470             | Кондуктор                | Винтовой забойный двигатель |
| 470-2600           | Эксплуатационная колонна | Винтовой забойный двигатель |

### 2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото, а для интервалов бурения под кондуктор, техническую и эксплуатационную колонну принимаются PDC долота, так как данные интервалы сложены мягкими, средними и твёрдыми породами низкой и средней абразивности. Выбор данных долот позволяет обеспечить наибольшие скорости бурения и высокие проходки на долото, что позволит снизить количество СПО. Все долота ООО НПП «БУРИНТЕХ».

Характеристики выбранных долот представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

| Интервал, м                 |               | 0-60                     | 60-470                    | 470-2600                 |
|-----------------------------|---------------|--------------------------|---------------------------|--------------------------|
| Шифр долота                 |               | 393,7 НьюТек<br>Сервисез | БИТ 295,3<br>ВТ 619<br>УМ | БИТ<br>220,7 В<br>713 УМ |
| Тип долота                  |               | Шарошечное               | PDC                       | PDC                      |
| Диаметр долота, мм          |               | 393,7                    | 295,3                     | 220,7                    |
| Тип горных пород            |               | М                        | МС                        | МС+С                     |
| Присоединительная<br>резьба | ГОСТ          | 3 152                    | 3 152                     | 3 117                    |
|                             | API           | 7 5/8                    | 6 5/8                     | 4 1/2                    |
| Длина, м                    |               | 0,4                      | 0,3                       | 0,4                      |
| Масса, кг                   |               | 163                      | 35                        | 24                       |
| G, тс                       | Рекомендуемая | 14–28                    | 2–10                      | 2–10                     |
|                             | Максимальная  | 40                       | 10                        | 10                       |
| n, об/мин                   | Рекомендуемая | 40–600                   | 60–400                    | 60–400                   |
|                             | Максимальная  | 600                      | 400                       | 400                      |

### 2.2.3 Выбор типа калибратора

Для сохранения номинального диаметра ствола по мере износа долота по диаметру, придания стволу цилиндрической формы включаем в КНБК калибратор, который так же участвует в центрировании КНБК в скважине, что улучшает работу долота и забойного двигателя.

Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения представлены в таблице Д.1 в приложении Д.

Для бурения этих интервалов можно проектироваться калибраторы диаметрами 390 мм; 295 мм и 220 мм, которые предназначены для калибровки ствола скважины, центрирования и улучшения работы долота и забойного двигателя, управления параметрами искривления ствола скважины. Калибраторы типа КЛН имеет прямые лопасти, а калибраторы типа КЛС – спиральные лопасти.

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

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геологотехнических условиях.
2. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Результаты расчетов приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

| Интервал, м                      | 0-60  | 60-470 | 470-2600 |
|----------------------------------|-------|--------|----------|
| <b>Исходные данные</b>           |       |        |          |
| Порода                           | М     | МС     | МС+С     |
| Д <sub>д</sub> , см              | 39,37 | 29,53  | 22,07    |
| G <sub>пред</sub> , тс           | 35    | 10     | 10       |
| <b>Результаты проектирования</b> |       |        |          |
| G <sub>доп</sub> , тс            | 28    | 8      | 8        |
| G <sub>проект</sub> , тс         | 3     | 6      | 7        |

*Примечание: G – осевая нагрузка, пред, доп, проект соответственно предварительная, допустимая и проектная*

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 3 тоннам, вследствие наличия только мягких пород. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике.

### 2.2.5 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. Результаты расчета частоты вращения долота представлены в таблице 6.

В интервале бурения под направление (0-60 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, а также вследствие того, что ротор работает в пределах 60-80 об/мин. Для кондуктора и эксплуатационной колонны были выбраны максимальные статистические нагрузки.

Таблица 6 – Результаты расчета частоты вращения долота

| Интервал, м                        |    | 0-60   | 60-470  | 470-2600 |
|------------------------------------|----|--------|---------|----------|
| Исходные данные                    |    |        |         |          |
| $V_{л}, \text{м/с}$                |    | 3,4    | 2       | 2        |
| $D_{д}$                            | м  | 0,3937 | 0,2953  | 0,2207   |
|                                    | мм | 393,7  | 295,3   | 220,7    |
| Результаты проектирования          |    |        |         |          |
| $n_1, \text{об/мин}$               |    | 165    | 129     | 173      |
| $n_{\text{стат}}, \text{об/мин}$   |    | 40-60  | 100-180 | 140-200  |
| $n_{\text{проект}}, \text{об/мин}$ |    | 60     | 140     | 180      |

Примечание:  $n$  – частота вращения,  $l$ , стат, проект соответственно расчетная, статистическая, и проектная

### 2.2.6 Расчет требуемых расходов бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, 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 таблице 7.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 70 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки, для качественной очистки забоя и необходимого выноса шлама произведем промывку на забое.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 52 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 35 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

Таблица 7 – Расход бурового раствора

| Интервал, м            | 0-60   | 60-470 | 470-2600 |
|------------------------|--------|--------|----------|
| <b>Исходные данные</b> |        |        |          |
| $D_d$ , м              | 0,3937 | 0,2953 | 0,2207   |
| $K$                    | 0,65   | 0,6    | 0,55     |
| $K_k$                  | 1,3    | 1,25   | 1,2      |
| $V_{кр}$ , м/с         | 0,15   | 0,14   | 0,135    |
| $V_m$ , м/ч            | 40     | 35     | 30       |
| $d_{от}$ , м           | 0,127  | 0,127  | 0,127    |
| $d_{нмах}$ , м         | 0,0206 | 0,0175 | 0,0119   |
| $N$                    | 3      | 5      | 5        |
| $V_{кпмин}$ , м/с      | 0,5    | 0,5    | 1        |

|                                                      |              |              |              |
|------------------------------------------------------|--------------|--------------|--------------|
| $\rho_{\text{см}} - \rho_{\text{р}}, \text{ г/см}^3$ | 0,02         | 0,02         | 0,02         |
| $\rho_{\text{р}}, \text{ г/см}^3$                    | 1,18         | 1,16         | 1,12         |
| $\rho_{\text{п}}, \text{ г/см}^3$                    | 2            | 2,2          | 2,35         |
| Результаты проектирования                            |              |              |              |
| $Q_1, \text{ л/с}$                                   | 79           | 41           | 21           |
| $Q_2, \text{ л/с}$                                   | 72           | 42           | 23           |
| $Q_3, \text{ л/с}$                                   | 55           | 28           | 26           |
| $Q_4, \text{ л/с}$                                   | 36           | 52           | 35           |
| $\Delta Q, \text{ л/с}$                              | <b>36-79</b> | <b>28-52</b> | <b>21-35</b> |
| $Q_{\text{проект}}, \text{ л/с}$                     | 70           | 52           | 35           |

*Примечание: Q – расход бурового раствора, 1, 2, 3, 4 – критерии выбора пределов варьирования расхода, Δ – диапазон изменения допустимого расхода, проект – запроектированная величина*

### 2.2.7 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице Д.2 в приложении Д.

Для интервала бурения 60-470 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель Д-240РС который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ2-172.7/8РС, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

| Двигатель      | Интервал,<br>м | Наружный<br>диаметр,<br>мм | Длина, м | Вес, кг | Расход<br>жидкости,<br>л/с | Число<br>оборотов,<br>об/мин | Макси-<br>мальный<br>рабочий<br>момент,<br>кН*м | Мощность<br>двигателя,<br>кВт |
|----------------|----------------|----------------------------|----------|---------|----------------------------|------------------------------|-------------------------------------------------|-------------------------------|
| Д-240РС        | 60-<br>470     | 240                        | 10,1     | 2547    | 30-75                      | 40-160                       | 16,9                                            | 70-<br>282                    |
| ДРУ2-<br>178РС | 470-<br>2600   | 178                        | 5,0      | 1669    | 19-40                      | 80-200                       | 25,3                                            | 221-<br>565                   |

### 2.2.8 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Бурильная колонна состоит из следующих элементов: утяжеленных бурильных труб, стальных или легкосплавных бурильных труб, ведущей бурильной тубы, резьбовых переводников, центраторов.

Компоновки низа бурильной колонны выбираются из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины и ее конструкции. Компоновки низа бурильной колонны приведены в приложении Д таблицами Д.3, Д.4, Д.5.

#### *Проверочный расчет бурильных труб по запасу прочности в клиновом захвате*

Значение  $Q_{тк}$  для труб 127 группы прочности «Е» с толщиной стенки 9,19 составляет 148 и 155 (тс) (для клина 300 и 400 мм), с учетом коэффициента обхвата  $C=0,9$

$$Q_{тк-300}=148 \cdot 0,9 = 133,2 \text{ т}$$

$$Q_{тк-400}=155 \cdot 0,9 = 139,5 \text{ т}$$

Вычисляем коэффициенты запаса прочности:

$$N_{300} = \frac{Q^{тк}}{Q_{кнбк} \cdot Q_{б.т.}} = \frac{133,2}{15 \cdot 48} = 2,11 \geq 1,15$$

$$N_{400} = \frac{Q^{тк}}{Q_{кнбк} \cdot Q_{б.т.}} = \frac{139,5}{15 \cdot 48} = 2,21 \geq 1,15$$

$$Q_{\text{КНБК}} \approx Q_{\text{б.т.}} \quad 15 \approx 48$$

Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате

| Вид технологической операции<br>(бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента) | Интервал по стволу, м |          | Характеристика бурильной трубы |                      |                                    |                    |                          | Длина секции, м | Масса, т |                           | Коэффициент запаса прочности трубы на |                                  |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------|----------|--------------------------------|----------------------|------------------------------------|--------------------|--------------------------|-----------------|----------|---------------------------|---------------------------------------|----------------------------------|
|                                                                                                         | от (верх)             | до (низ) | Тип (шифр)                     | Наружный диаметр, мм | Марка (группа прочности) материала | Толщина стенки, мм | Тип замкового соединения |                 | Секции   | Нарастающая с учетом КНБК | В клиновом захвате<br>(L=300 мм)      | В клиновом захвате<br>(L=400 мм) |
| бурение                                                                                                 | 0                     | 2600     | ТБПК<br>127.0 X<br>9,19        | 127                  | Е                                  | 9,19               | 3-162                    | 2648            | 82,7     | 91,3                      | 1,46                                  | 1,53                             |

## 2.2.9 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Обоснование плотности производится с учетом возможных осложнений по разрезу скважины и условий предупреждения проявления пластов по формуле (6).

$$\rho_{бр} = \frac{k * P_{пл}}{g * L}, \left[ \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right]; \quad (6)$$

Где  $L$  – глубина скважины по стволу, м;  $g$  – ускорение свободного падения,  $\text{м/с}^2$ ;

$k$  – коэффициент превышения давления в скважине над пластовым (при  $L < 1200$  м  $k \geq 1,10$ , при  $L > 1200$  м  $k \geq 1,05$ )  $P_{пл}$

– пластовое давление, Па.

Полученное значение представляет собой минимально допустимую репрессию на пласт согласно Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Однако для предотвращения осыпей и обвалов стенок скважины особенно на верхних неустойчивых интервалах плотность принято увеличивать:

Полученное значение представляет собой минимально допустимую репрессию на пласт согласно Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Однако для предотвращения осыпей и обвалов стенок скважины особенно на верхних неустойчивых интервалах плотность принято увеличивать в соответствии с таблицей 10.

Таблица 10 – Величина репрессии для интервалов

| Показатель               | Интервал бурения |               |                    |
|--------------------------|------------------|---------------|--------------------|
|                          | Под направление  | Под кондуктор | Под экспл. колонну |
| Минимальная репрессия, % | 10               | 10            | 5                  |
| Принимаемая репрессия, % | 17-20            | 13-16         | 5,5-8              |

Принимаемая плотность буровый растворов приведена в таблице 11.

Таблица 11 Плотность раствора для интервалов

| Плотность, $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ | Интервал бурения |               |                    |
|-------------------------------------------|------------------|---------------|--------------------|
|                                           | Под направление  | Под кондуктор | Под экспл. колонну |
|                                           | 1193             | 1152          | 1269               |

*Направление*

Бентонитовый буровой раствор предназначен для бурения верхней части разреза скважины, обычно представленной слабосцементированными песками, глинами и песчаниками (направление). Для бурения этих отложений требуется достаточно вязкий бентонитовый раствор с умеренной водоотдачей. Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую эти породы фильтрационную корку. Разбуриваемые глины и суглинки частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой или добавлением понизителя вязкости.

В состав бентонитового раствора иногда включают высоковязкий полимерный понизитель фильтрации, при этом тип бурового раствора не меняется.

Примерный компонентный состав бентонитового бурового раствора приведен в таблице 12.

Таблица 12 – Примерный компонентный состав бентонитового раствора

| Реагент                         | Класс                 | Назначение                                                                            | Содержание, $\text{кг/м}^3$ |
|---------------------------------|-----------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------|
| NaOH                            | Регулятор pH          | Поддержание требуемого pH бурового раствора                                           | 0,7-1,2                     |
| Бентонит ПБМБ                   | Структурообразователь | Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации | 50-80                       |
| Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> | Регулятор жесткости   | Связывание ионов кальция и магния                                                     | 0,8-1,2                     |
| ИКД                             | Понизитель вязкости   | Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы           | 0,5-1,5                     |

|       |             |                         |                           |
|-------|-------------|-------------------------|---------------------------|
| Барит | Утяжелитель | Регулирование плотности | В соответствии с расчетом |
|-------|-------------|-------------------------|---------------------------|

После приготовления бентонитовый буровой раствор обеспечивает технологические свойства, приведенные в таблице 13.

Таблица 13 Технологические свойства бентонитового раствора

| Регламентируемые свойства           | Значение  |
|-------------------------------------|-----------|
| Плотность, г/см <sup>3</sup>        | 1,03-1,1  |
| Условная вязкость, с                | 50 и выше |
| Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин | < 12      |
| Содержание песка, %                 | < 2       |

#### *Кондуктор*

Ингибирующий буровой раствор применяется при бурении интервалов, сложенных активными глинами, склонными к гидратации и набуханию. Существует множество рецептов растворов, служащих для предупреждения осложнений, вызванных набуханием глин, однако механизм их действия несколько различается. Основные разновидности: известковые, гипсоизвестковые, хлоркалийевые, гипсокалийевые, хлоркальциевые, малосиликатные, алюмосиликатные. Механизмами могут выступать: перевод натриевых глин в кальциевые, модифицирование поверхности глин, ингибирование ионами калия. В настоящее время самым распространенным является хлоркалийевый как наиболее универсальный. В дополнение к уже приведенным видам можно отнести гликолевый раствор, который по степени своего воздействия выделяется в класс высокоингибирующих. Механизм ингибирования заключается в том, что молекулы модифицированных гликолей адсорбируются на активных участках поверхности глин. В результате экранирования этих участков происходит подавление процессов гидратации и набухания глинистых минералов. Однако достаточно широкого внедрения этого раствора не наблюдается ввиду высоких затрат на его приготовление.

Выбор данной системы обусловлен наличием активных глин в интервале бурения, так же на данном интервале предполагаются осложнения, вызванные их набуханием и обваливанием.

Примерный компонентный состав ингибирующего бурового раствора приведен в таблице 14.

Таблица 14 Примерный компонентный состав ингибирующих растворов

| Реагент                         | Класс                              | Назначение                                                                            | Содержание, кг/м <sup>3</sup> |
|---------------------------------|------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------|
| NaOH                            | Регулятор щелочности (Ph)          | Поддержание требуемого pH бурового раствора                                           | 1                             |
| Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> | Регулятор жесткости                | Связывание ионов кальция и магния                                                     | 0,8-1,2                       |
| Бентонит ПБМБ                   | Структурообразователь              | Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации | 30-40                         |
| ПАЦ НВ                          | Понизитель фильтрации              | Регулятор фильтрации                                                                  | 8                             |
| ПАЦ ВВ                          | Высоковязкий понизитель фильтрации | Регулятор фильтрации, реологических свойств                                           | 2                             |
| KCl                             | Ингибитор                          | Предотвращение набухания глин                                                         | 50                            |
| БИОЛУБ GREEN                    | Смазочная добавка                  | Снижение коэффициента трения в скважине                                               | 3-5                           |
| ПЕНТА 461                       | Пеноегаситель                      | Предотвращение пенообразования                                                        | 0,2                           |
| Барит                           | Утяжелители                        | Регулирование плотности, кольматация каналов                                          | В соответствии с расчетом     |

После приготовления ингибирующие растворы обеспечивают технологические свойства, представленные в таблице 15.

Таблица 15 – Технологические свойства ингибирующего раствора

| Регламентируемые свойства           | Значения    |
|-------------------------------------|-------------|
| Плотность, г/см <sup>3</sup>        | 1,10-1,12   |
| Условная вязкость, с                | 40-60       |
| Пластическая вязкость, сПз          | 12-35       |
| ДНС, дПа                            | 50-90       |
| СНС 10 сек/10 мин, дПа              | 10-40/20-60 |
| Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин | < 6         |
| pH                                  | 8-10        |
| Содержание песка, %                 | < 0,5       |

*Эксплуатационная колонна*

—

Биополимерный безглинистый буровой раствор, который используются для бурения в сложных горно-геологических условиях, в том числе в хемогенных отложениях, а также наклонно-направленных и горизонтальных участков скважин.

Данный тип раствора в связи с отсутствием в нем глинистой составляющей (в качестве кольматанта используются минералы на основе

карбоната кальция) эффективно применяется при вскрытии продуктивного пласта, сохраняя при правильном применении естественную проницаемость выше 85 %, что позволяет снижать затраты времени и средств на освоение скважины. Введение солевого ингибитора подавляет набухание глинистых минералов при попадании фильтрата в продуктивный пласт, что также способствует сохранению проницаемости коллектора.

Особенностью данного раствора является высокая вязкость при низкой скорости сдвига, что позволяет обеспечивать эффективную очистку скважины в застойных зонах наклонных и горизонтальных участков ствола.

Примерный компонентный состав биополимерного бурового раствора приведен в таблице 16.

Таблица 16 – Примерный компонентный состав KCL/полимерного (биополимерного) раствора

| Реагент                         | Класс                                                                | Назначение                                                       | Содержание, кг/м <sup>3</sup> |
|---------------------------------|----------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------|-------------------------------|
| NaOH                            | Регулятор щелочности (Ph)                                            | Поддержание требуемого pH бурового раствора                      | 0,4-0,5                       |
| Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> | Регулятор жесткости                                                  | Связывание ионов кальция и магния                                | 0,8-1,2                       |
| TehnoGEL<br>Ксантановая смола   | Структурообразователь                                                | Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств | 3,4-3,6                       |
| ПАЦ НВ                          | Понизитель фильтрации                                                | Регулятор фильтрации                                             | 16-18                         |
| KCl                             | Ингибитор (соль)                                                     | Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород      | 60-100                        |
| БИОЛУБ GREEN                    | Смазочная добавка                                                    | Снижение коэффициента трения в скважине                          | 18-22                         |
| CaCO <sub>3</sub>               | Утяжелители, закупоривающие материалы (разного фракционного состава) | Регулирование плотности, кольматация каналов                     | 50-100                        |
| Септор БДУ500                   | Бактерициды                                                          | Защита от микробиологической деструкции                          | 0,4-0,5                       |
| ПЕНТА 461                       | Пенегасители                                                         | Предотвращение пенообразования                                   | 0,4-0,5                       |

Данный раствор после приготовления обеспечивает следующие

технологические свойства, представленные в таблице 17.

Таблица 17 – Примерные технологические свойства KCL/полимерного (биополимерного) раствора

| Регламентируемые свойства           | Значение    |
|-------------------------------------|-------------|
| Плотность, г/см <sup>3</sup>        | 1,07-1,08   |
| Условная вязкость, с                | 40-50       |
| Пластическая вязкость, сПз          | 10-15       |
| ДНС, дПа                            | 60-100      |
| СНС 10 сек/10 мин, дПа              | 30-40/40-70 |
| Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин | < 6         |
| рН                                  | 8-10        |
| Содержание песка, %                 | < 0,5       |

Потребное количество бурового раствора рассчитывается по формуле (7) отдельно для каждого интервала бурения и представляет собой сумму определенных объемов:

$$V_{бр} = V_{скв} + V_{оч} + V_{ем} + V_{восп}, [м^3]; \quad (7)$$

где  $V_{скв}$  - объем скважины на конец бурения интервала по формуле (8), м<sup>3</sup>;

$$V_{скв} = \frac{\pi \cdot D_{дол}^2 \cdot k_k \cdot L_{ос}}{4} + \frac{\pi \cdot d_{ок}^2 \cdot L_{эс}}{4} [м^3]; \quad (8)$$

где  $D_{дол}$  – диаметр долота в пробуренном интервале, м;  $d_{ок}$

– внутренний диаметр ОК, м;

$k_k$  – коэффициент кавернозности для интервала;  $L$  –

длина интервала в открытом/закрытом стволе, м.

$V_{оч}$  – объём системы очистки (принимается равным 3-8 м<sup>3</sup>);

$V_{ем}$  – объём раствора в емкостях (для направления и кондуктора – 40 м<sup>3</sup>, для интервалов продуктивного горизонта =  $V_{скв}$ );

$V_{восп}$  - объём восполнения потерь в системе очистки, потерь при фильтрации и СПО рассчитывается по формулам (9-12).

$$V_{восп} = V_{пот} + V_{фил} + V_{спо} [м^3]; \quad (9)$$

$$V_{пот} = \varepsilon \cdot V_{п} \cdot \frac{\rho_{гп} - \rho_{ж}}{\rho_{гп} + \rho_{бр} - 2\rho_{ж}} [м^3]; \quad (10)$$

где  $\varepsilon$  – степень очистки бурового раствора (0,7 для трехступенчатой системы очистки, 0,9 – для четырехступенчатой);  $V_{\text{п}}$  – объем выбуренной породы,  $\text{м}^3$ ;  $\rho_{\text{гп}}$  – плотность выбуренной породы,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;  $\rho_{\text{ж}}$  – плотность жидкой фазы бурового раствора,  $\text{кг}/\text{м}^3$ .

$$V_{\text{фил}} = \frac{2,51}{\rho_{\text{бр}} - \rho_{\text{ж}}} \left( k_k \cdot D_{\text{дол}} - \frac{h}{2} \right) L_{\text{ос}} [\text{м}^3]; \quad (11)$$

где  $h$  – толщина фильтрационной корки (принимается равным 0,002-0,003 м для растворов с низкой водоотдачей).

$$V_{\text{спо}} = \frac{4L_{\text{ос}} + 2L_{\text{зс}}}{1000} [\text{м}^3]; \quad (12)$$

Перевод раствора на следующий интервал позволяет сократить потребное количество приготавливаемого раствора и сэкономить материалы и химические реагенты. Согласно программам приготовления и обработки бурового раствора, допускается перевод до 60% объема раствора, имеющегося в конце интервала. Объем рассчитывается по формуле (13):

$$V_{\text{перев}} = 0,2 \cdot 0,6(V_{\text{скв}} + V_{\text{цс}} + V_{\text{ем}}), [\text{м}^3]; \quad (13)$$

Потребное количество бурового раствора приведено в приложении Е таблице Е.1.

При расчете потребного количества реагентов необходимо проверить выполнение условия: запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины. Из них один объем должен находиться в виде бурового раствора в емкостях, и еще один объем допускается иметь в виде материалов и химических реагентов для его оперативного приготовления. Для расчета объема раствора к непосредственному приготовлению принимается большее из значений, за вычетом объема раствора, переведенного с предыдущего интервала по формуле (14):

$$V_{\text{потр}} = (V_{\text{бр}} <> 3 \cdot V_{\text{скв}}) - V_{\text{перев}}, [\text{м}^3]; \quad (14)$$

Расчет потребного количества выполняется для каждого реагента, указанного в составе выбранного бурового раствора, по формуле (15):

$$M_p = C \cdot V_{\text{потр}}, [\text{кг}]; \quad (15)$$

где  $C$  – расход реагента,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;  $M_p$

– масса реагента,  $\text{кг}$ .

Количество целых упаковок, необходимых для полного обеспечения материалами и химическими реагентами, определяется по формуле (16):

$$N_{\text{уп}} = M_p / V_{\text{уп}}, [\text{кг}]; \quad (16)$$

где  $V_{\text{уп}}$  – объем упаковки для отдельно взятого реагента: для сыпучих реагентов

– мешки (25 и 1000  $\text{кг}$ ) для реагентов в жидкой форме – бочки (объем 200 л  $\approx$  0,2 $\rho_{\text{ж}}$   $\text{кг}$ ).

