

**ТОО «КУМКОЛЬ ТРАНС СЕРВИС»  
ТОО «TIMAL CONSULTING GROUP»**

**УТВЕРЖДАЮ:  
Исполнительный директор  
ТОО «Кумколь Транс Сервис»  
\_\_\_\_\_ Асылханов Ж.Б.  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2023г.**

**ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ  
на строительство добывающей скважины  
№105 на месторождении Кайнар  
с проектной глубиной 1600 (±250м).**

**Директор филиала в г.Атырау  
ТОО «Timal Consulting Group»:**

**Бабашева М.Н.**

**г. Атырау, 2023г.**

## СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

<b>Должность, Ф.И.О.</b>	<b>Номер глав, разделов</b>
Заместитель директора по анализу разработки: _____ С.Т. Нурбаев	Общее руководство по разработке
Управляющий директор по геологии _____ Ж.К. Мусина	Общее руководство по геологии
<u>Ответственный исполнитель по геологии:</u> Инженер департамента геологического проектирования и подсчета запасов _____ Р.А. Хайржанов	Глава 4
Главный инженер проекта _____ Е.К. Умбетов	Разделы I, II

Ответственный за Документ-контроль \_\_\_\_\_ Кабдулова З.Д.

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>РАЗДЕЛ I</b> .....	<b>5</b>
<b>РЕФЕРАТ</b> .....	<b>10</b>
<b>ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА</b> .....	<b>11</b>
<b>1 СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ</b> .....	<b>12</b>
<b>2 ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ</b> .....	<b>15</b>
<b>3 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ</b> .....	<b>16</b>
<b>4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА</b> .....	<b>18</b>
4.2. Нефтегазоводоносность по разрезу скважин .....	23
4.3. Возможные осложнения по разрезу скважин.....	26
4.4. Исследовательские работы.....	28
4.5. Работы по испытанию в эксплуатационной колонне и освоение скважин, сведения по эксплуатации .....	30
<b>5. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ</b> .....	<b>34</b>
<b>6. ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ</b> .....	<b>43</b>
<b>7. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ</b> .....	<b>44</b>
<b>8. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ</b> .....	<b>52</b>
<b>9. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН</b> .....	<b>62</b>
9.1. Обсадные колонны.....	62
9.2 Цементирование обсадных колонн .....	69
9.3. Оборудование устья скважины.....	78
<b>10. ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН</b> .....	<b>79</b>
10.1. Испытание пластов в процессе бурения .....	79
10.2. Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне.....	81
<b>11. ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА</b> .....	<b>85</b>
<b>12. СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ</b> .....	<b>87</b>
12.1. Подготовительные работы к строительству скважины (скважин).....	88
<b>13. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ</b> .....	<b>101</b>
<b>14. МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И ДИСПЕРТИЗАЦИИ</b> .....	<b>102</b>
<b>15. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ И ПРОТИВОПОЖАРНАЯ ТЕХНИКА</b> .....	<b>106</b>
<b>16. ПРОГНОЗ ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ, МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, ЛИКВИДАЦИИ</b> .....	<b>116</b>
16.1. План ликвидации аварии .....	123
16.2. Авторский надзор за реализацией проектных решений.....	124
<b>17. ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА НЕДР</b> .....	<b>126</b>
17.1. Мероприятия по предупреждению ГНВП при СПО .....	128
17.2. Мероприятия по предупреждению ГНВП и порядок работы по герметизации устья скважины при отсутствии бурильного инструмента в скважине и геофизических работах. Исследование и освоение скважины.....	129
17.3. Долив скважины .....	131
17.3. 1. Геофизические исследования и работы. ....	132
17.4. Мероприятия по предупреждению износа обсадных колонн, противокоррозионная и тепловая изоляция.....	134
17.5. Оснащение буровой средствами технологического контроля раннего обнаружения .....	135
18.6. Оснащение средствами контроля воздушной среды, средствами индивидуальной защиты персонала на буровой, средствами пожаротушения и медицинскими средствами .....	135
17.7. Организация контроля за производством работ на объектах работниками противофонтанной службы в зависимости от условий строительства и особенности	

скважины; обеспечение средствами связи, рабочего места, оперативного транспорта для работников противодонной службы .....	136
17.8. Наличие средств дегазации, вентиляции .....	136
17.9. Прогноз возможных аварийных ситуаций. Мероприятия по их предотвращению и ликвидации. Инструкция по действию персонала .....	136
17.10. Основные требования пожарной безопасности .....	137
17.11. Идентификация опасностей .....	137
17.12 Охрана недр. ....	140
17.12.1 Общая задача охраны недр в период поисково-разведочных работ на площади .....	140
17.12.2 Охрана недр в процессе разбуривания площади.....	140
17.12.3 Выбор конструкции скважин и охрана недр в процессе крепления .....	143
17.12.4 Контроль окружающей среды.....	144
17.12.5 Радиационная безопасность .....	145
17.12.6. Рекультивация земель .....	146
17.12.7 Противодонная и газовая безопасность.....	147
<b>20. СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ПРИНЯТИИ РЕШЕНИИ.....</b>	<b>152</b>
<b>РАЗДЕЛ II.....</b>	<b>155</b>
<b>ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА.....</b>	<b>155</b>
1. СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ .....	156
2 СВЕДЕНИЯ ОБ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИИ .....	160
<b>Приложение.....</b>	<b>161</b>
Приложение 1 Техническое задание .....	162
Приложение 2 Протокол совместного геолого-технического совещание.....	165
Приложение 3 Технический паспорт проекта .....	165
Приложение 4 Обоснование выбора типа буровой установки .....	169
Приложение 5 Расчет отходов бурения .....	170
Приложение 6 Типовая схема расположения оборудования буровой установки .....	171
Приложение 7 Схема монтажа ПВО при бурении скважин .....	172
.....	173
Приложение 8 Схема обвязки устья скважины при испытании пластов в колонне.....	174
Приложение 9 Схема расположение жилого городка и план эвакуации людей при возникновении чрезвычайной ситуации .....	175
Приложение 10 Геолого – технический наряд .....	176

## СПИСОК ТАБЛИЦ В ТЕКСТЕ

### РАЗДЕЛ I

Таблица 1.1 - Основные проектные данные.....	12
Таблица 1.2 - Общие сведения о конструкции скважины .....	13
Таблица 1.3 - Дополнительные сведения для составления сметы .....	13
Таблица 1.4 - Дополнительные сведения для составления сметы .....	14
Таблица 1.5 - Сведения об условиях эксплуатации скважины.....	14
Таблица 1.6 - Номера скважин, подлежащих ликвидации или консервации.....	14
Таблица 2.1 - Список документов, которые являются основанием для проектирования .....	15
Таблица 3.1 - Сведения о районе буровых работ.....	16
Таблица 3.2 - Сведения о площадке строительства буровой.....	16
Таблица 3.3 - Сведения о площадке строительства буровой.....	16
Таблица 3.4 - Источники и характеристики водо- и энергоснабжения связи и местных стройматериалов. ....	17
Таблица 3.5 - Сведения о подъездных путях .....	17
Таблица 3.6 - Сведения о магистральных дорогах и водных транспортных путях.....	17
4.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважин .....	20
Таблица 4.1 - Стратиграфический разрез скважин, элементы залегания пластов и коэффициент кавернзности .....	20
Таблица 4.2 - Литологическая характеристика разреза скважин .....	21
Таблица 4.3 - Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины.....	22
Таблица 4.4 - Геокриологическая характеристика разреза скважин .....	23
Таблица 4.5 – Нефтеносность.....	23
Таблица 4.6 – Газоносность.....	24
Таблица 4.7 – Водоносность.....	24
Таблица 4.8 - Давление и температура по разрезу скважин .....	25
Таблица 4.9 - Поглощение бурового раствора.....	26
Таблица 4.10 - Осыпи и обвалы стенок скважин.....	26
Таблица 4.11 – Нефтегазоводопроявления.....	27
Таблица 4.12 - Прихватоопасные зоны .....	27
Таблица 4.13 - Текучие породы.....	27
Таблица 4.14 - Прочие возможные осложнения .....	28
Таблица 4.15 - Отбор керна, шлама и грунтов.....	28
Таблица 4.16 – Геофизические исследования.....	29
Таблица 4.17 - Данные по испытанию (опробованию) пластов в процессе бурения .....	29
Таблица 4.18 - Прочие виды исследований.....	29
Таблица 4.19 - Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважин) в эксплуатационной колонне.....	30
Таблица 4.20 - Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (освоении) .....	31
Таблица 4.21 - Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости пласта в нагнетательной скважине .....	32
Таблица 4.22 - Дополнительные работы при испытании (освоении) .....	32
Таблица 4.23 - Данные по эксплуатационным объектам .....	33
Таблица 4.24 - Дополнительные данные для определения продолжительности испытания (освоения) скважины.....	33
Таблица 5.1 - Характеристика и устройство шахтового направления.....	35
Таблица 5.2 - Глубина спуска и характеристика обсадных колонн .....	37
Таблица 5.3 - Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн .....	38
Таблица 5.4 - Техничко-технологические мероприятия, предусмотренные при строительстве скважины по проектной конструкции .....	39
Таблица 6.1 - Входные данные по профилю наклонно-направленной скважины .....	43
Таблица 6.2 - Профиль ствола скважины .....	43
Таблица 7.1 - Типы и параметры буровых растворов .....	44
Таблица 7.2 - Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонентов .....	45
Таблица 7.3 - Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления и утяжеления .....	47
Таблица 7.4 - Потребность воды или компонентов для обработки бурового раствора при разбуривании цементных стаканов .....	49
Таблица 7.5 - Потребности компонентов для обработки бурового раствора при спуске обсадных колонн.....	49
Таблица 7.6 - Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину.....	50
Таблица 7.7 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов.....	51
Таблица 8.1 - Способы, режимы бурения, расширки (проработки) ствола скважины и применяемые КНБК .....	52
Таблица 8.2 - Компоновка низа бурильных колонн (КНБК) .....	53
Таблица 8.3 - Потребное количество элементов КНБК .....	55
Таблица 8.4 - Суммарное количество и масса элементов КНБК .....	56

Таблица 8.5 - Рекомендуемые бурильные трубы.....	57
Таблица 8.6 - Конструкция бурильных колонн .....	57
Таблица 8.6.1 - Крутящие моменты для свинчивания соединений бурильных труб и УБТ .....	58
Таблица 8.7 - Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения с учетом дефицита длины труб .....	58
Таблица 8.8 - Оснастка талевого системы .....	59
Таблица 8.9 - Режим работы буровых насосов .....	59
Таблица 8.10- Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой .....	60
Таблица 8.11 - Гидравлические показатели промывки .....	61
Таблица 9.1 - Способы расчеты наружных давлений и опрессовки обсадных колонн.....	62
Таблица 9.2 - Распределение давлений по длине колонны.....	62
Таблица 9.3 - Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб .....	63
Таблица 9.4 - Параметры обсадных труб .....	63
Таблица 9.5 - Суммарная масса обсадных труб.....	64
Таблица 9.6 - Технологическая оснастка обсадных колонн .....	65
Таблица 9.7 – Режим спуска обсадных труб.....	67
Таблица 9.8 - Опрессовка обсадных труб и натяжение эксплуатационной колонны .....	68
Таблица 9.9 - Общие сведения о цементировании обсадных колонн.....	69
Таблица 9.10 - Характеристика жидкостей для цементирования .....	70
Таблица 9.11 - Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов .....	71
Таблица 9.12 - Технологические операции при цементировании и режим работы цементировочных агрегатов (буровых насосов) .....	73
Таблица 9.13 - Схема обвязки и потребность в цементировочных агрегатах.....	75
Таблица 9.14 - Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах .....	76
Таблица 9.15 - Потребное для цементирования обсадных колонн количество цементировочной техники .....	76
Таблица 9.16 - Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов .....	77
Таблица 9.17 - Спецификация устьевого противовыбросового оборудования .....	78
Таблица 10.1 - Продолжительность работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах .....	79
Таблица 10.2 - Характеристика КИИ и технологические режимы работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах .....	80
Таблица 10.3 - Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле .....	80
Таблица 10.4 - Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ).....	81
Таблица 10.5 - Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов .....	82
Таблица 10.6 - Потребное количество цементировочной техники для установки цементных мостов .....	82
Таблица 10.7 - Потребное количество материалов для установки цементных мостов.....	82
Таблица 10.8. - Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне .....	83
Таблица 10.9 - Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне. ....	84
Таблица 11.1 - Виды операций контроля и объемы работ по дефектоскопии бурильного инструмента, проводимые с применением передвижной дефектоскопической лаборатории ПКДЛ .....	85
Таблица 11.2 - Опрессовка оборудования и используемая техника .....	86
Таблица 12.1 - Объем подготовительных работ к строительству скважин (скважин).....	88
Таблица 12.2 - Перечень топографо- геодезических работ .....	89
12.3. Объем строительных и монтажных работ для строительства скважины .....	89
(скважин).....	89
Таблица 12.3 - Варианты строительных и монтажных работ.....	89
Таблица 12.4. –Объемы работ по монтажу бурового оборудования, строительству привышечных сооружений и фундаментов «ZJ-30» .....	91
Таблица 12.5 – Объемы работ под конструктивные узлы вышки и привышечных сооружений для буровой .97	
Таблица 12.6 – Объемы работ под конструктивные узлы привышечных сооружений для дополнительного оборудования .....	98
Таблица 12.7 – Объемы работ по фундаментам под буровое оборудование .....	99
Таблица 12.8– Объемы работ при использовании специальной установки для испытания скважин .....	100
Таблица 13.1 - Продолжительность строительства скважин.....	101
Таблица 13.2 - Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин .....	101
Таблица 14.1 - Средства механизации и автоматизации.....	102
Таблица 14.2 - Средства контроля .....	105
Таблица 14.3 - Средства диспетчеризации.....	105
Таблица 15.1 - Основные требования и мероприятия по технике безопасности и противопожарной технике .....	106
Таблица 15.2 - Основные требование и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда .....	108
Таблица 15.4 - Средства коллективной защиты от шума и вибраций .....	110
Таблица 15.5 - Нормы освещенности .....	111

Таблица 15.6 - Средства контроля воздушной среды .....	114
Таблица 15.7 - Санитарно-бытовые помещения .....	114
Таблица 15.8 - Первичные средства пожаротушения .....	115
Таблица 16.1 - Прогноз возможных аварийных ситуаций, мероприятия по их предотвращению, ликвидации .....	116
Таблица 1.1. Расчет расхода воды.....	157
Таблица 1.2 Объемы водоотведения.....	159
Таблица 2.1 - Электроснабжение .....	160
Таблица 2.2 – Потребность в ГСМ.....	160

## СПИСОК РИСУНКОВ

Рис. 4.1 Обзорная карта района работ .....	19
Рис. 5.1 Совмещённый график давлений.....	36
Рис. 18.1 Дерево отказов и событий.....	139

## **СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ**

- Приложение 1 – Техническое задание на проектирование
- Приложение 2 - Протокол совместного геолого-технического совещание
- Приложение 3 – Технический паспорт проекта
- Приложение 4 - Выбор и обоснование бурового оборудования
- Приложение 5 – Расчет объемов отходов бурения
- Приложение 6 – Схема расположения оборудования буровой установки
- Приложение 7 – Схема обвязки устья скважины ПВО
- Приложение 8 - Схема обвязки устья при испытании
- Приложение 9 - Схема и план вахтового поселка при возникновении чрезвычайной ситуаций
- Приложение 10 - Геолого-технический наряд

## РЕФЕРАТ

«Индивидуальный технический проект на строительство добывающей скважины №105 на месторождении Кайнар с проектной глубиной 1600(+250м)» состоит из двух разделов, отражающих геологическую, техническую характеристику.

**Ключевые слова:** КАЙНАР, КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ, БУРЕНИЕ И КРЕПЛЕНИЕ, ПЛОЩАДЬ, МОНТАЖ, ДЕМОНТАЖ, КОЛОННА, БУРОВОЙ РАСТВОР, ОСВОЕНИЕ, ПЛАСТ, ДОЛОТО, ОБСАДНАЯ ТРУБА, УБТ, НКТ, НАСОС, ИСПЫТАНИЕ.

**Объект:** Эксплуатация залежей углеводородов в отложениях юры на месторождении Кайнар.

**Цель работы:** в данном проекте выполнены следующие работы: организация и производство буровых работ, в том числе, горно–геологическая характеристика месторождения, конструкция скважины, выбор буровых растворов, выбор долот, способов бурения и осевой нагрузки на долото, крепление скважин обсадными колоннами, расчеты продолжительности вышкомонтажных работ.

В проекте приведены краткие сведения о геологической характеристике месторождения, физико–механические свойства горных пород, давления и температура по разрезу скважины.

Прилагаются геолого-технический наряд, схема расположения буровой установки и схема ПВО.

**РАЗДЕЛ I**  
**ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА**

## 1 СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

**Таблица 1.1 - Основные проектные данные**

п/п №	Наименование	Значение
1	2	3
1	Номер скважины, строящейся по данному типовому проекту	105
2	Площадь (структура)	Кайнар
3	Расположение (суша, море)	суша
4	Глубина моря на точке бурения, м	-
5	Цель бурения и назначенные скважины	Добывающая
6	Проектный горизонт	Верхняя юра
7	Проектная глубина, м по вертикали по стволу	1600 (+250м) 1600 (+250м)
8	Число объектов испытания: в колонне в открытом стволе	1 -
9	Вид скважины (вертикальная, наклонно-направленная, ку-стовая)	Вертикальная
10	Тип профиля	-
11	Азимут бурения, град	-
12	Максимальный зенитный угол, град	-
13	Максимальная интенсивность изменения зенитного угла, град/10 м	-
14	Глубина по вертикали кровли продуктивного (базисного) пласта, м	-
15	Отклонение от вертикали точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта, м	-
16	Допустимое отклонение заданной точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта от проектного положения (радиус круга допуска), м	-
17	Категория скважины	Третья
18	Металлоемкость конструкции, кг/м	67,0
19	Способ бурения	Роторный
20	Вид привода	ДВС
21	Вид монтажа (первичный, повторный)	Повторный
22	Тип буровой установки	ZJ-30 или аналог
23	Тип вышки	телескопическая
24	Максимальная масса колонны, т: обсадной бурильной	57,8 61,8
25	Тип установки для испытаний	УПА-60, А-50 или аналог
26	Продолжительность цикла строительства скважин, сут. в том числе: - строительно-монтажные работы - подготовительные работы к бурению - бурение и крепление испытание, всего в том числе: - в открытом стволе - в эксплуатационной колонне	86 30 4 40 - - -
27	Проектная скорость бурения, м/ст.мес.	1200

Таблица 1.2 - Общие сведения о конструкции скважины

Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска, м			
		по вертикали		по стволу	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Направление	426,0	0	20	0	20
Кондуктор	323,9	0	200	0	200
Техническая колонна	244,5	0	600	0	600
Эксплуатационная колонна	168,3	0	1600	0	1600

Таблица 1.3 - Дополнительные сведения для составления сметы

Мощность труборемонтных баз или площа- док, тыс.м бу- рильных труб	Наличие тампонаж ной конторы или цепа (ДА, НЕТ)	Среднегодовое количе- ство буровых станков		Время пребы- вания турбо- бура (элек- тробура) на забое, %	Время меха- нического бу- рения на воде, %	Дежурство работа бульдозера, трактора, ч/сут.	Форма оплаты труда буровой бригады (СДЕЛЬНАЯ, ПОВРЕМЕННАЯ)	Категория УБР (УРБ)	Коэффици- ент оборачивае- мости бу- рильных труб, %
		в бурении и испыта- нии	в том чис- ле в турбин- ном бурении						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
6	Да	-	-	-	нет	по заявке	Договорная	1	-

Таблица 1.4 - Дополнительные сведения для составления сметы

Содержание полевой лаборатории по контролю промывочной жидкости в интервале, м				Дополнительные рабочие для приготовления утяжелителей и обработки бурового раствора				Дополнительные рабочие			Объем повторно используемого раствора, м <sup>3</sup>	Отходы бурения (отработанный раствор, шлам, сточные воды, нефтепродукты, другие отходы)	Объем отходов, м <sup>3</sup>			
								количество		Число смен работы в сутки (одна, две, кругл.)			всего	в том числе подлежит		
при бурении		при испытании		интервал глубины, м		количество	число смен работы	слесарей	электромонтеров		11	12		13	14	15
от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)					вывозу			захоронению			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
200	1600	600	1600	-	-	нет	нет	нет	нет	2	нет	Шлам	123,7	123,7	-	-
												отработанный буровой раствор	102,1	102,1	-	-
												буровые сточные воды	25,5	25,5	-	-

Таблица 1.5 - Сведения об условиях эксплуатации скважины

Данные о способах эксплуатации			Срок перевода скважины в нагнетательную от начала эксплуатации, год	Максимальные габаритные размеры спускаемых инструментов и приборов при освоении и эксплуатации скважины		Коррозия		Глубина установки пакера, м	Жидкость за НКТ	
Название (ФОНТАННЫЙ, ШГН ЭЦН, ГАЗЛИФТНЫЙ)	период от начала эксплуатации, год			глубина, м	диаметр, мм	вид (сероводородная, сульфидная и пр.)	активность пластового флюида, мм/год		тип	плотность г/см <sup>3</sup>
	от	до	7					8		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
фонтанный	в течении всего срока эксплуатации		-	1580	121,7	незначительная	Общая коррозия	-	Вода ингибированная	1,0

Таблица 1.6 - Номера скважин, подлежащих ликвидации или консервации

Номера скважин, подлежащих ликвидации	Номера скважин, подлежащих консервации на срок		
	до 3 месяцев	от 3 до 12 месяцев	свыше одного года
1	2	3	4

нет	нет	нет	нет
-----	-----	-----	-----

## 2 ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Таблица 2.1 - Список документов, которые являются основанием для проектирования

п/п №	Название документа (проект поисковых работ, технологические схемы (проект) разработки площадей) (месторождений), задание на проектирование, номер, дата, должность, фамилия и инициалы лица утвердившего документ.
1	2
1	Недропользователем месторождения является: ТОО «Кумколь Транс Сервис» согласно контракту №1527 от 15.10.2004 г и Дополнениями №№ 3, 4, 6, 8, 9, 10, 12 к контракту №1527 период разведки продлевался несколько раз, с учетом последнего срока продлен до 20.12.2022г
2	«Проект разработки на месторождении Кайнар».
3	Техническое задание на разработку «Индивидуального технического проекта на строительство добывающей скважины №105 на месторождении Кайнар с проектной глубиной 1600(±250м)» в 2023г.