Потребное количество химических реагентов для приготовления буровых растворов представлено в приложении Е таблице Е.2. На рисунке Е.1 приведена схема очистки бурового раствора.

#### **2.2.10 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 эксплуатационную колонну.

Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные. Расчет гидравлической программы промывки скважин был выполнен в программе обеспечения для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин (бурсофтпроект). Результаты расчета представлены в таблицах 18-20.

Таблица 18 – Гидравлические показатели промывки скважины

| Интервал по<br>стволу, м     |             | Вид техно-<br>логической<br>операции | Наименьшая<br>скорость<br>восходящего<br>потока в<br>открытом<br>стволе, м/с | Удельный<br>расход, л/с<br>на см2 к.п. | Схема промывки | Гидромониторные<br>насадки |         | Скорость<br>истечения,<br>м/с | Мощность<br>срабатываемая<br>на долоте,<br>л.с./дм2 |
|------------------------------|-------------|--------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------|----------------|----------------------------|---------|-------------------------------|-----------------------------------------------------|
| от<br>(верх)                 | до<br>(низ) |                                      |                                                                              |                                        |                | кол-во                     | диаметр |                               |                                                     |
| Под направление              |             |                                      |                                                                              |                                        |                |                            |         |                               |                                                     |
| 0                            | 60          | БУРЕНИЕ                              | 0,39                                                                         | 0,14                                   | ПЕРИФЕРИЙНАЯ   | 6                          | 11,1    | 96,12                         | 343,17                                              |
| Под кондуктор                |             |                                      |                                                                              |                                        |                |                            |         |                               |                                                     |
| 60                           | 470         | БУРЕНИЕ                              | 0,61                                                                         | 0,09                                   | ПЕРИФЕРИЙНАЯ   | 6                          | 11      | 82,7                          | 215,2                                               |
| Под эксплуатационную колонну |             |                                      |                                                                              |                                        |                |                            |         |                               |                                                     |
| 470                          | 2600        | БУРЕНИЕ                              | 0,9                                                                          | 0,11                                   | ПЕРИФЕРИЙНАЯ   | 5                          | 8       | 95,5                          | 144,8                                               |

Таблица 19 – Режим работы буровых насосов

| Интервал по стволу, м | Вид технологической операции | Тип | Режим работы бурового насоса |         |            |             |       |            | Суммарная производительность насосов в |
|-----------------------|------------------------------|-----|------------------------------|---------|------------|-------------|-------|------------|----------------------------------------|
|                       |                              |     |                              | диаметр | допустимое | коэффициент | число | производи- |                                        |

| от<br>(верх) | до<br>(низ) |         |          | Количество | КПД  | цилиндровых<br>штулок, мм | давление,<br>кгс/см <sup>2</sup> | наполнения | двойных<br>ходов в<br>мин. | тельность,<br>л/с | интервале,<br>л/с |
|--------------|-------------|---------|----------|------------|------|---------------------------|----------------------------------|------------|----------------------------|-------------------|-------------------|
| 0            | 60          | БУРЕНИЕ | УНБТ950А | 2          | 0,95 | 160                       | 165                              | 1          | 50                         | 25                | 50                |
| 60           | 470         | БУРЕНИЕ | УНБТ950А | 2          | 0,95 | 160                       | 165                              | 1          | 50                         | 25                | 50                |
| 470          | 2600        | БУРЕНИЕ | УНБТ950А | 1          | 0,95 | 160                       | 165                              | 1          | 60                         | 30                | 30                |

Таблица 20 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

| Интервал по<br>стволу, м |             | Вид техно-<br>логической<br>операции | Давление на<br>стояке в конце<br>интервала,<br>кгс/см <sup>2</sup> | Потери давления (в кгс/см <sup>2</sup> ) для конца интервала в |                    |                      |                           |                                 |
|--------------------------|-------------|--------------------------------------|--------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------|--------------------|----------------------|---------------------------|---------------------------------|
|                          |             |                                      |                                                                    | элементах КНБК                                                 |                    | бурильной<br>колонне | кольцевом<br>пространстве | Обвязке<br>буровой<br>установки |
| от<br>(верх)             | до<br>(низ) |                                      |                                                                    | насадках<br>долота                                             | забойном двигателе |                      |                           |                                 |
| 0                        | 60          | БУРЕНИЕ                              | 98,3                                                               | 51                                                             | 34,5               | 4,9                  | 0,4                       | 7,5                             |
| 60                       | 470         | БУРЕНИЕ                              | 124,91                                                             | 46                                                             | 33,3               | 32,57                | 6,04                      | 7                               |
| 470                      | 2600        | БУРЕНИЕ                              | 150,7                                                              | 60,3                                                           | 48,7               | 29,1                 | 7,1                       | 5,5                             |



## 2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин

### 2.3.1 Расчет обсадных колонн

*Продавочная жидкость:* в качестве продавочной жидкости для расчетов будем применять техническую воды ( $\rho_{\text{прод}} = 1000 \text{ кг/м}^3$ ).

*Буферная жидкость:* согласно рекомендации к выбору буферной жидкости представленной в РД 39-00147001-767-2000 при данных геологических условиях и возможных осложнений необходимо использовать вязкоупругие буферные жидкости. Применяются для цементирования наклонно-направленных скважин, интервалов повышенной кавернозности и желобов, пластов, склонных к интенсивному поглощению.

Так как данный тип буферной жидкости обычно обладает повышенной вязкостью относительно других, то будем использовать плотность  $1050 \text{ кг/м}^3$ .

*Облегченный тампонажный раствор:* плотность примем равной из диапазона рекомендуемых значений  $1500 \text{ кг/м}^2$ .

*Тампонажный раствор нормальной плотности:* плотность примем равной из диапазона рекомендуемых значений  $1920 \text{ кг/м}^2$ .

***Определение интервалов цементирования тампонажными растворами различной плотности:***

**Направление:** цементируется раствором нормальной плотности 0-60 м.

**Кондуктор:** цементируется раствором нормальной плотности на интервале 320 -420 м, облегченным 0-320 м.

**Эксплуатационная колонна:** цементируется раствором нормальной плотности на интервале 2475-2600 м, облегченным 270-2475 м.

### 2.3.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

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

На рисунке Ж.1 в приложении Ж представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

**Случай 2: конец эксплуатации скважины**

На рисунке Ж.2 в приложении Ж представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации газовой скважины.

#### **Кондуктор**

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании кондуктора в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении представлены на рисунке 2.

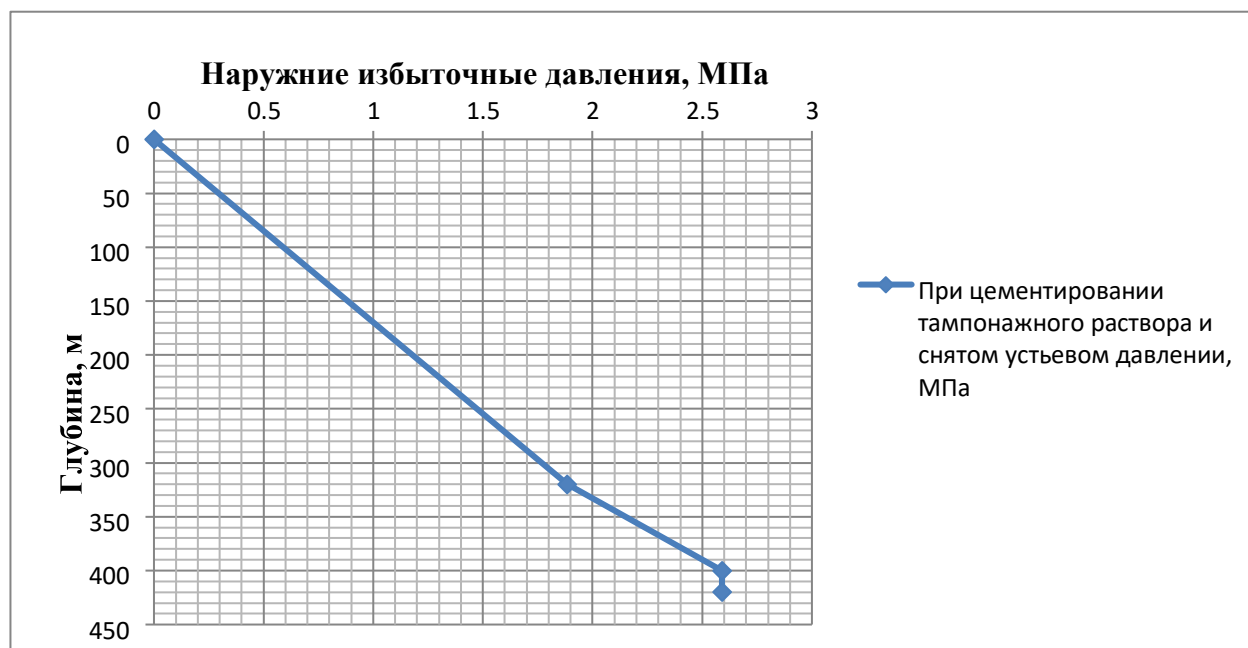


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений для кондуктора

#### **Эксплуатационная колонна**

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и снятом

на устье давления, а также в конце эксплуатации нефтяной скважины представлены на рисунке 3.

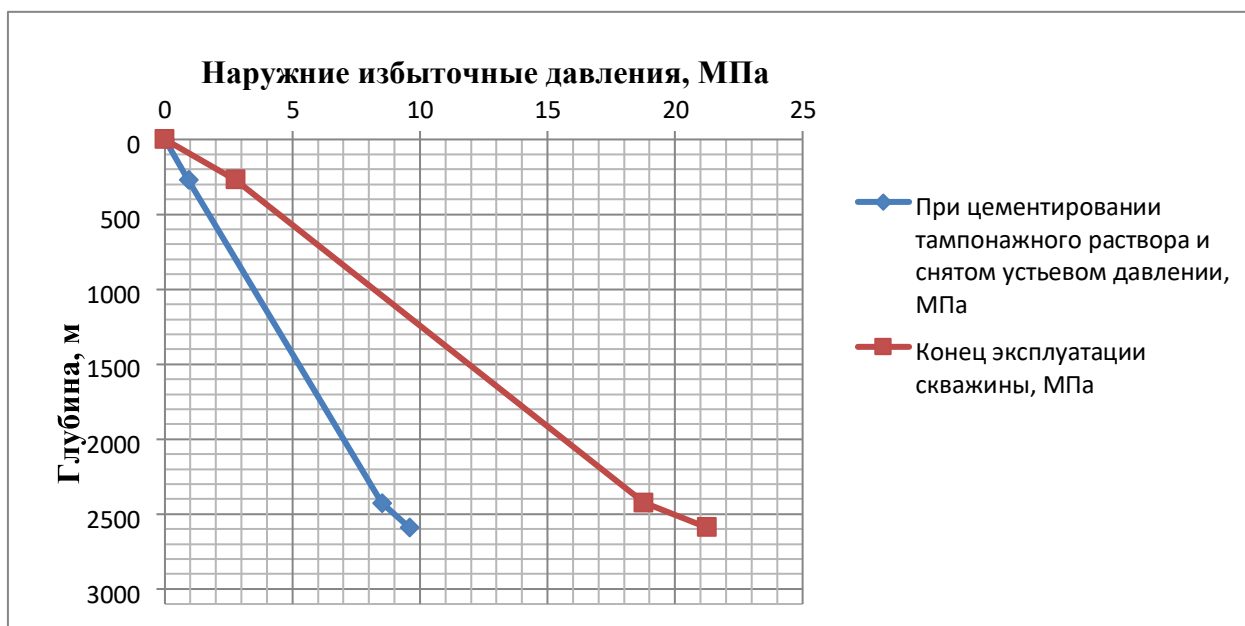


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений для эксплуатационной колонны

### 2.3.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

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

На рисунке Ж.3 в приложении Ж представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

**2 случай: опрессовка обсадной колонны**

На рисунке Ж.4 в приложении Ж представлена схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

### ***Кондуктор***

Результаты расчета внутренних избыточных давлений при цементировании кондуктора в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 4.

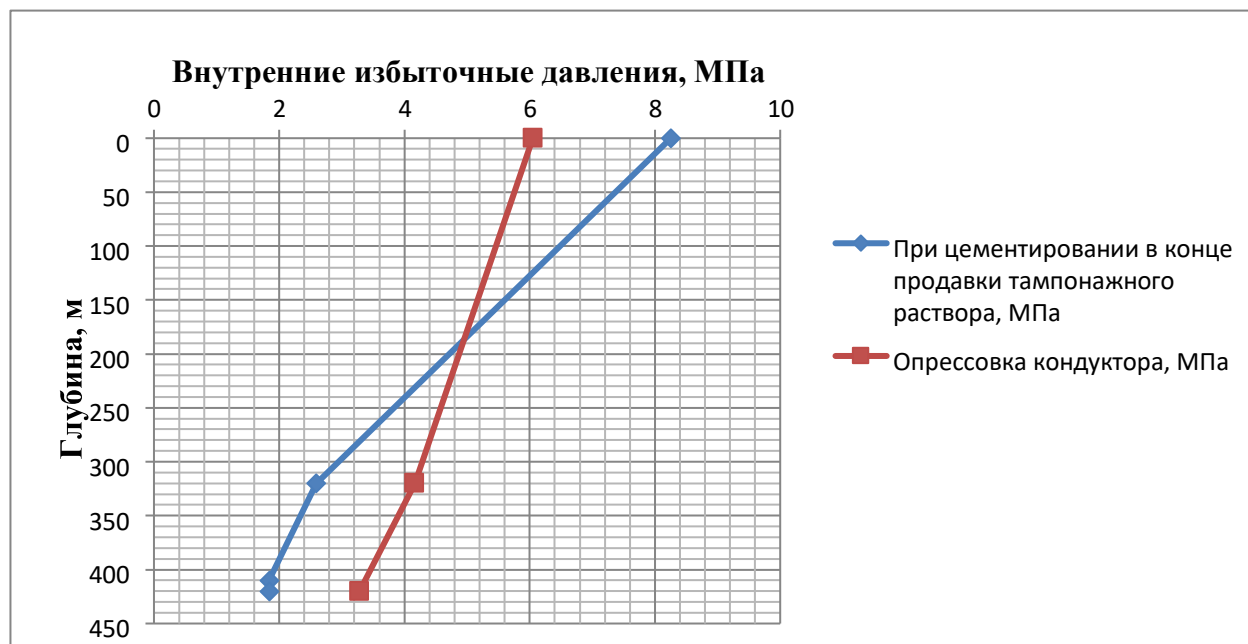


Рисунок 4 – Эпюры внутренних избыточных давлений для кондуктора

### ***Эксплуатационная колонна***

Результаты расчета внутренних избыточных давлений при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 5.

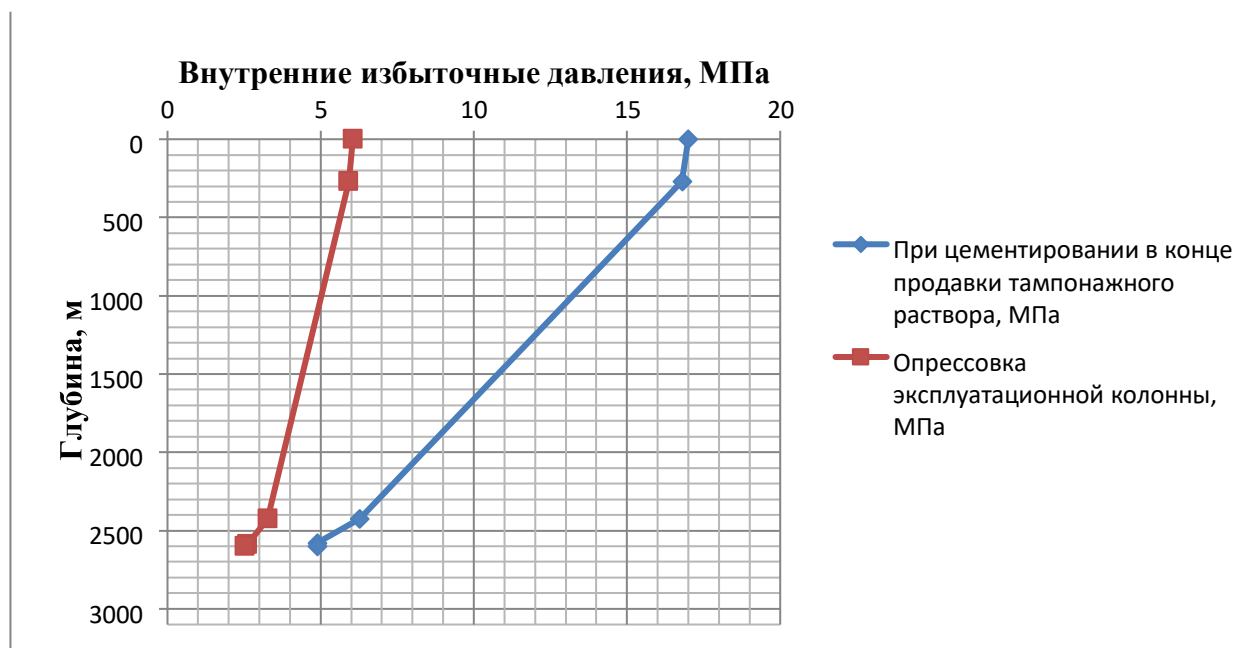


Рисунок 5 – Эпюры внутренних избыточных давлений для эксплуатационной колонны

### 2.3.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристика рассчитанных секций обсадных колонн представлена в таблице 21.

Таблица 21 – Характеристика секций обсадных колонн

| №<br>секций | Тип<br>резьбового<br>соединения | Группа<br>прочности | Толщина<br>стенки,<br>мм | Длина,<br>м | Вес, кг      |        |                | Интервал<br>установки,<br>м |
|-------------|---------------------------------|---------------------|--------------------------|-------------|--------------|--------|----------------|-----------------------------|
|             |                                 |                     |                          |             | 1 м<br>трубы | секций | суммар-<br>ный |                             |
|             | Направление                     |                     |                          |             |              |        |                |                             |
| 1           | Треугольная                     | Д                   | 8,5                      | 60          | 67           | 4020   | 4020           | 0-60                        |
|             | Кондуктор                       |                     |                          |             |              |        |                |                             |
| 1           | ОТТМ                            | Д                   | 7,9                      | 420         | 47           | 19740  | 19740          | 0-420                       |
|             | Эксплуатационная колонна        |                     |                          |             |              |        |                |                             |
| 1           | ОТТМ                            | Д                   | 7,7                      | 175         | 26,5         | 4637   | 64050          | 2425-2600                   |
| 2           | ОТТМ                            | Д                   | 7,0                      | 2425        | 24,5         | 59412  |                | 0-2425                      |

## **2.3.2 Расчет процессов цементирования скважины**

### **2.3.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн**

Проверим условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора (17):

$$0,95 * P_{гр} > P_{гс\text{ кп}} + P_{гд\text{ кп}}, \quad (17)$$

38,75 МПа > 41,17 МПа. Условие не выполняется, следовательно, проектируется двухступенчатое цементирование.

### **2.3.2.2 Расчёт объёма тампонажной смеси, буферной и продавочной жидкостей и количества составных компонентов**

В качестве тампонажного раствора нормальной плотности примем ПЦТШ-100 с водоцементным отношением  $m_n = 0,5$ . Для облегченного тампонажного раствора примем ПЦТ-Ш-Об(4-6)-100 с водоцементным отношением  $m_{обл} = 1$ .

В качестве буферной жидкости рекомендуется использовать водные растворы материалов буферных порошкообразных «МБП-СМ» (обладает хорошей моющей способностью) и «МБП-МВ» (обеспечивает улучшенный смыв глинистой корки со стенок скважин) в пропорции 1 к 4 по объему буферной жидкости. Причем расход «МБП-СМ» составляет 70 кг/м<sup>3</sup>, а «МБПМВ» – 15 кг/м<sup>3</sup>.

По опыту цементировочных работ в рецептуру тампонажных растворов необходимо включать Нитрилотриметилфосфовую кислоту (НТФ), являющейся добавкой, повышающей время загустевания тампонажного раствора. Рекомендуемый расход НТФ составляет 0,41 кг/м<sup>3</sup>.

Результаты расчета объемов тампонажных растворов и количества компонентов, формирующих их, сведем в таблицу 22.

Таблица 22 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

| Наименование жидкости                    | Объем жидкости, м³ |      | Плотность жидкости, кг/м³ | Объем воды для приготовления, м³ | Наименование компонента | Масса компонента, кг |
|------------------------------------------|--------------------|------|---------------------------|----------------------------------|-------------------------|----------------------|
| Буферная жидкость                        | 12,10              | 9,68 | 1050                      | 9,075                            | МБП-МВ                  | 145,2                |
|                                          |                    | 2,42 |                           | 2,3                              | МБП-СМ                  | 169,4                |
| Продавочная жидкость                     | 36,50              |      | 1000                      | 36,50                            | -                       | -                    |
| Облегченный тампонажный раствор          | 63,74              |      | 1500                      | 49,63                            | ПЦТ-III-Об(4-6)-100     | 95610                |
|                                          |                    |      |                           |                                  | НТФ                     | 18,64                |
| Нормальной плотности тампонажный раствор | 4,28               |      | 1920                      | 2,99                             | ПЦТ-II-100              | 8218                 |
|                                          |                    |      |                           |                                  | НТФ                     | 1,75                 |

### 2.3.2.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования

По формуле (18) рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m = G_{сyx} / G_{\sigma} \quad (18)$$

Для цемента нормальной плотности:  $m = 5,53/13=0,425$

(требуется 1 цементосмесительная машина) Для

облегченного:

*1 ступень:*

$m = 32,8 / 10=3,28$  (требуется 3 цементосмесительных машины,

требуется 1 дозаторка цемента во время приготовления) *2 ступень:*  $m$

$= 13,16 / 10=1,32$  (требуется 2 цементосмесительных машины)

В соответствии с выбором цементирующей техники и проведенными расчетами ее количества разработана технологическая схема обвязки цементирующего оборудования, изображенную на рисунке 6.

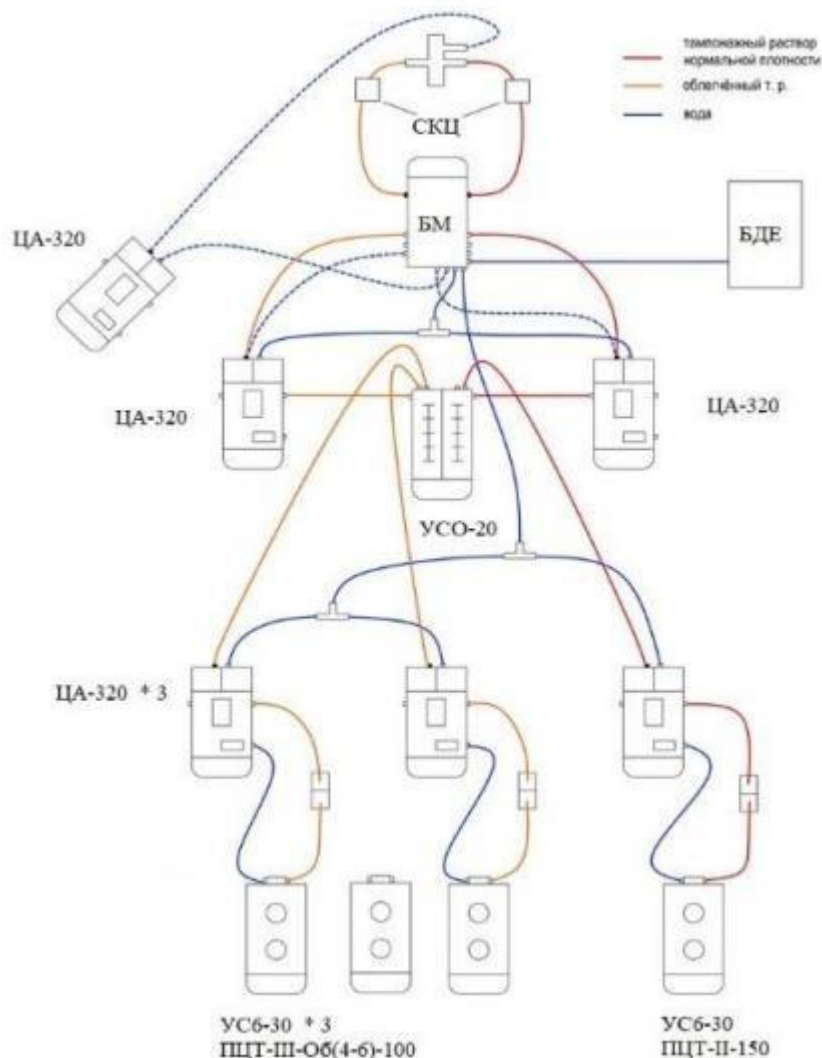


Рисунок 6 – Схема обвязки цементирующей техники с применением цементосмесительных установок и бачка затворения

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

### 2.3.3 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Процессом испытания скважины в обсаженном стволе является комплекс работ, включающий следующие операции: вторичное вскрытие продуктивного пласта, вызов притока нефти или газа из пласта, отбор проб пластового флюида, определение газонефте содержания пласта и основных гидродинамических параметров пласта.

Задачами испытания пластов являются:

- Оценка продуктивности пласта;
- Отбор проб нефти и газа для дальнейшего исследования; –  
Оценка степени загрязнения призабойной зоны пласта (ПЗП); – Оценка коллекторских свойств пласта.

Дальнейшие расчеты будут произведены для пласта с наибольшим ожидаемым дебитом.

#### ***Выбор жидкости глушения***

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

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

Плотность жидкости глушения определяется для каждого нефтяного и газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле (19).

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h}, \quad (19)$$

Где  $k$  – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым,

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

$h$  – глубина испытываемого пласта, м.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1 + \kappa) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = 1070,33 \text{ кг/м}^3$$

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

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле (20).

$$V_{ж.г.} = 2 V_{внэк.} = 2 * 36,28 = 72,56 \text{ м}^3 \quad (20)$$

Где  $V_{внэк.}$  – внутренний объем ЭК,  $\text{м}^3$ .

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

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

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

Применение перфораторов различных типов и конструкций зависит от плотности вскрываемых пород. В твердых породах рекомендуется применять кумулятивную перфорацию.

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

Протяженности интервала перфорации менее 18 м применяют перфорационные системы, спускаемые на кабеле.

В таблицу 23 вносятся технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта.

Таблица 23 – Перфорация скважины

| Мощность перфорируемого объекта, м | Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель) | Вид перфорации | Типоразмер перфоратора | Плотность перфорации, отв./1 м | Количество спусков перфоратора                         |
|------------------------------------|-----------------------------------------|----------------|------------------------|--------------------------------|--------------------------------------------------------|
| 15                                 | Кабель                                  | Кумулятивная   | ORION 73КЛ             | 20                             | Ограничивается грузоподъемностью геофизического кабеля |

#### ***Выбор типа пластоиспытателя***

Все скважинные инструменты для испытания пластов можно разделить на:

- Пластоиспытатели спускаемые в скважину на колонне бурильных труб или НКТ (ИПТ);
- Аппараты, спускаемые в скважину на каротажном кабеле. В случае необходимости исследования пласта на отдельных уровнях (прослеживание изменения проницаемости по мощности пласта, определение положения ВНК) используют пробоотборник, спускаемый на каротажном кабеле.

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

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

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на трубах **КИИ-95/146**.

### **Выбор типа фонтанной арматуры**

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

Принимаем арматуру фонтанная АФ1-80/65х21.

### **2.4 Выбор буровой установки**

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

| БУ-3000/200 ЭУК-1М                                                   |       |                                      |       |                  |
|----------------------------------------------------------------------|-------|--------------------------------------|-------|------------------|
| Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q <sub>бк</sub> )            | 88,23 | [G <sub>кр</sub> ] / Q <sub>бк</sub> | 2,26  | 120>88,23        |
| Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q <sub>об</sub> )             | 64    | [G <sub>кр</sub> ] / Q <sub>об</sub> | 3,125 | 180>64           |
| Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q <sub>пр</sub> ) | 114,7 | [G <sub>кр</sub> ] / Q <sub>пр</sub> | 1,74  | 200/114,7=1,74>1 |
| Допустимая нагрузка на крюке, тс (G <sub>кр</sub> )                  | 200   |                                      |       |                  |
| Расчет фундамента буровой установки                                  |       |                                      |       |                  |

|                                                                             |      |                                                                     |      |
|-----------------------------------------------------------------------------|------|---------------------------------------------------------------------|------|
| Вес вышечно-лебёдного блока, т ( $Q_{\text{влб}}$ )                         | 185  | $k_{\text{по}} = P_o / P_{\text{бо}}$<br>( $k_{\text{по}} > 1,25$ ) | 5,16 |
| Вес бурильной колонны, т ( $Q_{\text{бк}}$ )                                | 68,7 |                                                                     |      |
| Вес обсадной колонны, т ( $Q_{\text{ок}}$ )                                 | 64   |                                                                     |      |
| Коэффициент, учитывающий возможность прихвата ( $K_{\text{п}}$ )            | 1,3  |                                                                     |      |
| Вес бурового раствора для долива, т ( $Q_{\text{бр}}$ )                     | 12   |                                                                     |      |
| Площадь опорной поверхности фундаментов, м <sup>2</sup> ( $F_{\text{бо}}$ ) | 325  |                                                                     |      |

### 3 Мостовые пробки и посадочный инструмент для их установки

Одна из разновидностей пакерного оборудования, применяемого в нефтедобывающей промышленности, представлена так называемыми мостовыми пробками – устройствами, предназначенными для разобщения пластов. Использование подобных устройств по большей части связано с проведением работ по консервации скважин, их ремонтом и непосредственно в ходе эксплуатации.

Мостовая пробка идеально подходит для изоляции зон низкого давления при консервации или ликвидации скважин, при гидравлических разрывах и ремонтноизоляционных работах с применением тампонажного материала. Универсальность и конструктивная простота мостовых пробок позволяет с их использованием значительно сокращать время проведения технологических операций при РИР с соответствующим снижением стоимости работ [1].

Основной объем при капитальном ремонте скважин занимают РИР, восстанавливающие герметичность лифта скважины. К их числу относится восстановление целостности и герметичности обсадных колонн, восстановление целостности цементного кольца, ограничение притока вод и межколонных перетоков, а также отсечение интервалов эксплуатационных колонн с помощью цементных мостов.

При этом сфера и объемы применения цементных, или мостовых пробок постоянно расширяются. По мере истощения давно разрабатываемых пластов все более общей практикой становится перевод скважин на эксплуатацию вышележащих горизонтов. Кроме того, в отрасли не снижаются масштабы зарезки боковых стволов.

Целью реферативной исследовательской работы изучение мостовых пробок и посадочного инструмента для их установки.

В работе необходимо решить следующие задачи:

1. Изучить область применения мостовых пробок, основные характеристики.
2. Рассмотреть посадочный инструмент для установки мостовых пробок и сопутствующее оборудование.
3. Рассмотреть работы по установке и извлечению пробок.

При исследовании будут использоваться статьи, учебные материалы, ресурсы сети Интернет.

### **3.1 Область применения мостовых пробок, основные характеристики**

Мостовые пробки включают ряд общих конструктивных элементов, характерных практически для любого устройства этого класса. В число таких элементов входит замковый узел (функцией которого является удержание остальных элементов при транспортировке и пакеровке), уплотнительный узел (который обеспечивает герметичное разобщение объемов) и якорный узел (который обеспечивает фиксацию устройства в скважине).

В некоторых случаях конструкция мостовой пробки может иметь свои особенности. Например, якорные узлы могут быть разделены на верхний и нижний, каждый из которых блокирует перемещение только в одном из направлений. Кроме того, извлекаемые мостовые пробки могут снабжаться узлом извлечения, который обеспечивает соединение со сцепным устройством, а

также при необходимости или в случае аварийной ситуации – обеспечивает своевременное разъединение с замковым узлом.

Сфера использования:

- ставят мосты для разбивки пластов;
- заканчивают скважины и герметизируют для хранения неразработанный промысел;
- применяют как основание для клина-отклонителя;
- организуют ремонт и изоляцию, используя тампонажное сырьё, устраняя под давлением заколонную циркуляцию или дефект обсадной колонны.

Основные характеристики (в Приложении И на рисунке И.1 изображён пример мостовой пробки):

- монтаж мостовой пробки осуществляют по средствам гидравлической установочной компоновки ГУК нужного типа, с помощью нагнетания давления в типовых или гибких насосно-компрессорных трубах (НКТ);
- предполагает постоянное функционирование без перебоев при разнице давления до 35 МПа;
- не разъёмная структура плашек не даёт преждевременной при опускании, установится раньше времени;
- изготавливается согласно строгим правилам, поэтому имеет отличные прочностные свойства и очень хорошую разбуриваемость (Приложение И, таблица И.1).

Положительные свойства:

- не сложность конструкции, малое содержание металла и безпроблемная разбуриваемость пробки;
- применяют в наклонных, горизонтальных, глубоких скважинах;

— незаменим данный пакер при ремонтных работах для изоляции части скважины. При этом процесс ускоряется, финансовые издержки уменьшаются [2].

Пробки мостовые разбуриваемые ПМ и ПМЗ – это разбуриваемые пакеры, которые служат для кратковременной или постоянной изоляции пластов.

Производят 2 вида пакеров: пробки мостовые глухие (ПМ), которые нужны для создания изолирующего пространства эксплуатационной колонны, и пробки мостовые заливочные (ПМЗ), которые нужны для заливки около пробки (рисунок 7).

Схемы применения пакеров мостовых ПМ представлены в Приложении И на рисунке И.2. Установка ПМ и ПМЗ производится с помощью гидравлической установочной компоновки (ГУК) путем создания избыточного давления в стандартных или гибких НКТ: ГУК воздействует на мостовую пробку, в результате чего она устанавливается, а после этого происходит разъединение ГУК и пробки.



Рисунок 7 – Пробки мостовые разбуриваемые

При установке ПМ производится опрессовка и извлечение посадочного инструмента, при установке ПМЗ есть возможность за время одной СПО провести прокачку цементного раствора или тампонажных материалов сразу при монтажке пакера. Далее транспортирующая установка движется вверх и обратный клапан затворяется [3].

Пробки мостовые могут применяться для защиты нижележащего продуктивного пласта в случае, если необходимо провести РИР в верхних интервалах или гидроразрыв верхнего пласта. В отличие от цементного моста ПМ обеспечивает защиту пласта от вредного воздействия, а также позволяет сократить время проведения РИР. Кроме того, ПМ может использоваться в качестве опоры для клина отклонителя в случае зарезки бокового ствола.

Применяя ПМЗ, оснащенные обратным клапаном, можно производить ликвидацию заколонных перетоков, изоляцию нижних горизонтов или ликвидацию негерметичности эксплуатационной колонны (см. «Схемы применения мостовых пробок»). Благодаря внедрению торцевого фреза, который был разработан совместно с компанией «Сиб Трейд Сервис», можно сократить время разбуриваемости пакеров до 2 ч (рисунок 8).



Рисунок 8 – Сравнительный анализ затрат времени на РИР одного из подразделений ОАО «Сургутнефтегаз»

Применение ПМ и ПМЗ позволяет существенно (до двух раз) сократить время РИР по сравнению с применением стандартной технологии. Это относится к таким видам РИР, как изоляция заколонной циркуляции, отделение негерметичности эксплуатационной колонны, отключение верхнего и нижнего интервалов перфорации, обособление негерметичности эксплуатационной колонны в сеноманских отложениях и смена верхней части эксплуатационной колонны.

Сравнительный анализ затрат времени на РИР, проведенные одним из подразделений компании ТНК-ВР, также свидетельствует о сокращении времени. В среднем затраты времени на установку цементного моста занимают порядка 50 ч. Аналогичные операции с установкой мостовой пробки составляют 14-18 ч, то есть запустить скважину можно на 30-40 ч раньше (рисунок 9).



Рисунок 9 – Сравнительный анализ затрат времени на РИР одного из подразделений ОАО «ТНК-ВР»

Когда вводят в эксплуатацию уже работавшие ранее скважины, то необходимо герметизировать их. Это связано с восстановлением дефектов цементного кольца, для этого надо изолировать скважину от поступления жидкости сверху или снизу к фильтру. В другом случае, если в рабочей колонне

есть неисправности, и это грозит нарушением функционированию всей буровой, то требуется изоляция этой неисправности с помощью ПМ. И ещё один вариант требующий подобных работ, когда скважину двигают между пластами вверх или вниз. Тут обособливают у скважины фильтр.

Пробка мостовая, которая создана фирмой «Югсон-Сервис» имеет свойство удаления (изъятия) ПМ-И (рисунок 10). Монтируется она посредством тампонажного сырья, для наладки мостов, МГРП, прекращения функционирования скважин или когда надо поставить промысел на хранение. Ставят пробку применяя, гидравлическую установочную компоновку ГУК, при нагнетании давления в трубах [4].



Рисунок 10 – Устройство пробки мостовой извлекаемой ПМ-И

Конструкционные характеристики данной пробки позволяют монтировать её вспомогательным сцепным устройством (УС). Если вытащить не удаётся, то можно разбурить, так как изготовлена из алюминия, а все детали жёстко закреплены и не вращаются.

Монтировку и удаление (рисунок 11) пробки ПМ-И можно описать так:

- 1) Предварительная подготовка;
- 2) Монтировка;
- 3) Испытание на герметичность; 4) Проведение работ по РИР или ГРП; 5) Удаление.



Рисунок 11 – Установка пробки типа ПМ-И и её извлечение

Статистические данные использования удаляемой мостовой пробки ПМИ представлены следующие:

- прошли 22 скважино-операции;
- отлично прошла установка по ГРП и РИР – 100 %;
- отлично залито – 100 %;
- отлично удалено – 80 %;
- отлично разбурено – 100 %.

На (рисунке 12) представлены схемы использования мостовых извлекаемых пакеров типа ПМ-И.

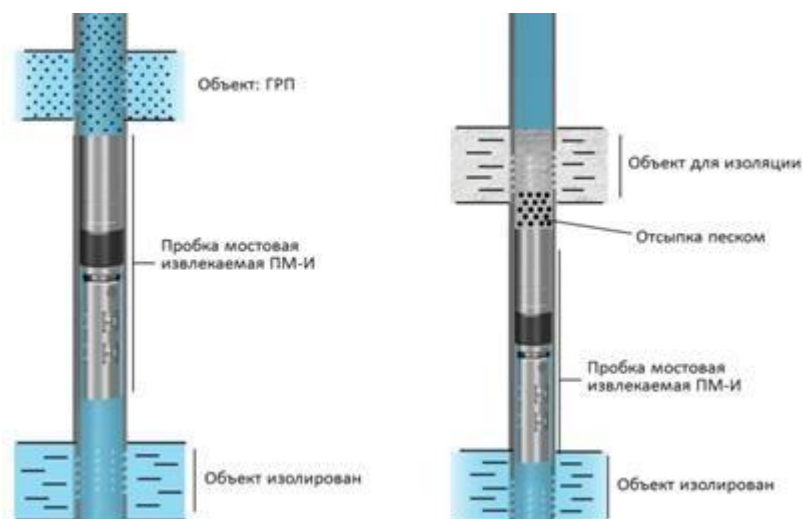


Рисунок 12 – Гидроразрыв пласта, изоляция негерметичности ЭК  
 Электромеханическую пробку мостовую (рисунок 13)  
 монтируют

посредством электроустановочной компоновки ЭУК, используя геофизическую технику. Характеристики её соответствуют ПМ стандартного типа. Имеет пробка отличные свойства разбуривания, а также быстро подготавливается к установке.



Рисунок 13 – Устройство пробки мостовой электромеханической ПМЭ

В настоящий момент пробка ПМЭ проходит опытно-промышленные испытания в одной из крупнейших нефтяных компаний России.

Как работает электромеханическая пробка:

- 1) Первый этап подготовки;
- 2) Монтируют в скважину (рисунок 14);
- 3) Проверяют на протекание; 4) Удаление.



Рисунок 14 – Установка ПМЭ

### **3.2 Посадочный инструмент для установки мостовых пробок и сопутствующее оборудование**

Разбуриваемые мостовые пробки представляют собой пакеры из легкоразбуриваемых материалов. Помимо таких устройств существуют также

извлекаемые мостовые пробки, которые подразумевают возможность создания временной или переходящей в постоянную изоляции [5].

Установка и подъем извлекаемых мостовых пробок производится при помощи гибкой трубы и комплекса гидравлического оборудования. При невозможности извлечения такая мостовая пробка тоже легко разбуривается.

### **3.2.1 Посадочный инструмент, спускаемый на кабеле**

Инструмент предлагается в двух исполнениях: одно и многоступенчатым. Одноступенчатый инструмент обеспечивает динамическое усилие, которое может быть использовано для посадки мостовой пробки, эксплуатационного или цементирующего пакеров. Многоступенчатый инструмент имеет увеличенную длину штока, что дает возможность провести ремонт обсадной колонны (установить специальный пластырь для обсадной колонны), установить мостовую пробку увеличенных размеров или любой другой более длинный и прочный на натяжение, чем стандартный. Усилие создается под давлением газа в верхнем поршне с кольцевым уплотнением. Газ выделяется от плавного сгорания высокотемпературного мощного заряда. Поршень вызывает необходимое перемещение и натяжение при посадке или подъеме.

Внешний вид и спецификация посадочного инструмента, спускаемого на кабеле, представлены в приложении И на рисунке И.3 и в таблице И.2 соответственно.

### **3.2.2 Гидравлический посадочный инструмент**

Гидравлический посадочный инструмент используется для спуска и установки эксплуатационных и цементирующих пакеров, мостовых пробок в рабочей колонне насосно-компрессорных труб или гибких НКТ. Посадочный Инструмент преобразует гидравлическое давление, приложенное к трубе, в силу, передающуюся через набор переходников, на плашки и уплотнительный элемент

этих инструментов. Это позволяет выполнять установку инструмента в сильно искривленных или наклонно-направленных скважинах, в который использование кабельного оборудования затруднено.

Внешний вид и спецификация гидравлического посадочного инструмента представлены в приложении И на рисунке И.4 и в таблице И.3 соответственно.

### **3.2.3 Механический посадочный инструмент серии STSB**

Механические посадочные инструменты серии STSB используются для механической установки мостовых пробок серии STMB. Устройство предназначено для удержания верхних плашек мостовой пробки в транспортном положении во время спуска на заданную глубину. Верхние плашки выдвигаются путем вращения вправо и устанавливаются в рабочей колонне.

*Особенности:*

- спроектирована дугообразная листовая пружина (рессора), которая позволяет осуществлять проверку и применять одноразмерный инструмент в разных обсадных колоннах;
- находится в совокупности с мостовой пробкой;
- перенастраивается под монтировку цементирующего пакера серии STMR;
- эти инструменты применяют в совокупности с типовыми мостовыми пробками компании Baker.

Внешний вид и спецификация механического посадочного инструмента представлены в приложении И на рисунке И.5 и в таблице И.4 соответственно.

### **3.2.4 Цементирующая желонка**

Различные виды цементирующей желонки применяются при проведении операций по капитальному ремонту. Чаще всего с помощью цементирующей желонки выполняют сброс песка или цемента на мостовую пробку, установленную в обсадной колонне.

*Особенности:*

- компактный и легко спускаемый инструмент;
- очень легкий;
- конструкция обеспечивает надежный сброс цемента через нижнее стеклянное дно;
- перед использованием необходимо проверить состояние резьбы.

Внешний вид и спецификация цементирующей желонки представлены в приложении И на рисунке И.6 и в таблице И.5 соответственно.

Данные инновационные разработки компании ООО «Югсон-Сервис» используют в России и странах СНГ, они довольно эффективны по сравнению с ранее применяемым оборудованием.

### **3.3 Заключение**

В результате исследования в реферативной работе была достигнута цель, изучены мостовые пробки и посадочный инструмент для их установки.

В работе были решены следующие задачи:

1. Изучена область применения мостовых пробок, их основные характеристики.
2. Рассмотрен посадочный инструмент для установки мостовых пробок и сопутствующее оборудование.
3. Рассмотрены работы по установке и извлечению пробок.

При исследовании использовались статьи, учебные материалы, ресурсы сети Интернет.

На основании вышесказанного можно сделать выводы. Актуальность при функционировании и начале работы скважин производить ремонтноизоляционные действия возникает очень часто. Даже у новых проходок обнаруживаются межпластовые, заколонные перетоки флюидов. Они не дают использовать скважину в полную силу.

Действия по герметизации нужны при восстановлении дефекта цементного кольца, когда требуется предотвратить проникновение воды извне, просачивающейся сквозь пласты [6].

Электромеханические мостовые пробки сегодня еще находятся на этапе опытно-промышленного испытания, но уже успели привлечь внимание многих специалистов. Их установка производится за счет применения геофизического оборудования и электроустановочной компоновки. В числе преимуществ таких устройств – высокая скорость проведения подготовительных работ, а также хорошие показатели разбуривания.

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

### **4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия ООО «РН-Бурение»**

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

ООО «РН-Бурение» создано в марте 2006 года в результате консолидации сервисных активов ОАО «НК «Роснефть». Общество осуществляет деятельность по бурению нефтяных и газовых эксплуатационных и разведочных скважин.

Общество обладает одной из самых разветвленных филиальных сетей в Российской Федерации среди буровых компаний (12 филиалов). Регионы присутствия ООО «РН-Бурение» включают: Ханты-Мансийский автономный округ – Югра; Ямало-Ненецкий автономный округ; Республика Коми; Краснодарский край; Красноярский край; Иркутская область; Сахалинская область; Чеченская республика; Оренбургская область; Республика Башкортостан.

Парк буровых установок ООО «РН-Бурение» по состоянию на 01.07.2019 составляет 267 единиц, количество буровых бригад – 202, бригад ЗБС – 39.

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

В ООО «РН-Бурение» действует жесткая, иерархическая организационная структура управления (рисунок К.1, приложение К), тип – линейно-функциональная. В подчинении у директора находится пять заместителей, из них три функциональных руководителя:

- Заместитель директора по обеспечению производства (руководит отделом материально-технического обеспечения, административнохозяйственным отделом, службой производственного обеспечения, центральной производственно-диспетчерской службой, сектором транспортного обеспечения);
- Заместитель директора по экономике и финансам (руководит финансово-бюджетным отделом);
- Заместитель директора по безопасности.

Через технического директора (линейный директор I уровня) директору ООО «РН-Бурение» подчинены пять линейных директоров II уровня (главный геолог, главный технолог, главный энергетик, главный механик), а также производственно-технический отдел и отдел промышленной безопасности, охраны труда и производственного контроля.

Также через заместителя директора по производству (линейный директор I уровня) директору ООО «РН-Бурение» подчинены служба подготовительных работ и комплексного природопользования и цех вышкомонтажных работ.

Анализируя организационную структуру ООО «РН-Бурение», можно сделать вывод, что количество подчиненных на большинстве уровней управления соответствует норме управляемости (6-8 человек). Так, директору

ООО «РН-Бурение» непосредственно подчинены 5 человек, техническому директору – 7 человек, заместителю директора по обеспечению производства – 5 человек.

Существующая организационная структура ООО «РН-бурение» является наиболее оптимальной для данного вида деятельности и позволяет эффективно управлять предприятием и получать стабильные результаты. Данная организационная структура в компании наработана опытом и отвечает целям и стратегическим задачам ООО «РН-бурение».

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

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

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

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

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

- ☐ данные геологической, технической и технологической части проекта;
- ☐ нормы времени на проходку 1 метра и нормы проходки на долото;

□ справочник для нормирования спускоподъемных операций, вспомогательных, подготовительно-заключительных, измерительных и работ, связанных с креплением и цементированием скважин.

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [7].

Для начала определяется продолжительность вышкомонтажных работ. В них включаются: сборка оснований вышечно-лебедочного блока, монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока, сборка вышки, монтаж бурового, силового оборудования и привышечных сооружений, сборка оснований насосного блока, монтаж буровой установки.

Нормативное время на сборку оснований вышечно-лебедочного блока – 64 часа; на монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока – 153,1 часа; на сборку вышки – 305,5 часов; на монтаж бурового, силового оборудования привышечных сооружений – 219,8 часов; на сборку оснований насосного блока – 258 часов; на монтаж буровой установки – 79,6 часов. Суммарное время на строительно-монтажные работы составляет 1080 часов или 45 суток:

$$\sum T_{\text{мон}} = 64 + 153,1 + 305,5 + 219,8 + 258 + 79,6 = 1080 \text{ ч}$$

Норматив времени на подготовительные работы к бурению определяется также по единым нормам и составляет 96 часов или 4 суток.