### 3 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

**Таблица 3.1 - Сведения о районе буровых работ**

Название, единица измерения	Значение
1	2
Наименование лицензионного участка	-
Площадь (структура)	Кайнар
Административное расположение Республика Область (край) район	Казахстан Кызылординской Сырдарьинский
Температура воздуха: - среднегодовая, °С; - наибольшая летняя, °С; - наименьшая зимняя, °С.	+10 +45 - 35
Среднегодовое количество осадков, мм	150-160
Максимальная глубина промерзания грунта, м	1,2
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	158
Продолжительность зимнего периода в году, сут.	120
Азимут преобладающего направления ветра	Ю-З/Ю-В
Наибольшая скорость ветра, м/с	30-35
Метрологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м	-

**Таблица 3.2 - Сведения о площадке строительства буровой**

Наименование	Значение (текст, названия, величина )
1	2
Рельеф местности	Слабовсхолмленная равнина, пересеченная уступом
Состояние местности	не заболоченная
Толщина снежного покрова, см	15
Почвенного слоя	20
Растительный покров	Такырный или солончаки
Категория грунта	3

**Таблица 3.3 - Размеры отводимых во временное пользование земельных участков**

Назначения участка	Размер, га	Источник нормы отвода земель
1	2	3
Горный отвод	671	«Проект Горного отвода для добычи УВС на месторождении Кайнар»

**Таблица 3.4 - Источники и характеристики водо- и энергоснабжения связи и местных стройматериалов.**

<b>Название вида снабжения: (водоснабжение: для бурения, для дизелей, питьевая вода, для бытовых нужд, энергоснабжение, связь, местные стройматериалы) и т.д.</b>	<b>Источник заданного вида снабжения</b>	<b>Расстояние от источника до буровой, км</b>	<b>Характеристика водо и энергопривода, связи и стройматериалов</b>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
Водоснабжение техническое	Артезианская скважина	2-20 км от буровой	Водопровод: Длина L= 200-300м Диаметр 32мм
Водоснабжение - пресное - питьевая	Пресная, техническая вода.	2-10 км от буровой	Автотранспорт Автотранспорт
Энергоснабжение	Передв. электрстанция	-	Автотранспорт
Связь	Спутниковая		Радиотелефон Радиостанция

**Таблица 3.5 - Сведения о подъездных путях**

<b>Протяженность, км</b>	<b>Характер покрытия (гравийное, из лесоматериалов и т.д.)</b>	<b>Ширина, м</b>	<b>Высота насыпи, см</b>	<b>Характеристика дороги</b>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
10-15	Одноколейная дорога 5 катег. В соответствии со СНиП – 1 занимает площадь 0,6 га	6	20	Насыпная грунтовая

**Таблица 3.6 - Сведения о магистральных дорогах и водных транспортных путях**

<b>Магистральные дороги</b>			<b>Водные транспортные пути</b>		
<b>наличие (ДА, НЕТ)</b>	<b>название</b>	<b>расстояние до буровой, км</b>	<b>наличие (ДА, НЕТ)</b>	<b>название</b>	<b>расстояние до буровой, км</b>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>
Да	Кызылорда-Жезказган	110-130	Нет	-	

#### 4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

**Исходные геологические данные для составления:**

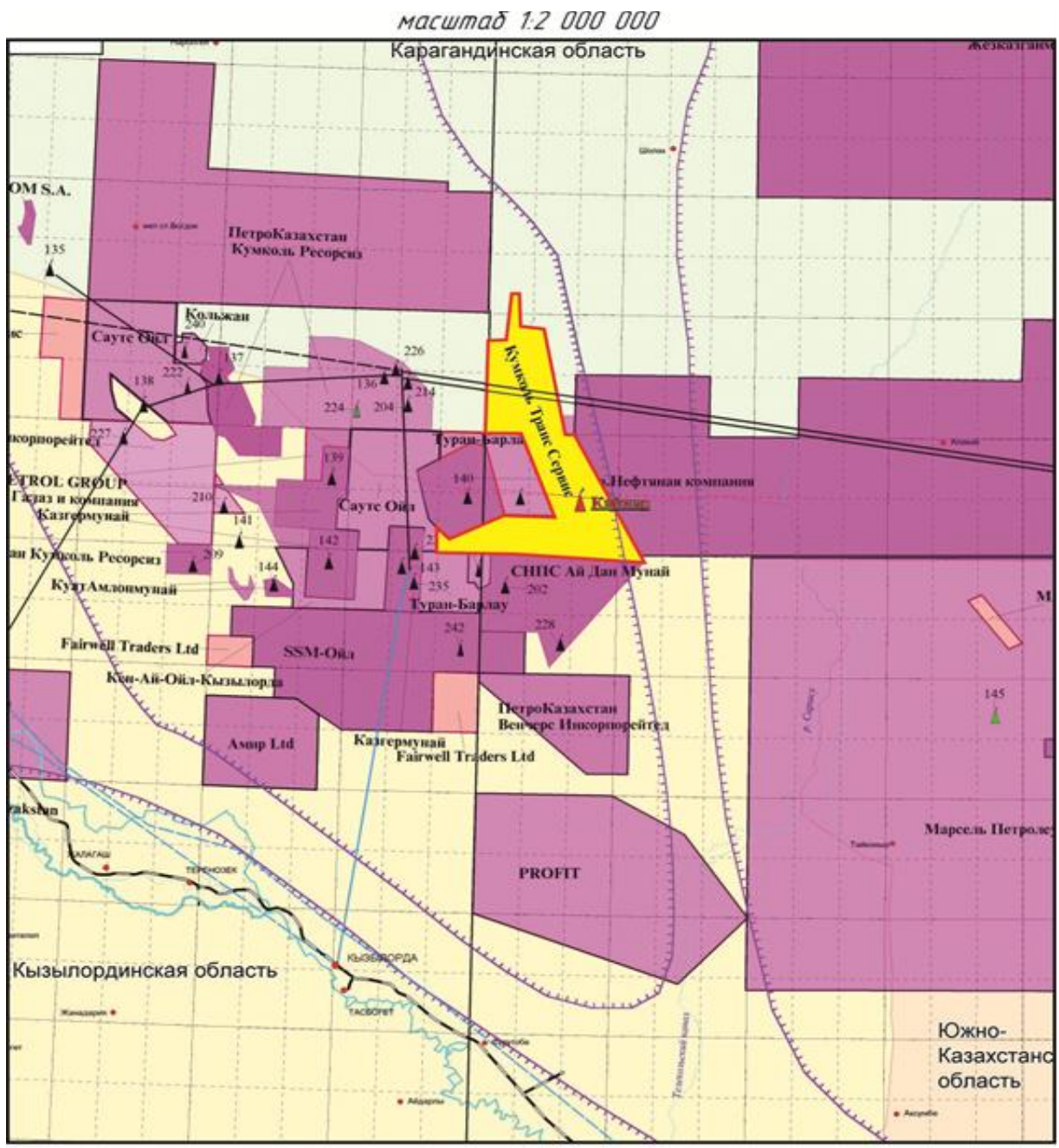
«Индивидуальный технического проекта на строительство добывающей скважины №105 на месторождении Кайнар с проектной глубиной 1600 ( $\pm 250$ м)».

**Цель бурения:** - промышленная эксплуатация месторождения Кайнар, добыча УВС в пределах лицензионного участка месторождения Кайнар контрактной территории ТОО «Кумколь Транс Сервис».

**Проектная глубина:** 1600 ( $\pm 250$ м)

**Проектный горизонт:** Верхняя юра

**Группа сложности:** третья



-  - *Контрактная территория ТОО «Кумколь Транс Сервис»*
-  *Кайнар* - *месторождение Кайнар*

Рисунок 4.1 – Обзорная карта

#### 4.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважин

Таблица 4.1 - Стратиграфический разрез скважин, элементы залегания пластов и коэффициент кавернзности

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернзности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол, град	азимут, град	
0	100	Палеоген	P	1		1,5
100	590	Верхний мел, турон-сенон, Нижний-средний мел, альб-сеноман	K <sub>2</sub> t <sub>2</sub> -sn, K <sub>1-2</sub> al-s	1		1,3
590	720	Нижний мел, верхний неоком	K <sub>1nc2</sub>	1		1,3
720	860	Нижний мел, арыскупский горизонт	K <sub>1ar</sub>	2		1,2
860	1400	Верхняя юра, акшабулакская свита	J <sub>3ak</sub>	3		1,1
1400	1600	Верхняя юра, кумкольская свита	J <sub>3km</sub>	4		1,2

**Примечание:** - Скважина проектная, соответственно стратиграфические отбивки являются прогнозными.

Таблица 4.2 - Литологическая характеристика разреза скважин

Группа	Система	Отдел	Индекс	Интервал, м		Горная порода
				от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7
Кайнозойская Kz	Палеогеновая		P	0	100	Глины, в основном, известково-бentonитовые, пески кварц-полевошпатовые.
Мезозойская	Меловая	Верхний	K <sub>2</sub> t <sub>2</sub> -sn, K <sub>1-2</sub> al-s	100	590	Пески, гравий полимиктовые, редко песчаники. Пески кварц-полевошпатовые, мелкозернистые, глины аргиллитоподобные, алевритистые с прослоями песчаника
			K <sub>1nc2</sub>	590	720	Глины аргиллитоподобные, алевритистые, редко прослой песчаников, пески кварц-полевошпатовые
		Нижний	K <sub>1ar</sub>	720	860	Аргиллиты алевритистые, глины алевритистые, гравелиты слабосцементированные, пески кварцевые, кварц-полевошпатовые, пестроцветные
	Юрская		Верхний	J <sub>3ak</sub>	860	1400
		J <sub>3km</sub>		1400	1600	Глины, аргиллиты, песчаники мелко-крупнозернистые, алевролиты

Таблица 4.3 - Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал м		Краткое название горной породы	Плотность г/см <sup>3</sup>	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость %	Карбонатность %	Соленость	Сплошность %	Твердость кгс/см <sup>2</sup>	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы по промышленной классификация	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга кгс/см <sup>2</sup>	Гидратационное разуплотнение (набухание)
	от (верх)	до (низ)															
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
P	0	100	глины песок	1,93 2,42	20- 25	- >30	100	5	- <1	- -	10-40	1 2	4 6	мягкие мягкие	0,5	200	0,8 0,2
K <sub>2</sub> t <sub>2</sub> -sn, K <sub>1</sub> - zal-s	100	590	глины песок песчаник	1,98 1,76 2,46	- 25- 30	- >400	15-100	<1	-	3,5 1,5	10-40	1 2	4 6	мягкие	0,5	200	0,16 0,75
K <sub>1nc2</sub>	590	720	глины песчаник песок	2,01 2,49 1,9	- 25- 30	- >500	30-100	<1	-	3,5 1,5	10-40	1 2	4 6	мягкие	0,5	200	0,75 0,16
K <sub>1ar</sub>	720	860	Аргиллиты глины песок	2,1 2,01 2,49	- 25- 30	- >500	10-100	2	-	3,5 1,5	30- 127	1 2	5 7	мягкие	0,5 0,27	500	0,75 0,16
J <sub>3ak</sub>	860	1400	глины аргиллиты пески песчаник	2,01 2,1 1,9 2,51	- 25- 30	- >500	10-100	2	-	3,5	30- 127	1	5	средние	0,27	200 500	0,16 0,75
J <sub>3km</sub>	1400	1600	глина аргиллит песчаник алевролит	2,03 2,1 2,52 1,87	- 15- 25	- >1000 >500	10-15	2 3-10	- -	3,5 1,5	30- 127	1 2	5 8	средние	0,5	500	0,75 0,16

Таблица 4.4 - Геокриологическая характеристика разреза скважин

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал залегания многолетнемерзлых пород, м		Тип многолетнемерзлых пород: основная, реликтовая	Льдистость пород %	Наличие: ДА, НЕТ			
	от (верх)	до (низ)			Избыточной льдистости в породе в виде линз, пропластков, прослоев и т.д.	таликов	Межмерзлотных, напорных (защемленных) вод	Пропластков газогидратов
1	2	3	4	5	6	7	8	9
многолетнемерзлые породы в разрезе отсутствуют.								

#### 4.2. Нефтегазоводоносность по разрезу скважин

Таблица 4.5 – Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см <sup>3</sup>		Вязкость кинематическая, мм <sup>2</sup> /сек при 20 <sup>0</sup> С	Содержание серы, %	Содержание парафина, % по весу	Дебит, м <sup>3</sup> /сут	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации					газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	содержание H <sub>2</sub> S, %	содержание CO <sub>2</sub> , %	относительная по воздуху плотность газа	коэффициент сжимаемости	давление насыщения в пластовых условиях Мпа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
J <sub>3</sub> km	1490	1515	Поровый	0,712	0,810	-	0,062	9,3	3-5	88,33	Отс.	-			9,26

**Примечание:** Указанные интервалы нефтеносности могут корректироваться по результатам полученных фактических геолого-геофизических данных. Данные взяты по результатам ранее пробуренных скважины.

Таблица 4.6 – Газоносность

Индекс стратигр. подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Состояние (газ. конденсат)	Содержание сероводорода, % по объему	Содержание углекислого газа % по объему	Относительная по воздуху плотность газа % по объему	Кэф-т сжимаемости нефти в пластовых условиях	Свободный дебит, тысяч м <sup>3</sup> /сут	Плотность газоконденсата, г/см <sup>3</sup>		Фазовая проницаемость, мдарси
	От (верх)	До (низ)								В пластовых условиях	На устье скв.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
По разрезу скважины газоносные интервалы отсутствуют												

Таблица 4.7 – Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Свободный дебит м <sup>3</sup> /сут	рН	Фазовая проницаемость, мД	Химический состав воды в мг-эквивалентной форме						Степень минерализации, мг/дм <sup>3</sup>	Тип воды по Сулину	Сухой остаток, г/л
	от (верх)	до (низ)						Анионы			Катионы					
								Cl-	SO <sub>4</sub>	HCO <sub>3</sub>	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	MG <sup>++</sup>	Ca <sup>++</sup>			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
J <sub>3</sub> km	1515	1535	Поровый	-	-	-	-	403,1	6,08	3,3	342,78	26	34	23,735	ХЛК	-

**Примечание:** Данные взяты по результатам пробуренных скважин К-4. Тип воды по Сулину принят: СФН- сульфатно- натриевый; ГКН – гидрокарбонат-натриевый; ХЛМ - хлормагниевый; ХЛК – хлоркальциевый

**Таблица 4.8 - Давление и температура по разрезу скважин**

(в графах 6, 9, 12, 15, 17 проставляются условные обозначения источника получения градиентов;  
 ПСР - прогноз по сейсморазведочным данным; ПФГ - прогноз по геофизическим исследованиям;  
 РФЗ – расчет по фактическим замерам в скважинах)

Индекс страти- графиче- ского под- разделе- ния	Интервал, м		Градиент давления						Градиент						Температура в конце интер- вала	
	от (верх)	до (низ)	пластового, кгс/см <sup>2</sup> на м		Источ- ник по- лу- чения	порового, кгс/см <sup>2</sup> на м		Источ- ник по- лу- чения	Гидроразрыва горных пород, кгс/см <sup>2</sup> на м		Источ- ник по- лу- чения	Горного давле- ния, кгс/см <sup>2</sup> на м		Источ- ник по- лу- чения	°С	Источник получения
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Р	0	100	0,100	0,127	РФЗ	0,100	0,127	РФЗ	0,185	0,185	РФЗ		0,247	ПРС	39	ПГФ
K <sub>2t</sub> -sn, al-s	100	590	0,127	0,118	"	0,127	0,118	"	0,185	0,185	"		0,251	"	41	"
K <sub>1</sub> nc <sub>2</sub>	590	720	0,117	0,117	"	0,117	0,117		0,185	0,192	"		0,254		42,9	
K <sub>1</sub> ar	720	860	0,117	0,116	"	0,117	0,116	-	0,192	0,194	"		0,256	"	46,7	"
J <sub>3</sub> ak	860	1400	0,116	0,116	"	0,116	0,116	-	0,194	0,190	"		0,256	"	47,6	"
J <sub>3</sub> km	1400	1600	0,116	0,115	"	0,116	0,115	-	0,190	0,190	"		0,257	"	49,3	"

**Примечание:** Данные взяты по средним значениям данных ГДИС пробуренных скважин.

### 4.3. Возможные осложнения по разрезу скважин

Таблица 4.9 - Поглощение бурового раствора

Стратиграфические подразделения	Интервалы, м		Максимальная интенсивность поглощения, м <sup>3</sup> /час	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, кгс/(см <sup>2</sup> •м)		Условия возникновения
	от	до				При вскрытии	После изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Р, К	0	200	4	-	нет	0,145	0,185	При забойном давлении выше пластового давления на 8%
К	200	600	4	-	нет	0,135	0,185	
К, J <sub>3</sub>	600	1600	4	-	нет	0,135	0,190	

Таблица 4.10 - Осыпи и обвалы стенок скважин

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ (рекомендуемые)			Время до начала осложнения, сутки	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	тип раствора	плотность, кг/м <sup>3</sup>	Дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород		
1	2	3	4	5	6	7	8
К	200	600	Полимерный	1300-1350	Вязкость 50-70сек Водоотдача 5-6 см <sup>3</sup> /30мин	2	Промывка, проработка, обработка раствора химреагентами
К, J <sub>3</sub>	600	1600	Полимерный	1180-1350	Вязкость 45-60сек Водоотдача 4-5 см <sup>3</sup> /30мин	2	

Таблица 4.11 – Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (газ, нефть, вода)	Плотность смеси при проявлениях, для расчета избыточных давлений, г/см <sup>3</sup>	Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи, и.т.д.)
	От (верх)	До (низ)				
1	2	3	4	5	6	7
J <sub>3</sub> km	1490	1515	Нефть	0,712	При превышении пластового давления на 5% над забойным	Разгазирование раствора, падение плотности бурового раствора, пузырьки газа, пленки нефти

Таблица 4.12 - Прихватопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальникообразования и т.д.)	РАСТВОР (рекомендуемый)			Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки (ДА, НЕТ)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		тип	плотность, кг/м <sup>3</sup> водоотдача, см <sup>3</sup> /30мин	смазывающие добавки (название)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
К	100	600	Сальникообразование, заклинки	Полимерный	1300-1350 5-6	Нефть или FK-Lube	ДА	Превышение фильтрации, недостаточная гидромониторная очистка забоя
J	860	1600			1180-1350 4-5			

Таблица 4.13 - Текучие породы

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал залегания текучих пород, м		Краткое название пород	Минимальная плотность бурового раствора, предотвращающая течение пород, г/см <sup>3</sup>	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6
Не ожидается					

Таблица 4.14 - Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид (название) осложнения: желобообразование, перегиб ствола, искривление, грифонообразования	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
Не ожидается				

#### 4.4. Исследовательские работы

Таблица 4.15 - Отбор керна, шлама и грунтов

Индекс стратиграфического подразделения	Параметры отбора керна		Интервал по стволу, м		Метраж отбора керна, м	Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Частота отбора шлама через м.	Индекс стратиграфического подразделения	Глубина отбора грунта, м	Тип бокового грунтоноса	Количество образцов
	миним. диаметр, мм	максим. Проходка за долбление, м	от (верх)	до (низ)			от (верх)	до (низ)					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
К, J	не планируется					К, J	200	1600	5		не планируется		

**Таблица 4.16 – Геофизические исследования**

№	Вид исследований	Масштаб	Интервал, м
1	2	3	4
1	Ст.каротаж: один зонд, ПС,ГК,НГК, КВ инклинометрия с точками записи через 25м и НГК-60	1:500	200-600 м
2	КС, ПС, АК, ГК, НГК, КВ, резистивиметрия, БКЗ-5 зондов, МК, БМК, БК, ИК, ГГК-П	1:200	600-1600 м
3	Контроль за качеством цементирования (ОЦК,ЛМ, АКЦ)	1:500, 1:200	0-1600
4	Газовый каротаж (ГТИ)	1:200	600-1600 м

**Примечание:** Интервалы и объемы ПГИ корректируется геологической службой Заказчика с учетом фактического разреза скважины.  
Виды ГИС могут быть уточнены при составлении программы бурения.