Суммарное нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным пачкам определяется по формуле (21):

$$T_{B1} = T_{B1} \cdot h, \quad (21)$$

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

– величина нормативной пачки, метр.

При расчёте нормативного времени на СПО вначале определяют количество спускаемых и поднимаемых свечей, а также число наращиваний по каждой нормативной пачке при помощи вспомогательных таблиц в справочнике или по формулам (22) и (23):

$$T_{СП} = \frac{(N_{СП} \cdot T_{1св})}{60}, \quad (22) \quad T_{ПОД} = \frac{(N_{ПОД} \cdot T_{1св})}{60},$$

(23)

где  $N_{СП}$ ,  $N_{ПОД}$  – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей;

$T_{СП}$ ,  $T_{ПОД}$  – соответственно время спуска и подъёма свечей, час;

$T_{1св}$  – нормативное время на спуск и подъём одной свечи по ЕНВ, час.

Для интервала под направление, как для первого интервала, количество спускаемых свечей равно 0, поскольку бурение начинается с использованием только инструмента КНБК, для интервала под кондуктор – 3 свечи, под интервал эксплуатационной колонны – 20.

Количество поднимаемых свечей соответствует количеству свечей, запроектированных в КНБК для бурения каждого интервала. Под направление – 3, под кондуктор – 20, под интервал эксплуатационной колонны – 109.

Рассчитанное время СПО приведено в таблице 2.

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ.

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [8]. Нормы времени определяются в зависимости от запроектированного оборудования и видов

исследования для каждого пробуренного интервала, которые определяются на этапе создания проектной документации.

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [9].

Нормативное время на подготовительные работы перед испытанием объекта – 34,2 часа; на спуско-подъемные операции для насоснокомпрессорных труб на глубину продуктивного испытываемого пласта – 9,4 часов; на работы по вызову притока флюида – 25,3 часа; на работы по исследованию объектов в скважине – 163,3 часа; на работы по задавке скважины – 2,7 часа; на работы по опробованию и испытанию скважины – 12,1 часа. Суммарное время на работы по испытанию скважин составляет 247 часов или 10,3 суток:

$$\sum T_{\text{исп}} = 34,2 + 9,4 + 25,3 + 163,3 + 2,7 + 12,1 = 247 \text{ ч}$$

Нормативная карта по сооружению поисково-оценочной скважины на нефтяном месторождении приведена в таблице 2.

Все расчеты сведены в нормативной карте в приложении Л таблице Л.1.

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

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле (24):

$$V_{\text{м}} = \frac{H}{t_{\text{м}}} = \frac{2660}{141,3} = 18,8 \text{ м/ч}, \quad (24)$$

где  $H$  – длина скважины, м;  $t_{\text{м}}$  – продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле (25):

$$V_{\text{р}} = \frac{H}{t_{\text{м}} + t_{\text{спо}}} = \frac{2660}{141,3 + 8,52} = 17,75 \text{ м/ч}, \quad (25)$$

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

Коммерческая скорость определяется по формуле (26):

$$V_k = \frac{H \cdot 720}{T_k} = \frac{2660 \cdot 720}{354,41} = 5403,9 \text{ м/ст. мес}, \quad (26)$$

где  $T_k$  – календарное время бурения, час.

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле (27):

$$h_{\text{ср}} = \frac{H}{n} = \frac{2660}{3} = 886,7 \text{ м}, \quad (27)$$

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

#### 4.2.3 Линейный календарный график выполнения работ

Рассмотрим пример формирования линейного графика выполнения буровых работ. Вахта работает пятнадцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем пятнадцать дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала:

- буровой мастер 1 чел.
- помощник бурового мастера 3 чел.
- бурильщик 6 разряда 4 чел.
- бурильщик 5 разряда 4 чел.
- помощник бурильщика 5 разряда 4 чел.
- помощник бурильщика 4 разряда 4 чел.
- электромонтёр 5 разряда 4 чел.
- слесарь 5 разряда 2 чел.
- лаборант 2 чел.

Вышкомонтажные работы согласно нормативной карте составляют 1080 часов или 45 суток.

Календарное время бурения 354,41 часов или 14,77 суток.

Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 247 часов или 10,3 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству поисково-оценочной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 25.

Таблица 25 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

| Вид работ     | Сутки | Месяцы |   |   |   |   |   |   |   |   |    |    |    |
|---------------|-------|--------|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|
|               |       | 1      | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| 1.Вышкомонтаж | 45    |        |   |   |   |   |   |   |   |   |    |    |    |
| 2.Бурение     | 14,8  |        |   |   |   |   |   |   |   |   |    |    |    |
| 3.Испытание   | 10,3  |        |   |   |   |   |   |   |   |   |    |    |    |

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

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметнофинансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, которые определяют единые расценки для различных работ, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин [10], в части II – на строительные и монтажные работы [11], в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин [12].

Единый методический подход применяют для составления сметнофинансовых расчетов на бурение, крепление и испытание скважин. При этом затраты группируются на:

- 1) затраты, зависящие от времени (пропорциональны суткам бурения и крепления, испытания);
- 2) затраты, зависящие от объема скважин (глубины и диаметра).

К затратам, зависящим от времени, относятся расходы на оплату труда буровой бригады; содержание бурового оборудования и инструмента;

амортизацию бурового оборудования; запасные части и материалы, расходуемые в процессе эксплуатации бурового оборудования; содержание забойных двигателей, бурильных труб, энергию (электрическую, двигателей внутреннего сгорания); воду техническую, промывочную жидкость и химические реагенты; специальный транспорт, а также транспорт, используемый для перевозки материалов, расходуемых в процессе эксплуатации бурового оборудования (глина, топливо, турбобуры, запасные части и т.д.).

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

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года [13] методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ.

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

Затраты, описанные в остальных главах, рассчитываются как доли затрат от предыдущих глав. Так накладные расходы составляют 25% от прямых затрат, в которые входят все затраты, описанные в главах 1-6. Остальные затраты рассчитываются аналогично, с отличием того итога по главам, по которому берется доля.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используются индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных и пусконаладочных работ по объектам строительства, определяемых с применением федеральных и территориальных единичных

расценок, на II квартал 2020 года. Для Томской области этот индекс составляет на апрель 2020 года 245,3 [14].

Свод затрат на строительство скважины представлен в таблице Н.1 в приложении Н.

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

$$C_c^{1м} = \frac{C_{см} - П}{H} = \frac{230402414 - 8496835}{2660} = 83423,15 \text{ руб/м}.$$

## **5 Социальная ответственность при строительстве скважины**

С развитием технологий в сфере бурения предполагается увеличение объемов производства, рост потребления веществ и энергии. Растут риски пагубного воздействия на окружающую среду. Ввиду этого, обеспечение безопасности условий труда человека и нанесение меньшего вреда окружающей среде является важнейшей задачей предприятия.

Работодатель должен знать и соблюдать законодательство в области социальной ответственности, что позволит минимизировать негативное воздействие производства.

В данном разделе выпускной квалификационной работы рассматриваются такие вопросы как: правовые и организационные мероприятия обеспечения безопасности; производственная безопасность; экологическая безопасность; безопасность ЧС.

Объектом исследования выступают технологические решения на строительство поисково-оценочной вертикальной скважины (пласт Ю1 1-2) на нефтяном месторождении (Томская область, Парабельский район) и возникающие при этом опасные и вредные производственные факторы.

Основной целью является выявление возможных вредных и опасных факторов на производстве, анализ воздействия предполагаемых источников загрязнения на окружающую среду, возникающих в результате реализации проекта на строительство скважины, а также обоснование различных мероприятий по предотвращению проблемных ситуаций.

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

К выполнению буровых работ допускаются лица, возраст которых соответствует установленному законодательством – не менее 18 лет, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке в соответствии с приказом Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 № 302н [15] и не имеющие

противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке (ст. 264; 298 ТК РФ [16]).

Каждый рабочий должен быть проинструктирован по безопасности труда. Работники в зависимости от условий работы и принятой технологии производства должны быть обеспечены соответствующими средствами индивидуальной и коллективной защиты – ст. 219 ТК РФ [16]. 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 доставку 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.

## 5.2 Производственная безопасность

Буровая вышка является сооружением повышенной опасности и согласно приложению, к Федеральному закону от 21.07.97 № 116 – ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» относится к опасным производственным объектам [17]. В рамках данного раздела согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [18] рассмотрим самые важные и наиболее вероятные опасные и вредные факторы, которые представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Возможные опасные и вредные факторы

| Факторы<br>(ГОСТ 12.0.003-2015) | Этапы работ |            |             | Нормативные<br>документы |
|---------------------------------|-------------|------------|-------------|--------------------------|
|                                 | Разработка  | Изготовлен | Эксплуатаци |                          |

|                                                                                            |   |   |   |                                                                                                    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------|---|---|---|----------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1.Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола) | + | + | + | ПОТ Р М-012-2000 [19]                                                                              |
| 2.Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования                             | + | + | + | ГОСТ 12.2.003-91 [20]<br>ГОСТ 12.4.011-89 [21]<br>ГОСТ 12.2.062-81 [22]<br>ГОСТ 12.4.026-2001 [23] |
| 3.Пожаровзрывобезопасность                                                                 | - | + | + | ГОСТ 12.1.004-91 [24]                                                                              |
| 4.Электробезопасность                                                                      | + | + | + | ГОСТ 12.1.019-79 [25]                                                                              |
| 5.Превышение уровней шума                                                                  | + | + | + | ГОСТ 12.1.003-2014 [26]<br>ГОСТ 17.2.2.03-87 [27]                                                  |

### **5.2.1 Анализ вредных и опасных факторов и мероприятия по их устранению**

**Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола).** Согласно ПОТ Р М-012-2000 к работам на высоте относятся работы, при выполнении которых работник находится на расстоянии менее 2 м от не ограждённых перепадов по высоте 1,3 м и более. При невозможности устройства ограждений работы должны выполняться с применением предохранительного пояса и страховочного каната [19].

Верхолазными считаются работы, выполняемые на высоте более 5 м от поверхности земли, перекрытия или рабочего настила, над которыми производятся работы непосредственно с конструкций или оборудования при их монтаже или ремонте, при этом основным средством, предохраняющим работников от падения, является предохранительный пояс.

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.

**Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.** Опасность возникает на всех этапах полевых работ, но возрастание риска подвергнуться механическому воздействию, а в следствии, получить травму можно при погрузочно-разгрузочных работах, монтажедемонтаже оборудования на скважине и др.

К основным документам, регламентирующим работу с движущимися механизмами, относится ГОСТ 12.2.003-91 [20], здесь описываются такие требования как:

- производственное оборудование должно быть пожаровзрывобезопасным, поскольку бурение скважин связано с возможным выбросом горючего газа;

- движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства, предотвращающие травмирование; к такому оборудованию относятся центрифуги, вибросита и лебедка;

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

Все рабочие во избежание травм снабжаются спецодеждой: защитная каска, которая выдается каждому члену бригады, щитки защитные лицевые, сапоги, согласно ГОСТ 12.4.011-89 [21].

Согласно ГОСТ 12.2.062-81 [22] все опасные зоны оборудуются ограждениями. Согласно ГОСТ 12.4.026-2001 [23] вывешиваются инструкции, и плакаты по технике безопасности, предупредительные надписи и знаки, а также используются сигнальные цвета.

**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.

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 [24].

Для быстрой ликвидации возможного пожара на территории базы располагается стенд с противопожарным оборудованием согласно ГОСТ 12.1.004-91: Огнетушитель марки ОВП-10 и ОП-10 (з) 2 шт.; Ведро пожарное 2 шт.; Багры 3 шт.; Топоры 3 шт.; Ломы 3 шт.; Ящик с песком, 0,2 м<sup>3</sup> 2 шт [24].

**Электробезопасность.** 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.

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);
- 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 [25].

**Превышение уровней шума.** Шум – беспорядочные колебания различной физической природы, отличающиеся сложностью временной и спектральной структуры.

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. В

соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ [26] постоянный производственный шум не должен превышать уровень звука в 80 дБ для данного вида работ. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование СИЗ (наушники, вкладыши) и коллективных средств защиты.

### **5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных факторов на исследователя (работающего)**

**Движущиеся машины и механизмы подвижные части производственного оборудования.** Мероприятия по устранению опасного фактора включают в себя проведение работ согласно «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (ПБНГП) [28], а также проведение инструктажей по ТБ, вывешивание оповещающих знаков, обеспечение рабочего персонала СИЗ.

**Электрический ток.** Мероприятия по предупреждению поражений электрическим током на объектах включают в себя:

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

**Пожаровзрывоопасность.** В целях предотвращения пожара на буровой установке проводятся следующие мероприятия: запрет на расположение электропроводки в местах возможного повреждения и хранение ГСМ ближе 20 метров от установки; отведение специальных мест для курения и разведения огня; установка защитного заземления для исключения возможного возгорания

от статического электричества; оснащение буровой установки молниезащитой для предупреждения возгорания от удара молнии; оборудование буровой средствами пожарными щитами согласно ПП РФ от 25 апреля 2012 года № 390 [30].

### **5.3 Экологическая безопасность**

**Влияние на литосферу.** В процессе освоения нефтяных и газовых месторождений наиболее активное воздействие на природную среду осуществляется в пределах территорий самих месторождений, трасс линейных сооружений (в первую очередь магистральных трубопроводов), в ближайших населенных пунктах (городах, поселках).

При этом происходит нарушение растительного, почвенного и снежного покровов, поверхностного стока, срезка микрорельефа

Для сохранения качества почвы необходимо: использовать буровые растворы с малой фильтрацией, для предотвращения попадания фильтрата в почву; сократить до минимума попадание различных масел, дизельного топлива и нефти на землю.

**Влияние на гидросферу.** 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 произойдет загрязнение водяного пласта. С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия: сооружение водоотводов, накопителей и отстойников; очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков (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.

**Влияние на атмосферу.** Атмосфера всегда содержит определенное количество примесей, поступающих от естественных и антропогенных источников. К числу примесей, выделяемых естественными источниками, относят: пыль (растительного и вулканического, космического происхождения), туман, дымы, газы от лесных и степных пожаров и др. К вредным источникам воздействия на атмосферу относятся: выхлопные газы автотранспортной, строительной, дорожной техники, выбросы вредных веществ предприятиями, заводами. Для предотвращения загрязнения атмосферы необходимо использовать только исправную технику с минимальными выхлопами углекислого газа в воздух, на производстве фильтрующие элементы и их утилизацию согласно экологическим нормам.

#### **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

В зоне расположения буровых площадок вероятность наступления чрезвычайных ситуаций природного или военного характера крайне мала.

Наиболее вероятные ЧС техногенного характера связаны 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 и др.

Мероприятия по предупреждению и ликвидации ГНВП включают в себя проведение работ согласно «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [28]. При появлении первых признаков газонефтеводопроявления необходимо срочно принимать меры по их ликвидации. Во-первых, нужно прекратить добычу нефти из проблемной скважины, а, во-вторых, для предупреждения осложнений от ГНВП и на соседних скважинах при наличии интенсивной разработки нефтеносного пласта. При обнаружении ГНВП вахта должна выполнить герметизацию устья, ствола и канала скважины, а также информировать о ситуации руководство. После подтверждения факта газонефтеводопроявления вызывается спецбригада по его устранению.

К работам по устранению ГНВП допускают только рабочих и специалистов, которые прошли специальное обучение и подготовку по спецкурсу.

Ликвидация ГНВП производится с применением спецоборудования, которое позволяет спустить в ствол бурильные трубы в условиях высокого давления. С целью приостановки газонефтеводопроявления одновременно создаётся оптимальное выравнивающее давление в стволе, равное или превышающее пластовое.

Если при спуске оборудования вследствие газонефтеводопроявления возникает фонтанирование, то принимаются меры по его глушению в соответствии с аварийным расписанием. Для этого дополнительно потребуется привлечение представителей органов по технадзору.

Для перекрытия скважины при газонефтеводопроявлении применяется баритовая пробка, создающая непроницаемый экран в пластах и позволяющая установить над ней цементный мост. Если ГНВП вскрывается при работе двух насосов, то предусматривают их работу из одной ёмкости либо с установленными запорными устройствами между двумя емкостями.

**Выводы:** в разделе «Социальная ответственность» проведен анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях, рассмотрены правовые нормы законодательства. Предложенные меры по предупреждению ЧС возможно использовать в групповых проектах на строительство скважин.

### **Заключение**

В данной выпускной квалификационной работы на тему: «Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2600 метров на нефтяном месторождении (Томской области Парабельского района)» было выполнено: обоснование профиля и конструкции скважины, определены глубины спуска обсадных колонн и их число, выбраны интервалы цементирования, рассчитаны диаметр проектной скважины и диаметры обсадных колонн и разработана схема обвязки устья скважины.

Анализ горно-геологических условий бурения позволил спроектировать двухколонную конструкцию скважины. В связи с возможным гидроразрывом пласта под башмаком кондуктора на рассчитанной глубине проектируется спуск технической колонны на данную глубину, кондуктор спускается на глубину, позволяющую перекрыть интервал интенсивного поглощения бурового раствора.

Для качественного крепления стенок скважины и избежания заколонных перетоков, необходимо проектировать забой закрытого типа.

В целях экономии денежных средств для бурения интервалов под кондуктор и Эксплуатационная колонну проектируется ВЗД одного типоразмера и вида двигатель Д-240РС, который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ2-172.7/8РС, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

При бурении под направление проектируется шарошечное долото, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами,

Для бурения интервала под кондуктор и эксплуатационную колонну проектируется долото РДС диаметром, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота.

Разработка гидравлической программы промывки позволила подобрать оптимальное количество, тип буровых насосов и режимы их работы. Под направление был выбран бентонитовый буровой раствор, для формирования наиболее качественной стабилизирующей фильтрационной корки. В связи с наличием глин по всему разрезу скважины для бурения интервалов под кондуктор запроектированы полимерные-глинистые буровые растворы, которые минимизируют процесс набухания глин. Для бурения под ЭК выбран биополимерный раствор, в состав которого входит ингибитор (соль) KCL, который предупредит набухание глинистых минералов в призабойной зоне и обеспечит сохранение коллекторских свойств пласта.

Для подбора необходимых характеристик труб был выполнен расчет обсадных колонн на прочность. Для снижения экономических затрат было принято решение запроектировать эксплуатационную колонну двухсекционной. В интервал продуктивного пласта спускаются обсадные трубы группой прочности Д, данный выбор обусловлен требуемой прочностью труб для реализации МГРП, для проведения которого создается давление 362 атм. Второй секцией ЭК спускаются трубы с группой прочности Д, обладающая подобными прочностными характеристиками, также использование труб с

меньшей толщиной стенки облегчает спуск обсадной колонны и позволяет увеличить проходной диаметр. Ввиду большого коэффициента кавернозности в оснастку обсадных труб проектируются центраторы-турбулизаторы, которые центрируют колонну в скважине и обеспечивают турбулизацию потока тампонажного раствора в затрубном пространстве, что повышает качество цементирования. В качестве буферной жидкости используются порошки двух видов: МБП-СМ и МБП-МВ. Первый обладает хорошей моющей способностью, второй обеспечивает улучшенный смыв глинистой корки со стенок скважины.

Цементирование данной скважины выбрано одноступенчатое с двумя пробками.

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта была использован кумулятивный перфоратор Скорпион 102.

Для низких и средних устьевых давлений применяли фонтанную арматуру по первой схеме АФ1-80/65х21.

Для строительства и эксплуатации скважины было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКК1-21-146х245х324, ОП5-230/180х21.

Для проведения буровых работ была подобрана вышка БУ - 3000/200 ЭУк-1М.

В ходе работы были исследованы прорабатывающие башмаки при спуске обсадных колонн. Изучены их характеристики, применение, рассмотрены реактивные прорабатывающие башмаки при спуске обсадных колонн и рассмотрены прорабатывающие башмаки с силовым приводом. Для снижения риска возникновения осложнений при спуске обсадных колонн специалистами различных компаний разрабатываются и совершенствуются системы прорабатывающих башмаков.

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

Раздел социальная ответственность содержит технику безопасности на буровой установке, также в данном разделе была рассмотрена охрана окружающей среды и правила безопасности в чрезвычайных ситуациях.

### **Список использованных источников**

1. Технологии и технические средства для РИР. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://glavteh.ru>, свободный (дата обращения 12.02.2020).

2. Технические средства для ремонтно-изоляционных работ. [Электронный ресурс] – Режим доступа: [http://www.yugson.ru/articles/tehnicheskie\\_sredstva\\_dlya\\_rir/](http://www.yugson.ru/articles/tehnicheskie_sredstva_dlya_rir/), свободный (дата обращения 12.02.2020).

3. Пробка мостовая ПМ. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.neftegazprogress.ru/P/pm.html>, свободный (дата обращения 12.02.2020).

4. Current technologies of well workover and enhanced oil recovery. Trends of development: The collection of reports of the 10th International scientific and practical conference. Gelendzhik, Krasnodar region, 2015 / «Research-and-Production firm «Nitpo», LLC – Krasnodar: «Research-and-Production firm «Nitpo», LLC, 2015. – 126 p.: fig. [Электронный ресурс] □ Режим доступа: [http://www.nitpo.ru/uploads/files/20151228\\_132324\\_14759000.pdf](http://www.nitpo.ru/uploads/files/20151228_132324_14759000.pdf), свободный (дата обращения 12.02.2020).

5. Стратегия развития геологического исследования недр: настоящее и будущее (к 100-летию МГРИ–РГГРУ). [Текст]: материалы Международной

научнопрактической конференции / Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ–РГГРУ). В 2 т. Т. 2 / ред. коллегия: В.А. Косьянов, В.В. Куликов, О.С. Брюховецкий. – М.: Издательство НПП «Фильтроткани», 2018. – 670 с. [Электронный ресурс] – Режим доступа: [https://mgri.ru/science/scientific-practical-conference/2018doc/tom2\\_compressed.pdf](https://mgri.ru/science/scientific-practical-conference/2018doc/tom2_compressed.pdf), свободный (дата обращения 12.02.2020).

6. Басарыгин Ю.М. Технология капитального и подземного ремонта нефтяных и газовых скважин: учеб. для вузов / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Поселков. – Краснодар: «Сов.Кубань», 2002. – 584 с.

7. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] Режим доступа: [http://www.libussr.ru/doc\\_ussr/usr\\_13204.htm](http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm) (дата обращения: 30.05.2020).

8. Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ [Электронный ресурс] Режим доступа: [http://www.opengost.ru/iso/75\\_gosty\\_iso/75020\\_gost\\_iso/14403-mezhotraslevylenormy-vremeni-na-geofizicheskie-issledovaniya-v-skvazhinah-proburenyh-na-nefti-gaz.html](http://www.opengost.ru/iso/75_gosty_iso/75020_gost_iso/14403-mezhotraslevylenormy-vremeni-na-geofizicheskie-issledovaniya-v-skvazhinah-proburenyh-na-nefti-gaz.html) (дата обращения: 30.05.2020).

9. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин (утв. постановлением Госкомтруда СССР, Секретариата ВЦСПС от 07.03.1986 N 82/5-87).

10. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I. Раздел I. Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин.

11. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть II. Раздел II Строительные и монтажные работы.

12. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть III. Раздел III. Бурение и испытание на продуктивность скважин.

13. Постановление правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года «О внесении изменений в постановление правительства Российской Федерации от 01 января 2002 г. №1».

14. Письмо Минстроя России от 28 мая 2020 г. № 20259-ИФ/09 «О рекомендуемой величине индексов изменения сметной стоимости строительства во II квартале 2020 года, том числе величине индексов изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ, индексов изменения сметной стоимости пусконаладочных работ, индексов изменения сметной стоимости прочих работ и затрат, индексов изменения сметной стоимости оборудования».

15. Приказ Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 N 302н «Об утверждении перечней вредных и (или) опасных производственных факторов и работ, при выполнении которых проводятся обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования), и Порядка проведения обязательных предварительных и периодических медицинских осмотров (обследований) работников, занятых на тяжелых работах и на работах с вредными и (или) опасными условиями труда».

16. Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ (принят ГД ФС РФ 21.12.2001) (ред. от ред. от 24.04.2020).

17. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 № 116-ФЗ.

18. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация/

19. ПОТ Р М-012-2000 Межотраслевые правила по охране труда при работе на высоте.

20. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда.

Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

21. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда.

Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

22. ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда.

Оборудование производственное. Ограждения защитные.

23. ГОСТ 12.4.026-2001 Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний.

24. ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).  
Пожарная безопасность. Общие требования.

25. ГОСТ 12.1.019-79 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).  
Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

26. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум.  
Общие требования безопасности.

27. ГОСТ 17.2.2.03-87 Охрана природы (ССОП). Атмосфера. Нормы и методы измерений содержания окиси углерода и углеводородов в отработавших газах автомобилей с бензиновыми двигателями. Требования безопасности.

28. Приказ от 12 марта 2013 года № 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

29. Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).

30. Постановление Правительства РФ от 25 апреля 2012 года №390 «О противопожарном режиме».

## Приложение А Геологические условия бурения

Таблица А.1 – Проектный стратиграфический разрез

| Глубина залегания, м |           | Стратиграфическое подразделение |                                 | Элементы залегания (падения) пластов по подошве | Коэффициент кавернзости интервала (средневзвешенная величина) |      |
|----------------------|-----------|---------------------------------|---------------------------------|-------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------|------|
| от                   | до        |                                 |                                 |                                                 |                                                               |      |
| (кровля)             | (подошва) | название                        | индекс                          | угол                                            |                                                               |      |
|                      |           |                                 |                                 | град                                            |                                                               | мин. |
| 0                    | 60        | Четвертичные отложения          | Q                               | -                                               | -                                                             | 1.3  |
| 60                   | 120       | Неогеновая                      | N                               | -                                               | -                                                             | 1.3  |
| 120                  | 160       | Некрасовская свита              | Р <sub>3</sub>                  | -                                               | -                                                             | 1.3  |
| 160                  | 200       | Чеганская свита                 | Р <sub>3</sub> – Р <sub>2</sub> | -                                               | -                                                             | 1.3  |
| 200                  | 285       | Люлинворская свита              | Р <sub>2</sub>                  | -                                               | -                                                             | 1.3  |
| 285                  | 320       | Талицкая свита                  | Р <sub>1</sub>                  | -                                               | -                                                             | 1.3  |
| 320                  | 370       | Ганькинская свита               | К <sub>2</sub>                  | -                                               | -                                                             | 1.25 |
| 370                  | 490       | Славгородская свита             | -“-                             | -                                               | -                                                             | 1.25 |
| 490                  | 735       | Ипатовская свита                | -“-                             | -                                               | -                                                             | 1.25 |
| 735                  | 750       | Кузнецовская свита              | -“-                             | -                                               | -                                                             | 1.25 |
| 750                  | 1580      | Покурская свита                 | К <sub>2</sub> – К <sub>1</sub> | -                                               | 50                                                            | 1.25 |
| 1580                 | 1615      | Алымская свита                  | К <sub>1</sub>                  | -                                               | 50                                                            | 1.25 |
| 1615                 | 2030      | Киялинская свита                | -“-                             | 1                                               | 20                                                            | 1.25 |
| 2030                 | 2090      | Тарская свита                   | -“-                             | 1                                               | 20                                                            | 1.25 |
| 2090                 | 2515      | Куломзинская свита              | -“-                             | 1                                               | 20                                                            | 1.25 |
| 2515                 | 2525      | Баженовская свита               | J <sub>3</sub>                  | 1                                               | 40                                                            | 1.2  |
| 2525                 | 2600      | Наунакская свита                | -“-                             | 1                                               | 40                                                            | 1.2  |

Таблица А.2 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины

|  |             |  |
|--|-------------|--|
|  | Интервал, м |  |
|--|-------------|--|

| Индекс<br>стратиграфического<br>разреза | от<br>(верх) | до<br>(низ) | Описание горной породы: полное название,<br>характерные признаки (структура, текстура,<br>минеральный состав и т.п.) |
|-----------------------------------------|--------------|-------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Q                                       | 0            | 60          | Почвенно-растительный слой, пески<br>аллювиальные, озерные, болотные пески,<br>глины, суглинки.                      |
| N                                       | 60           | 120         | Переслаивание песков, глин, супесей.                                                                                 |
| P <sub>3</sub>                          | 120          | 160         | Супеси с прослоями песков и глин, линзами<br>бурового угля.                                                          |
| P <sub>3</sub> – P <sub>2</sub>         | 160          | 200         | З/серые алевритистые глины с редкими<br>прослоями песков и линзами бурового угля.                                    |
| P <sub>2</sub>                          | 200          | 285         | Глины диатомовые серые, з/серые.                                                                                     |
| P <sub>1</sub>                          | 285          | 320         | Глины темно-серые, алевритистые с прослоями<br>супесей, местами опоковидные.                                         |
| K <sub>2</sub>                          | 320          | 370         | Серо-цветные глины с прослоями мергелей,<br>известковистых алевролитов.                                              |
| -“-                                     | 370          | 490         | Серо-цветные глины с прослоями алевролитов,<br>песчаников и песков.                                                  |
| -“-                                     | 490          | 735         | Переслаивание серо-цветных песчаников,<br>алевролитов и глин.                                                        |
| -“-                                     | 735          | 750         | Переслаивание алевритистых и песчаных глин<br>зеленовато-серого цвета с прослоями<br>алевролитов и глинистых песков. |
| K <sub>2</sub> – K <sub>1</sub>         | 750          | 1580        | Серые пески и песчаники с прослоями серых<br>алевролитистых и песчаных глин и алевритов.                             |
| K <sub>1</sub>                          | 1580         | 1615        | Переслаивание песков и глин.                                                                                         |
| -“-                                     | 1615         | 2030        | Глины пестроцветные, пески, алевролиты,<br>гравелиты.                                                                |
| -“-                                     | 2030         | 2090        | Переслаивание песчаников и алевролитов, с<br>прослоями аргиллитов.                                                   |
| -“-                                     | 2090         | 2515        | Аргиллиты серые с прослоями песчаников,<br>алевролитов, мергелей, известняков.                                       |
| J <sub>3</sub>                          | 2515         | 2525        | Аргиллиты буровато-черные битуминозные,<br>окремненные, с пропластками известковистых<br>аргиллитов.                 |

Литологическая характеристика разреза скважины представлена, в основном, глинами, алевролитами, песчаниками, брекчиями, доломитами. Строение геологического разреза Продуктивный пласт – наунакская свита выражена переслаиванием аргиллитов, алевролитов, песчаников и углей.

Таблица А.3 – Прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины

| Индекс<br>страти-<br>графиче-<br>ского<br>подразделения | Интервал, м  |             | Крат- кое<br>назва-<br>ние<br>горной<br>поро- ды            | Плотность г/см <sup>3</sup>     | Пористость, %              | Проницаемость,<br>м.Дарси            | Глинистость, %             | Карбонатность, %              | Предел текучести,<br>кгс/мм <sup>2</sup> | Твёрдость, кгс/мм <sup>2</sup>       | Коэффициент<br>пластичности                         | Абразивность                            | Категория<br>породы по<br>промысловой<br>классификации<br>(мягкая,<br>средняя и т.п.) |
|---------------------------------------------------------|--------------|-------------|-------------------------------------------------------------|---------------------------------|----------------------------|--------------------------------------|----------------------------|-------------------------------|------------------------------------------|--------------------------------------|-----------------------------------------------------|-----------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|
|                                                         | от<br>(верх) | до<br>(низ) |                                                             |                                 |                            |                                      |                            |                               |                                          |                                      |                                                     |                                         |                                                                                       |
| Q– P <sub>1</sub>                                       | 0            | 320         | глины,<br>супеси,<br>суглинки,<br>пески.                    | 2,2<br>2,0<br>2,0<br>1,9        | 10<br>8<br>8<br>35         | 0,001<br>-<br>-<br>0,6               | 90<br>40<br>60<br>10       | 1-2<br>1<br>1<br>1-2          | 15<br>-<br>-<br>12                       | -<br>-<br>-<br>-                     | 1,1-4,5<br>1,1-4,5<br>1,1-4,5<br>1,1-4,5            | II<br>II<br>II<br>I-II                  | М                                                                                     |
| K <sub>2</sub> – K <sub>1</sub>                         | 320          | 1580        | глины,<br>алевролиты,<br>песчаники,<br>пески.               | 2,2<br>2,0<br>2,3<br>1,9        | 10<br>15<br>31<br>35       | 0,001<br>0,05<br>0,5<br>0,6          | 90<br>20<br>7<br>10        | 1-2<br>4<br>1-2<br>1-2        | 15<br>21-164<br>9-213<br>12              | -<br>29-182<br>14-234<br>-           | 1,1-4,5<br>1,6-4,3<br>1,1-4,5<br>1,1-4,5            | II<br>I-IV<br>III-VIII<br>I-II          | МС                                                                                    |
| K <sub>1</sub>                                          | 1580         | 2515        | глины,<br>алевролиты,<br>аргиллиты,<br>песчаники,<br>пески. | 2,2<br>2,0<br>2,6<br>2,3<br>1,9 | 10<br>15<br>10<br>31<br>35 | 0,001<br>0,05<br>0,001<br>0,5<br>0,6 | 90<br>20<br>100<br>7<br>10 | 1-2<br>4<br>1-3<br>1-2<br>1-2 | 15<br>21-164<br>30-182<br>9-213<br>12    | -<br>29-182<br>44-210<br>14-234<br>- | 1,1-4,5<br>1,6-4,3<br>1,8-4,2<br>1,1-4,5<br>1,1-4,5 | II<br>I-IV<br>I-III<br>III-VIII<br>I-II | МС, С                                                                                 |
| J <sub>3</sub>                                          | 2515         | 2600        | аргиллиты,<br>алевролиты,<br>песчаники,                     | 2,6<br>2,1<br>2,3               | 10<br>15<br>25             | 0,001<br>0,05<br>0,3                 | 100<br>20<br>7-10          | 1-3<br>3-5<br>1-2             | 30-182<br>21-164<br>9-213                | 44-210<br>29-182<br>14-234           | 1,8-4,2<br>1,6-4,3<br>1,1-4,5                       | I-III<br>I-IV<br>III-VIII               | С                                                                                     |

Продуктивный пласт в интервале 2515—2600 метров представлен аргиллитами, алевролитами, песчаниками плотностью 2100 - 2600 кг/м<sup>3</sup>, проницаемостью 1 - 50 мДарси, пористостью до 25%, глинистостью от 7-10% до 100%.

## Приложение Б Газонефтеводоносность по разрезу скважины

Таблица Б.1 – Водоносность по разрезу скважины

| Индекс<br>стратиграфического<br>подразделения | Интервал,<br>м |             | Тип коллектора | Плотность, г/см <sup>3</sup> | Дебит, м <sup>3</sup> /сут | Пластовое давление,<br>кгс/см <sup>2</sup> | Химический состав<br>(воды), % экв. |                  |                   |                                  |                  |                  | Минерализация, г/л | Тип воды по<br>Сулину<br>(СФН -<br>сульфатонатр.,<br>ГКН -<br>гидрокарбонатр.,<br>ХМ - хлоромангн.,<br>ХК -<br>хлорокальциев.) | Относится к<br>источнику<br>питьевого<br>водоснабжения<br>(да, нет) |
|-----------------------------------------------|----------------|-------------|----------------|------------------------------|----------------------------|--------------------------------------------|-------------------------------------|------------------|-------------------|----------------------------------|------------------|------------------|--------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------|
|                                               | От<br>(верх)   | До<br>(низ) |                |                              |                            |                                            | анионы                              |                  |                   | катионы                          |                  |                  |                    |                                                                                                                                |                                                                     |
|                                               |                |             |                |                              |                            |                                            | Cl <sup>-</sup>                     | SO <sup>-4</sup> | HCO <sup>-3</sup> | Na <sup>+</sup> , K <sup>+</sup> | Mg <sup>++</sup> | Ca <sup>++</sup> |                    |                                                                                                                                |                                                                     |
| Четвертичнопалеогеновый<br>комплекс           | 0              | 320         | поров.         | 1,009                        | 100-150                    | 0-32                                       | 89                                  | -                | 11                | 86                               | 4                | 10               | 0,1-0,2            | ГКН                                                                                                                            | да                                                                  |
| Апт-альбсеноманский<br>комплекс               | 750            | 1580        | поров.         | 1,01                         | 500-800                    | 75-158                                     | 98                                  | 0,5              | 1,5               | 85                               | 4,4              | 10,6             | 15,883             | ХК                                                                                                                             | нет                                                                 |
| Неокомский комплекс                           | 1580           | 2515        | поров.         | 1,01                         | до 50                      | 158-252                                    | 95                                  | -                | 5                 | 92,5                             | 1,1              | 6,4              | 17,2               | ГКН-ХК                                                                                                                         | нет                                                                 |
| Юрский комплекс                               | 2515           | 2600        | поровотрещин.  | 1,013                        | до 10                      | 228-234                                    | 87,4                                | -                | 12,6              | 94,2                             | 1,66             | 4,14             | 22                 | ХК                                                                                                                             | нет                                                                 |
| J <sub>3</sub> (Ю <sub>11-2</sub> )           | 2560           | 2570        | поровотрещин.  | 1,023                        | до 10                      | 230-232                                    | 97                                  | 1,2              | 1,8               | 92                               | 0,3              | 7,7              | 33,99              | ХК                                                                                                                             | нет                                                                 |



## Приложение В Возможные осложнения по разрезу скважины

Таблица В.1 – Поглощения бурового раствора

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м. |          | Максимальная интенсивность поглощения, м <sup>3</sup> /час | Условия возникновения, в том числе допустимая репрессия                      |
|-----------------------------------------|--------------|----------|------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------|
|                                         | от (верх)    | до (низ) |                                                            |                                                                              |
| Q– K <sub>1</sub>                       | 0            | 1580     | 1                                                          | Отклонение параметров бурового раствора от проектных, нарушение скорости СПО |
| K <sub>1</sub> – J <sub>3</sub>         | 1580         | 2600     | 3                                                          |                                                                              |

Таблица В.2 – Осыпи и обвалы стенок скважины

| Индекс<br>стратиграфического<br>подразделения | Интервал,<br>м |             | Устойчивость<br>пород,<br>измеряемая<br>временем от<br>момента<br>вскрытия до<br>начала<br>осложнения,<br>сутки | Интенсивность<br>осыпей и<br>обвалов | Проработка<br>в интервале<br>изза этого<br>осложнения |                    | Условия<br>возникновения                                           |
|-----------------------------------------------|----------------|-------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------|-------------------------------------------------------|--------------------|--------------------------------------------------------------------|
|                                               | От<br>(верх)   | До<br>(низ) |                                                                                                                 |                                      | мощность,<br>м                                        | скорость,<br>м/час |                                                                    |
|                                               |                |             |                                                                                                                 |                                      |                                                       |                    |                                                                    |
| Q– K <sub>2</sub>                             | 0              | 750         | 3                                                                                                               | интенсивн.                           | 750                                                   | 100-110            | Нарушение<br>технологии<br>бурения,<br>превышение<br>скорости СПО, |
| K <sub>2</sub> – K <sub>1</sub>               | 750            | 1580        | 3                                                                                                               | слабые                               | 830                                                   | “-                 |                                                                    |
| K <sub>1</sub>                                | 1580           | 1615        | 3                                                                                                               | интенсивн.                           | 35                                                    | “-                 |                                                                    |

|                                 |      |      |   |        |     |     |                                                                                                                                                                                                                                                                          |
|---------------------------------|------|------|---|--------|-----|-----|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| K <sub>1</sub> – J <sub>3</sub> | 1615 | 2600 | 3 | слабые | 985 | -“- | организационны<br>простои<br>(ремонтные<br>работы,<br>ожидание<br>инструмента,<br>материалов),<br>несоблюдение<br>параметров<br>бурового<br>раствора, в т.ч.<br>плотности,<br>водоотдачи,<br>вязкости и др.,<br>несвоевременная<br>реакция на<br>признаки<br>осложнений. |
|---------------------------------|------|------|---|--------|-----|-----|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

Таблица В.3 – Нефтегазоводопроявления

| Индекс<br>стратиграфического<br>подразделения | Интервал, м  |             | Вид<br>проявляемого<br>флюида (вода,<br>нефть, газ) | Условия возникновения                                                                                                                                                                                                 |
|-----------------------------------------------|--------------|-------------|-----------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                                               | от<br>(верх) | до<br>(низ) |                                                     |                                                                                                                                                                                                                       |
| K <sub>2</sub> – K <sub>1</sub>               | 750          | 1580        | вода                                                | Снижение гидростатического<br>давления в скважине из-за: -<br>недолива жидкости;<br>- подъема инструмента с<br>“сальником”;<br>- снижения плотности<br>жидкости, заполняющей<br>скважину ниже допустимой<br>величины. |
| J <sub>3</sub> (Ю <sub>11-2</sub> )           | 2525         | 2540        | нефть                                               |                                                                                                                                                                                                                       |
| J <sub>3</sub> (Ю <sub>12</sub> )             | 2560         | 2570        | вода                                                |                                                                                                                                                                                                                       |

Таблица В.4 – Прихватоопасные зоны

| Индекс<br>стратиграфического<br>подразделения | Интервал, м  |             | Репрессия при<br>прихвате, кгс/м <sup>2</sup> | Условия возникновения                                                                                                                                                                                               |
|-----------------------------------------------|--------------|-------------|-----------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                                               | от<br>(верх) | до<br>(низ) |                                               |                                                                                                                                                                                                                     |
| Q– K <sub>1</sub>                             | 0            | 1580        | -                                             | Отклонение параметров<br>бурового раствора от<br>проектных, плохая очистка<br>бурового раствора от шлама,<br>оставление бурильного<br>инструмента в открытом стволе<br>без движения при остановках<br>бурения и СПО |
| K <sub>1</sub> – J <sub>3</sub>               | 1580         | 2600        | -                                             |                                                                                                                                                                                                                     |

Таблица В.5 – Прочие возможные осложнения

| Интервал, м |          | Вид (название осложнения)    | Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения                                                                                  |
|-------------|----------|------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| От (верх)   | До (низ) |                              |                                                                                                                                                |
| 750         | 1580     | Разжижение бурового раствора | Создание противодействия на водонасыщенные пласты устраняются повышением плотности промывочной жидкости                                        |
| 1580        | 2600     | Сужение ствола скважины      | Естественный процесс набухания глин при длительном контакте их с раствором на водной основе. Отложения устраняются проработкой этих интервалов |

### Приложение Г Обоснование конструкции скважины

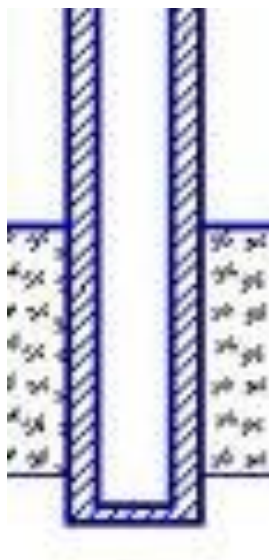


Рисунок Г.1 – Конструкция забоя

Таблица Г.1 – Расчет глубины спуска кондуктора

| Имя пласта         | Ю12   |
|--------------------|-------|
| Lкр                | 2525  |
| Гпл                | 0,103 |
| Ггрп               | 0,2   |
| ρн                 | 846   |
| Расчетные значения |       |

|                     |         |
|---------------------|---------|
| Пластовое давление  | 260,075 |
| Лконд min           | 470     |
| Запас               | 1,09    |
| Принимаемая глубина | 470     |

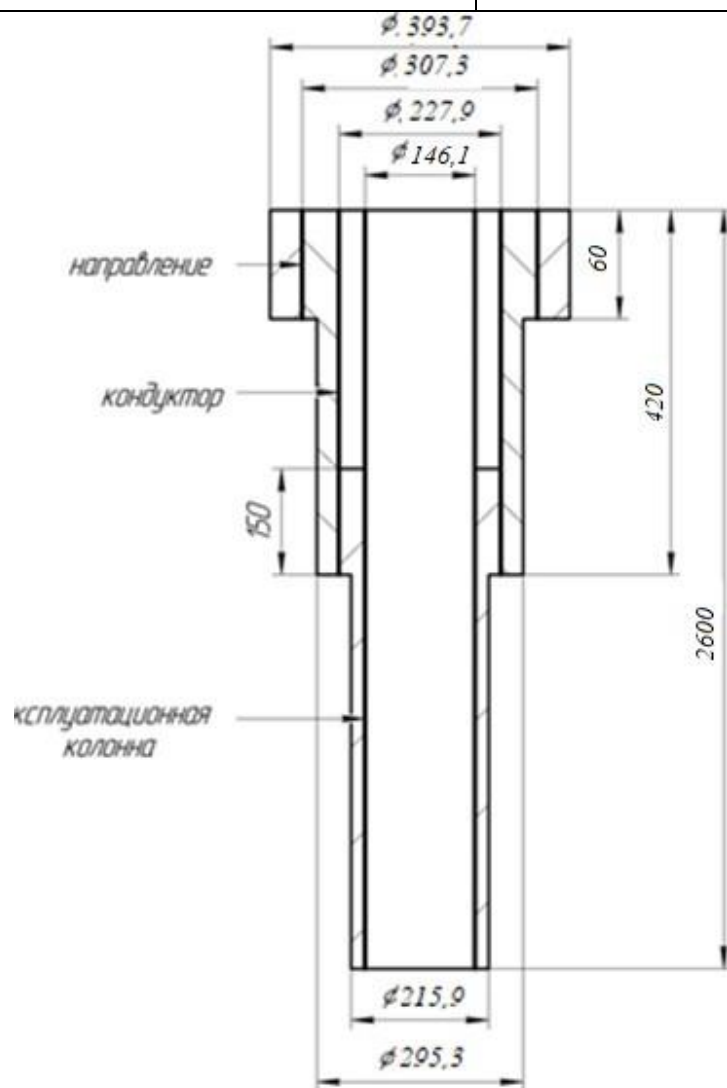


Рисунок Г.2 – Конструкция скважины

#### Приложение Д Углубление скважины

Таблица Д.1 – Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения

| Интервал, м      | 0-60      | 60-470   | 470-2600 |
|------------------|-----------|----------|----------|
| Шифр калибратора | КЛС 390 М | К 295 МС | К 220 С  |

| Тип калибратора             |      | С спиральными<br>лопастями | С прямыми<br>лопастями | С прямыми<br>лопастями |
|-----------------------------|------|----------------------------|------------------------|------------------------|
| Диаметр калибратора, мм     |      | 390                        | 295                    | 220                    |
| Тип горных пород            |      | М                          | МС                     | С                      |
| Присоединительная<br>резьба | ГОСТ | H171/M171                  | H152/M152              | H133/M133              |
|                             | API  | -                          | -                      | -                      |
| Длина, м                    |      | 1,1                        | 0,9                    | 0,4                    |
| Масса, кг                   |      | 155                        | 114                    | 58                     |

Таблица Д.2 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

| Интервал, м                      |    | 0-60   | 60-470 | 470-2600 |
|----------------------------------|----|--------|--------|----------|
| <b>Исходные данные</b>           |    |        |        |          |
| D <sub>д</sub>                   | м  | 0,3937 | 0,2953 | 0,2207   |
|                                  | мм | 393,7  | 295,3  | 220,7    |
| G <sub>ос</sub> , кН             |    | 29     | 59     | 69       |
| Q, Н*м/кН                        |    | 1,5    | 1,5    | 1,5      |
| <b>Результаты проектирования</b> |    |        |        |          |
| D <sub>зд</sub> , мм             |    | -      | 236    | 177      |
| M <sub>р</sub> , Н*м             |    | -      | 2322   | 2032     |
| M <sub>о</sub> , Н*м             |    | -      | 148    | 110      |
| M <sub>уд</sub> , Н*м/кН         |    | -      | 37     | 28       |