**Таблица 4.17 - Данные по испытанию (опробованию) пластов в процессе бурения**

Индекс стратиграфического подразделения	Испытание (опробование) пластоиспытателем на трубах			Опробование пластоиспытателем на кабеле		
	вид операции (ИСПЫТАНИЕ, ОПРОБОВАНИЕ)	глубина нижней границы объема, м	количество циклов про- мывки после проработки	интервал, м		количество проб, шт.
				от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7
Опробование пластов в процессе бурения не планируется						

**Таблица 4.18 - Прочие виды исследований**

Название работы	Единица измерения	Объем работы
1	2	3
<b>Исследование пластового нефти</b>		
Состав нефти	Пробы	3
Плотность пластовой нефти	Пробы	3
Плотность дегазированной нефти	Пробы	3
Давление насыщения	Пробы	3

**Примечание:** Указанный объем лабораторных исследований будет уточнен Заказчиком с учетом предложений бурового подрядчика.

4.5. Работы по испытанию в эксплуатационной колонне и освоение скважин, сведения по эксплуатации

Таблица 4.19 - Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважин) в эксплуатационной колонне

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта (снизу-верх)	Интервал залегания объекта, м		Интервал установки цементного моста, м		Тип установки для испытания (освоения): передвижная, стационарная	Пласт фонтанирующий (да, нет)	Кол-во режимов (штуцеров) испытания	Диаметр штуцеров, мм	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения скважины	Опорожнение колонны при испытании (освоении)	
		От (верх)	До (низ)	От (верх)	До (низ)						Максимальное снижение уровня, м	Плотность жидкости, г/см <sup>3</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
J <sub>зак</sub>	1	1490	1515			Передвижная	да	3+2	3,5,7	Смена раствора на воду, снижение уровня, аэризация	-	1,00

**Примечание:** Спуск эксплуатационной колонны, интервалы и количество испытаний, интервалы установки цементного моста определяются по результатам стандартных скважинных исследований ГИС.

Указанные интервалы нефтеносности могут корректироваться по результатам полученных фактических геолого-геофизических данных.

Таблица 4.20 - Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (освоении)

Номер объекта	Перфорационная среда		Мощность перфорации, м	Вид перфорации: кумулятивная, пулевая, снарядная, гидropескоструйная	Типоразмер перфоратора	Количество отверстий на 1 м, шт.	Количество одновременно спускаемых зарядов, шт.	Количество спусков перфоратора, шт.	Предусмотрены ли спуски перфоратора на НКТ (да, нет)	Насадки для гидropескоструйной перфорации	
	вид: раствор, нефть, вода	Плотность*, г/см <sup>3</sup>								диаметр, мм	количество, шт.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Буровой раствор	1,35	17	Кумулятивный, двойной плотностью	ЗПК-114АТ-03М	17	391	10	Нет	Не планируется	

**Примечание:**

- \* Мощность интервалов перфорации уточняется по результатам оперативной интерпретации данных ГИС и исследований кернового материала.
- \* Плотность бурового раствора при перфорации уточняется по результатам исследований в открытом стволе в процессе бурения.
- \* Тип перфоратора может быть изменен по решению Заказчика.

**Таблица 4.21 - Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости пласта в нагнетательной скважине**

Номер объекта	Название процесса: солянокислотная обработка, керасино-кислотной эмульсией, установка кислотной ванны, добавочная кумулятивная перфорация, обработка ПАВ, метод переменных давлений (МПД), закачка изотопов и другие операции, выполняемые по местным нормам	Количество операций, установок, импульсов, спусков перфоратора	Плотность жидкости в колонне, г/см <sup>3</sup>	Давление на устье, кгс/см <sup>2</sup>	Температура закачиваемой жидкости, °С	Глубина установки пакера, м	Мощность перфорации, мм	Типоразмер перфоратора	Количество отверстий на 1 м, шт.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Солянокислотная обработка (под давлением) по решению Заказчика	2	1,35	21	46	-	Не предусматривается		

**Таблица 4.22 - Дополнительные работы при испытании (освоении)**

Номер объекта	Название работ: промывка песчаной пробки; повышение плотности бурового раствора; повторное понижение уровня азрацией; температурный прогрев колонны (при освоении газового объекта); виброобработка объекта; частичное разбуривание цементного моста; и другие дополнительные работы, выполняемые по местным нормам	Единица измерения	количество	Местные нормы времени, сут.
1	2	3	4	5
Дополнительные работы не предусматриваются				

Таблица 4.23 - Данные по эксплуатационным объектам

Номер объекта	Плотность жидкости в колонне, г/см <sup>3</sup>		Пластовое давление на период поздней эксплуатации, МПа	Максимальный динамический уровень при эксплуатации, м	Установившаяся при эксплуатации температура, °С		Заданный коэффициент запаса прочности на смятие в фильтровой зоне
	на период ввода в эксплуатацию	на период поздней эксплуатации			в колонне на устье скважины	в эксплуатационном объекте	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	0,712	0,810	17,4	-	28	52	-

Таблица 4.24 - Дополнительные данные для определения продолжительности испытания (освоения) скважины

Номер объекта	Относится ли к объектам, которые (ДА, НЕТ)		Для эксплуатационных скважин предусмотрено (ДА, НЕТ)		Работа по испытанию проводится в одну, полторы, две или три смены	Требуется ли исключить из состава основных работ (ДА, НЕТ)			
	при мощности до 5 м представлены пропластками	при мощности до 5 м имеют подошвенную воду	задавка скважины через НКТ	использование норм по ОСНВ для разведочных скважин		вызов притока в нагнетательной скважине	гидрогазодинамические исследования в экспл. скважине	освоение, очистку и гидродинам. исследован.	шаблонирование обсадной колонны
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Нет	Нет	Нет	Нет	-	Нет	Нет	Нет	Нет

Таблица 4.25 - Данные по нагнетательной скважине

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал залегания объекта нагнетания, м		Название (тип) нагнетаемого агента (ВОДА, НЕФТЬ, ГАЗ, ПАР и т.д.)	Режим нагнетания				
		от (верх)	до (низ)		плотность жидкости, г/см <sup>3</sup>	относительная по воздуху плотность нагнетаемого газообразного агента	интенсивность нагнетания, м <sup>3</sup> /сут	давление на устье, кгс/см <sup>2</sup>	температура нагнетаемого агента, °С
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Не предусматривается									

## 5. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

Конструкция скважины принята в соответствии с утвержденным Техническим заданием на проектирование ТОО «Timal Consulting Group». Типовая конструкция скважины разработана в соответствии с действующими нормативно-методическими документами исходя из горно-геологических условий бурения, а также с учетом опыта строительства скважин на данной площади. Совмещенный график давлений приведен на рисунке 5.1.

- Направление  $\varnothing 426,0$  мм  $\times$  20 м, устанавливается возврата восходящего потока бурового раствора из скважины в циркуляционную систему.
- Кондуктор  $\varnothing 323,9$  мм  $\times$  200 м цементируется до устья, спускается для изоляция возможных зон поглощения перекрытие неустойчивых отложения палеогена и верхнего мела. Устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием.
- Техническая колонна  $\varnothing 244,5$  мм  $\times$  600 м служит для перекрытия меловых отложений, в которых возможны поглощения бурового раствора. Высота подъема цементного раствора до устья. Оборудование устья скважины ПВО.
- Эксплуатационная колонна  $\varnothing 168,3$  мм спускается на глубину 1600м. Спускается и цементируется по всей длине, с целью обсадки продуктивной части скважины и добычи УВС. Для качественного крепления ствола скважины на колонне устанавливаются центраторы. Высота подъема цементного раствора до устья.

Принятая конструкция скважины приведена в таблице 5.2; общая характеристика обсадных колонн – в таблице 5.3; в таблице 5.4 приведены технико-технологические мероприятия, которые обусловлены особенностями геологического строения.

Таблица 5.1 - Характеристика и устройство шахтового направления

Характеристика трубы						Подготовка шахты или ствола, спуск и крепление направления
наружный диаметр, мм	длина, м	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	масса, т	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т. д. на изготовление	
						Шахта - бетонное кольцо внутренним диаметром 2м глубиной 1,5м и толщиной 0,15м
245	18	Д	10	1,1	ГОСТ 632-80	Ствол под шурф для квадратной штанги бурится турбобуром долотом 295,3мм под углом 20 <sup>0</sup> к вертикали или шурфозаборником.

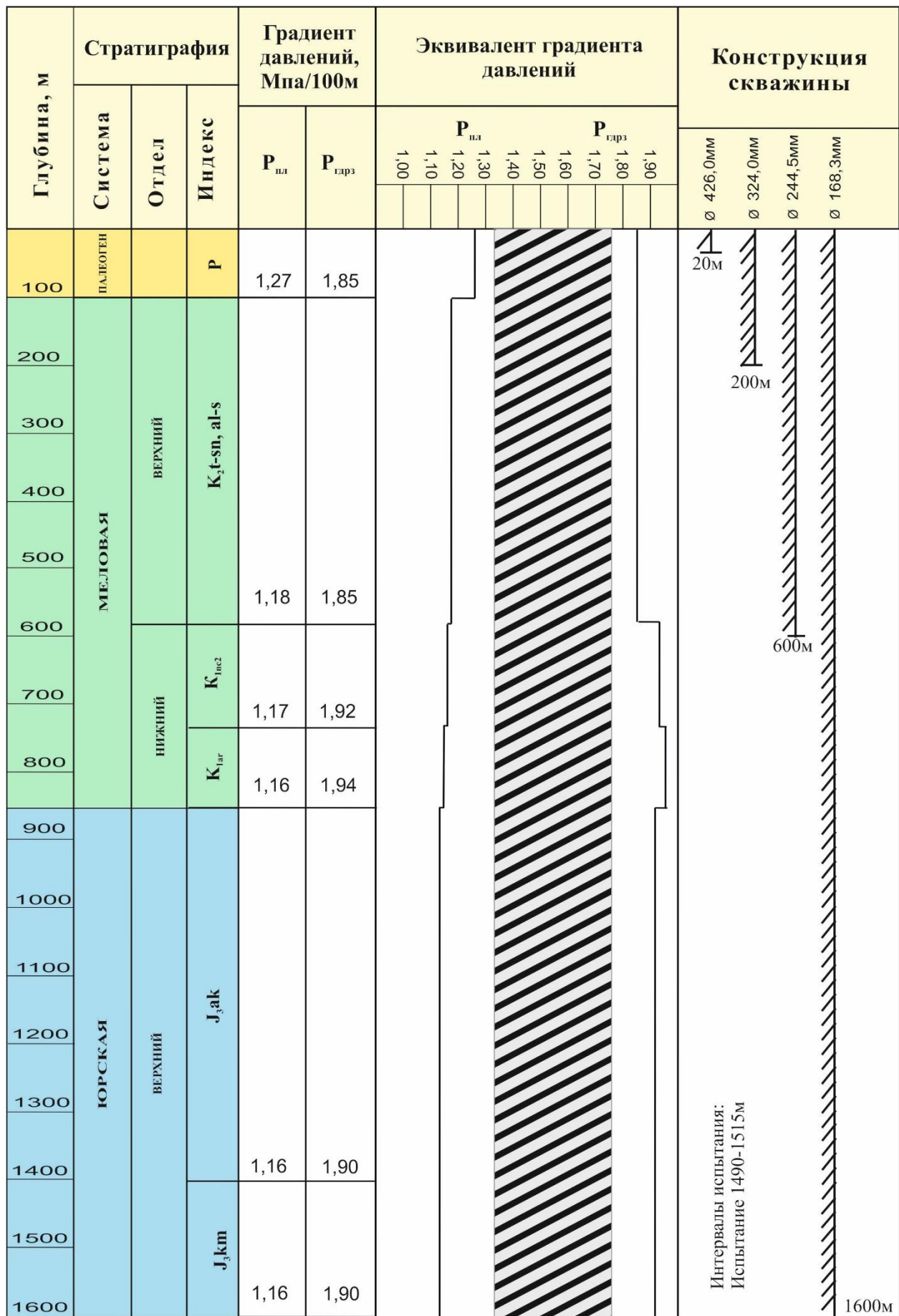


Рисунок 5.1. График совмещенных давлений

Таблица 5.2 - Глубина спуска и характеристика обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Наименование колонны (направление, кондуктор, первая и последующие промежуточные, заменяющая, надставка, эксплуатационная или открытый ствол)	Интервал по стволу скважины (установка колонны или открытый ствол), м		Номинальный диаметр ствола скважины (долота) в интервале, мм	Расстояние от устья скважины до уровня подъема цементного раствора за колонной, м	Количество раздельно спускаемых частей колонны, шт.	Номер раздельно спускаемой части в порядке спуска	Интервал установки раздельно спускаемой части, м		Необходимость (причина) спуска колонны ( в том числе в один прием или секциями), установки, надбавки смены или поворота секции
		от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление Ø 426,0мм	0	20	490,0	0	1	1	0	20	Спускается с целью предотвращения размыва устья при бурении под направление.
2	Кондуктор Ø 339,7	0	200	393,7	0	1	1	0	200	Изоляция возможных зон поглощения перекрытие неустойчивых отложений палеогена, верхнего мела и монтаж (ПВО).
3	Техническая колонна Ø 244,5мм	0	600	295,3	0	1	1	0	600	Ограждает мелкие водоносные горизонты от загрязнения скважинными флюидами и обеспечивает механическую опору для устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО).
4	Эксплуатационная Ø 168,3мм	0	1600	215,9	0	1	1	0	1600	Испытание продуктивных горизонтов.

**Примечание:** \* Глубины установки башмака эксплуатационной колонны будут уточняться геологической службой Заказчика

Таблица 5.3 - Характеристика отдельно спускаемых частей обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска (табл. 5.2.гр. 1)	Раздельно спускаемые части												
	номер в порядке спуска (табл. 5.2.гр.8)	Количество диаметров, шт.	Номер одно размерной части в порядке спуска	Наружный диаметр. мм	интервал установ- ки одно размерной части, м		толщина стенки, мм	Соединения обсадных труб в каждой одно размерной части					
					от (верх)	до (низ)		кол-во типов соеди- нений, шт.	номер в порядке спуска	условный код типа со- единения	максималь- ный наруж- ный диаметр соединения, мм	интервал установки труб с заданным типом соеди- нения, м	
												от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	1	1	1	426,0	0	20	-	1	1	ОТТМа	451,0	0	20
2	1	1	1	323,9	0	200	-	1	1	ОТТМа	351,0	0	200
3	1	1	1	244,5	0	600	-	1	1	ОТТМа	269,9	0	600
4	1	1	1	168,3	0	1600	-	1	1	ОТТМа	187,7	0	1600

**Примечание:** Возможно замена обсадных труб всех размеров и типов резьбы на более высокопрочные по усмотрению «Заказчика».

**Таблица 5.4 - Техничко-технологические мероприятия, предусмотренные при строительстве скважины по проектной конструкции**

П/П	НАИМЕНОВАНИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ИЛИ КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ	ПРИЧИНА ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЯ
1	2	3
1	Проведение учебных тревог «Выброс», периодичность – 4 раза в месяц и перед вскрытием продуктивного пласта	Проверка действий буровой бригады в случае возможных газонефтеводопроявлений
2	Проверку ПВО на функционирование следует проводить; - до вскрытия продуктивного горизонта – 1 раз в неделю, при разбуривании продуктивного горизонта - ежесменное. Продувку внутренней полости линий дросселирования и глушения воздухом один раз в неделю. Результаты продувки отводов регистрировать в журнале проверки ПВО.	Проверка работоспособности ПВО
3	<p>Проведение мероприятий по предупреждению гидроразрыва пластов при выполнении технологических операций в скважине:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- запрещается продолжение углубления скважины при появлении поглощения раствора и без выхода циркуляции;</li> <li>- не допускать превышения скорости спуска бурильных (обсадных) труб более установленных значений (см. табл. 9.7);</li> <li>- строго следить за правильным восстановлением циркуляции раствора после спуска инструмента, при соблюдении параметров бурового раствора (см. табл. 7.1);</li> <li>- с целью предупреждения заклинивания и прихвата инструмента в случае потери диаметра необходимо проработать интервал предыдущего долбления.</li> </ul> <p>В интервалах возможных поглощений бурового раствора необходимо предусмотреть ограничение скорости спуска бурильного инструмента, поддержание свойств бурового раствора в заданных пределах согласно табл. 7.1.</p> <p>На глубине кровли продуктивного пласта произвести промежуточную промывку скважины не менее 2 циклов и выравнивание параметров бурового раствора (для уменьшения гидравлических сопротивлений на пласт).</p> <p>В интервалах возможных проявлений после окончания долбления, перед подъемом бурильных труб для смены долота, необходимо предусмотреть промывку скважины в течение цикла.</p> <p>В интервалах возможных осепей и обвалов необходимо поддержание ингибирующих свойств бурового раствора в заданных пределах (см. табл. 7.1).</p>	Предупреждение аварийных ситуаций и осложнений
4	<p>Для обеспечения безаварийной работы при бурении скважины необходимо руководствоваться следующими документами: [1],.</p> <p>При выполнении буровых работ особое внимание обратить на следующие мероприятия:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Обеспечение систематического контроля показателей свойств бурового раствора и поддержание их согласно требованиям ГТН.</li> </ul>	

1	2	3
	<p>— Обеспечение буровой (до начала бурения) следующим минимумом ловильного инструмента, соответствующего размерам скважины и применяемым бурильным трубам и УБТ: колокол с направляющей воронкой, метчик, магнитный фрезер, печать, овершот. Ловильный инструмент должен быть исправлен, смазан и иметь соответствующие переводники под бурильные трубы. На каждый ловильный инструмент необходимо иметь эскизы с указанием размеров.</p> <p>— Перед спуском долот в скважину бурильщик обязан проверить диаметр долота, состояние присоединительной резьбы, сварных швов, люфт шарошек.</p> <p>— Перед началом бурения бурильщик обязан ознакомиться с характером сработки предыдущего долота и режимом его работы для установления правильного режима работы новым долотом.</p> <p>— Немедленно начать подъем инструмента при резком падении механической скорости в 2,5–3 раза за последние 15–50 минут бурения.</p> <p>— Запрещается крепление долот ротором. — В случае возникновения затяжек инструмента в момент подъема, необходимо приостановить подъем, наверхнуть ведущую трубу (квадрат), произвести промывку и путем расхаживания и проворота ротором при промывке сбить сальник с долота.</p> <p>— Не оставлять инструмент в открытом стволе скважины без движения более 10 мин (уточняется технологической службой подрядчика).</p> <p>— Поддерживать в буровом растворе смазочные добавки в требуемых пределах.</p> <p>— Постоянно контролировать и регистрировать величину вращающего момента бурильной колонны, недопуская превышения установленной величины с помощью моментомера.</p> <p>В случае интенсивного обвалообразования бурение прекратить, инструмент без движения не оставлять, производить промывку скважины с целью очистки ствола от обвалившейся породы.</p> <p>— При спуске бурильного инструмента в скважину производить промежуточные промывки, при возникновении посадок обязательно.</p> <p>— В местах постоянных сужений ствола скважины производить спуск бурильного инструмента с проработкой, а подъем при наличии затяжек осуществлять с промывкой.</p> <p>— При изменении компоновки низа бурильной колонны или типа долота спуск инструмента в открытой части ствола скважины производить замедленно, а в местах посадок и интервалах постоянных сужений производить проработку.</p> <p>— Все резьбовые соединения УБТ при каждом спуске в скважину закреплять машинными ключами.</p> <p>— Смену положения рабочих соединений УБТ производить через 100 ч механического бурения при бурении до глубины 3500 м и через 50 ч при бурении свыше 3500 м.</p>	<p>Предупреждение аварийных ситуаций и осложнений</p>