Таблица Д.3 – КНБК для бурения секции под направления (0–60 м)

| №<br>п/п | Интервал<br>по<br>стволу, м |    | Типоразмер, шифр      | Масса,<br>кг | Длина,<br>м | Назначение                                              |
|----------|-----------------------------|----|-----------------------|--------------|-------------|---------------------------------------------------------|
|          | от                          | до |                       |              |             |                                                         |
| 1        | 0                           | 60 | 393,7 НьюТек Сервисез | 250          | 0,65        | Бурение<br>вертикального<br>участка под<br>направление, |
|          |                             |    | Переводник П-152/171  | 93           | 0,517       |                                                         |
|          |                             |    | КЛС 390 М             | 515          | 1,64        |                                                         |
|          |                             |    | Переводник М-171/161  | 61           | 0,538       |                                                         |
|          |                             |    | УБТС2-203             | 2568         | 12          |                                                         |

|  |  |  |                           |      |       |                                                   |
|--|--|--|---------------------------|------|-------|---------------------------------------------------|
|  |  |  | Переводник П-161/163      | 90   | 0,53  | проработка ствола<br>перед спуском<br>направления |
|  |  |  | Обратный клапан КОБ-240РС | 43   | 0,375 |                                                   |
|  |  |  | Переводник П-163/162      | 87   | 0,521 |                                                   |
|  |  |  | ПК-127х9,19 Е             | 1662 | 53    |                                                   |
|  |  |  | Σ                         |      |       |                                                   |

Таблица Д.4 – КНБК для бурения секции под кондуктор (60–470 м)

| №<br>п/п | Интервал<br>по<br>стволу, м |     | Типоразмер, шифр           | Масса,<br>кг | Длина, м | Назначение                                                                                                   |
|----------|-----------------------------|-----|----------------------------|--------------|----------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|          | от                          | до  |                            |              |          |                                                                                                              |
| 2        | 60                          | 470 | БИТ 295,3 ВТ 619 УМ        | 35           | 0,3      | Бурение<br>вертикального<br>участка под<br>кондуктор,<br>проработка<br>ствола перед<br>спуском<br>кондуктора |
|          |                             |     | Переводник П-152/152       | 93           | 0,517    |                                                                                                              |
|          |                             |     | К 295 МС                   | 114          | 0,9      |                                                                                                              |
|          |                             |     | Переводник М-152/171       | 60           | 0,517    |                                                                                                              |
|          |                             |     | Д-240РС                    | 2547         | 10,1     |                                                                                                              |
|          |                             |     | Переливной клапан ПК-240РС | 105          | 0,48     |                                                                                                              |
|          |                             |     | Обратный клапан КОБ-240РС  | 43           | 0,375    |                                                                                                              |
|          |                             |     | Переводник П-163/152       | 87           | 0,521    |                                                                                                              |
|          |                             |     | К 295 МС                   | 114          | 0,9      |                                                                                                              |
|          |                             |     | Переводник П-163/161       | 87           | 0,521    |                                                                                                              |
|          |                             |     | УБТС2-203                  | 2568         | 12       |                                                                                                              |
|          |                             |     | Переводник П-161/147       | 60           | 0,517    |                                                                                                              |
|          |                             |     | УБТС2-178                  | 3744         | 24       |                                                                                                              |
|          |                             |     | Переводник П-147/162       | 63           | 0,527    |                                                                                                              |
|          |                             |     | ПК-127х9,19 Е              | 21161,70     | 678      |                                                                                                              |
| Σ        |                             |     | 27884,7                    | 730          |          |                                                                                                              |

Таблица Д.5 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (470–2600 м)

| № п/п | Интервал<br>по стволу,<br>м |      | Типоразмер, шифр           | Масса<br>, кг | Длина,<br>м | Назначение                                                                                 |
|-------|-----------------------------|------|----------------------------|---------------|-------------|--------------------------------------------------------------------------------------------|
|       | от                          | до   |                            |               |             |                                                                                            |
| 3     | 470                         | 2600 | БИТ 220,7 В 713 УМ         | 24            | 0,4         | Бурение<br>вертикального<br>участка под<br>ЭК,<br>проработка<br>ствола перед<br>спуском ЭК |
|       |                             |      | Переводник П-117/133       | 37            | 0,47        |                                                                                            |
|       |                             |      | К 220 С                    | 58            | 0,4         |                                                                                            |
|       |                             |      | Переводник М 133-117       | 30            | 0,457       |                                                                                            |
|       |                             |      | ДРУ2-178РС                 | 1669          | 5           |                                                                                            |
|       |                             |      | Переливной клапан ПК-172РС | 103           | 0,84        |                                                                                            |
|       |                             |      | Обратный клапан КОБ 172РС  | 98            | 0,93        |                                                                                            |
|       |                             |      | Переводник П-133/147       | 31            | 0,51        |                                                                                            |
|       |                             |      | УБТС2-178                  | 6552          | 42          |                                                                                            |

|   |  |                      |       |       |
|---|--|----------------------|-------|-------|
|   |  | Переводник П-147/162 | 63    | 0,527 |
|   |  | ПК-127х9,19 Е        | 82685 | 2648  |
| Σ |  |                      | 91350 | 2700  |

**Приложение Е Компонентный состав бурового раствора и потребное  
количество  
компонентов**

Таблица Е.1 – Потребное количество бурового раствора

| <b>Направление<br/>Интервал<br/>бурения, м.</b>                  |           | <b>Длина<br/>интервала,<br/>м.</b> | <b>Диаметр<br/>долота под<br/>интервал, мм.</b> | <b>Внутренний<br/>диаметр<br/>предыдущей<br/>обсадной<br/>колонны, мм.</b> | <b>к каверн.</b> | <b>Объем<br/>скважины в<br/>конце<br/>интервала, м³.</b>     |
|------------------------------------------------------------------|-----------|------------------------------------|-------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------|------------------|--------------------------------------------------------------|
| <b>от</b>                                                        | <b>до</b> |                                    |                                                 |                                                                            |                  |                                                              |
| 0                                                                | 60        | 60                                 | 393,7                                           | -                                                                          | 1,4              | 29,025                                                       |
| Расчетные потери бурового раствора при фильтрации                |           |                                    |                                                 |                                                                            |                  | 1,16                                                         |
| Расчетные потери бурового раствора при очистке                   |           |                                    |                                                 |                                                                            |                  | 11,92                                                        |
| Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО         |           |                                    |                                                 |                                                                            |                  | 0,44                                                         |
| Объем раствора в конце бурения интервала                         |           |                                    |                                                 |                                                                            |                  | 69,03                                                        |
| <b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>         |           |                                    |                                                 |                                                                            |                  | 117,23                                                       |
| <b>Объем раствора к приготовлению:</b>                           |           |                                    |                                                 |                                                                            |                  | 88,55                                                        |
| Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал  |           |                                    |                                                 |                                                                            |                  | 41,42                                                        |
| <b>Кондуктор<br/>Интервал<br/>бурения, м.</b>                    |           | <b>Длина<br/>интервала,<br/>м.</b> | <b>Диаметр<br/>долота под<br/>интервал, мм.</b> | <b>Внутренний<br/>диаметр<br/>предыдущей<br/>обсадной<br/>колонны, мм.</b> | <b>к каверн.</b> | <b>Объем<br/>скважины в<br/>конце<br/>интервала, м³.</b>     |
| <b>от</b>                                                        | <b>до</b> |                                    |                                                 |                                                                            |                  |                                                              |
| 60                                                               | 470       | 410                                | 295,3                                           | 303,9                                                                      | 1,35             | 145,6                                                        |
| Расчетные потери бурового раствора при фильтрации                |           |                                    |                                                 |                                                                            |                  | 8,74                                                         |
| Расчетные потери бурового раствора при очистке                   |           |                                    |                                                 |                                                                            |                  | 66,86                                                        |
| Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО         |           |                                    |                                                 |                                                                            |                  | 3,42                                                         |
| Объем раствора в конце бурения интервала                         |           |                                    |                                                 |                                                                            |                  | 291,29                                                       |
| <b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>         |           |                                    |                                                 |                                                                            |                  | 468,37                                                       |
| Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала |           |                                    |                                                 |                                                                            |                  | 41,42                                                        |
| <b>Объем раствора к приготовлению:</b>                           |           |                                    |                                                 |                                                                            |                  | 322,73                                                       |
| Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал  |           |                                    |                                                 |                                                                            |                  | 0                                                            |
| <b>Экспл. колонна<br/>Интервал<br/>бурения, м.</b>               |           | <b>Длина<br/>интервала,<br/>м.</b> | <b>Диаметр<br/>долота под<br/>интервал, мм.</b> | <b>Внутренний<br/>диаметр<br/>предыдущей<br/>обсадной<br/>колонны, мм.</b> | <b>к каверн.</b> | <b>Объем<br/>скважины в<br/>конце<br/>интервала,<br/>м³.</b> |
| <b>От</b>                                                        | <b>до</b> |                                    |                                                 |                                                                            |                  |                                                              |
| 470                                                              | 2600      | 2130                               | 215,9                                           | 228,7мм.                                                                   | 1,1              | 156,92                                                       |
| Расчетные потери бурового раствора при фильтрации                |           |                                    |                                                 |                                                                            |                  | 5,62                                                         |
| Расчетные потери бурового раствора при очистке                   |           |                                    |                                                 |                                                                            |                  | 48,77                                                        |
| Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО         |           |                                    |                                                 |                                                                            |                  | 11,16                                                        |
| Объем раствора в конце бурения интервала                         |           |                                    |                                                 |                                                                            |                  | 313,84                                                       |

|                                                                  |        |
|------------------------------------------------------------------|--------|
| <b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>         | 375,71 |
| Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала | 180,30 |
| <b>Объем раствора к приготовлению:</b>                           | 218,79 |

Таблица Е.2 – Потребное количество химических реагентов

| Наименование материала                             | Назначение                                           | Упаковка<br>ед. изм. | Потребное количество реагентов |    |           |     |                |     |       |      |
|----------------------------------------------------|------------------------------------------------------|----------------------|--------------------------------|----|-----------|-----|----------------|-----|-------|------|
|                                                    |                                                      |                      | Направление                    |    | Кондуктор |     | Экспл. колонна |     | Итого |      |
|                                                    |                                                      | кг                   | кг                             | уп | кг        | кг  | кг             | уп  | кг    | уп   |
| 1                                                  | 2                                                    | 3                    | 4                              | 5  | 6         | 7   | 8              | 9   | 10    | 11   |
| Бентонит                                           | Структурообразователь                                | 1000                 | 6199                           | 7  | 11296     | 12  | –              | –   | 14036 | 15   |
| Карбонат натрия<br>Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> | Регулятор жесткости                                  | 25                   | 80                             | 4  | 290       | 12  | 175            | 7   | 893   | 39   |
| NaOH                                               | Регулятор pH                                         | 25                   | 71                             | 3  | 323       | 13  | 98             | 5   | 661   | 28   |
| ИКД                                                | Понизитель вязкости                                  | 200                  | 89                             | 1  | –         | –   | –              | –   | 59    | 1    |
| KCl                                                | Ингибитор                                            | 25                   | –                              | –  | 16137     | 646 | 17503          | 700 | 64143 | 2557 |
| ПАЦ ВВ                                             | Регулирования фильтрации и<br>вязкости               | 25                   | –                              | –  | 766       | 31  | –              | –   | 2827  | 114  |
| ПАЦ НВ                                             | Регулирования фильтрации,<br>без влияния на реологию | 25                   | –                              | –  | 2582      | 104 | 3719           | 149 | 12885 | 517  |
| Смазка<br>(биолуб green)                           | Снижение коэффициента<br>трения                      | 160                  | –                              | –  | 1291      | 9   | 4376           | 28  | 13772 | 88   |
| Ксантановая смола<br>(TehnoGEL)                    | Структурообразователь                                | 25                   | –                              | –  | –         | –   | 788            | 39  | 2128  | 106  |
| Пеногаситель (ПЕНТА<br>461)                        | Предотвращение<br>пенообразования                    | 200                  | –                              | –  | 65        | 1   | 88             | 1   | 315   | 3    |
| CaCO <sub>3</sub>                                  | Утяжелитель                                          | 1000                 | –                              | –  | –         | –   | 73513          | 74  | 387   | 2    |
| Бактерицид (Септор<br>БДУ-500)                     | Предотвращение<br>биоразложения                      | 1000                 | –                              | –  | –         | –   | 121            | 1   | 250   | 2    |
| Барит                                              | Утяжелитель                                          | 1000                 | 11512                          | 12 | 23237     | 24  | –              | –   | 37810 | 38   |
| Гламин                                             | Структурообразователь                                | 25                   | –                              | –  | –         | –   | –              | –   | 1017  | 41   |

|      |                       |      |   |   |   |   |   |   |      |    |
|------|-----------------------|------|---|---|---|---|---|---|------|----|
| МК-3 | Понизитель фильтрации | 1000 | – | – | – | – | – | – | 4408 | 5  |
| СМЭГ | Смазочная добавка     | 190  | – | – | – | – | – | – | 3062 | 16 |

102

Продолжение таблицы Е.2

| 1              | 2                                       | 3    | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10     | 11  |
|----------------|-----------------------------------------|------|---|---|---|---|---|---|--------|-----|
| МР-4           | Утяжелитель,<br>закупоривающий материал | 1450 | – | – | – | – | – | – | 33908  | 23  |
| Катамн АБ      | Бактерицид                              | 25   | – | – | – | – | – | – | 8      | 0   |
| Полидеформ     | Пеногаситель                            | 200  | – | – | – | – | – | – | 915    | 5   |
| Формиат натрия | Утяжелитель                             | 1000 | – | – | – | – | – | – | 152585 | 153 |
| Основа ГС      | Гидрофобизирующая<br>жидкость           | 25   | – | – | – | – | – | – | 4408   | 176 |

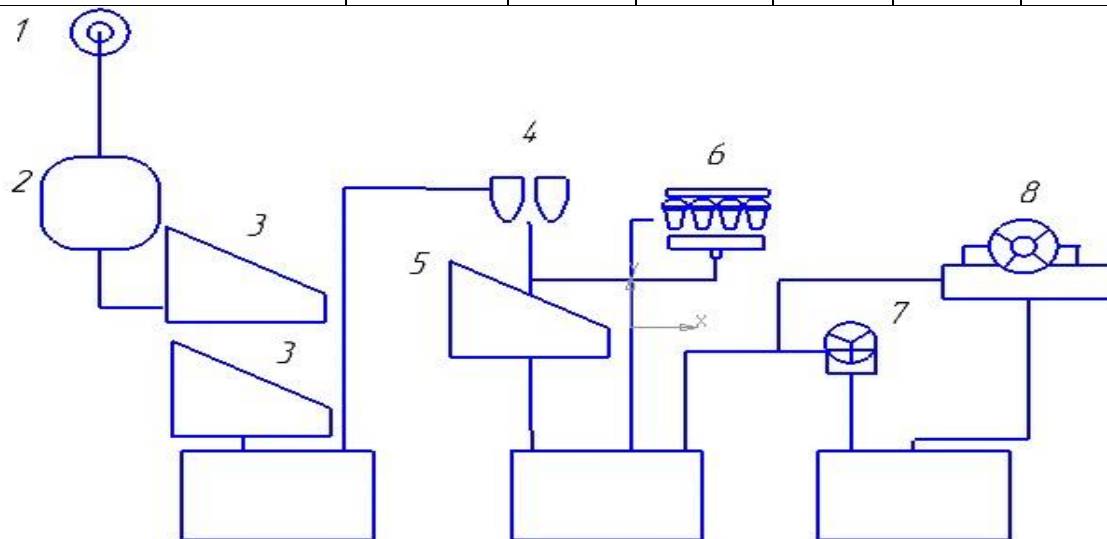


Рисунок Е.1 – Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – газосепаратор; 3 – вибросито Falcon 3; 4 – пескоотделитель Falcon3-2S, 5 – вибросито Falcon 3; 6 – илоотделитель Falcon3-12|N; 7 – дегазатор AKR -270; 8 – центрифуга AKR-363

## Приложение Ж Расчет обсадных колонн

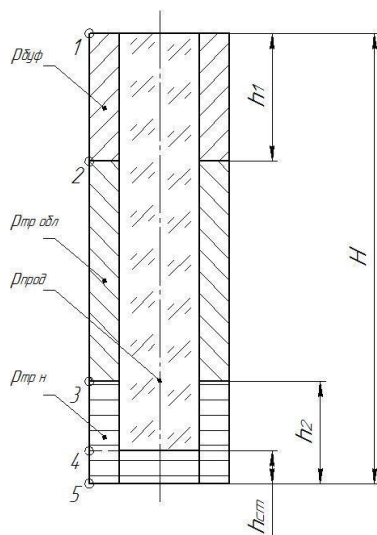


Рисунок Ж.1 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

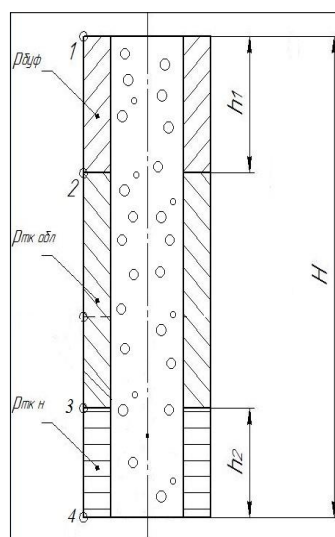


Рисунок Ж.2 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации газовой скважины

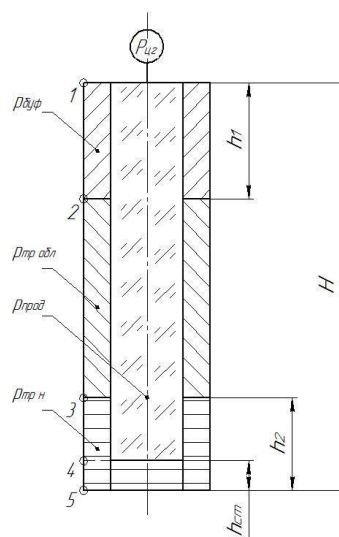


Рисунок Ж.3 – Схема расположения жидкостей в конце продавки  
тампонажного раствора, когда давление на цементирующей головке достигает  
максимального значения

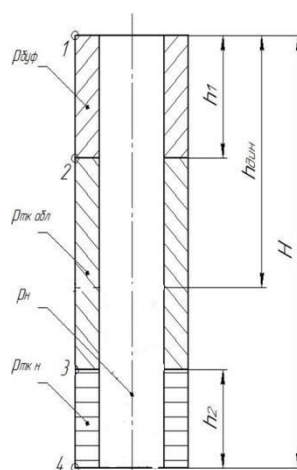


Рисунок Ж.4 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной  
КОЛОННЫ

## Приложение И Специальная часть



Рисунок И.1 – Пробка мостовая ПМ

Таблица И.1 – Технические характеристики и параметры МП

| Пакер<br>механический | Условный<br>диаметр<br>колонны,<br>мм | Толщина<br>стенок<br>обсадной<br>колонны,<br>мм | Максимальный<br>перепад<br>давления на<br>пакер, МПа | Максимальная<br>температура<br>рабочей<br>среды, °С | Наружный<br>диаметр,<br>мм | Длина,<br>мм | Масса,<br>кг | Посадочный<br>инструмент |
|-----------------------|---------------------------------------|-------------------------------------------------|------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|----------------------------|--------------|--------------|--------------------------|
| ПМ-70                 | 89                                    | 6,5                                             | 25 (35)                                              | 120                                                 | 70                         | 550          | 75           | ГУК-62                   |
| ПМ-80                 | 102                                   | 6,5                                             | 25 (35)                                              | 120                                                 | 80                         | 550          | 80           | ГУК-62                   |
| ПМ-90                 | 114                                   | 5,2-8,6                                         | 25 (35)                                              | 120                                                 | 90                         | 550          | 82           | ГУК-62                   |
| ПМ-100                | 114                                   | 5,6-9,2                                         | 25 (35)                                              | 120                                                 | 112                        | 550          | 95           | ГУК-62                   |
| ПМ-112                | 140<br>146                            | 8-11<br>11                                      | 25 (35)                                              | 120                                                 | 100                        | 585          | 95           | ГУК-112<br>ГУК-114       |
| ПМ-118                | 140<br>146                            | 6-8<br>8-11                                     | 25 (35)                                              | 120                                                 | 118                        | 585          | 95           | ГУК-112<br>ГУК-114       |
| ПМ-120                | 140<br>146                            | 6-8<br>6,5-11                                   | 25 (35)                                              | 120                                                 | 120                        | 585          | 100          | ГУК-112<br>ГУК-114       |
| ПМ-140                | 168<br>178                            | 6,5-11 12,7                                     | 25 (35)                                              | 120                                                 | 140                        | 585          | 110          | ГУК-112<br>ГУК-114       |



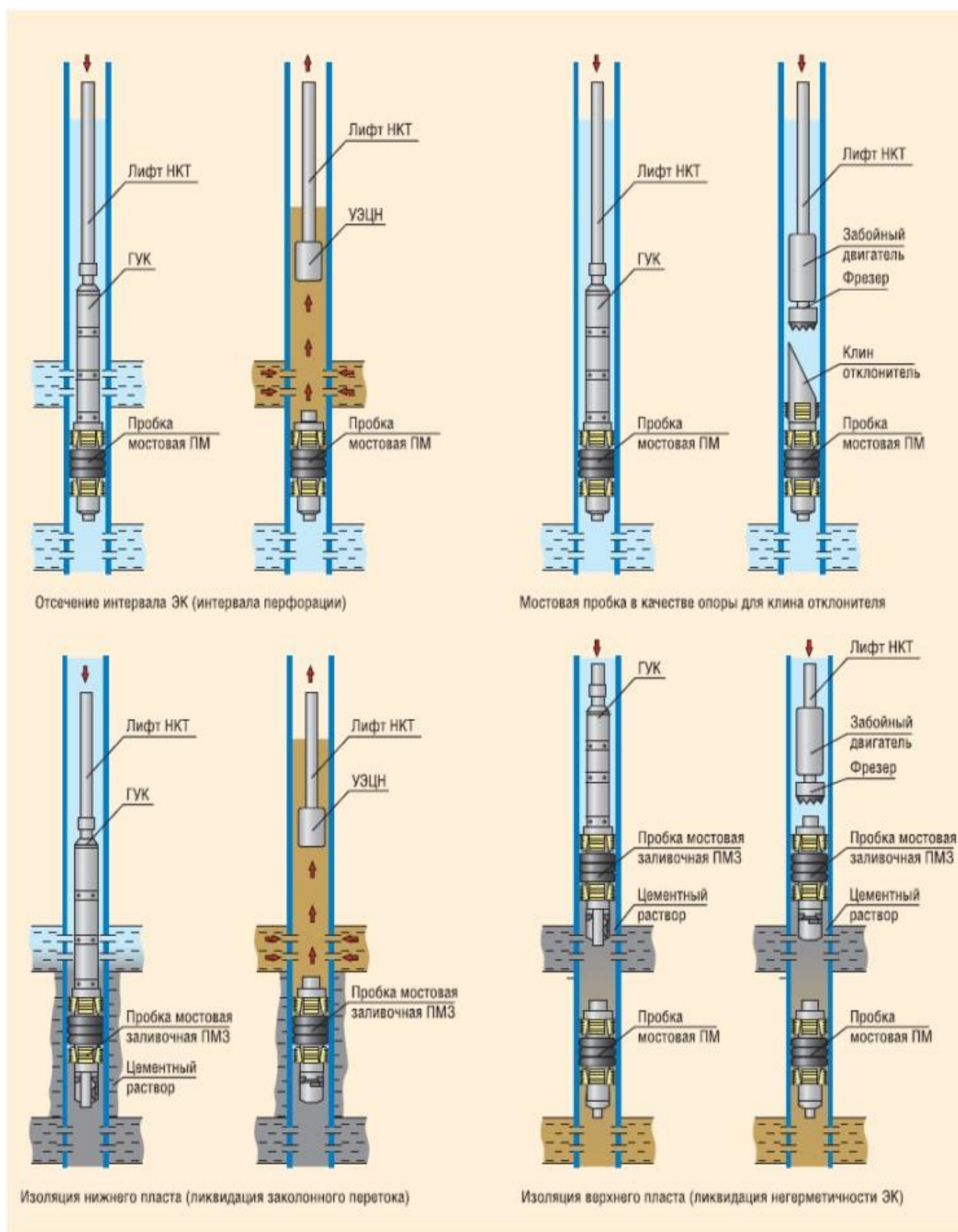


Рисунок И.2 – Схемы применения мостовых пробок



Рисунок Ж.3 – Посадочный инструмент, спускаемый на кабеле

Таблица И.2 – Спецификация посадочного инструмента

| Модель | Тип | Максимальное<br>усилие<br>установки | Наружный<br>диаметр<br>инструмента | Рабочие<br>температура/<br>давление |     | Заряд        |
|--------|-----|-------------------------------------|------------------------------------|-------------------------------------|-----|--------------|
|        |     | кг                                  |                                    | °C                                  | МПа |              |
| SWSB   | #20 | 27,22                               | 88,90                              | 204                                 | 138 | D26-0350-001 |
| SWSG   | GO  | 6,80                                | 43,69                              | 204                                 | 69  | D26-0350-001 |
|        |     | 27,22                               | 88,90                              | 204                                 | 103 | D26-0350-001 |
|        |     | 27,22                               | 88,90                              | 204                                 | 138 | D26-0350-001 |