1	2	3
	<p>— Смену положения рабочих соединений бурильных труб производить через 10–15 долблений. При бурении в осложненных условиях и проведении аварийных работ частоту смены рабочих соединений увеличить до практически необходимой. — Если в процессе бурения возникли признаки слома бурильной колонны, ее негерметичности или разрушения долота, колонна бурильных труб должна быть поднята.</p> <p>— В процессе бурения все бурильные трубы и замки к ним, ведущие и утяжеленные трубы, центраторы, переводники и другие элементы бурильной колонны должны проверяться визуально (износ наружной поверхности, состояние резьбовых соединений) и, кроме того, методом опрессовки и дефектоскопии. Проверка производится в соответствующие сроки.</p> <p>— Для предупреждения искривления скважины в проекте предусмотрено:</p> <p>— применение специальной КНБК, обеспечивающей необходимую жесткость низа бурильной колонны, нормальную проходимость по стволу, предотвращение заклинивания инструмента при СПО;</p> <p>— контроль параметров — кривизны и азимута с помощью инклиномера через 150–250 м проходки скважины;</p>	Предупреждение аварийных ситуаций и осложнений
5	<p style="text-align: center;"><b>Мероприятия по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов</b></p> <p>В целях предупреждения газонефтеводопроявлений при бурении скважины необходимо руководствоваться: [1].</p> <p>Признаками начала газонефтеводопроявлений в бурящихся скважинах являются:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— повышение расхода (скорости) восходящего потока бурового раствора из скважины при неизменной производительности буровых насосов;</li> <li>— выход на поверхность части (пачки) бурового раствора, насыщенного газом, нефтью или пластовой водой во время промывки скважины— увеличение объема бурового раствора в приемных емкостях при циркуляции;</li> <li>— перелив бурового раствора из скважины при прекращении циркуляции;</li> <li>— увеличение объема вытесняемого бурового раствора из скважины при спуске бурильной колонны по сравнению с объемом спущенных бурильных труб;</li> </ul> <p>— уменьшение объема заливаемого в скважину бурового раствора при подъеме бурильной колонны по сравнению с объемом извлеченных бурильных труб.</p> <p>В целях предотвращения открытого газонефтеводопроявления при вскрытии продуктивных и водонапорных горизонтов и дальнейшем углублении скважины;</p>	Предупреждение газонефтеводопроявлений

<p>— плотность бурового раствора должна поддерживаться из расчета создания гидростатического давления в скважине, превышающего пластовое, и соответствовать проекту;</p> <p>- условная вязкость, статическое напряжение сдвиг бурового раствора должны поддерживаться на минимально допустимом уровне, исходя из требований проекта;</p> <p>— на буровой необходимо иметь запас бурового раствора соответствующих свойств в количестве, равном двум объемам скважины;</p> <p>— буровая должна быть оснащена механизмом (дегазатором) для дегазации бурового раствора и приборами контроля концентрации газа в буровом растворе. Вскрытие продуктивных горизонтов при неисправно дегазаторе запрещается;</p> <p>— устье скважины должно быть оборудовано ПВО в соответствии с утвержденной схемой.</p> <p>Перед подъемом буровой колонны из скважины со вскрытыми продуктивными горизонтами необходимо тщательно промыть скважину (не менее 1 цикла) и выровнять буровой раствор с доведением его показателей свойств до норм, установленных техническим проектом, промывку производить с периодическим вращением бурового инструмента.</p> <p>Устье скважины должно быть оборудовано приспособлением для долива. При подъеме инструмента из скважины производить непрерывный долив бурового раствора, поддерживая его уровень у устья скважины. Для непрерывного долива необходимо установить емкость объемом 50–25 м<sup>3</sup> под буровой раствор, используемый для долива скважины. Запрещается производить подъем бурового инструмента из скважины при наличии сифона или поршневания.</p> <p>При первых признаках поршневания подъем прекратить и произвести промывку и проработку скважины.</p> <p>При длительных простоях (более 15 суток) бурящейся скважины вскрытые продуктивные горизонты должны быть изолированы цементным мостом. При появлении признаков газонефтеводопроявления необходимо принять экстренные меры в соответствии с действующими инструкциями, немедленно сообщить руководству буровой организации.</p> <p>В случае вынужденных простоев буровая колонна должна быть спущена до башмака последней обсадной колонны и устье скважины герметизировано превентором. При этом необходимо периодически производить промывку скважины со спуском буровых труб до забоя. Периодичность промывок определяется технологической службой бурового предприятия.</p> <p>В проекте предусмотрено:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— организовать службу супервайзера на буровой;</li> <li>— службу контроля (круглосуточно) и регулирование параметров бурового раствора;</li> <li>— обеспечить буровую газокоротажной станцией.</li> </ul> <p>При вскрытии продуктивного горизонта необходимо уменьшить вес и длину КНБК до минимального значения, обеспечивающего углубление скважины</p>	<p>Предупреждение газонефтеводопроявлений</p>
---	---

## 6. ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Таблица 6.1 - Входные данные по профилю наклонно-направленной скважины

Интервал установки погружных насосов по вертикали, м		Максимально допустимые параметры профиля в интервале установки погружных насосов		Зенитный угол, град			
от (верх)	до (низ)	зенитный угол, град	интенсивность изменения зенитного угла, град/100 м	Максимально допустимый интенсивность искривления на 30 м	при входе а продуктивный пласт		
					Минимально допустимый	Максимально допустимый	
Не предусматривается		Скважины вертикальные			Скважины вертикальные		

Таблица 6.2 - Профиль ствола скважины

Интервал по вертикали, м		Длина интервала по вертикали, м	Зенитный угол, град.		Горизонтальное отклонение, м		Длина по стволу, м	
от (верх)	до (низ)		в начале интервала	в конце интервала	за интервал	общее	интервала	общая
Таблица не содержит информации, т.к. скважины вертикальные								

## 7. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

Таблица 7.1 - Типы и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал (по стволу), м		Параметры бурового раствора												
			плотность, кг/м <sup>3</sup>	условная вязкость, сек	водоотдача см <sup>3</sup> /30 мин	СНС, мгс/см <sup>2</sup>		корка, мм	содержание твердой фазы, % (об.)		рН	минерализация по Са <sup>2+</sup> , мг/л, не более	пластическая вязкость, сантипуазах	динамическое напряжение сдвига, фунт/100фут <sup>2</sup>	плотность до утяжеления, кг/м <sup>3</sup>
	1 мин	10 мин				(активной)	песка								
Бентонитовый	0	20	1400-1450	50-70	5-6	20	50	0,5-1,0	12-27	0,5	8-9	150	12-15	20-25	1030
Бентонитовый	20	200	1400-1450	50-70	5-6	20	50	0,5-1,0	12-27	0,5	8-9	150	12-15	20-25	1400
Полимеркалиевый	200	600	1300-1350	50-70	5-6	20	50	0,5-1,0	<9	0,5	8-9	150	12-15	25-30	1300
Полимеркалиевый	600	1600	1180-1350	45-60	4-5	15	50	0,5-1,0	5	0,5	8-9	150	12-16	15-25	1180

**Примечание:** Плотность и параметры бурового раствора будут уточнятся и корректироваться по фактическим данным бурения скважины.

Таблица 7.2 - Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонентов

Номер интервала с одинаковым долевым составом бурового раствора	Интервал (по стволу), м		Название (тип) раствора	Плотность раствора, кг/м <sup>3</sup>	Смена раствора для бурения интервала (да, нет)	Название компонента	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	Влажность, %	Сорт	Содержание компонента в буровом растворе, кг/м <sup>3</sup>
	от (верх)	до (низ)									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	20	Бентонитовый	1400-1450	нет	Каустическая сода	2130	98,5	5	1	1
						Кальц. сода	2500	99,4	1	1	1
						KCL	1990	-	-	-	60
						Оснопак ВО	1020				1,0
						Оснопак НО	1030	-	-	-	1,0
						Гамаксан	1050				1,0
						Бентонит	2600	70	2	1	60
						Барит	4200				576
2	20	200	Бентонитовый	1400-1450	нет	Каустическая сода	2130	-	-	-	2,0
						Кальц. сода	2500	-	-	-	2,0
						KCL	1990	-	-	-	60
						Оснопак ВО	1030	-	-	-	1,0
						Оснопак НО	1030	-	-	-	2,0
						Гамаксан	1050	-	-	-	1,0
						Бентонит	2600	70	2	1	60
						Барит	4200				78
Техническая вода	1000	-	-	-	868						

Продолжение таблицы 7.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	200	600	Полимеркалиевый	1300-1350	да	Каустическая сода	2130	-	-	-	1,5
						Кальц. сода	2500	-	-	-	1,5
						KCL	1990	-	-	-	70
						Оснопак ВО	1030	-	-	-	0,5
						Оснопак НО	1030	-	-	-	5,0
						Гамаксан	1050	-	-	-	0,5
						Seurvey D	1000				2,0
						Atren antifoam	1000	-	-	-	1,0
						Барит	4200	-	-	-	75
						Биокарбанат	2160	-	-	-	2,0
						Лимонная кислота	1070	-	-	-	2,0
						Техническая вода	1000	-	-	-	931
4	600	1600	Полимеркалиевый	1180-1350	-	Каустическая сода	2130	-	-	-	1,0
						Кальц. сода	2500	-	-	-	1,0
						KCL	1990	-	-	-	80
						Оснопак ВО	1030	-	-	-	0,5
						Оснопак НО	1030	-	-	-	6,0
						Гамаксан	1050	-	-	-	0,5
						Seurvey D	1000				2,0
						Atren antifoam	1000	-	-	-	1,0
						Барит	4200	-	-	-	244
						Биокарбанат	2160	-	-	-	2,0
						Лимонная кислота	1070	-	-	-	2,0
						Биолюб LVL	1010				10
						SC-135	1010				2,0
Техническая вода	1000	-	-	-	906						

**Примечание:** Типы буровых растворов и компонентный состав могут быть изменены по усмотрению Заказчика на раствор улучшающий качество проводки скважины

**Таблица 7.3 - Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления и утяжеления**

Интервал, м		Коэффициент запаса раствора на поверхности	Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Нормы расхода компонентов бурового раствора м <sup>3</sup> /м и его компонентов, кг/м <sup>3</sup>			Потребность бурового раствора (м <sup>3</sup> ) и его компонентов (т)			
от (верх)	до (низ)			величина	источник нормы	поправочный коэффициент	на запас на поверхности	на исходный объем	на бурение интервала	на интервале
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	20	0,0	<b>Бентонитовый</b>	-	<b>Расчет</b>			<b>44</b>	<b>6</b>	<b>50</b>
			Каустическая сода	1,0		-	-	0,044	0,006	0,05
			Кальц. сода	1,0		-	-	0,044	0,006	0,05
			KCL	50		-	-	2,2	0,3	2,5
			Оснопак ВО	1,0		-	-	0,044	0,006	0,05
			Оснопак НО	1,0				0,044	0,006	0,05
			Гамаксан	1,0		-	-	0,044	0,006	0,05
			Бентонит	60		-	-	2,64	0,36	3,00
			Барит	576		0,868		21,999	3,000	24,998
			Техническая вода	768		-	-	33,792	4,608	38,45
20	200	-	<b>Бентонитовый</b>		<b>Расчет</b>	-	-	<b>68</b>	<b>30</b>	<b>98</b>
			Каустическая сода	2,0		-	-	0,136	0,06	0,196
			Кальц. сода	2,0		-	-	0,136	0,06	0,196
			KCL	60		-	-	4,08	1,8	5,88
			Оснопак ВО	1,0		-	-	0,068	0,03	0,098
			Оснопак НО	2,0		-	-	0,136	0,06	0,196
			Гамаксан	1,0		-	-	0,068	0,03	0,098
			Бентонит	60				4,08	1,8	5,88
			Барит	78		0,982		5,209	2,298	7,506
			Техническая вода	937		-	-	63,716	28,11	91,826

Продолжение таблицы 7.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
200	600	-	<b>Полимеркалиевый</b>		<b>Расчет</b>	-	-	<b>86</b>	<b>38</b>	<b>124</b>
			Каустическая сода	1,5	-	-	-	0,129	0,057	0,186
			Кальц. сода	1,5	-	-	-	0,129	0,057	0,186
			KCL	70	-	-	-	6,020	2,660	8,680
			Оснопак ВО	0,5	-	-	-	0,043	0,019	0,062
			Оснопак НО	5,0	-	-	-	0,430	0,190	0,620
			Гамаксан	0,5	-	-	-	0,043	0,019	0,062
			Seurvey D	2,0	-	-	-	0,172	0,076	0,248
			Atren antifoam	1,0	-	-	-	0,086	0,038	0,124
			Барит	75	-	0,983	-	6,340	2,802	9,142
			Биокарбанат	2,0	-	-	-	0,172	0,076	0,248
			Лимонная кислота	2,0	-	-	-	0,172	0,076	0,248
Техническая вода	931	-	-	-	80,066	35,378	115,444			
600	1600	2,0	<b>Полимеркалиевый</b>		<b>Расчет</b>	-	<b>133</b>	<b>106</b>	<b>48</b>	<b>288</b>
			Каустическая сода	1,0	-	-	0,133	0,106	0,048	0,288
			Кальц. сода	1,0	-	-	0,133	0,106	0,048	0,288
			KCL	80	-	-	10,640	8,480	3,840	23,040
			Оснопак ВО	0,5	-	-	0,067	0,053	0,024	0,144
			Оснопак НО	6,0	-	-	0,798	0,636	0,288	1,728
			Гамаксан	0,5	-	-	0,067	0,053	0,024	0,144
			Seurvey D	2,0	-	-	0,266	0,212	0,096	0,576
			Atren antifoam	1,0	-	-	0,133	0,106	0,048	0,288
			Барит	244	-	0,980	31,80	25,35	11,48	68,87
			Биокарбанат	2,0	-	-	0,266	0,212	0,096	0,576
			Лимонная кислота	2,0	-	-	0,266	0,212	0,096	0,576
			Биолюб LVL	10	-	-	1,330	1,060	0,480	2,880
			SC-135	2,0	-	-	0,266	0,212	0,096	0,576
Техническая вода	906	-	-	120,498	96,036	43,488	260,928			

**Таблица 7.4 - Потребность воды или компонентов для обработки бурового раствора при разбуривании цементных стаканов**

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Номер ступени цементирования	Название компонентов для обработки раствора	Характеристика компонента				Норма расхода на обработку 1 м <sup>3</sup> раствора кг/м <sup>3</sup>	Количество, т
					плотность, кг/м <sup>3</sup>	влажность, %	содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	Сорт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2	Кондуктор	1	1	Бикарбонат натрия (NaHCO <sub>3</sub> )	2160	2	99,5	1	1,0	0,02
3	Техническая колонна	1	1	Бикарбонат натрия (NaHCO <sub>3</sub> )	2160	2	99,5	1	1,0	0,04

**Таблица 7.5 - Потребности компонентов для обработки бурового раствора при спуске обсадных колонн**

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Название компонентов для обработки бурового раствора	Характеристика компонента				Норма расхода на обработку 1 м <sup>3</sup> раствора кг/м <sup>3</sup>	Количество, т
			плотность, кг/м <sup>3</sup>	влажность, %	содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	Сорт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	Кондуктор	FK-Lube	1000	-	55	1	3	0,08
3	Техническая колонна	FK-Lube	1000	-	55	1	3	0,14
4	Эксплуатационная	FK-Lube	1000	-	55	1	3	0,20

Таблица 7.6 - Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину

Наименование (тип) компонента бурового раствора	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т.д. изготовление	Потребность компонентов бурового раствора на интервале, т.				Суммарная, тн.
		0-20	20-200	200-600	600-1600м	
1	2	3		4	5	6
Каустическая сода	ГОСТ 2263-79	0,05	0,196	0,186	0,288	0,72
Кальц. сода	ГОСТ 2263-79	0,05	0,196	0,186	0,288	0,72
KCL	API 13A	2,50	5,880	8,680	23,040	40,1
Оснопак ВО	API 13A	0,05	0,098	0,062	0,144	0,354
Оснопак НО	API 13A	0,05	0,196	0,620	1,728	2,594
Гамаксан	API 13A	0,05	0,098	0,062	0,144	0,354
Seurvey D	API 13A	-	-	0,248	0,576	0,824
Atren antifoam	API 13A	-	-	0,124	0,288	0,412
Барит	ГОСТ 1261-2004	24,99	7,50	9,142	68,87	110,502
Биокарбанат	API 13A	-	-	0,248	0,576	0,824
Лимонная кислота	API 13A	-	-	0,248	0,576	0,824
Биолюб LVL	API 13A	-	-	-	2,880	2,88
SC-135	API 13A	-	-	-	0,576	0,576
Бентонит	ГОСТ1261-2004	3,0	5,880	-	-	8,88
Техническая вода	Местные	38,4	91,82	115,444	260,928	506,592

**Примечание:** Типы буровых растворов и компонентный состав могут быть изменены по усмотрению «Заказчика» на раствор улучшающий качество проводки скважины.

Таблица 7.7 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

№№ п/п	Название оборудования	Типоразмер, шифр или характеристика	Количество, шт	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.п. на из- готовление	Интервал примене- ния по вертикали, м	
					от (верх)	до (низ)
1	Вибросито	ZY N8	1	Импортное	0	1600
2	Пескоотделитель	CSCN250/125	2	Импортное	0	1600
3	Центрифуга	LW 450*842NA	1	Импортное	0	1600
4	Илоотделитель	ZQJ100 x 12	1	Импортное	0	1600
5	Дегазатор	ZCQ 1/4	1	Импортное	200	1600
6	Гидроперемешатель	7,5 KW	9	Импортное	0	1600
7	Рабочий объем емкостей	150 м <sup>3</sup>	6	Импортное	0	1600
8	Блок приготовления раствора	6 м <sup>3</sup>	1	Импортное	0	1600

**Примечание:**

1. Под все интервалы ствола, очистка бурового раствора будет оптимизироваться с имеющимся оборудованием. Это может означать введение в работу вибросит и центрифуг, начиная с верхнего интервала ствола при необходимости.
2. Возможно использование другого типа с аналогичными техническими характеристиками для приготовления и очистки бурового раствора от выбуренной породы.

## 8. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

Таблица 8.1 - Способы, режимы бурения, расширки (проработки) ствола скважины и применяемые КНБК

Интервал, м		Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширка, проработка)	Способ бурения	Условный номер, КНБК (см. табл. 8.2)	Режим бурения			Скорость выполнения технологической операции, м/час
от (верх)	до (низ)				осевая нагрузка, тс	скорость вращения, об/мин	расход бурового раствора, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	20	Бурение	Роторный	1	С навеса	60	30-32	14-17
20	200	Бурение	Роторный	2	3-10	80-100	50-52	4-5
50	200	Проработка	Роторный	2	до 3	80-90	50-52	10-12
200	600	Бурение	Роторный	3	4-12	90-120	40-42	5-6
200	600	Проработка	Роторный	3	до 3	80-90	40-42	10-12
600	1600	Бурение	Роторный	4	4-12	90-120	20-25	4-6
600	1600	Проработка	Роторный	4	до 3	80-90	20-25	10-12

**Примечание:**

1. Режим бурения уточняется в соответствии с программой бурения сервисной компании, согласованной с Заказчиком.
2. Разбуривание цементного стакана, обратного клапана и башмака обсадных колонн осуществлять с применением КНБК следующего интервала.