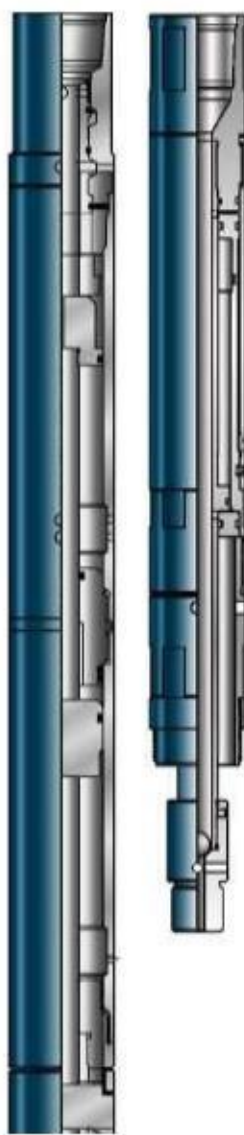


Рисунок И.4 – Гидравлический посадочный инструмент

Таблица И.3 – Спецификация гидравлического посадочного инструмента

| Модель | Тип     | Наружный диаметр | Площадь поршня  | Усилие установки | Усилие натяжения | Длина  | Резьба          |
|--------|---------|------------------|-----------------|------------------|------------------|--------|-----------------|
|        |         | мм               | мм <sup>2</sup> | кг               | кг               | мм     |                 |
| SHSG   | 1 11/16 | D26-1172001      | 1444            | 6,8              | 11,3             | 1698,8 | 25,4<br>AMMT    |
| SHSB   | #10     | D26-1275001      | 4310            | 22,7             | 27,2             | 1485,2 | 60,3-<br>8RD EU |
| SHSB   | #20     | D26-1387001      | 7645            | 27,2             | 35,4             | 1511,3 | 73,0-8<br>RD EU |
| SHSG   | GO      | D26-1387002      | 7645            | 27,2             | 35,4             | 1861,8 | 73,0-8<br>RD EU |

|        |        |             |      |      |      |        |                 |
|--------|--------|-------------|------|------|------|--------|-----------------|
| SHSB-1 | #20/GO | D26-1387003 | 9677 | 27,2 | 35,4 | 1246,4 | 73,0-8<br>RD EU |
|--------|--------|-------------|------|------|------|--------|-----------------|



Рисунок И.5 – Механический посадочный инструмент серии STSB  
Таблица И.4 – Спецификация механического посадочного инструмента  
серии

STSB

| Модель       | Наружный<br>диаметр обсадной<br>колонны | Вес обсадных<br>труб | Резьбовое<br>соединение |
|--------------|-----------------------------------------|----------------------|-------------------------|
|              | мм                                      | кг                   |                         |
| D22-0450-004 | 114                                     | 14,1-24,7            | 60,3 8RD EU             |
|              | 127                                     | 17,1-31,0            |                         |
| D22-0550-004 | 140                                     | 19,3-34,2            |                         |
| D22-0575-004 | 146                                     | 20,8-38,7            |                         |
| D22-0662-004 | 168                                     | 25,3-47,6            | 73,0 8RD EU             |
| D22-0700-004 | 178                                     | 25,3-52,1            |                         |
| D22-0762-004 | 194                                     | 29,8-58,0            |                         |
| D22-0862-004 | 219                                     | 35,7-72,9            |                         |
| D22-0962-004 | 244                                     | 43,6-86,9            |                         |
| D22-1075-004 | 298                                     | 56,6-89,3            |                         |
| D22-1176-004 | 298                                     | 89,3-123,5           |                         |
| D22-1175-004 | 340                                     | 71,4-120,1           |                         |
| D22-1337-004 | 406                                     | 96,7-175,6           |                         |
| D22-1600-004 | 408                                     | 139,9-197,9          |                         |



Рисунок И.6 – Цементирующая желонка

Таблица И.5 – Спецификация цементирующей желонки

| Модель       | Размер | Наружный диаметр | Длина |
|--------------|--------|------------------|-------|
|              |        | мм               | Мм    |
| D04-4500-000 | 89     | 89               | 4000  |
| D04-5500-000 | 110    | 110              | 4000  |

## Приложение К Организационная структура управления ООО «РН-Бурение»

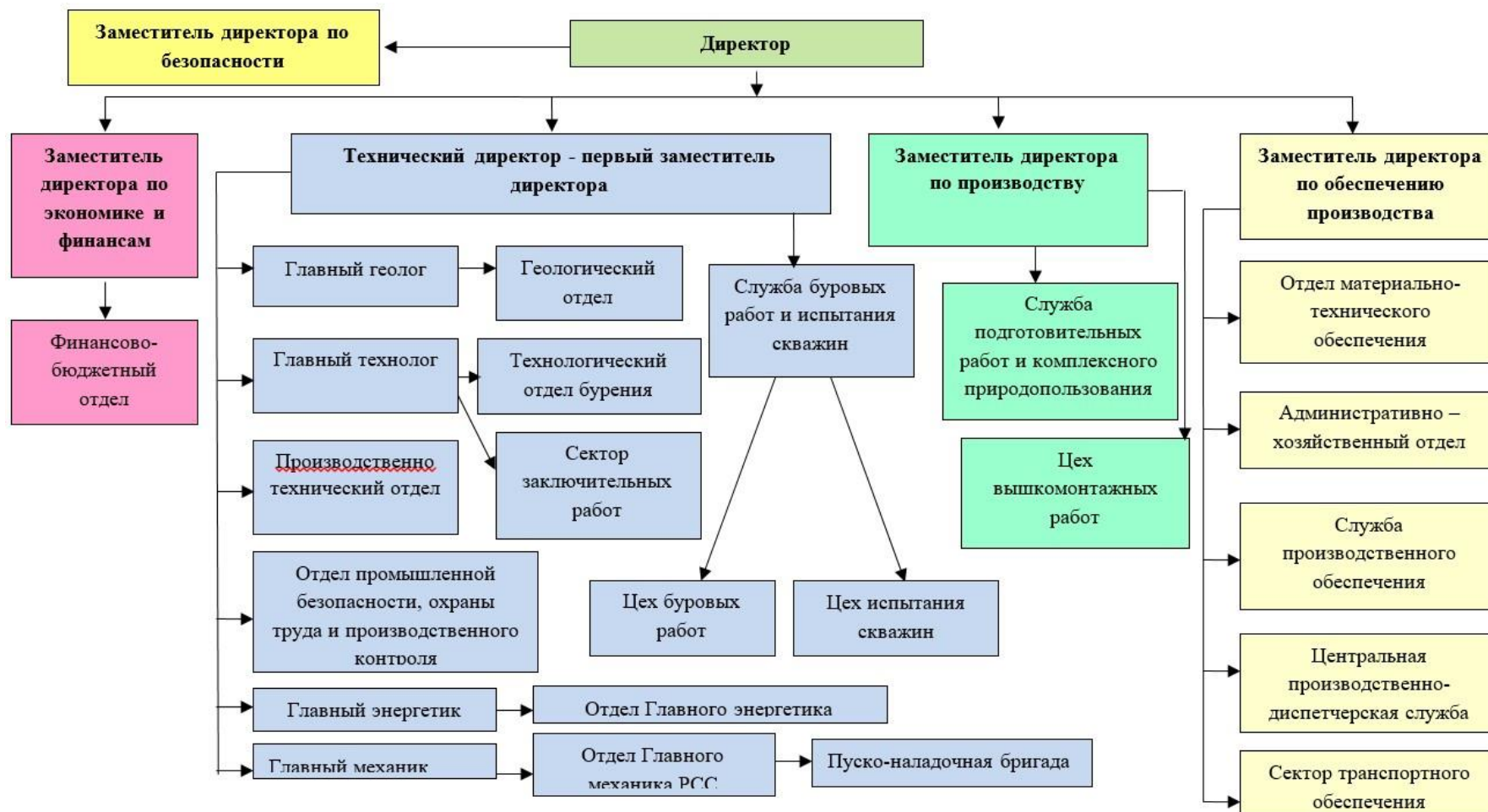


Рисунок К.1 – Организационная структура управления ООО «РН-Бурение»

## Приложение Л Нормативная карта

Таблица Л.1 – Нормативная карта

| Наименование работ                | Тип и размер долота | Интервал бурения, м |    | Норма                 |                      | Проходка, м | Количество долблений | Время механического бурения, ч | СПО, ч | Всего, ч |
|-----------------------------------|---------------------|---------------------|----|-----------------------|----------------------|-------------|----------------------|--------------------------------|--------|----------|
|                                   |                     | от                  | до | Проходка на долото, м | Время бурения 1 м, ч |             |                      |                                |        |          |
| 1                                 | 2                   | 3                   | 4  | 5                     | 6                    | 7           | 8                    | 9                              | 10     | 11       |
| Вышкомонтажные работы             | 393,7<br>НьюТек     | 0                   | 60 | 350                   | 0,02                 | 60          | 0,17                 | 1,2                            | 0,1    | 1080     |
| Подготовительные работы к бурению |                     |                     |    |                       |                      |             |                      |                                |        | 96       |
| Бурение под направление           |                     |                     |    |                       |                      |             |                      |                                |        | 1,30     |
| Промывка (ЕНВ)                    |                     |                     |    |                       |                      |             |                      |                                |        | 0,03     |
| Наращивание (ЕНВ)                 |                     |                     |    |                       |                      |             |                      |                                |        | 0,13     |
| Смена долот (ЕНВ)                 |                     |                     |    |                       |                      |             |                      |                                |        | 0,24     |
| ПЗР к СПО (ЕНВ)                   |                     |                     |    |                       |                      |             |                      |                                |        | 0,43     |
| Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)       |                     |                     |    |                       |                      |             |                      |                                |        | 1,13     |
| Установка и вывод УБТ за палец    |                     |                     |    |                       |                      |             |                      |                                |        | 0,37     |
| Крепление (ЕНВ)                   |                     |                     |    |                       |                      |             |                      |                                |        | 18,47    |
| Ремонтные работы (ЕНВ)            |                     |                     |    |                       |                      |             |                      |                                |        | 1,43     |
| Смена вахт (ЕНВ)                  |                     |                     |    |                       |                      |             |                      |                                |        | 0,30     |
| Итого:                            |                     |                     |    |                       |                      |             |                      |                                |        | 23,83    |

Продолжение таблицы Л.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|

|                                      |          |     |      |      |      |      |      |       |      |        |
|--------------------------------------|----------|-----|------|------|------|------|------|-------|------|--------|
| Бурение под кондуктор                |          |     |      |      |      |      |      |       |      | 13,62  |
| Промывка (ЕНВ)                       |          |     |      |      |      |      |      |       |      | 0,31   |
| Наращивание (ЕНВ)                    |          |     |      |      |      |      |      |       |      | 5,47   |
| Смена долот (ЕНВ)                    |          |     |      |      |      |      |      |       |      | 0,24   |
| ПЗР к СПО (ЕНВ)                      |          |     |      |      |      |      |      |       |      | 0,43   |
| Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)          |          |     |      |      |      |      |      |       |      | 0,83   |
| Установка и вывод УБТ за палец       | БИТ      |     |      |      |      |      |      |       |      | 0,60   |
| Крепление (ЕНВ)                      | 295,3 ВТ |     |      |      |      |      |      |       |      | 45,57  |
| ПГИ (ЕНВ)                            | 619 УМ   | 60  | 470  | 8000 | 0,03 | 410  | -5   | 12,3  | 1,32 | 5,45   |
| Ремонтные работы (ЕНВ)               |          |     |      |      |      |      |      |       |      | 4,80   |
| Смена вахт (ЕНВ)                     |          |     |      |      |      |      |      |       |      | 0,90   |
| Итого:                               |          |     |      |      |      |      |      |       |      | 78,22  |
| Бурение под эксплуатационную колонну |          |     |      |      |      |      |      |       |      | 134,90 |
| Промывка (ЕНВ)                       |          |     |      |      |      |      |      |       |      | 1,13   |
| Наращивание (ЕНВ)                    |          |     |      |      |      |      |      |       |      | 1,33   |
| Смена долот (ЕНВ)                    |          |     |      |      |      |      |      |       |      | 0,24   |
| ПЗР к СПО (ЕНВ)                      |          |     |      |      |      |      |      |       |      | 0,43   |
| Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)          | БИТ      |     |      |      |      |      |      |       |      | 0,47   |
| Установка и вывод УБТ за палец       | 220,7 В  |     |      |      |      |      |      |       |      | 0,20   |
| Крепление (ЕНВ)                      | 713 УМ   | 470 | 2600 | 5000 | 0,06 | 2130 | 0,43 | 127,8 | 7,10 | 96,66  |
| ПГИ (ЕНВ)                            |          |     |      |      |      |      |      |       |      | 10,10  |
| Ремонтные работы (ЕНВ)               |          |     |      |      |      |      |      |       |      | 5,90   |
| Смена вахт (ЕНВ) Итого:              |          |     |      |      |      |      |      |       |      | 1,00   |
|                                      |          |     |      |      |      |      |      |       |      | 252,36 |

|                                      |  |  |  |  |  |  |  |  |  |     |
|--------------------------------------|--|--|--|--|--|--|--|--|--|-----|
|                                      |  |  |  |  |  |  |  |  |  |     |
| Испытание скважины на продуктивность |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 247 |

### Приложение М Сметный расчет на бурение и крепление скважины

Таблица М.1 – Сметный расчет на бурение скважины

| Наименование затрат                       | Единица измерения | Стоимость единицы, руб | Подготов. работы |        | Направление |       | Кондуктор |       | ЭК     |        |
|-------------------------------------------|-------------------|------------------------|------------------|--------|-------------|-------|-----------|-------|--------|--------|
|                                           |                   |                        | кол-во           | сумма  | кол-во      | сумма | кол-во    | сумма | кол-во | сумма  |
| Затраты зависящие от времени              |                   |                        |                  |        |             |       |           |       |        |        |
| 1                                         | 2                 | 3                      | 4                | 5      | 6           | 7     | 8         | 9     | 10     | 11     |
| Повременная з/п буровой бригады           | сут               | 129,15                 | 4                | 516,6  | -           | -     | -         | -     | -      | -      |
| Социальные отчисления, 30%                | -                 | -                      | -                | 175,6  | -           | -     | -         | -     | -      | -      |
| Сдельная з/п буровой бригады              | сут               | 138,19                 | -                | -      | 0,05        | 6,9   | 0,51      | 70,8  | 5,33   | 735,9  |
| Социальные отчисления, 30%                | -                 | -                      | -                | -      | -           | 2,3   | -         | 24,1  | -      | 250,2  |
| Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера | сут               | 11,6                   | 4                | 46,4   | -           | -     | -         | -     | -      | -      |
| Социальные отчисления, 30%                | -                 | -                      | -                | 15,8   | -           | -     | -         | -     | -      | -      |
| Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера    | сут               | 14,4                   | -                | -      | 0,05        | 0,7   | 0,51      | 7,4   | 5,33   | 76,7   |
| Социальные отчисления, 30%                | -                 | -                      | -                | -      | -           | 0,2   | -         | 2,5   | -      | 26,1   |
| Содержание бурового оборудования          | сут               | 252,86                 | 4                | 1011,4 | 0,05        | 12,6  | 0,51      | 129,6 | 5,33   | 1346,5 |

|                                                                                                     |     |        |   |      |      |      |      |       |      |        |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|--------|---|------|------|------|------|-------|------|--------|
| Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов | сут | 1433   | 4 | 5732 | 0,05 | 71,6 | 0,51 | 734,4 | 5,33 | 7630,7 |
| Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями                                        | сут | 153,75 | 4 | 615  | -    | -    | -    | -     | -    | -      |
| Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями                                        | сут | 224,6  | - | -    | -    | -    | 0,51 | 115,1 | 5,33 | 1195,9 |
| Прокат ВЗД                                                                                          | сут | 19,46  | 4 | 77,8 | -    | -    | -    | -     | -    | -      |
| Прокат ВЗД                                                                                          | сут | 92,66  | - | -    | -    | -    | 0,51 | 47,5  | 5,33 | 493,4  |

#### Продолжение таблицы М.1

| 1                                                                                                                             | 2       | 3      | 4 | 5     | 6    | 7      | 8    | 9     | 10   | 11    |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------|--------|---|-------|------|--------|------|-------|------|-------|
| Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывании на забое до 25 %.                                                           | сут     | 240,95 | - | -     | -    | -      | -    | -     | -    | -     |
| Эксплуатация ДВС передвижной электростанции                                                                                   | сут.    | 8,9    | 4 | 35,6  | 0,3  | 2,4    | 2,1  | 18,7  | 5,33 | 47,4  |
| Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении. | сут.    | 7,54   | - | -     | 0,3  | 2,0    | 2,1  | 15,8  | 5,33 | 40,2  |
| Плата за подключенную мощность.                                                                                               | кВт/сут | 149,48 | - | -     | 0,3  | 40,4   | 2,1  | 313,9 | 5,33 | 795,9 |
| Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.                                                                                     | кВт/сут | 45,54  | 4 | 182,2 | -    | -      | -    | -     | -    | -     |
| Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.                                                                                     | кВт/сут | 107,93 | - | -     | 0,3  | 29,1   | 2,1  | 226,6 | 5,33 | 574,7 |
| Эксплуатация трактора                                                                                                         | сут     | 33,92  | 4 | 135,7 | 0,05 | 1,7    | 0,51 | 17,4  | 5,33 | 180,6 |
| Автомобильный спец транспорт                                                                                                  | сут     | 100,4  | 4 | 401,6 | 0,05 | 5,0    | 0,51 | 51,5  | 5,33 | 534,6 |
| Амортизация кухни-столовой                                                                                                    | сут.    | 5,53   | 4 | 22,1  | 0,3  | 1,5    | 2,1  | 11,6  | 5,33 | 29,4  |
| Амортизация вагон-домиков 10 шт                                                                                               | сут     | 169,29 | 4 | 677,2 | 0,05 | 8,5    | 0,51 | 86,8  | 5,33 | 901,5 |
| Порошок бентонитовый марки Б                                                                                                  | т       | 75,4   | - | -     | 19   | 1432,6 | 15   | 1131  | -    | -     |
| Сода каустическая                                                                                                             | т       | 875,2  | - | -     | 0,2  | 175,0  | 0,2  | 175,0 | 0,3  | 262,6 |
| Сода кальцинированная марки                                                                                                   | т       | 183,3  | - | -     | 0,1  | 18,3   | 0,1  | 18,3  | 0,1  | 18,3  |
| Polypac R, Polypac ELV                                                                                                        | т       | 983    | - | -     | 0,5  | 491,5  | 0,5  | 491,5 | 0,5  | 491,5 |

|                                                                        |     |        |        |     |        |       |        |       |         |        |
|------------------------------------------------------------------------|-----|--------|--------|-----|--------|-------|--------|-------|---------|--------|
| Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т                    | т   | 0,35   | 4      | 1,4 | 4      | 1,4   | 3,2    | 1,12  | 6       | 2,1    |
| ВЗД и ГСМ до 250 км                                                    | т   | 16,68  | -      | -   | -      | -     | 11,2   | 186,8 | 10,6    | 176,8  |
| Материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км                         | т   | 20,08  | -      | -   | 19,8   | 397,6 | 15,8   | 317,3 | 0,9     | 18,12  |
| Итого затрат зависящих от времени, без учета транспорнировки вахт, руб | -   | -      | 9646,4 |     | 2701,6 |       | 4194,8 |       | 15829,2 |        |
| Затраты, зависящие от объема работ                                     |     |        |        |     |        |       |        |       |         |        |
| 393,7 НьюТек Сервисез (М-ЦГВУ)                                         | шт. | 2686,4 | -      | -   | 0,2    | 460,5 | -      | -     | -       | -      |
| БИТ 295,3 ВТ 619 УМ                                                    | шт. | 6352,7 | -      | -   | -      | -     | 0,05   | 325,6 | 0       | 0      |
| БИТ 220,7 В 713 УМ                                                     | шт. | 7134,4 | -      | -   | -      | -     | -      | -     | 0,43    | 3039,3 |
| Калибратор КЛС 390 М                                                   | шт. | 480,3  | -      | -   | 0,05   | 24,0  | -      | -     | -       | -      |
| Калибратор К 295 МС                                                    | шт. | 458,9  | -      | -   | -      | -     | 0,05   | 22,9  | -       | -      |
| Калибратор К 220 С                                                     | шт. | 442,6  | -      | -   | -      | -     | -      | -     | 0,3     | 132,8  |
| Транспортировка труб                                                   | т   | 4,91   | -      | -   | 18,4   | 90,3  | 18,4   | 90,3  | 42,7    | 209,7  |

Продолжение таблицы М.1

| 1                                                                                | 2        | 3    | 4      | 5 | 6      | 7   | 8      | 9   | 10      | 11  |
|----------------------------------------------------------------------------------|----------|------|--------|---|--------|-----|--------|-----|---------|-----|
| Транспортировка долот                                                            | т        | 6,61 | -      | - | 0,12   | 0,8 | 0,08   | 0,5 | 0,04    | 0,3 |
| Перевозка вахт автотранспортом                                                   | сут.     | 1268 | 1268   |   |        |     |        |     |         |     |
| Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб | -        | -    | -      |   | 575,7  |     | 439,4  |     | 3381,9  |     |
| Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб                                 | -        | -    | 9646,4 |   | 3277,3 |     | 4614,1 |     | 19211,2 |     |
| Всего по сметному расчету, руб                                                   | 69140,97 |      |        |   |        |     |        |     |         |     |

Таблица М.2 – Сметный расчет на крепление скважины

| Наименование затрат | Единица измерения | Стоимость единицы, руб | Направление |       | Кондуктор |       | ЭК     |       |
|---------------------|-------------------|------------------------|-------------|-------|-----------|-------|--------|-------|
|                     |                   |                        | кол-во      | сумма | кол-во    | сумма | кол-во | сумма |

| Затраты, зависящие от времени                                     |     |        |     |        |     |        |     |        |
|-------------------------------------------------------------------|-----|--------|-----|--------|-----|--------|-----|--------|
| 1                                                                 | 2   | 3      | 4   | 5      | 6   | 7      | 8   | 9      |
| Оплата труда буровой бригады                                      | сут | 129,15 | 0,8 | 99,4   | 1,9 | 245,2  | 4,0 | 520,1  |
| Социальные отчисления, 30%                                        | -   | -      | -   | 29,8   | -   | 73,6   | -   | 156,0  |
| Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера                            | сут | 11,6   | 0,8 | 8,9    | 1,9 | 22,0   | 4,0 | 46,7   |
| Социальные отчисления, 30%                                        | -   | -      | -   | 2,7    | -   | 6,6    | -   | 14,0   |
| Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение          | сут | 7,54   | 0,8 | 5,8    | 1,9 | 14,3   | 4,0 | 30,4   |
| Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение)  | сут | 252,86 | 0,8 | 194,6  | 1,9 | 480,2  | 4,0 | 1018,4 |
| Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин  | сут | 1433   | 0,8 | 1102,7 | 1,9 | 2721,1 | 4,0 | 5771,4 |
| Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины | сут | 1368   | 0,8 | -      | 1,9 | -      | 4,0 | -      |
| Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении             | сут | 419,4  | 0,8 | 322,7  | 1,9 | 796,4  | 4,0 | 1689,1 |
| Плата за подключенную мощность                                    | сут | 138,89 | 0,8 | 106,9  | 1,9 | 263,7  | 4,0 | 559,4  |
| Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе                      | сут | 100,84 | 0,8 | 77,6   | 1,9 | 191,5  | 4,0 | 406,1  |
| Эксплуатация ДВС                                                  | сут | 8,9    | 0,8 | 6,8    | 1,9 | 16,9   | 4,0 | 35,8   |
| Автомобильный спец транспорт до 250 км                            | сут | 100,4  | 0,8 | 77,3   | 1,9 | 190,6  | 4,0 | 404,4  |
| Амортизация вагон-домиков 10 шт                                   | сут | 169,29 | 0,8 | 130,3  | 1,9 | 321,5  | 4,0 | 681,8  |