Таблица 8.2 - Компоновка низа бурильных колонн (КНБК)

Условный номер КНБК	Э Л Е М Е Н Т Ы КНБК (до бурильных труб)										
	№ по порядку	типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	расстояние от забоя до места установки	техническая характеристика				угол перекоса осей отклонителя, град.	суммарная длина КНБК, м	суммарная масса КНБК, т	примечание
				наружный диаметр, мм	диаметр проходного сечения, мм	длина, м	масса, кг				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<b>Интервал бурения от 0 до 20м</b>											
1	1	Ш 490 М-ЦВ*	0,0	490,0	-	0,65	320,0		19,4	5,7	Разрушение
	2	Переводник	0,65	228,6	71,4	0,8	232,16				Переводник
	3	СУБТ-228,6	1,45	228,6	71,4	18,0	5223,6				Нагрузка
<b>Интервал бурения и проработки от 20 до 200м</b>											
2	1	Ш 393,7 (код по IADC 131)*	0,0	393,7	-	0,55	158		125,1	24,5	Разрушение
	2	Переводник	0,55	228,6	71,4	0,8	232,16				Переводник
	3	СУБТ-228,6	0,55	228,6	71,4	9,45	2742,4				Нагрузка
	4	Стабилизатор-393,7	1,2	393,7	71,4	1,1	483,0				ОЦЭ
	5	СУБТ-203,2	10,65	203,2	71,4	37,8	8418,1				Нагрузка
	6	Переводник	11,75	203,2	71,4	0,65	144,7				Переводник
	7	СУБТ-177,8	49,55	177,8	71,4	75,6	12377,9				Нагрузка
<b>Интервал бурения и проработки от 200 до 600м</b>											
3	1	Ш 295,3(код по IADC 216)*	0,0	295,3	-	0,46	75,0		153,2	23,9	Разрушение
	2	Переводник	0,46	203,2	71,4	0,5	111,3				Переводник
	3	СУБТ-177,8	0,96	177,8	71,4	9,45	1542,3				Нагрузка
	4	Стабилизатор-295,3	10,41	295,3	71,4	1,1	270,0				ОЦЭ
	5	СУБТ-165,1	11,51	165,1	71,4	113,4	18506,88				Нагрузка
	6	Гидромеханический ясс Hydro-Mechanical Jar	124,91	165,1	74,1	9,45	839,2				Ликвидация прихватов
	7	СУБТ-165,1	134,36	165,1	71,4	18,9	2577,9				Нагрузка

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<b>Интервал бурения и проработки от 600 до 1600м</b>											
4	1	III 215,9 (код по IADC 314)*	0,0	215,9	-	0,36	40,0		180,4	24,2	Разрушение
	2	СУБТ-165,1	0,36	165,1	71,4	18,9	2577,9				Нагрузка
	3	Стабилизатор -215,9	19,26	215,9	71,4	0,5	117,1				ОЦЭ
	4	СУБТ-165,1	19,76	165,1	71,4	113,4	18506,8				Нагрузка
	5	Гидромеханический ясс Hydro-Mechanical Jar	152,06	165,1	71,4	9,45	839,2				Ликвидация прихватов
	6	СУБТ-165,1	161,51	165,1	71,4	18,9	2577,9				Нагрузка

**Примечание:**

1. Допускается корректировка КНБК по фактическим горно-геологическим условиям и изменение элементов КНБК на аналогичные, имеющиеся в наличии или по желанию Заказчика.
2. КНБК уточняется в соответствии с программой бурения сервисной компании, согласованной с Заказчиком.
3. Для разбуривания обратного клапана, башмака использовать торцовые фрезы, долота без бокового калибрующего оснащения или со срезанными периферийными зубьями.
- 4.\* Допускается использование долот других фирм-производителей.

Таблица 8.3 - Потребное количество элементов КНБК

Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширка, проработка)	Интервал работы по стволу, м		Норма проходки		Потребное количество на интервале, штук (для УБТ комплектов)
		от (верх)	до (низ)	величина, м	источник нормы	
1	2	3	4	5	6	7
Ш 490 М-ЦВ*	Бурение	0	20	570	Временные нормы	0,03
Ш 490 М-ЦВ*	Проработка	0	20	800		0,02
Ш 393,7 (код по IADC 131)	Бурение	20	200	370		0,48
Ш 393,7 (код по IADC 131)	Проработка	20	200	900		0,20
Стабилизатор-393,7	Бурение и проработка	20	200	1300		0,13
Ш 295,3 (код по IADC 216)	Бурение	200	600	290		1,37
Ш 295,3 (код по IADC 216)	Проработка	200	600	1400		0,28
Стабилизатор-295,3	Бурение и проработка	200	600	1500		0,26
Ш 215,9 (код по IADC 314)	Бурение	600	1600	280		3,57
Ш 215,9 (код по IADC 314)	Проработка	600	1600	1450		0,68
Стабилизатор 215,9мм	Бурение, проработка	600	1600	1600	0,62	

**Примечание:** Допускается использование долот других фирм-производителей.

Таблица 8.4 - Суммарное количество и масса элементов КНБК

Название обсадной колонны	Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ, и т. п. на изготовление	Суммарная величина			
			количество элементов КНБК, шт (м)			Масса по типоразмеру или шифру, кг
			для проработки ствола	для бурения, расширки и отбора керна	по типоразмеру или шифру	
1	2	3	4	5	6	7
Направление	Ш 490 М-ЦВ*	Импортные	0,02	0,03	1шт	320
	СУБТ-228,6	Стан. API RP 7G	-	-	18,0	5223,6
	Над долотный переводник 228,6	Стан. API RP 7G	-	-	0,8	232,16
Кондуктор	Ш 393,7 (код по IADC 131)*	Импортные	0,20	0,48	1шт	158
	Над долотный переводник 228,6	Стан. API RP 7G	-	-	0,8	232,16
	Стабилизатор-393,7	Стан. API RP 7G	-	0,13	1 к-т	2742,4
	СУБТ-228,6	Стан. API RP 7G			9,45	2742,4
	СУБТ-203,2	Стан. API RP 7G	-	-	37,8	8418,1
	СУБТ-165,1	Стан. API RP 7G	-	-	75,6	12377,9
	Переводник 203,2	Стан. API RP 7G	-	-	0,65	144,7
Техническая	Ш 295,3 (код по IADC 216)*	Импортные	0,28	1,37	2шт	150
	Переводник 203,2	Стан. API RP 7G	-	-	0,5	111,3
	СУБТ-177,8	Стан. API RP 7G	-	-	122,8	20400,9
	СУБТ-165,1	Стан. API RP 7G	-	-	18,9	2577,9
	Стабилизатор-295,3	Стан. API RP 7G	-	0,26	1к-т	270,0
	Гидромехан. Ясс Hydro-Mechanical Jar 165,1мм	Импортные	-	9,45	1 к-т	839,2
Эксплуатационная	Ш 215,9 (код по IADC 314)*	Импортные	0,68	3,57	5шт	200
	Стабилизатор-215,9мм	Импортные	-	0,62	1 к-т	38,2
	СУБТ-165,1	Стан. API RP 7G	-	-	170,1	27760,3
	Гидромехан. Ясс Hydro-Mechanical Jar 165,1мм	Импортные	-	9,45	1 к-т	839,2

Примечание: Допускается использование долот других фирм-производителей.

**Таблица 8.5 - Рекомендуемые бурильные трубы**

Обозначение бурильной колонны	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности материала)	Тип замкового соединения	Наружный диаметр замка, мм	Количество труб, шт.	Наличие труб (есть, нет)
СБТ (ТБВК)	114,3	9,0	Д	ЗШ-146	159,0	151	есть

**Таблица 8.6 - Конструкция бурильных колонн**

Вид технологической операции	Интервал по стволу, м		Допустимая глубина спуска на клиньях	Номер секции бурильной колонны	Характеристика бурильной колонны					Длина секции	Масса, тн		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	От (верх)	До (низ)			тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка материала	толщина стенки	тип замкового соединения		Секции	Нарастающая с учетом КНБК	статич. прочность	выносливость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Бурение, проработка	20	200	200	1	ТБВК	114,3	Д	9,0	Д	74,9	1,9	26,4	>1,45	>1,5
Бурение, проработка	200	600	600	1	ТБВК	114,3	Д	9,0	Д	446,8	11,8	35,7	>1,45	>1,5
Бурение, проработка	600	1600	1600	1	ТБВК	114,3	Д	9,0	Д	1419,6	37,6	61,8	>1,45	>1,5

**Таблица 8.6.1 - Крутящие моменты для свинчивания соединений бурильных труб и УБТ**

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности) материала	Тип соединения	Наружный диаметр замка, мм	Крутящий момент, кН х м		
					минимальный	оптимальный	максимальный
<b>Бурильные трубы:</b>							
114,3	9,0	Д	ЗШ-146	159		35	
<b>СУБТИ (спиральные утяжеленные бурильные трубы импортные):</b>							
228,6	78,75	CAE 4145H	7 5/8"REG			108,8	
203,2	65,88	CAE 4145H	6 5/8"REG			72,0	
177,8	53,20	CAE 4145H	NC 61 (6 5/8"REG)			43,0	
165,1	46,83	CAE 4145H	NC 50 (4-1/2"IF)			39,6	

**Таблица 8.7 - Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения с учетом дефицита длины труб**

Название обсадной колонны	Интервал, м		Характеристика бурильных труб, УБТ					Дефицит длины труб на интервале, м	Масса труб, т		
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм*	тип присоединительной резьбы		теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным запасом
Направление	0	20	СУБТ	228,6	CAE 4145H	78,75	7 5/8"REG	18,0	5,2	5,2	5,4
Кондуктор	20	200	СУБТ	203,2	CAE 4145H	65,88	6 5/8"REG	37,8	8,4	8,4	8,8
			СУБТ	177,8	CAE 4145H	53,20	NC 61 (6 5/8"REG)	75,6	12,3	12,3	12,9
			СБТ	114,3	Д	9,0	ЗШ-146	74,9	1,9	1,9	2,0
Техническая	200	600	СУБТ	177,8	CAE 4145H	53,20	NC 61 (6 5/8"REG)	47,2	7,7	7,7	8,1
			СУБТ	165,1	CAE 4145H	46,83	NC 50 (4-1/2"IF)	18,9	2,5	2,5	2,6
			СБТ	114,3	Д	9,0	ЗШ-146	371,9	9,8	9,8	10,3
Эксплуатационная колонна	600	1600	СУБТ	165,1	CAE 4145H	53,20	NC 61 (6 5/8"REG)	104,0	16,9	16,9	17,8
			СБТ	114,3	Д	9,0	ЗШ-146	851,7	22,5	22,5	23,7

**Примечание:** \* - Для УБТ - внутренний диаметр.

Таблица 8.8 - Оснастка талевой системы

Интервал по стволу, м		Название технологической операции (бурение, спуск обсадной колонны)	Тип оснастки М×К	
от (верх)	до (низ)		М	К
1	2	3	4	5
0	20	Бурение, спуск обсадной колонны	4	5
0	200	Бурение, спуск обсадной колонны		
0	600	Бурение, спуск обсадной колонны		
0	1600	Бурение, спуск обсадной колонны		

Таблица 8.9 - Режим работы буровых насосов

Интервал, м		Вид технологической операции (бурение, проработка, промывка и т.д.)	Тип буровых насосов	Количество насосов, шт.	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				коэффициент использования гидравлической мощности	диаметр цилиндровых втулок, ми	допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup>	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин	Производительность, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	20	Бурение, промывка	3NB-1000	1	0,9	180	138	0,9	120	31,7	31,7
20	200	Бурение, промывка		2	0,9	180	138	0,9	100	26	52
200	600	Бурение, проработка, промывка		2	0,9	160	149	0,9	90	21	42
600	1600	Бурение, проработка, промывка		1	0,9	160	149	0,9	102	25	25

**Таблица 8.10- Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой**

Интервал, м		Вид технологической операции	Давление на стоянке в конце интервала, кгс/см <sup>2</sup>	Потери давления (мПа) для конца интервала в				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
				долоте (насадках)	забойном двигателе			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	20	Бурение, промывка	42	38	-	1,5	0,03	2,6
20	200	Бурение, промывка	90	49	-	33,3	0,16	6,5
200	600	Бурение, проработка, промывка	108	58	-	42,2	2,8	5,1
600	1600	Бурение, проработка, промывка	119	72	-	30,9	12,8	2,8

**Таблица 8.11 - Гидравлические показатели промывки**

Интервал, м		Вид технологической операции (см. таблицу 8.9)	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/сек	Удельный расход л/с. см <sup>2</sup>	Схема промывки долота (центральная, периферийная, комбинированная)	Диаметр сопла на центральном отверстии, мм	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность, срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)						количество	диаметр, мм		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	20	Бурение, промывка	0,23	0,017	Комбинированная	-	3	15,9	78	218,4
20	200	Бурение, проработка, промывка	0,55	0,043	Периферийная	-	3	19,1	87	462,0
200	600	Бурение, проработка, промывка	0,87	0,061	Периферийная	-	3	17,5	87	441,7
600	1600	Бурение, проработка, промывка	1,21	0,068	Периферийная	-	3	12,7	94	281,1

## 9. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

### 9.1. Обсадные колонны

Таблица 9.1 - Способы расчёты наружных давлений и опрессовки обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Номер отдельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Признаки: ДА, НЕТ			Опресовочный агент		Рекомендуемая глубина установки пакеров для опрессовки (сверху вниз), м
		допустима ли поэтапная опрессовка	рекомендуется ли нести расчет наружного давления по		краткое название, тип, шифр (буровой раствор, вода, воздух и т.д.)	плотность (для газообразного агента - относительно воздуха) г/см <sup>3</sup>	
			пластовому давлению	столбу бурового раствора			
1	2	3	4	5	6	7	8
2	1	НЕТ	НЕТ	НЕТ	Буровой раствор	1,45	-
3	1	НЕТ	НЕТ	НЕТ	Буровой раствор	1,35	-
4	1	НЕТ	НЕТ	НЕТ	Техническая вода	1,03	-

Таблица 9.2 - Распределение давлений по длине колонны

Номер колонны в порядке спуска (см. табл.гр.1)	Название колонны	Номер отдельно спускаемой части колонны в порядке спуска (см.табл.5.2.гр.8)	Распределение избыточных давлений по длине отдельно спускаемой части колонны					
			глубина, м		наружное, МПа		внутреннее, МПа	
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Направление	1	0	20	0	0,2	-	0,1
2	Кондуктор	1	0	200	0	2,7	7,5	8,6
3	Техническая	1	0	600	0	3,3	9,0	10,8
4	Эксплуатационная	1	0	1600	0	17,9	11,5	17,1

Таблица 9.3 - Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб

Характеристики обсадных труб					Рекомендуется к использованию: ДА, НЕТ
наружный диаметр, мм	производство: отечественное, импортное	условный код типа соединения (см.табл.5.3.гр.11 и 16.2.гр.4)	марка (группа прочности труб)	толщина стенки, мм	
1	2	3	4	5	6
426,0	Импортное	ОТТМа	Д	11,0	да
323,9	Импортное	ОТТМа	Д	9,5	да
244,5	Импортное	ОТТМа	Д	8,9	да
168,3	Импортное	ОТТМа	Д	8,9	да

**Примечания:** Допускается использование обсадных труб других типов, по качествам и прочностным характеристикам не уступающие предложенных труб.

Таблица 9.4 - Параметры обсадных труб

Номер колонны в порядке спуска (см.табл.5.2.гр.1)	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Номер равнопрочной секции труб в раздельно спускаемой части колонны (снизу-вверх)	Интервал установки равнопрочной секции, м		Длина секции, м	Масса секции, т	Нарастающая масса, т	Характеристика обсадной трубы				Коэффициенты запаса прочности при		
			от (верх)	до (низ)				номинальный наружный диаметр, мм	код типа соединения	марка (группа на прочности материала труб)	толщина стенки, мм	избыточном давлении		растяжении
												наружном	внутреннем	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	1	1	0	20	20	2,0	2,0	426,0	ОТТМа	Д	11,0	39,0	>100	>100
2	1	1	0	200	200	15,2	15,2	323,9	ОТТМа	Д	9,5	2,7	2,31	23,8
3	1	1	0	600	600	32,3	32,3	244,5	ОТТМа	Д	8,9	3,82	2,29	7,9
4	1	1	0	1600	1600	57,8	57,8	168,3	ОТТМа	Д	8,9	1,34	2,09	3,0

**Примечание:** Допускается применение других марок сталей и толщин стенок обсадных труб с прочностными характеристиками не ниже расчетных, согласованных с проектной организацией.

Таблица 9.5 - Суммарная масса обсадных труб

Характеристика трубы		Масса труб с заданной характеристикой, т		
код типа соединения	условное обозначение трубы по ГОСТ	теоретическая	с плюсовым допуском 5% (4% при толщине стенки < 7 мм)	с нормативным запасом 5%
	условное обозначение муфты по ГОСТ			
ОТТМа	ОТТМа – 426,0 * 11,0 - Д; ГОСТ 632-80	2,0	2,1	2,2
	Н-451,0; Д; ГОСТ 632-80			
ОТТМа	ОТТМа – 323,9 * 9,5 - Д; ГОСТ 632-80 Н-351,0; Д; ГОСТ 632-80	15,2	15,9	16,7
ОТТМа	ОТТМа – 244,5 * 8,9 - Д; ГОСТ 632-80 Н-269,9; Д; ГОСТ 632-80	32,3	33,9	35,6
ОТТМа	ОТТМа – 168,3,0 * 8,9 - Д; ГОСТ 632-80 Н-187,7; Д; ГОСТ 632-80	57,8	60,7	63,7

Таблица 9.6 - Технологическая оснастка обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Элементы технологической оснастки колонны						Суммарные на колонну	
			наименование, шифр, типоразмер	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т. д. на изготовление	масса элемента, кг	интервал установки, м (по стволу)		количество элементов на интервале	количество, шт.	масса, кг
						от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление	1	Направляющий башмак БKM-426	ОСТ 39-011-87	140	-	20	1	1	140
2	Кондуктор	1	Направляющий башмак БKM-324	ОСТ 39-011-87	85	-	200	1	1	85
			Муфта обратным клапаном 324мм тип ЦКОД.1-324	ТУ 39-1443-89	89	-	190	1	1	89
			Центраторы Тип ЦЦ-324/394-1	ТУ39-01-08-283-77	15	190 0	200 190	1 11	10	150
			Цементировочная пробка тип ПРП-Ц-324х351	ТУ 3666-001-00141887-93	25 23	- -	- -	1 1	1 1	25 23
3	Техническая	1	Направляющий башмак БKM-245	ОСТ 39-011-87	53	-	600	1	1	53
			Муфта обратным клапаном 245мм тип ЦКОД.1-245	ТУ 39-1443-89	52	-	580	1	1	52
			Центраторы Тип ЦЦ-245/295-320-1	ТУ39-01-08-283-77	15	580 200 0	600 580 200	1 10 7	18	270
			Цементировочная пробка тип ПРП-Ц-219х245	ТУ 3666-001-00141887-93	13 10	- -	- -	1 1	1 1	13 10

Продолжение таблицы 9.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
4	Эксплуатационная	1	168мм направляющий башмак БКМ-168	ОСТ 39-011-87	23	-	-	1600	1	23
			Муфта обратным клапаном 168мм тип ЦКОД.1-168	ТУ 39-1443-89	20	-	-	930	1	20
			Турбулизаторы ЦТ-168/212-216	ТУ 39-01-08-284-77	4,5	600	1600	30	30	135
			Центраторы Тип ЦЦ-168/216-245-1	ТУ 39-01-08-283-77	9	1580 600 0	1600 1580 600	2 15 15	32	288
			Скребки СК-168/214	ТУ 39-1305-88	1	600	1600	30	30	30
			Цементировочная пробка тип ПРП-Ц-146х168	ТУ 3666-001- 00141887-93	5 5	- -	- -	1 1	1 1	5 5

**Примечание:**

1. Допускается использование технологической оснастки других фирм производителей при условии соответствия требованиям стандартов API.
2. \*Количество и интервал установки центраторов должны быть откорректированы по результатам геофизических исследований.

Таблица 9.7 – Режим спуска обсадных труб

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Тип, шифр инструмента для спуска (элеватор, спайдер, спайдер-элеватор)	Средства смазки и уплотнения резьбовых соединений		Интервал глубины с одинаковой допустимой скоростью спуска труб, м		Допустимая скорость спуска труб, м/с	Допустимая глубина спуска труб на клиньях, м	Периодичность долива колонны, м	Промежуточные промывки		
				шифр или название	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т. п. на изготовление	от (верх)	до (низ)				глубина, м	продолжительность, мин.	расход, л/с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	Направление	1	элеватор	Фирмы поставщика	Импортные	0	20	-	20	-	-	-	-
2	Кондуктор	1	элеватор	Фирмы поставщика	Импортные	0	200	-	200	-	-	-	-
3	Техническая	1	элеватор	Фирмы поставщика	Импортные	0	600	0,5-1,0	600	Контроль за уровнем	300	1 цикл	16
4	Эксплуатационная	1	Спайдер+элеватор	Фирмы поставщика	Импортные	0	1600	0,3-0,8	1600		600 1000	1 цикл 1 цикл	25 25

Таблица 9.8 - Опрессовка обсадных труб и натяжение эксплуатационной колонны

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Натяжение эксплуатационной колонны, тс	Плотность жидкости для опрессовки, г/см <sup>3</sup>		Давления на устье скважины при опрессовке, МПа			Глубина установки пакета, м	Давления на устье скважины при опрессовке труб ниже пакера, МПа	Номер равнопрочной секций в раздельно спускаемой части (снизу - верх)	Давление опрессовки труб равнопрочной секций на поверхности, МПа
				раздельно спускаемой части	цементного кольца	раздельно спускаемой части	цементного кольца	части колонны ниже муфты для двухступенчатого цементирования				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2	Кондуктор	1	-	1400	1450	8,6	0,57	-	-	-	1	9,0
3	Техническая	1	-	1300	1350	10,6	1,58	-	-	-	1	11,1
4	Эксплуатационная	1	-	1030	-	17,1	-	-	-	-	1	17,9

**Примечание:** \*Принято минимально необходимое давление по таблице 2,1 «Инструкции по расчету обсадных колонн». При необходимости давление опрессовки может быть повышено в соответствии с рекомендациями спецификации API 5CT/ISO 11960:2001, раздел 10,12.

\*\* - Импортные обсадные трубы по гарантии Поставщика на поверхности не опрессовываются.

## 9.2 Цементирование обсадных колонн

Таблица 9.9 - Общие сведения о цементировании обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны (см. табл. 5.2, гр. 2)	Способ цементирования (прямой, ступенчатый, обратный)	Данные по отдельно спускаемой части колонны			Данные о каждой ступени цементирования					
			номер отдельно спускаемой части колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 8)	интервал установки (по стволу), м		глубина установки муфты для ступенчатого цементирования, м	номер ступени цементирования	высота цементного стакана м	название порции тампонажного раствора	интервал глубины цементирования (по стволу), м	
				от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Направление	Прямой	1	0	20	0	-	5	Тампонажный	0	20
									Продавочный	0	15
2	Кондуктор	Прямой	1	0	200	0	1	10	Буферный	-	-
									Тампонажный	0	200
									Продавочный	0	190
									Буферный	-	-
3	Промежуточная	Прямой	1	0	600	0	1	20	Тампонажный	0	600
									Продавочный	0	580
4	Эксплуатационная	Прямой	1	0	1600	0	1	20	Буферный	-	-
									Тампонаж-1	0	700
									Тампонаж-2	700	1600
									Продавочный	0	1580

**Примечание:** 1. По усмотрения Заказчика, марки цемента могут быть заменены на аналогичное, улучшающие качество цементирования.

2. Интервалы могут быть откорректированы по данным ГИС и геологической службой Заказчика с учетом фактического разреза скважины.

Таблица 9.10 - Характеристика жидкостей для цементирования

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны (см. табл. 1.5.2, гр. 2)	Номер части колонны в порядке спуска (см. табл. 1.5.2, гр. 8)	Номер ступени (снизу- вверх)	Характеристика жидкости (раствора)								
				тип или название	объем порции, м <sup>3</sup>	плотность, г/см <sup>3</sup>	пластическая вязкость, сП	водоотдача см <sup>3</sup> /30мин	динамическое напряжение сдвига, фунт/100фут <sup>2</sup>	время начала схватывания, мин	время ОЗЦ, час	предел прочности цементного камня, МПа
1	Направление	1	1	Тампонажный	2,8	1,90	20-25	<40	10-12	154	16	3,66
				Продавочный	2,0	1,45	-	-	-	-	-	-
2	Кондуктор	1	1	Буферный	2,0	1,00	-	-	-	-	-	-
				Тампонажный	15,8	1,90	25-30	<50	10-15	160	16	6,43
				Продавочный	14,3	1,45	-	-	-	-	-	-
3	Техническая	1	1	Буферный	3,0	1,00	-	-	-	-	-	-
				Тампонажный	23,5	1,90	25-30	<50	10-15	160	24	6,43
				Продавочный	24,1	1,35	-	-	-	-	-	-
4	Эксплуатационная	1	1	Буферный	4,0	1,00	-	-	-	-	-	-
				Тампонаж-1	5,6	1,56	18-20	<50	5-7	240	48	6,43
				Тампонаж-2	14,7	1,90	25-30	<50	10-15	240	48	6,43
				Продавочный	17,0	1,35	-	-	-	-	-	-

**Примечание:** Параметры тампонажных растворов уточняются по результатам бурения и геофизических исследований.

Плотность и параметры бурового раствора будут уточняться и корректироваться по фактическим данным бурения скважины.

Таблица 9.11 - Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны (см. табл. 5.2, гр. 2)	Номер части колонны в порядке спуска (см. табл.5.2, гр.8)	Номер ступени (снизу-вверх)	Тип или название жидкости для цементирования	Название компонента	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Влажность, %	Сорт	Норма расхода компонента кг/м <sup>3</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Направление	1	1	Тампонажная	ПЦТ I-G-CC-1	3,15	-	-	788
					Вода	1,00	-	-	750
				Продавочная	Буровой раствор	1,45	-	-	-
2	Кондуктор	1	1	Буферная**	Вода	1,00	-	-	988
					Буферный порошок МБП-М	0,78	-	-	5
				Тампонажная	ПЦТ I-G-CC-1	3,15	-	-	1287
					Понизитель фильтрации (Halad-23)	1,28			9,3
					Вода	1,00	-	-	578
				Продавочная	Буровой раствор	1,45	-	-	-
				3	Техническая	1	1	Буферная**	Вода
Буферный порошок МБП-М	0,78	-	-						7,0
Тампонажный	ПЦТ I-G-CC-1	3,15							1230
	Понизитель фильтрации (Halad-23)	1,28							9,3
	Замедлитель схватывания (HR-5)	1,36							3,5
	Дисперсант (CFR-3)	1,25							1,1
	Пеногаситель (D-Air3000)	0,88							1,1
	Вода	1,00							625
Продавочная	Буровой раствор	1,35	-					-	-

Продолжение таблицы 9.11.

4	Эксплуатационная	1	1	Буферная**	Вода	1,00	-	-	988
					Буферный порошок МБП-М	0,78	-	-	7,0
				Тампонаж-1	ПЦТ-III-Об-5-50	2,80	-	-	942
					Понизитель фильтрации (Halad-23)	1,28			9,3
					Пеногаситель (D-Air3000)	0,88			1,1
					Дисперсант (CFR-3)	1,25			1,1
					Вода	1,00			615
				Тампонаж-2	ПЦТ I-G-CC-1	3,15			1230
					Понизитель фильтрации (Halad-23)	1,28			9,3
					Замедлитель схватывания (HR-5)	1,36			3,5
					Дисперсант (CFR-3)	1,25			1,1
					Пеногаситель (D-Air3000)	0,88			1,1
					Вода	1,00			618
				Продавочная	Буровой раствор	1,35	-	-	-

**Примечание:**

1. Количественный и качественный (рецептура) состав добавок определяется по фактическому состоянию ствола скважины перед цементированием по результатам лабораторных исследований сервисной компании.
2. Допускается использование других добавок, обеспечивающих смыв неуплотненной глинистой корки со стенок скважины и поверхности обсадных труб, а также разделение бурового и тампонажного растворов.

Таблица 9.12 - Технологические операции при цементировании и режим работы цементировочных агрегатов (буровых насосов)

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны в порядке спуска, (см. таб.1.5.2, таб.1.5.3)	Номер ступени цементирования (снизу-вверх)	Наименование технологической операции	Тип или название жидкости	Тип (шифр) агрегата или бурового насоса	Назначение агрегата или бурового насоса	Количество агрегатов (буровых насосов), работающих на одном режиме	Режим работы агрегатов (буровых) насосов						Время выполнения технологической операции, мин	
								диаметр цилиндровых втулок, мм	скорость агрегата или число двойных ходов бурового насоса	суммарная производительность агрегатов (бурового насосов), л/с	давление, кгс/см <sup>2</sup>		объем порции на данном режиме	в данном режиме	нарастающее от начала заворонения до момента «стоп»
											допустимое для агрегатов (буровых насосов)	на устье скважины в конце операции			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1	1	Затв+Закачка	Тампонаж.1	ЦА-320	Затв+Закачка	1	127	IV	29	100		2,8	1,6	1,6
			Затв+Закачка		2СМН-20	Затв+Закачка	1	-	-	-	-	-	2,8	1,6	3,2
			Продавка		ЦА-320М	Продавка		127	IV	29	100		2,0	1,1	4,3
2	1	1	Закачка	Буферная	ЦА-320М	Закачка	1	127	IV	29,0	60	1	2,0	1,1	1,1
			Затворение	Тампонаж.1	2СМН-20	Затворение	1	127	III-IV	29,0	100	-	15,8	9,0	10,1
					ОСР-20	Затворение	1	-	-	-	-	-	-	-	-
			Закачка	Тампонаж.1	ЦА-320М	Закачка	2	127	III-IV	29,0	60		15,8	9,0	19,1
					1БМ-700	Закачка	1						-		
					СКЦ-2М	Закачка	1						-		
			Сброс пробки						-	-	-	-	-	-	-
Продавка	Продавочная	ЦА-320М	Продавка	2	127	III-IV	29,0	60	-	13,3	7,6	31,7			
		ЦА-320М	«стоп»	1	127	II	4,3	190	34,5	1	3,88	35,5			

Продолжение таблицы 9.12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16		
3	1	1	Закачка	Буферная	ЦА-320М	Закачка	1	127	IV	29,0	60	1	3,0	1,7	1,7		
			Затворение	Тампонаж.1	2СМН-20	Затворение	2	127	III-IV	36,2	100	-	23,5	10,8	12,5		
					ОСР-20	Затворение	2	-	-	-	-	-	-	-			
			Закачка	Тампонаж.1	ЦА-320М	Закачка	3	127	III-IV	36,2	60		23,5	10,8	23,3		
					1БМ-700	Закачка	2										
					СКЦ-3М	Закачка	2										
			Сброс проб.					-	-	-	-	-	-	-	-	5,0	28,3
			Продавка	Продавочная	ЦА-320М	Продавка	3	127	III-IV	36,2	60	-	23,1	10,6	38,9		
ЦА-320М	«Стоп»	1			127	2	4,1	225	16,1	1,0	4,1	43,0					
4	1	1	Закачка	Буферная	ЦА-320М	Закачка	1	115	III-IV	18,3	50	4,2	4,0	3,6	3,6		
			Затворение	Тампонаж.1	2СМН-20	Затворение	1	115	III-IV	24,4	117	-	13,5	9,2	12,8		
					ОСР-20	Затворение	1	-	-	-	-	-	-				
			Закачка	Тампонаж.1	ЦА-320М	Закачка	2	115	III-IV	24,4	117	2,1	13,5	9,2	22,0		
					1БМ-700	Закачка	1										
					СКЦ-3М	Закачка	1										
			Затворение	Тампонаж.2	2СМН-20	Затворение	2	115	III-IV	24,4	117	2,1	23,9	16,3	38,3		
					ОСР-20	Затворение	2	-	-	-	-	-	-				
			Закачка	Тампонаж.2	ЦА-320М	Закачка	2	115	III-IV	24,4	117	2,1	23,9	16,3	54,6		
					1БМ-700	Закачка	1										
					СКЦ-3М	Закачка	1										
			Сброс проб.						-	-	-	-	-	-	5,0	59,6	
			Продавка	Продавочная	ЦА-320М	Продавка	2	115	III-IV	24,4	117	2,1	27,9	19,0	78,6		
ЦА-320М	«стоп»	1			115	II	4,1	225	180	1,0	4,1	82,7					

**Примечание:** В процессе цементирования осуществляется контроль и регистрация следующих технологических параметров: плотность цементного раствора, производительность цементировочного агрегата, давление на устье скважины, время проведения каждой технологической операции. Допускается применение цементировочных агрегатов других фирм - производителей (Halliburton, Schlumberger Dowell), обеспечивающие требуемые режимы цементирования.

Таблица 9.13 - Схема обвязки и потребность в цементиловочных агрегатах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени це-ментирования	Интервал цементилования		Номер схемы обвязки цементиловочной техники	Потребное количество										
						Основные ЦА								Дополнительные ЦА		
			от, (верх)	до, (низ)		Тип	Всего	В том числе на:						Тип	Всего	Резерв
								Затворение	Сброс пробки	Закачка	Продавка	Амбар	Резерв			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	1	1	0	20		ЦА-320М	1		-	1	1	-	-	-	-	-
2	1	1	0	200		ЦА-320М	3	1	1	1	1	-	-	ЦА-320М	-	1
3	1	1	0	600		ЦА-320М	5	1	1	2	2	-	-	ЦА-320М	-	1
4	1	1	0	1600		ЦА-320М	6	2	1	2	2	-	-	ЦА-320М	-	1

Таблица 9.14 - Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени цементирования	Интервал, м		Потребное количество													
					Смесительные машины					Цементовозы				Автоцистерны				
			от (верх)	до (низ)	Тип	Всего	В том числе			Тип	Всего	В том числе		Тип	Всего	В том числе		
							Тампоаж-1	Тампоаж-2	Тампоаж-3			Тампоаж-1	Тампоаж-2			Буферная	Затворение	Продавочная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1	1	1	0	20	2СМН-20	1	1											
2	1	1	0	200	2СМН-20	1	1											
3	1	1	0	600	2СМН-20	2	2											
4	1	1	0	1600	2СМН-20	3	1	2										

Таблица 9.15 - Потребное для цементирования обсадных колонн количество цементировочной техники

№ по порядку	Название или шифр	Потребное количество, кг						Суммарное на скважину
		Номера колонн (см. таблицу 5.2., графа 1)						
		1	2	3	4	5	6	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ЦА-320М	1	3	5	5			14
2	2СМН-20	1	1	2	3			7
3	ОСР-20	1	1	2	3			7
4	БМ-700		1	1	1			3
5	СКЦ-3М		1	1	1			3

**Примечание:** по усмотрению Заказчика тип цементировочной техники может быть заменён.

**Таблица 9.16 - Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов**

Номер по порядку	Название или шифр	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.п. на изготовление	Единица измерения	Потребное количество, т				
				Номера колонн (см. таблицу 1.5.2, графа 1)				Суммарное на скважину
				0-20	0-200	0-600	0-1600	
1	2	3	4	6	7	8	9	
1	ПЦТ1-G-CC-1	ГОСТ 1581-2019	тн	3,7	21,0	29,7	31,8	86,2
2	ПЦТ-III-Об-5-50	ГОСТ 1581-2019	тн				14,7	14,7
3	Понизитель фильтрации (Halad-23)	Стандарт АНИ	тн		1,01	1,02	1,05	3,1
4	Замедлитель схватывания (HR-5)	Стандарт АНИ	тн		0,32	0,32	0,34	1,0
5	Дисперсант (CFR-3)	Стандарт АНИ	тн		0,10	0,10	0,13	0,3
6	Пенוגаситель (Полицем ДФ)	Стандарт АНИ	тн		0,10	0,10	0,13	0,3
7	Вода техническая	Местная	тн	2,8	10,5	14,9	23,7	51,9

### 9.3. Оборудование устья скважины

Таблица 9.17 - Спецификация устьевого противовыбросового оборудования

Обсадная колонна		Давление опрессовки устьевого оборудования и ПВО, МПа		Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого и ПВО оборудования	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т. д. на изготовление	Количество, шт.	Допустимое рабочее давление, МПа
номер в порядке спуска	название	после установки	перед вскрытием напорного горизонта				
2	Кондуктор	8,6	-	ОП 42-350/80x35	стандарт API 16A.	1	35,0
				ПУГ 350x35		2	35,0
3	Техническая	10,6	-	ОП 43-230/80x21	стандарт API 16A.	1	21,0
				ПУГ 230x21		2	21,0
4	Эксплуатационная	17,1	-	Тот же	стандарт API 16A.	1	21,0
				ОКК2- 21-168x245x324		2	21,0
	Колонная головка			АФК6 –80/65x21	Импортная	1	21,0
	Фонтанная арматура				Импортная	1	21,0

#### Примечания:

1. Типоразмеры ПВО приняты с учетом оборудования, входящего в комплект буровой установки.
2. Допускается использование ПВО других фирм соответствующих размеров, рабочих давлений и исполнения.

## 10. ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН

### 10.1. Испытание пластов в процессе бурения

Таблица 10.1 - Продолжительность работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах

Объект испытания		Вид операции (ИСПЫТАНИЕ, ИСПЫТАНИЕ С ГЕОФИЗИЧЕСКИМИ ИССЛЕ- ДОВАНИЯМИ)	Затраты времени на испытание				Затраты времени на испытание			суммарное время по всем объектам, сут.	
номер	глубина нижней границы, м		для буровой организации				для геофизических организаций			для буровой организации	для геофизических организаций
			нормативное время, ч			всего на объект, сут	нормативное время, ч		всего на объект, сут		
			проработка по нормам ЕНВ	промывка по табл.3 Вр.УСН В	испытание (опробование) по табл.2 Вр.УСНВ		ожидаемое притока по табл.21 СНВ на ПГИ	испытание опривание) по табл.2, 21 СНВ на ПГИ			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Не предусматривается											

Таблица 10.2 - Характеристика КИИ и технологические режимы работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах

№ объекта испытания	Количество одновременно испытываемых объектов	Характеристика КИИ					Количество отбираемых проб, шт.	Режим работы пакера		Режим испытания объекта			Длина зумпфа, м	Диаметр долота для бурения под зумпф, мм	Хвостовик	
		тип испытателя пластов	количество, шт.		шифр пакера	Тип пробоотборника		осевая нагрузка, т	перепад давления, кгс/см <sup>2</sup>	депрессия, передаваемая на пласт, кгс/см <sup>2</sup>	количество циклов исследования, шт.	время ожидания притока, ч			диаметр, мм	длина по стволу, м
			испытателей пластов	пакеров												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Не предусматривается																

Таблица 10.3 - Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле

Номера объекта	Интервал залегания объекта, м		Тип опробователя	Испытание объекта			Источник норм времени
	от (верх)	до (низ)		количество отбираемых проб, шт.	продолжительность работы, сут	количество выездов отряда, шт.	
1	2	3	4	5	6	7	8
Не предусматривается							

10.2. Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне

Таблица 10.4 - Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ)

Номер лифто- вой ко- лонны НКТ	Номер секции труб в лифто- вой ко- лонне (снизу- вверх)	Интервал		Характеристика трубы					Длина секции, м	Масса секции, т		Коэффициент запаса		
		установки		номин. наружн. диаметр, мм	тип	марка (группа прочности) стали	тол- щина стенки, мм	теорети- ческая масса 1 п.м, кг/м		теоре- тиче- ская	плюсового допуска к=1,036	прочности		
		секции, м										на рас- тяже- ние	на избыточное	
		от (верх)	до (низ)										давление	
14	15	наруж- ное	внутре- нее											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	1	0	1580	73,0	НКТ*	Д	5,5	9,64	1580	15,23	15,77	1,72	>1,15	>1,5

**Примечание:** По усмотрению Заказчика, колонны насосно – компрессорных труб (НКТ) могут быть заменены на трубы более прочными характеристиками.