Продолжение таблицы М.2

| 1                                                     | 2   | 3     | 4   | 5     | 6    | 7     | 8    | 9     |
|-------------------------------------------------------|-----|-------|-----|-------|------|-------|------|-------|
| Эксплуатация бульдозера                               | сут | 18,4  | 0,8 | 14,2  | 1,9  | 34,9  | 4,0  | 74,1  |
| Эксплуатация трактора                                 | сут | 33,92 | 0,8 | 26,1  | 1,9  | 64,4  | 4,0  | 136,6 |
| Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км | т   | 8,21  | 6,0 | 49,3  | 21,0 | 172,4 | 16,0 | 131,4 |
| Башмак колонный БК-324                                | шт. | 85,5  | 1,0 | 85,5  | -    | -     | -    | -     |
| Башмак колонный БК-245                                | шт. | 65    | -   | -     | 1,0  | 65,0  | -    | -     |
| Башмак колонный БК-146                                | шт. | 45,5  | -   | -     | -    | -     | 1,0  | 45,5  |
| Центратор ЦЦ-245/295                                  | шт. | 25,4  | -   | -     | 1-   | 254,0 | -    | -     |
| Центратор ЦЦ-215/255                                  | шт. | 18,7  | -   | -     | -    | -     | 5,0  | 935,0 |
| ЦОКДМ-324                                             | шт. | 125,6 | 1,0 | 125,6 | -    | -     | -    | -     |
| ЦКОДМ-245                                             | шт. | 113,1 | -   | -     | 1,0  | 113,1 | -    | -     |
| ЦКОД-146                                              | шт. | 105   | -   | -     | -    | -     | 1,0  | 105,0 |

|                                                                        |        |        |        |        |        |       |         |        |
|------------------------------------------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|---------|--------|
| Продавочная пробка ПП-324-351                                          | шт.    | 80,5   | 1,0    | 80,5   | -      | -     | -       | -      |
| Продавочная пробка ПП-219-245                                          | шт.    | 59,15  | -      | -      | 1,0    | 59,2  | -       | -      |
| Продавочная пробка ППЦ-126-168                                         | шт.    | 30,12  | -      | -      | -      | -     | 1,0     | 30,1   |
| Головка цементирующая ГЦУ-339                                          | шт.    | 3960   | 1,0    | 396-   | -      | -     | -       | -      |
| Головка цементирующая ГЦУ-245                                          | шт.    | 3320   | -      | -      | 1,0    | 332-  | -       | -      |
| Головка цементирующая ГЦУ-146                                          | шт.    | 2880   | -      | -      | -      | -     | 1,0     | 288,0  |
| Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб | -      | -      | 6506,6 |        | 9426,7 |       | 15671,4 |        |
| Затраты, зависящие от объема работ                                     |        |        |        |        |        |       |         |        |
| Обсадные трубы 324х8,5                                                 | м      | 37,21  | 7-     | 2604,7 | -      | -     | -       | -      |
| Обсадные трубы 245х7,9                                                 | м      | 28,53  | -      | -      | 50-    | 14265 | -       | -      |
| Обсадные трубы 146х7,7                                                 | м      | 19,96  | -      | -      | -      | -     | 19-     | 3792,4 |
| Обсадные трубы 146х7                                                   | м      | 16,47  | -      | -      | -      | -     | 255-    | 41998  |
| Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50                                    | т      | 26,84  | 3,0    | 81,1   | 14,8   | 397,8 | -       | -      |
| Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-I-100                           | т      | 29,95  | -      | -      | -      | -     | 13,3    | 399,2  |
| Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(5)-100                      | т      | 32     | -      | -      | -      | -     | 21,5    | 687,0  |
| Заливка колонны, тампонажный цех                                       | агр/оп | 145,99 | 2,0    | 292,0  | 3,0    | 438,0 | 5,0     | 73-    |
| Затворение цемента, тампонажный цех                                    | т      | 6,01   | 2,8    | 16,8   | 25,9   | 155,5 | 54,8    | 329,3  |
| Работа ЦСМ, тампонажный цех                                            | ч      | 36,4   | 1,0    | 36,4   | 1,1    | 4-    | 1,5     | 54,6   |
| Опресовка колонны, тампонажный цех,                                    | агр/оп | 87,59  | 1,0    | 87,6   | 1,0    | 87,6  | 1,0     | 87,6   |

## Продолжение таблицы М.2

| 1                                    | 2      | 3     | 4   | 5     | 6    | 7     | 8    | 9      |
|--------------------------------------|--------|-------|-----|-------|------|-------|------|--------|
| Работа КСКЦ 01, тампонажный цех      | агр/оп | 80,6  | -   | -     | -    | -     | 1,0  | 80,6   |
| Пробег ЦА-320М                       | км     | 36,8  | 3,0 | 110,4 | 8,5  | 312,8 | 14,0 | 515,2  |
| Пробег УС6-30                        | км     | 36,8  | 1,0 | 36,8  | 3,0  | 110,4 | 4,0  | 147,2  |
| Пробег КСКЦ 01                       | км     | 40,8  | -   | -     | -    | -     | 1,0  | 40,8   |
| Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех   | ч      | 15,49 | -   | -     | 1-   | 154,9 | 2-   | 309,8  |
| Транспортировка обсадных труб        | т      | 18,76 | 4,0 | 74,7  | 22,0 | 412,3 | 64,5 | 1209,6 |
| Транспортировка обсадных труб запаса | т      | 37,52 | 0,1 | 3,8   | 0,5  | 18,8  | 2,8  | 105,1  |

|                                                                               |                 |     |                |              |                 |
|-------------------------------------------------------------------------------|-----------------|-----|----------------|--------------|-----------------|
| Перевозка вахт автотранспортом                                                | сут.            | 268 | 6351,6         |              |                 |
| Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб | -               | -   | <b>3344,13</b> | <b>16393</b> | <b>50486,96</b> |
| Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб                             | <b>70224,0</b>  |     |                |              |                 |
| Всего по сметному расчету, руб                                                | <b>108180,4</b> |     |                |              |                 |

## Приложение Н Сводный сметный расчет

Таблица Н.1 – Сводный сметный расчет с индексом удорожания на апрель 2020 г.

| №<br>п/п | Наименование работ и затрат                                                                                     | Сумма в ценах 1984<br>года, руб | Сметная стоимость в текущих<br>ценах всего, руб |
|----------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------|-------------------------------------------------|
| 1        | 2                                                                                                               | 3                               | 4                                               |
| 1        | <b>Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины</b>                                                |                                 |                                                 |
| 1.1      | Подготовка площадки, строительство подъездного пути                                                             | 78 997                          | 19 377 964                                      |
| 1.2      | Техническая рекультивация                                                                                       | 12 364                          | 3 032 889                                       |
| 1.3      | Разборка трубопроводов, линий передач и пр.                                                                     | 2 295                           | 562 964                                         |
|          | <b>Итого по главе 1</b>                                                                                         | <b>93 656</b>                   | <b>22 973 817</b>                               |
| 2        | <b>Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования</b> |                                 |                                                 |
| 2.1      | Строительство и монтаж                                                                                          | 177 994                         | 43 661 928                                      |
| 2.2      | Разборка и демонтаж                                                                                             | 11 351                          | 2 784 400                                       |
| 2.3      | Монтаж оборудования для испытания                                                                               | 13 905                          | 3 410 897                                       |
| 2.4      | Демонтаж оборудования для испытания                                                                             | 1 674                           | 410 632                                         |
|          | <b>Итого по главе 2</b>                                                                                         | <b>204 924</b>                  | <b>50 267 857</b>                               |
| 3        | <b>Глава 3. Бурение и крепление скважины</b>                                                                    |                                 |                                                 |
| 3.1      | Бурение скважины                                                                                                | 69 141                          | 16 960 280                                      |
| 3.2      | Крепление скважины                                                                                              | 108 180                         | 26 536 644                                      |
|          | <b>Итого по главе 3</b>                                                                                         | <b>177 321</b>                  | <b>43 496 924</b>                               |
| 4        | <b>Глава 4. Испытание скважины на продуктивность</b>                                                            |                                 |                                                 |
| 4.1      | Испытание                                                                                                       | 14 0337                         | 3 443 276                                       |
| 4.2      | Консервация скважины                                                                                            | 6 872                           | 1 685 702                                       |
| 4.3      | Ликвидация скважины                                                                                             | 8 080                           | 1 982 024                                       |
|          | <b>Итого по главе 4</b>                                                                                         | <b>28 989</b>                   | <b>7 111 002</b>                                |

|   |                                                               |              |                  |
|---|---------------------------------------------------------------|--------------|------------------|
| 5 | <b>Глава 5. Промыслово-геофизические работы</b>               |              |                  |
|   | Затраты на промыслово-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4 | 22694        | 5 566 872        |
|   | <b>Итого по главе 5</b>                                       | <b>22694</b> | <b>5 566 872</b> |

Продолжение таблицы Н.1

| 1   | 2                                                                                                         | 3              | 4                  |
|-----|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------|--------------------|
| 6   | <b>Глава 6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время</b>                           |                |                    |
| 6.1 | Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время, 5,4% от глав 1 и 2 | 16 132         | 3 955 050          |
| 6.2 | Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2                                                                           | 11 943         | 2 929 667          |
| 6.3 | Эксплуатация котельной установки                                                                          | 27 290         | 5 667 657          |
|     | <b>Итого по главе 6</b>                                                                                   | <b>55 365</b>  | <b>12 552 374</b>  |
|     | <b>ИТОГО прямых затрат</b>                                                                                | <b>578 756</b> | <b>141 968 845</b> |
| 7   | <b>Глава 7. Накладные расходы</b>                                                                         |                |                    |
| 7.1 | Накладные расходы, 25% на итог прямых затрат                                                              | 144 689        | 27 967 863         |
|     | <b>Итого по главе 7</b>                                                                                   | <b>144 689</b> | <b>27 967 863</b>  |
| 8   | <b>Глава 8. Плановые накопления</b>                                                                       |                |                    |
| 8.1 | Плановые накопления, 8% на итог прямых затрат и накладных расходов                                        | 57 876         | 8 496 835          |
|     | <b>Итого по главе 8</b>                                                                                   | <b>57 876</b>  | <b>8 496 835</b>   |
|     | <b>ИТОГО по главам 1-8</b>                                                                                | <b>781 321</b> | <b>178 433 543</b> |
| 9   | <b>Глава 9. Прочие работы и затраты</b>                                                                   |                |                    |
| 9.1 | Премии и прочие доплаты, 24,5%                                                                            | 191 424        | 4 746 332          |
| 9.2 | Вахтовые надбавки, 4,4%                                                                                   | 34 378         | 945 698            |

|      |                                                          |                  |                    |
|------|----------------------------------------------------------|------------------|--------------------|
| 9.3  | Северные надбавки 2,98%                                  | 23 283           | 5 317 320          |
| 9.8  | Авиатранспорт                                            | -                | 3 975 300          |
| 9.9  | Транспортировка вахт автотранспортом                     | -                | 136 000            |
| 9.10 | Бурение скважины на воду                                 | -                | 870 600            |
| 9.11 | Перевозка вахт до г. Томска                              | -                | 112 000            |
| 9.12 | Услуги связи на период строительства скважины            | -                | 25 300             |
|      | <b>Итого прочих работ и затрат</b>                       | <b>317 085</b>   | <b>16 128 550</b>  |
|      | <b>ИТОГО по гл 1-9</b>                                   | <b>1 098 406</b> | <b>194 562 093</b> |
| 10   | <b>Глава 10</b>                                          |                  |                    |
| 10.1 | Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8 | 1 563            | 325 029            |
|      | <b>Итого по главе 10</b>                                 |                  |                    |

Продолжение таблицы Н.1

| 1    | 2                                                                                                                | 3                  | 4                  |
|------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------|--------------------|
| 12   | <b>Глава 12</b>                                                                                                  |                    |                    |
| 12.1 | Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт | 54 920             | 694 190            |
|      | <b>Итого по главе 12</b>                                                                                         | <b>54 920</b>      | <b>694 190</b>     |
|      | <b>ИТОГО</b>                                                                                                     | <b>1 154 889</b>   | <b>195 256 283</b> |
|      | <b>ВСЕГО ПО СМЕТЕ</b>                                                                                            | <b>195 256 283</b> |                    |
|      | НДС                                                                                                              | <b>35 146 131</b>  |                    |
|      | <b>ВСЕГО с учетом НДС</b>                                                                                        | <b>230 402 414</b> |                    |

# ГЕОЛОГО - ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

Предприятие: ОА "Сибирская Сервисная Компания"

|                                         |
|-----------------------------------------|
| Буровая установка: БУ 3000/200 - ЭУК 1М |
| Лебедка: ЛБ - 750                       |
| Талевая система: 4х5                    |
| Ротор: 3 - 560                          |
| Насосы: УНБТ - 950                      |

|      | Характеристика бурильных труб |                    |                  |              |
|------|-------------------------------|--------------------|------------------|--------------|
|      | Диаметр, мм                   | Толщина стенки, мм | Группа прочности | Длина секции |
| УБТ  | 178                           | 44                 | Д                | 72           |
| УБТ  | 147                           | 36                 | Д                | 9            |
| ТБПК | 127                           | 13                 | Д                | 2600         |

| Геологическая часть    |              |          |                           |      |   |             |            |                               |                                    | Техническая часть       |                         |                        |                         |                    |                          |                           |                                                                                         |            |                     |        |        |        |
|------------------------|--------------|----------|---------------------------|------|---|-------------|------------|-------------------------------|------------------------------------|-------------------------|-------------------------|------------------------|-------------------------|--------------------|--------------------------|---------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------|------------|---------------------|--------|--------|--------|
| Глубина по вертикали м | Стратиграфия |          |                           |      |   | Температура | Опор верха | Известия возможных осложнений | Конструкция скважины               |                         |                         | Тип и размер двигателя | Тип забойного двигателя | Осевая нагрузка т. | Частота вращения, об/мин | Проходимость насосов, л/с | Параметры проявленной жидкости                                                          | Примечания |                     |        |        |        |
|                        | Степень      | Свита    | Лито-логи-ческое описание | 4    | 5 |             |            |                               | D <sub>вн.</sub> 324 мм            | D <sub>вн.</sub> 245 мм | D <sub>вн.</sub> 146 мм |                        |                         |                    |                          |                           |                                                                                         |            |                     |        |        |        |
|                        |              |          |                           |      |   |             |            |                               |                                    |                         |                         |                        |                         |                    |                          |                           |                                                                                         |            | 2                   | 3      | 6      |        |
| 100                    | МЕЛОВЯЯ      | ПАЛЕОГЕН | Чет.                      | Чет. |   | 13          | 60 м       | Направление                   | 383.7 Н/м <sup>2</sup> по Сергееву | БИТ 295,3 БТ 619 УМ     | Д-240РС                 | -                      | 3                       | 6                  | 140                      | 70                        | Плотность=1,16 г/см <sup>3</sup> , УВ=40-60 сек. Ф=8, СНС=40 дПа, П=менее 0,5 %, pH = 8 | Примечания |                     |        |        |        |
| 200                    |              |          |                           |      |   |             |            |                               |                                    |                         |                         |                        |                         |                    |                          |                           |                                                                                         |            | Некрасовская свита  | 324 мм | 245 мм | 146 мм |
| 300                    |              |          |                           |      |   |             |            |                               |                                    |                         |                         |                        |                         |                    |                          |                           |                                                                                         |            | Чеганская свита     | 324 мм | 245 мм | 146 мм |
| 400                    |              |          |                           |      |   |             |            |                               |                                    |                         |                         |                        |                         |                    |                          |                           |                                                                                         |            | Люденовская свита   | 324 мм | 245 мм | 146 мм |
| 500                    |              |          |                           |      |   |             |            |                               |                                    |                         |                         |                        |                         |                    |                          |                           |                                                                                         |            | Талицкая свита      | 324 мм | 245 мм | 146 мм |
| 600                    |              |          |                           |      |   |             |            |                               |                                    |                         |                         |                        |                         |                    |                          |                           |                                                                                         |            | Ганькинская свита   | 324 мм | 245 мм | 146 мм |
| 700                    |              |          |                           |      |   |             |            |                               |                                    |                         |                         |                        |                         |                    |                          |                           |                                                                                         |            | Славгородская свита | 324 мм | 245 мм | 146 мм |
| 800                    |              |          |                           |      |   |             |            |                               |                                    |                         |                         |                        |                         |                    |                          |                           |                                                                                         |            | Ипатовская свита    | 324 мм | 245 мм | 146 мм |
| 900                    |              |          |                           |      |   |             |            |                               |                                    |                         |                         |                        |                         |                    |                          |                           |                                                                                         |            | Кузнецовская свита  | 324 мм | 245 мм | 146 мм |
| 1000                   |              |          |                           |      |   |             |            |                               |                                    |                         |                         |                        |                         |                    |                          |                           |                                                                                         |            | Покровская свита    | 324 мм | 245 мм | 146 мм |
| 1100                   | МЕЛОВЯЯ      | ПАЛЕОГЕН | Чет.                      | Чет. |   | 57          | 60 м       | Направление                   | 383.7 Н/м <sup>2</sup> по Сергееву | БИТ 295,3 БТ 619 УМ     | Д-240РС                 | -                      | 3                       | 6                  | 140                      | 70                        | Плотность=1,16 г/см <sup>3</sup> , УВ=40-60 сек. Ф=8, СНС=40 дПа, П=менее 0,5 %, pH = 8 | Примечания |                     |        |        |        |
| 1200                   |              |          |                           |      |   |             |            |                               |                                    |                         |                         |                        |                         |                    |                          |                           |                                                                                         |            | Некрасовская свита  | 324 мм | 245 мм | 146 мм |
| 1300                   |              |          |                           |      |   |             |            |                               |                                    |                         |                         |                        |                         |                    |                          |                           |                                                                                         |            | Чеганская свита     | 324 мм | 245 мм | 146 мм |
| 1400                   |              |          |                           |      |   |             |            |                               |                                    |                         |                         |                        |                         |                    |                          |                           |                                                                                         |            | Люденовская свита   | 324 мм | 245 мм | 146 мм |
| 1500                   |              |          |                           |      |   |             |            |                               |                                    |                         |                         |                        |                         |                    |                          |                           |                                                                                         |            | Талицкая свита      | 324 мм | 245 мм | 146 мм |
| 1600                   |              |          |                           |      |   |             |            |                               |                                    |                         |                         |                        |                         |                    |                          |                           |                                                                                         |            | Ганькинская свита   | 324 мм | 245 мм | 146 мм |
| 1700                   |              |          |                           |      |   |             |            |                               |                                    |                         |                         |                        |                         |                    |                          |                           |                                                                                         |            | Славгородская свита | 324 мм | 245 мм | 146 мм |
| 1800                   |              |          |                           |      |   |             |            |                               |                                    |                         |                         |                        |                         |                    |                          |                           |                                                                                         |            | Ипатовская свита    | 324 мм | 245 мм | 146 мм |
| 1900                   |              |          |                           |      |   |             |            |                               |                                    |                         |                         |                        |                         |                    |                          |                           |                                                                                         |            | Кузнецовская свита  | 324 мм | 245 мм | 146 мм |
| 2000                   |              |          |                           |      |   |             |            |                               |                                    |                         |                         |                        |                         |                    |                          |                           |                                                                                         |            | Покровская свита    | 324 мм | 245 мм | 146 мм |
| 2100                   | МЕЛОВЯЯ      | ПАЛЕОГЕН | Чет.                      | Чет. |   | 68          | 60 м       | Направление                   | 383.7 Н/м <sup>2</sup> по Сергееву | БИТ 295,3 БТ 619 УМ     | Д-240РС                 | -                      | 3                       | 6                  | 140                      | 70                        | Плотность=1,16 г/см <sup>3</sup> , УВ=40-60 сек. Ф=8, СНС=40 дПа, П=менее 0,5 %, pH = 8 | Примечания |                     |        |        |        |
| 2200                   |              |          |                           |      |   |             |            |                               |                                    |                         |                         |                        |                         |                    |                          |                           |                                                                                         |            | Некрасовская свита  | 324 мм | 245 мм | 146 мм |
| 2300                   |              |          |                           |      |   |             |            |                               |                                    |                         |                         |                        |                         |                    |                          |                           |                                                                                         |            | Чеганская свита     | 324 мм | 245 мм | 146 мм |
| 2400                   |              |          |                           |      |   |             |            |                               |                                    |                         |                         |                        |                         |                    |                          |                           |                                                                                         |            | Люденовская свита   | 324 мм | 245 мм | 146 мм |
| 2500                   |              |          |                           |      |   |             |            |                               |                                    |                         |                         |                        |                         |                    |                          |                           |                                                                                         |            | Талицкая свита      | 324 мм | 245 мм | 146 мм |
| 2600                   |              |          |                           |      |   |             |            |                               |                                    |                         |                         |                        |                         |                    |                          |                           |                                                                                         |            | Ганькинская свита   | 324 мм | 245 мм | 146 мм |
| 2700                   |              |          |                           |      |   |             |            |                               |                                    |                         |                         |                        |                         |                    |                          |                           |                                                                                         |            | Славгородская свита | 324 мм | 245 мм | 146 мм |
| 2800                   |              |          |                           |      |   |             |            |                               |                                    |                         |                         |                        |                         |                    |                          |                           |                                                                                         |            | Ипатовская свита    | 324 мм | 245 мм | 146 мм |
| 2900                   |              |          |                           |      |   |             |            |                               |                                    |                         |                         |                        |                         |                    |                          |                           |                                                                                         |            | Кузнецовская свита  | 324 мм | 245 мм | 146 мм |
| 3000                   |              |          |                           |      |   |             |            |                               |                                    |                         |                         |                        |                         |                    |                          |                           |                                                                                         |            | Покровская свита    | 324 мм | 245 мм | 146 мм |
| 2900                   | МЕЛОВЯЯ      | ПАЛЕОГЕН | Чет.                      | Чет. |   | 86          | 60 м       | Направление                   | 383.7 Н/м <sup>2</sup> по Сергееву | БИТ 295,3 БТ 619 УМ     | Д-240РС                 | -                      | 3                       | 6                  | 140                      | 70                        | Плотность=1,16 г/см <sup>3</sup> , УВ=40-60 сек. Ф=8, СНС=40 дПа, П=менее 0,5 %, pH = 8 | Примечания |                     |        |        |        |
| 3000                   |              |          |                           |      |   |             |            |                               |                                    |                         |                         |                        |                         |                    |                          |                           |                                                                                         |            | Некрасовская свита  | 324 мм | 245 мм | 146 мм |
| 3100                   |              |          |                           |      |   |             |            |                               |                                    |                         |                         |                        |                         |                    |                          |                           |                                                                                         |            | Чеганская свита     | 324 мм | 245 мм | 146 мм |
| 3200                   |              |          |                           |      |   |             |            |                               |                                    |                         |                         |                        |                         |                    |                          |                           |                                                                                         |            | Люденовская свита   | 324 мм | 245 мм | 146 мм |
| 3300                   |              |          |                           |      |   |             |            |                               |                                    |                         |                         |                        |                         |                    |                          |                           |                                                                                         |            | Талицкая свита      | 324 мм | 245 мм | 146 мм |
| 3400                   |              |          |                           |      |   |             |            |                               |                                    |                         |                         |                        |                         |                    |                          |                           |                                                                                         |            | Ганькинская свита   | 324 мм | 245 мм | 146 мм |
| 3500                   |              |          |                           |      |   |             |            |                               |                                    |                         |                         |                        |                         |                    |                          |                           |                                                                                         |            | Славгородская свита | 324 мм | 245 мм | 146 мм |
| 3600                   |              |          |                           |      |   |             |            |                               |                                    |                         |                         |                        |                         |                    |                          |                           |                                                                                         |            | Ипатовская свита    | 324 мм | 245 мм | 146 мм |
| 3700                   |              |          |                           |      |   |             |            |                               |                                    |                         |                         |                        |                         |                    |                          |                           |                                                                                         |            | Кузнецовская свита  | 324 мм | 245 мм | 146 мм |
| 3800                   |              |          |                           |      |   |             |            |                               |                                    |                         |                         |                        |                         |                    |                          |                           |                                                                                         |            | Покровская свита    | 324 мм | 245 мм | 146 мм |

- ИЗВЕСТНЯК

50440

- алевролиты

ОБЪЕМЫ



- нефтеносность



50012114134