**Таблица 10.5 - Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов**

Номер объекта испытания	Интервал установки моста, м		Характеристика жидкостей								
	от (верх)	до (низ)	название или тип	объем порции, м <sup>3</sup>	плотность, г/см <sup>3</sup>	пластиче- ская вяз- кость, сП	динамиче- ское напря- жение сдви- га, Па	составляющие компоненты			
								название	плот- ность, г/см <sup>3</sup>	влаж- ность, %	удельный расход на 1 м <sup>3</sup> раствора, кг/м <sup>3</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	13
Не предусматривается											

**Таблица 10.6 - Потребное количество цементировочной техники для установки цементных мостов**

Номер объ- екта	Название или шифр	Потребное количество, шт	Продолжительность работы, час
1	2	4	5
Не предусматривается			

**Таблица 10.7 - Потребное количество материалов для установки цементных мостов**

Номер объекта	Название или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ и т.д. На изготовление	Единицы измерения	Потребное количество
1	2	3	4	5
Не предусматривается				

**Таблица 10.8. - Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне**

Номер объекта	Название процесса, операции по испытанию (освоению) и интенсификации	Номера таблиц по ССНВ на испытание или местные нормы	Продолжительность, сут	
			Процесса, операции	Суммарная по объекту
1	2	3	4	5
1	1. Подготовительные работы перед испытанием объекта	Местные нормы	1,2	12
	Шаблонирование эксплуатационной колонны		0,7	
	Смена тех. воды на перфорационную жидкость		0,2	
	ПЗР к спуску НКТ		0,3	
	Спуск НКТ		0,4	
	Установка ФА		0,1	
	Перфорация обсадной колонны		0,2	
	2. Вызов притока:		0,7	
	Смена перфорационной жидкости на техническую воду		0,2	
	3. Испытание объекта		8,0	
	ИТОГО по всем объектам:			

**Таблица 10.9 - Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне.**

Название работ	Источник норм времени	Используемые агрегаты при выполнении работ		Продолжительность работ для одного объекта, ч	Продолжительность работы, ч
		тип	количество		
Опрессовка ФА на устье скважины.	"Сметные нормы времени на работу и дежурство спецтехники"	ЦА-320М	1	-	1,5
Опрессовка НКТ		ЦА-320М	1	-	1,5
Опрессовка устья скважины после установки противовыбросовой задвижки		ЦА-320М	1	-	1,5
Смена тех. Воды на перфорационную жидкость		ЦА-320М	1	3,0	3,0
Подготовительные работы перед испытанием	т. 3	ЦА-320М	1	32,0	32,0
Перфорация	т. 3	ЦА-320М	1	29,5	29,5
Вызов притока	т. 3	ЦА-320М	1	19,5	19,5
Смена буровой жидкости на техническую воду	т. 3	ЦА-320М	1	2,8	2,8
Снижение уровня		УКП-(80КС-250)	1	8	8
Установка цементных мостов		ЦА-320М	1	5	5
<b>Итого на работу:</b>					102,8

## 11. ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА

Таблица 11.1 - Виды операций контроля и объемы работ по дефектоскопии бурильного инструмента, проводимые с применением передвижной дефектоскопической лаборатории ПКДЛ

Название обсадной колонны	Номер по порядку проведения дефектоскопии бурильного инструмента	Глубина скважины при проведении операции, м	Время механического бурения между очередными проверками, ч	Тип контролируемых бурильных труб и УБТ	Количество контролируемых концов, шт.	Вид операции дефектоскопии: трубные резьбы СБТ, зона сварного шва, УБТ и переводники, толщинометрия ЛБТ	Норма времени на контроль одной трубы, мин	Продолжительность дефектоскопии, ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Техническая	1	600	450 1500	СБТ 114,3 УБТ-177,8 УБТ 165,1	48 15 2	Трубные и замковые резьбы	4,8 2,7	1,36 5,32
Эксплуатационная	2	1600	450 1200	СБТ 114,3 УБТ 165,1	82 18	Трубные и замковые резьбы	4,8 2,7	1,6 5,85

Таблица 11.2 - Опрессовка оборудования и используемая техника

Название обсадной колонны	Название контролируемого объекта	Глубина скважины при проведении операции, м	Используемая для выполнения операции техника		Максимальное давление, создаваемое агрегатами при опрессовке, кгс/см <sup>2</sup>	Источник норм времени	Количество труб, шт.	Продолжительность проведения операции, час
			тип (шифр)	количество, шт.				
Перед началом бурения	Обвязка буровых насосов нагнет. Линия, блок задвижек, шланг	0	ЦА-320М	1	На рабочее давление	ЕНВ	0	1,5
Кондуктор	Обсадная колонна и устьевое оборудования	200	ЦА-320М	1	86	ЕНВ	-	1,5
	Цементное кольцо*	203	ЦА-320М	1	5,7	ЕНВ	-	0,5
Техническая	Обсадная колонна и устьевое оборудования	600	ЦА-320М	1	106	ЕНВ	-	1,5
	Цементное кольцо*	603	ЦА-320М	1	15,8	ЕНВ	-	0,5
Эксплуатационная	Обсадная колонна и устьевое оборудования	1600	ЦА-320М	1	171	ЕНВ	-	1,5

**Примечание:** По усмотрению заказчика, тип используемой техники могут быть заменены на аналогичное.

## 12. СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ

### Выбор типа буровой установки

Основными критериями выбора комплекта буровой установки являются:

- грузоподъемность
- монтажеспособность
- экономичность эксплуатации
- уровень механизации рабочих процессов
- экологичность
- мобильность

Исходя из этого, для бурения проектной скважины глубиной 1600м, при максимальном весе бурильной колонны 61,8 тн. и обсадной колонны 57,8 тн, а также исходя из наличия буровых установок у Бурового подрядчика, выбраны буровая установка ZJ-30 с номинальной грузоподъемностью 173,5тн.

Буровое оборудование сконструировано на мобильных платформах (крупных блоках), модулями, (мелкими блоками) которые транспортируются со скважины на скважину без разборки оборудования на отдельные агрегаты платформы (крупные блоки), модули (мелкие блоки) с оборудованием устанавливаются на железобетонные плиты (фундамент) многократного использования без разборки оборудования на отдельные агрегаты. Все это существенно повышает монтажеспособность установки и значительно сокращает затраты времени и средств на монтаж, демонтаж оборудования и его транспортировку.

Буровая установка оснащена необходимыми средствами механизации рабочих процессов, контроля и управления процессами бурения. Система приготовления, циркуляции и приготовления бурового раствора исключает загрязнение почвы буровым раствором и химическими реагентами, используемыми для обработки бурового раствора и обеспечивает высокую очистку бурового раствора от выбуренной породы, что позволяет повторно использовать буровой раствор на других скважинах.

Монтаж и размещение бурового оборудования производится с использованием: Автокран г/п 40тн.  $K_{исп} -0,5$

Автокран г/п 20 тн.  $K_{исп} -0,5$

Автопогрузчик Caterpillar-950D  $K_{исп} -0,5$

Вильчатый подъемник г/п 6-8 тн.  $K_{исп} -0,8$

Сварочный агрегат САК (дизель)

### 12.1. Подготовительные работы к строительству скважины (скважин)

Таблица 12.1 - Объем подготовительных работ к строительству скважин (скважин)

№ п/п	Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта подготовительных работ	Номер скважины по варианту подготовительных работ	Количество
1	2	3	4	5	6	7
1		Планировка площадки мех. способом под буровое оборудование, грунт II кат. при монтаже 1,7 га при демонтаже 1,7 га	м <sup>3</sup> . --	2 --	105	3500 3500
2		Устройство насыпи под земляное полотно дороги (подъездной путь) до утрамбовки- 1000 x 6x 1,2 м После утрамбовки- 1000x6x0,8м	м <sup>3</sup>	1;2	105	7200 4800
3		Гравийно-песчаное покрытие-1000 x6 x 0,2 м	м <sup>3</sup>	1,2	-«-	1200
4		Устройство насыпи под земляное полотно буровой площадки до утрамбовки – 150 x 120x 1,2 м После утрамбовки - 150 x 120x0,8 м	м <sup>3</sup>	1,2	-«-	21600 14400
5		Гравийное покрытие- 150 x 120 x 0,2м	м <sup>3</sup>	1,2	-«-	3600
6		Устройство насыпи для подъезда к блоку ГСМ и площадки химреагентов с перемещением грунта на 30 м	м <sup>3</sup>	2		
7		Обваловка площадки ГСМ (15м x 2+35м x 2) x 1,25м с перемещением грунта до 10 м	м <sup>3</sup>	2		125
8		Противопожарное оборудование и брандспойт	к-т	1,2	-«-	
9		Низковольтная осветительная линия (кабель на стойках)	м	1,2	-«-	
10		Факельная линия 140 мм	м	1,2	-«-	
11		Планировка площадки по окончанию строительства скважины	м	1,2	-«-	

**Таблица 12.2 - Перечень топографо- геодезических работ**

№№ п/п	Наименование работ (перенесение в натуру местоположения скважины, определение пластово-высотного положения устья скважины, определения азимута)	Номер скважины	Количество скважин
1	2	3	4
Положение №11			
1	Рекогносцировка участка работ	105	1
2	Заготовка вех и кольев		
3	Перенесение в натуру и закрепление на местности местоположения скважины		
4	Определение координат устья скважины методом теодолитного хода		
5	Определение координат устья скважины методом технического нивелирования		
6	Определение азимута		
7	Ведение полевой документации		
8	Камеральная обработка материалов		
	Перезезды на участке работ		

**Примечание:** Перечисленные в таблице 12.2 топографо - геодезических работы производятся «Заказчиком».

**12.3. Объем строительных и монтажных работ для строительства скважины (скважин)**

**Таблица 12.3 - Варианты строительных и монтажных работ**

Номер варианта	Номер расценки по ЕРЕР или разовая		Номер скважины	Номер комплекта бурового и силового оборудования	Вид привода (электрический, ДВС)	Вид строительства
	первичный	повторный				
1	2	3	4	5	6	7
1,2			105	ZJ-30	ДВС	первичный / повторный

### Сварочный агрегат САК (дизель)

#### Сварочные работы при монтаже бурового оборудования

№ № т. СЭСН- 49	Наименование работ	Объем работ	Ед. из-мер.	Норма на единицу работ		Потребность на весь объем	
				эл. св. ап. маш/час	электро-ды кг	эл.св.ап. маш/час	электро-ды кг
32	Топливопровод линейный		0.3	6.5	3	1.95	0.9
32	Спускные линии	и	0.1	2.5	3	0.25	0.3
38	Задвижки	шт	19	1.43	0.1	27.17	1.9
	Монтаж:						
228	вышечно-лебедочного блока: К-0,1	к-кт		10.79	2.3	10.79	2.3
228	то же повторный	П		5.5	1.5		
250	циркуляционной системы К-0,1	П		2.85	0.2	2.85	0.2
244	шламового насоса	П		2.35	7.42	2.35	7.42
254	ПВО	П		21.28	0.2	21.28	0.2
256	Обвязка емкостей						
256	для запаса воды	шт.	2	1.91	0.94	3.82	1.88
256	для запаса топлива	П	2	2.61	1	5.22	2
	Обвязка оборудования в т. ч.:						
257	водопроводом	к-т	1	9	2.6	9	2.6
257	топливопроводом	"-	1	7.21	3.96	7.21	3.96
257	воздухопроводом	"-	1	5.1	2.21	5.1	2.21
257	паропроводом	"-	1	2.11	2.57	2.11	2.57
252	Всасывающая линия бур. насоса	"-	2	6.82	19.2	13.64	38.4
252	Выкидная линия бур. насоса	"-	2	4.02	12	12.06	36
254	Стойки под выкид. линии ПВО	шт.	20	1.41	0.18	28.2	3.6
251	Выкидная линия Ø = 406 мм (скважина-вибросито)	10м	1	4.23	2.14	4.23	2.14
41	Пожарные гидранты	шт	2	1.57	0.01	3.14	0.02
274	Контур заземления	конт.	3	6.64	4.5	19.92	13.5
	Всего первичный монтаж					180.29	122.1
	Всего повторный монтаж					176.77	119.9

Электроды УОНИ-13/45	Уд. выброс В.В., г/кг	монтаж	
		перв.	повт.
Сварочный аэрозоль	14	1691	1679
Марганец и его окислы	0.51	62	61
Соединения кремния	1.4	169	168
Фториды	1.4	169	168
Фтористый водород	1	121	120

Таблица 12.4. –Объемы работ по монтажу бурового оборудования, строительству привышечных сооружений и фундаментов «ZJ-30»

№№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Количество	Способ и вид транспорти- ровки (волоком, на тяга- чах, автотранспортом, трактором и т.д.)	
					первичный	повторный
1	2	3	4	5	6	7
	<b>Буровая установка "ZJ-30 "</b>	<b>к-т</b>		<b>1</b>		
	<b>Грузоподъемность: максимальная – 173,5 тн</b>	-"				
	<b>Привод буровой установки - ДВС дизельный генератор TAD 1242 GE N - 398 кВт</b>	-"		1		
	<b>дизельный двигатель CAT 3406, N - 343 кВт</b>	-"		2		
	<b>дизельный двигатель PZ12V190B, N - 375 кВт</b>	-"		2		
	Вышечно-лебедочный блок, в том числе:					
1.1	Вышка буровая JJ 170 - 36 высотой 36 м	к-т	1;2	1	кр. бл.	кр. бл.
1.2	Кронблок YG г/п - 173.5 тн.	-"	-"	1	-"	-"
1.3	Талевый блок г/п 173.5тн.	-"	-"	1	-"	-"
1.4	Крюкоблок г/п 173.5 тн.	-"	-"	1	-"	-"
1.5	Вертлюг SL - 250 г/п - 250 тн на max. рабочее давление 350 атм.	к-т	-"	1	-"	-"
1.6	Верхний привод BOWEN S-120 г/п 120 тн	-"	-"	1	-"	-"
1.7	Балкон верхового рабочего	-"	-"	1	-"	-"
1.8.	Лифт-люлька для верхового рабочего	-"	-"	1	-"	-"
1.9.	Страховочный канат верхового рабочего	-"	-"	1	-"	-"
1.10.	Ротор ZP - 275 г/п - 459 тн.	-"	-"	1	-"	-"
1.11.	Гидравлический трубный ключ с приводом и моментомером	-"	-"	2	-"	-"
1.12.	Пульт управления бурильщика:	-"	-"	1	агр.	агр.
1.12.1	индикатор веса на крюке	-"	-"	1	-"	-"
1.12.2.	индикатор давления на стояке	-"	-"	1	-"	-"
1.12.3.	индикатор числа ходов поршня бурового насоса	-"	-"	1	-"	-"
1.12.4.	индикатор числа оборотов ротора	-"	-"	1	-"	-"
1.12.4.	индикатор уровня в доливной емкости	-"	-"	1	-"	-"
1.12.5	регистратор объема бурового раствора	-"	-"	1	-"	-"
1.12.6	индикатор глубины скважины	-"	-"	1	-"	-"

Продолжение таблицы 12.4.

1	2	3	4	5	6	7
1.13.	Датчики: веса, числа оборотов ротора, крутящего момента ротора, числа ходов насоса, уровня бурового раствора, крутящего момента трубных ключей, скорости противотока бурового раствора, газа	к-т	1;2	1	агр.	агр.
1.14.	Контрольно-измерительное оборудование для контроля основных параметров оборудования (дизельные двигатели, редукторный механизм, генераторы, компрессоры, буровые насосы и т. д.)	-"	-"	1		
1.15.	Средства телеметрии (по условиям контракта)	-"	-"	1	-"	-"
1.16.	Стойка стальной $\varnothing$ - 114 мм высокого давления 350 кгс/см <sup>2</sup> для подачи бурового раствора	-"	-"	1	-"	-"
1.17.	Подсвечник для бурильных труб	-"	-"	1	-"	-"
1.18.	Шурф для квадрата	-"	-"	1	-"	-"
1.19.	Шурф для бурильной свечи (двухтрубки)	-"	-"	1	-"	-"
1.20.	Лебедка гидравлическая г/п - 3тн и 5 тн.	-"	-"	2	-"	-"
1.21.	Буровая лебедка JC750 - S N - 560 кВт ; г/п 170 тн:	-"	-"	1	кр. бл.	кр. бл.
1.21.1	главный тормоз (ленточный)	-"	-"	1	агр.	агр.
1.21.2	вспомогательный тормоз WCB324DB	-"	-"	1	-"	-"
1.21.3	шпилевая катушка	-"	-"	1	-"	-"
1.21.4	тартальный барабан	-"	-"	1	-"	-"
1.21.5	противозатаскиватель	-"	-"	1	-"	-"
1.22.	Приспособление для крепления мертвого конца талевого каната	-"	-"	1	-"	-"
1.23.	Буровая платформа 8.0м х6 м х5.5м, тип ZT250/5 - Z	-"	-"	1	-"	-"
2.1.	дизельный двигатель CAT 3406, N - 343 кВт	к-т	-"	2	кр. бл.	кр. бл.
2.2.	дизельный генератор TAD 1242 GE N - 398 кВт	-"	-"	1	-"	-"
<b>2</b>	<b>Энергетический блок, в том числе:</b>					
3.	Воздушный компрессор TU - FLO 1000	-"	-"	1	кр. бл.	кр. бл.
3.1.	электрокомпрессор LGFD-6/10-X с электродвигателем N - 55 кВт	к-т	-"	2	-"	-"
3.2.	воздухосборник GB 150-98 с устройством для осушки воздуха в металлическом контейнере	-"	-"	2	-"	-"
<b>4.</b>	<b>Циркуляционная система, в том числе:</b>					
4.1.	буровой насос 3NB-1000, N-735 кВт с консольным краном и тельфером 0.5т.	к-т	1;2	2	кр. бл.	кр. бл.
4.2.	подпорный (подающий) насос с электродвигателем N - 56 кВт	-"	-"	1	-"	-"
4.3.	металлическая рама (сани)	-"	-"	3	-"	-"

Продолжение таблицы 12.4.1

1	2	3	4	5	6	7
4.4.	Всасывающая линия низкого давления бурового раствора буровых насосов Ø-305 мм	-"	-"	2	узел	узел
4.5.	Задвижки низкого давления на всасывающей линии Ø-300 мм	шт.	-"	4	агр	агр
4.6.	Выкидная линия буровых насосов высокого давления Ø-101.6 мм (от насосов до манифольда)	к-т	1;2	2	узел	узел
4.7.	Линия высокого давления Ø- 100 мм 350 кгс/см <sup>2</sup> для подачи бурового раствора от насосов в скважину (манифольд буровых насосов) с зажимами для крепления (утепляется войлоком или стекловатой и закрепляется толью)	-"	-"	1	агр	агр
4.8.	Задвижки высокого давления Ø - 100 мм на манифольде буровых насосов	шт.	-"	4	-"	-"
4.9.	Выкидная линия бурового раствора Ø-406 мм (скважина - вибросито)	к-т	-"	1	узел	узел
4.10.	Емкости для бурового раствора V=37 м <sup>3</sup>	-"	-"	4	м.бл.	м.бл.
4.11.	Емкость доливная V= 7.3 м <sup>3</sup>	-"	-"	1	-"	-"
4.12.	Обвязка емкостей трубопроводами	-"	-"	9	узел	узел
<b>5</b>	<b>Система приготовления бурового раствора:</b>					
5.5.	загрузочный бункер	-"	-"	2	м.бл.	м.бл.
5.2.	центробежный насос с электроприводом N-55 кВт	-"	-"	2	-"	-"
5.3.	приспособление для сбора раствора с возвратным шлангом на выкидную линию	-"	-"	1	агр	агр
5.4.	выкидная линия с ванной для установки датчиков	-"	-"	1	узел	узел
5.5.	Емкость для химреагентов V - 1.5м <sup>3</sup> с обвязкой	-"	-"	1	м.бл.	м.бл.
<b>6.</b>	<b>Система очистки бурового раствора:</b>			1	узел	узел
6.1	вибросито линейного действия ZY N8	-"	-"	1	-"	-"
6.2.	пескоотделитель CSCN250/125с центробежным насосом и электроприводом к нему N- 55 кВт (количество конусов 2)	к-т	1;2	2	узел	узел
6.3.	илоотделитель с центробежным насосом и электроприводом к нему N-55 кВт (количество конусов 10)	-"	-"	2	-"	-"
6.4.	дегазатор вакуумного типа ZCQ 1/4 производительностью 240 м <sup>3</sup> /ч	-"	-"	1	-"	-"
6.5.	центрифуга горизонтальная LW 450*842NA производительностью 40 м <sup>3</sup> /ч	-"	-"	1	-"	-"
6.6.	Срезающее устройство бурового раствора WHQ 5 x 6	-"	-"	1	-"	-"
6.7.	Гидравлический перемешиватель: по 1 на емкость или отсек, не включая емкость для осаждения	-"	-"	9	-"	-"

Продолжение таблицы 12.4.

1	2	3	4	5	6	7
6.8	Мешалки бурового раствора лопастного типа с минимальным числом и размером лопастей (TOR от 35 до 90), оптимально подобранные по размеру для каждого резервуара системы циркуляции бурового раствора (исключая песколовку) для предотвращения осаждения, с приводом от электродвигателей соответствующего типоразмера во взрывабезопасном исполнении	-"	-"	1	м.бл.	м.бл.
7.	Обвязка буровой установки: расположение и конфигурация всех трубопроводов должны предотвращать их замерзание и облегчать промывку. В самых нижних точках трубопроводов должны быть спускные отверстия для уменьшения вероятности их промерзания при транспортировке и хранении. Все трубопроводы утепляются войлоком или стекловатой и закрепляются толью.	к-т	1;2	1	узел	узел
8	Датчик выкидной линии: электронный датчик на выкидной линии с визуальным отображением данных в процентах о расходе на пульте бурильщика и отдельной регистрацией данных о времени и расходе на бумажном носителе	-"	-"	1	-"	-"
9	Насос с электроприводом к нему N- 55 кВт для подачи воды	-"	-"	1	м.бл.	м.бл.
10	Полевая лаборатория контроля параметров бурового раствора	-"	-"	1	-"	-"
11	Шламочный насос с электроприводом к нему N- 5.5 кВт	-"	-"	1	-"	-"
12	Емкость для сбора пластового флюида V- 50 м3 на концах линий ПВО	-"	-"	2	-"	-"
12.1.	Емкость V- 25 м3 для сборов отходов бурения	-"	-"	2	-"	-"
13	Емкость для технической воды V - 40м3 с двумя центробежными насосами и электроприводами к ним N - 30 кВт (со встроенным рабочим баком) залке, заглублена в землю, верх закрыт и оборудован откидным люком, обогревается паровым змеевиком)	к-т	1;2	1	м.бл.	м.бл.
14	Емкость для дизтоплива V - 40 м3 рабочая с центробежным насосом и электроприводом к нему N-2.2 кВт	-"	-"	1	-"	-"
15	Бак для дизтоплива V - 4.3 м3	-"	-"	1	-"	-"
16	Бак двухсекционный для смазочного масла	-"	-"	1	-"	-"
17	Обвязка емкостей трубопроводами (воды, топлива) (утепляется войлоком или стекловатой и закрепляется толью)	-"	-"	5	узел	узел
18	Противовыбросовое оборудование на 350 кгс/см <sup>2</sup> (аналог ОП43 - 350/80х350 ГОСТ 13862- 2003) в том числе:	-"	-"	1	агр	агр
18.1	ПУГ FH - 35 х 35	-"	-"	1	-"	-"
18.2	превентор плащечный двойной 2FZ35-35	-"	-"	1	-"	-"
18.3	13 5/8" (346 мм) четырехходовой переводник на 350 ат	-"	-"	1	-"	-"
18.4	блок управления ПВО FKQ6404 (возле поста бурильщика)	-"	-"	1	-"	-"

Продолжение таблицы 12.4.

1	2	3	4	5	6	7
18.5	дистанционная панель управления JY-70A	-"	-"	1	-"	-"
18.6	манифольд бурового раствора на рабочее давление 350 ат	-"	-"	1	узел	узел
18.7	Манифольд линии дросселирования и глушения скважины диаметром 65мм на рабочее давление 350 ат (1 гидравлический JLKY 35/65, 1 ручной JLK 35/65 управляемые клапаны и 6 прочих клапанов Y40)	-"	-"	1	агр	агр
18.8	Манифольд для глушения скважины диаметром 78 мм на рабочее давление 350 ат (2 плашечных клапана типа PYF 103/35 и 1 обратный клапан)	к-т	1;2	1	-"	-"
18.9.	Штуцерный манифольд диаметром 78 мм на рабочее давление 350 ат (1гидравлический и 2 ручных клапана типа PYF 103/35)	-"	-"	1	-"	-"
18.10.	Пульт управления гидравлическим штуцером (тип манометра Y40, на 400 ат с минимальной ценой деления 1.4 ат.).	-"	-"	1	-"	-"
18.11.	Сепаратор газа из бурового раствора NQF800/0.7	-"	-"	1	-"	-"
18.12.	Аккумулятор для закрытия превентора FKQ6404	-"	-"	1	-"	-"
18.13.	Электрический насос QB-21.80	-"	-"	1	-"	-"
18.14.	Воздушный насос QYB-40.60L	к-т	1;2	1	агр	агр
18.15.	Гидравлическая лебедка г/п 5 тн	-"	-"	1	-"	-"
18.16.	гидравлические линии к пультам управления ПВО 35 мм х 25м	-"	-"	2	узел	узел
19	Колонная головка КГ-35-168 х 245	-"	-"	1	-"	-"
20	Тельфер для смены ПВО, грузоподъемностью 9тн	-"	-"	1	агр	агр
21	Приемный мост металлический горизонтальный	-"	-"	1	м.бл.	м.бл.
22	Приемный мост наклонный	-"	-"	1	-"	-"
23	Стеллажи металлические для труб со стойками на обоих концах высотой 1.25м	-"	-"	2	-"	-"
24	Инструментальная площадка	-"	-"	1	-"	-"
25	Вспомогательный паровой агрегат на дизельном топливе V=2 тн	-"	-"	1	-"	-"
26	Емкость V-20 м3 для воды (питание бойлера) с центробежным насосом и электроприводом к нему N - 7.5 кВт с обвязкой	-"	-"	1	-"	-"
27	Емкость V - 4 м3 для дизтоплива (питание бойлера) с центробежным насосом и электроприводом к нему N - 7.5кВт с обвязкой	-"	-"	1	-"	-"
<b>28</b>	<b>Обвязка оборудования коммуникациями:</b>					
29.1	Водопроводы (утепляются войлоком или стекловатой и закрепляются телью)	-"	-"	1	узел	узел
29.2.	Топливопроводы (утепляются войлоком или стекловатой и закрепляются телью)	-"	-"	1	-"	-"

Продолжение таблицы 12.4.

1	2	3	4	5	6	7
29.3	Воздухопроводы (утепляются войлоком или стекловатой и закрепляются то- лью)	-"	-"	2	узел	узел
29.4	Паропроводы (утепляются войлоком или стекловатой и закрепляются то- лью)	-"	-"	1	-"	-"
30	Металлические ограждения бурового оборудования	-"	-"	1	агр	агр
31	Металлические кожухи для укрытия коммуникаций	-"	-"	1	-"	-"
32	Электромонтаж оборудования	-"	-"	1	-"	-"
33	Электроосвещение буровой установки	-"	-"	1	-"	-"
34	Контур заземления	контур	-"	3	-"	-"
35	Опрессовка обвязки буровых насосов	агр/оп	1;2	1	агр	агр
36	Центрирование вышки в процессе бурения	вышка	-"	1	опер.	опер.
37	Радиостанция в режиме диспетчерской связи	к-т	-"	1	узел	узел
38	Система внутренней связи	-"	-"	1	узел	узел
39	Газокаротажная станция (по заявке Заказчика)	-"	-"	1	а/м	а/м
40	Подготовительные работы к транспортировке вышечно-лебедочного блока	к-т	-"	1	кр. бл.	кр. бл.
41	Транспортировка бурового оборудования со скважины на скважину	-"	-"	1	агр	агр
42	Мобильный кран г/п 16 - 25 тн.(по условиям контракта)	-"	-"	1	-"	-"
43	Вильчатый погрузчик ZL50C г/п 5 тн.	-"	-"	1	-"	-"
44	Сварочный аппарат	-"	-"	1	-"	-"
45	Резак	-"	-"	1	-"	-"

**Сокращенные термины:** к-т – комплект, шт – штук, агр/оп – агрегато-операции; кр.бл. – крупный блок (крупно-блочный монтаж, демонтаж); агр – агрегат (агрегатный монтаж, демонтаж); м.бл. – мелкий блок (мелкоблочный монтаж, демонтаж); номер варианта – 1; 2: - 1- первичный монтаж, 2 – повторный монтаж. При повторном монтаже предусмотреть ремонт или замена узлов, агрегатов.

**Таблица 12.5 – Объемы работ под конструктивные узлы вышки и привышечных сооружений для буровой**

№№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Ед. изм.	Номер варианта	Количе- ство
1	Обшивка балкона верхового рабочего синтетической тканью	балкон	1;2	1
2	Обшивка рабочей площадки металлическими щитами или синтетической тканью	площад.	"-	1
3	Обшивка основания вышки в зимнее время	осна.	"-	1
4	Лестницы на буровой установке согласно схеме:			
	- для прохода на рабочую площадку со стороны приемного моста	"-	"-	1
	- для прохода с рабочей площадки на поверхность земли		"-	
	- для прохода с циркуляционной системы на поверхность земли	лестница		1
5	Оттяжки к вышке с устройством якорей	оттяж.	"-	4
6	Монтаж модуля бурильщика	к -т	"-	1
7	Монтаж модуля для инструктажа	"-	"-	1
8	Монтаж модуля -мастерской сварщика, электрика	"-	"-	1
9	Монтаж модуля для моториста	"-	"-	1
10	Монтаж модуля -инструментальной мастерской	"-	"-	1
11	Монтаж модуля для противопожарного инвентаря	"-	"-	1
12	Монтаж модуля для лебедки инклинометра	"-	"-	1
13	Монтаж контейнера под склад	"-	"-	1
14	Монтаж жилого модуля с комплектом оборудования: мебелью, кондиционером, обогревателями	"-	"-	4
15*	Монтаж модуля - столовой с комплектом оборудования: мебелью, кондиционером, обогревателями	"-	"-	6
16*	Монтаж модуля - медпункта с комплектом оборудования: мебелью, кондиционером, обогревателями	"-	"-	1
17*	Монтаж модуля -душевой/прачечной укомплектованной необходимым оборудованием для нагрева воды,стиральной, сушильной машинами, мебелью	"-	"-	1
18*	Монтаж модуля-сушилки	"-	"-	1
19*	Монтаж емкости для питьевой воды: 40 м3 с системой очистки	к -т	"-	1
20*	Электромонтаж модулей	узел	"-	21
21*	Ёмкость для жидких отходов	септик	"-	1
22*	Контейнер для сбора бытовых отходов	контейн.	"-	

**Примечание:** \* Монтаж помещений, электромонтаж и обвязка трубопроводами указанных объектов производится до начала строительства скважины за пределами буровой площадки

Таблица 12.6 – Объемы работ под конструктивные узлы привышечных сооружений для дополнительного оборудования

№ п/п	Номер расценки по ЕРЕР или разовая		Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Ед. изм.	Номер варианта	Количество	Способ и вид транспортировки (волок., на тягачах, а/тр., трактором и т.д.)	
	первичный	повторный					первичный	повторный
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	63 66 60	63т.5м.бл. 66т.5м.бл. 60т.5м.бл.	Навес для воздухоборника 3х4м	10м <sup>2</sup>	1;2	1;2	а/м	Трайлер вместе с в/сборником ТГ-60(тр.)
2	63 66 60	63т.5м.бл. 66т.5м.бл. 60т.5м.бл.	Навес хим.реагентов 6х8м	- «-	1;2	4,8	-«-	
3	70	70т.5м.бл.	Площадка (ходы по емкостям)	10м	1;2	1,35	-«-	Совмест. С навесом
4	71	71т.5м.бл.	Лестница 2шт	-«-	1; 2	0,6	-«-	-«-
	69	69т.5м.бл.	Ходы по глинозагрузчику	-«-	1; 2	1	-«-	-«-
5	73	73т.5	Устройство шахты (напр.600мм)	-«-	1; 2	1	-«-	А/м
6	72	72т.м.бл.	Площадка глиномешалки 2х2м	Шт.	1; 2	1	-«-	-«-
7	533	533*	Земляной амбар для стока поводковых и талевых вод	100м <sup>3</sup>	1; 2	1,8	-«-	-«-
	Вкл. В охр.прир.							
8	2791	2791*	Глинизация стен (бентонит)	м <sup>3</sup> /т	1; 2	10,5/28		
9	2735	2735*	Работа по глинизации ЦА-320-3шт.	час	1; 2	6		
	2736	2736*						
10	527 527 527 894	527 527 527 0,15	Монтаж вагончиков для в/монтажников буровой бригады бригады освоения	Ваг. -«- -«- -«-	1;2 1;2 1;2	9 13 5	а/м14т -«- -«- -«-	а/м 14т -«- -«- -«-
10.1								
10.2								
10.3								
10.4	Ст.расц.К-1,48		Эл.монтаж вагончиков	Ваг				
11	60,63,60,63,66	м/бл.	Сарай для эл.котельной 2,5мх4м	10м <sup>2</sup>		0,9		
12	649	649	Бригадное хозяйство для в/монтаж.	К-т		1		
13	2805	2805*	Пробег ЦА-320, СМН-20	К-т		4х50		
	2807	2807*						

**Таблица 12.7 – Объемы работ по фундаментам под буровое оборудование**

№ п/п	Наименование работ	Единица измерения	Номер варианта	Количество
1	2	3	4	5
1	Фундамент бутобетонный под: вышечный, силовой, насосный блоки	м <sup>3</sup>	1;2	43
2	Основание из 50% бурильных труб 127мм под вышечно-агрегатный энерго-блок	труба	1;2	16
3	Тумбы под основание ОБ-53М	тн	2	30
4	Фундаменты под дополнительное оборудование:			
4.1	Блок ЦС из 50% бурильных труб 127мм	труба	1;2	7
4.2	Блок отстойника с дегазатором	труба	1;2	3
4.3	Блок приготовления и очистки	- « -	- « -	3
4.4	Емкость запаса технической воды	- « -	- « -	2
4.5	Под емкость для сбора шлама 40х2			2
	Итого:	труба		17
5	Фундамент из железобетонных блоков (1,2х0,6х0,6м) под КПБ-3	блок	- « -	2
6	Фундамент под 9МГР из бруса 200х200мм	м <sup>3</sup>	- « -	0,2
7	Основание из 50% бурильных труб 127-140мм блок собственного изготовления под КПБ-3 и стеллажи под трубы, загрузчик глины и блок приготовления раствора	тн	- « -	31,95
8	Бетонирование площадок под:			
8.1	Вышечным блоком (12х12х0,1м)	м <sup>3</sup>	- « -	14,4
8.3	Насосным блоком (10х16х0,1м)	- « -	- « -	16
8.4	Энергоблоком (6х8х0,1м)	- « -	- « -	4,8
8.5	блок приготовления бурового раствора (7,5х8,8х0,1м)	- « -	- « -	6,6
8.6	Бетонирование желобов, в амбар для сточных и талевых вод и траншеи вокруг блоков (0,5х2х150+0,8х150)х0,05м	- « -	- « -	13,5
	Итого:			
9	Работа по заливке фундамента и площадок ЦА-320-1	час	- « -	2
10	ЦСМ-2	час	- « -	2х2/64,3
11	Пробег ЦА и ЦСМ с базы и обратно 3спр.	Км	- « -	50х2х3
12	Разбивка бутобетонного фундамента со сбором для доставки в карьер для захоронения	м <sup>3</sup>	- « -	97,3

**Таблица 12.8– Объемы работ при использовании специальной установки для испытания скважин**

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Количество
1	2	3	4	5
1	Газосепаратор с обвязкой трубопроводом	к-т	1;2	1
2	Конденсатосборник с обвязкой трубопроводом	-"	-"	1
3	Факельная линия 73 мм с линией замера газа	м.	-"	70/10
4	Выкидная линия 73мм.для отработки скважины	-"	-"	100
5	Емкость 50 м3 для накопления и временного хранения пластовых флюидов	шт.	-"	3*50 м <sup>3</sup>
6	Обвязка емкостей трубопроводами	к-т	-"	3
7	Ц/бежный насос с электромотором N-30 кВт	-"	-"	1
8	Задвижки d.-80 мм высокого давления на линиях	шт.	1;2	15
9	Контур заземления накопительных емкостей с устройством 2-х громоотводов	контур	-"	1
10	Фундамент из ж/б плит 6м х2м 0,2м под емкости	-"	-"	6
11	Фундамент ж/б плит под ц/б насос 3м х 2м х 0,2м	-"	-"	1
12	Обваловка площадки с накопительными емкостями 15м х15 х 1м	100 м <sup>3</sup>	-"	0,345
13	Агрегат	к-т	-"	1
14	Устройство оттяжек с якорями к мачте	шт.	-"	4
15	Дизель генератор 100 кВт	к-т	-"	1
16	Прожектор	-"	-"	4
17	Трапные установки высокого и низкого давлений	-"	-"	1/1
18	Факельная линия 73 мм	м.	-"	50
19	Выкидная линия 73мм.для отработки скважины	м.	-"	50
20	Задвижки d.-80 мм высокого давления на линиях	шт.	-"	4
21	Емкость для накопления и временного хранения пластовых флюидов	-"	-"	3*50 м <sup>3</sup>
22	Ц/бежный насос с электромотором N-30 кВт	-"	-"	1
23	Замерная емкость 10 м3	шт.	-"	1
24	Контур заземления накопительных емкостей с устройством 2-х громоотводов	контур	-"	1
25	Фундамент из ж/б плит 6м х2м 0,2м под емкости	-"	-"	6
26	Фундамент ж/б плит под ц/б насос 3м х 2м х 0,2м	-"	-"	1
27	Обваловка площадки с накопительными емкостями 15м х15 х 1м	100 м <sup>3</sup>	-"	0,345
28	Обваловка площадки с факелом 1,5м х1,5 х 1м	-"	-"	0,345

### 13. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ

Таблица 13.1 - Продолжительность строительства скважин

Продолжительность цикла строительства скважины, сут							
Всего	Строительно-монтажные работы	В том числе:					
		Подготовительные работы к бурению	Бурение и крепление	Строительно-демонтажные работы	Испытание		
					Всего	В открытом стволе	В эксплуатационной колонне
1	2	3	4	7	8	9	10
86	15	4	40	15	12	-	12

Таблица 13.2 - Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин

Номер обсадной колонны	Название колонны	Продолжительность крепления, сутки	Интервал бурения (по стволу), м		Продолжительность, сутки		
			от (верх)	до (низ)	Забойными двигателями	Роторным способом	Совмещенным способом
1	Направления	0,9	0	20	-	0,7	-
2	Кондуктор	3,1	20	200	-	3,5	-
3	Техническая	4,2	200	600	-	6,2	-
4	Эксплуатационная	5,2	600	1600	-	16,2	-

## 14. МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И ДИСПЕРТИЗАЦИИ

Таблица 14.1 - Средства механизации и автоматизации

№№ п/п	Наименование приспособлений и устройств	Шифр	Технические условия
1	2	3	4
1	Лебедка вспомогательная или безопасная шпилевая катушка с направляющим роликом.	БУ	1 шт.
2	Грузоподъемное устройство (кран, тельфер) с комплектом тарированных грузозахватных приспособлений	Приемный мост	1 к-т
3	Тали ручные для ремонта гидравлической части буровых насосов и замены дизелей	БУ	1 шт.
4	Противозатаскиватель талевого блока (ограничитель переподъема) и ограничитель нагрузки талевой системы типа ОБЛ и др.	БУ	По одному комплекту
4а	Отключатель привода буровой лебедки при перегрузке вышки, талевой системы	БУ	1 к-т
5	Якорь или крюк для вспомогательных работ	БУ	1 шт.
6	Механизм для крепления и перепуска неподвижной ветви талевого каната	БУ	1 к-т
7	Приспособление для правильной навивки талевого каната на барабан лебедки (успокоитель типа УТК-1 и др.)	ВА	1 шт.
8	Приспособление для безопасной рубки стальных канатов	БУ	1 шт.
9	Люлька передвижная типа ПЛУ-3М для второго помощника бурильщика	ВБ	1 к-т
10	Ролик предохранительный для якорного каната на втором поясе вышки	ВБ	1 шт.
11	Приспособление для установки ведущей трубы в шурф	БУ	1 к-т
12	Инструмент для замера износа замковых соединений бурильных труб	БУ	1 к-т
13	Устройство для безопасного выброса бурильных труб (желоб и т.п.)	БУ	1 к-т, (при отсутствии в комплекте приемного моста)
14	Приспособление для очистки от глинистого раствора труб при подъеме их из скважин	БУ	1 к-т
15	Предохранительное устройство против падения бурильных свечей в направлении привышечного сарая и приемного моста	БА	2 к-т
16	Система обогрева в зимнее время (паровой котел, электроколорифер и т.п.) подсвечника, подставки для бурильщика, ПВО	БУ	1 к-т
17	Крючок для подвески штропов	БУ	1 шт
18	Механизированный ключ буровой с приспособлениями для регулировки его высоты подвески	БУ	1 к-т
19	Пневматический раскрепитель бурильных труб	БУ	1 к-т
20	Машинные ключи с моментомером	БУ	1 к-т
21	Приспособление для завинчивания и отвинчивания долот	БУ	1 шт.

продолжение таблицы 14.1

1	2	3	4
22	Блокирующие устройства, исключаяющие вращение ротора при поднятых клиньях ПКР, а также произвольное открывание дверей кожуха лебедки с ее приводом	БУ	по одному комплекту
23	Сигнальное или переговорное устройство между постом бурильщика, люлькой верхового рабочего и насосным отделением	БУ	1 шт.
24	Патрубки подъемные по диаметрам УБТ	БУ	2 к-т
25	Обратный клапан и шаровой кран для бурильных работ с ключом и комплектом переводников по размерам труб	БУ	2 к-т (по 2 переводника на типоразмер труб)
26	3-х фазная розетка для подключения промышленно-геофизической аппаратуры	БУ	1 шт., на всех типах буровых
27	Вилка для захвата вкладышей ротора	БУ	1 шт.
28	Устройство против разбрызгивания бурового раствора при СПО	БУ	1 шт.
29	Устройство для долива скважины при подъеме бурильных свечей (доливная емкость с уровнем)	БУ	1 к-т
30	Струбцины ("стяжка") и зажимы ("невольки") для растяжек вышек и мачт	БУ	по 1 стяжке и по 3 зажима на канатную растяжку
31	Колпачок для безопасного перемещения долот	БУ	1 к-т
32	Устройство для перемешивания бурового раствора в резервуарах	БУ	1 к-т
34	Комплект механизмов для очистки бурового раствора от твердых частиц и газонасыщения (вибросита, пескоилоотделители, дегазаторы и др.)	БУ	1 к-т
34	Страховочный канат для подвески и защиты нагнетательного шланга	БУ	1 шт.
35	Устьевое противовыбросовое оборудование	БУ	1 шт.
36	Запас сжатого азота для заправки гидроаккумуляторов превенторных установок	БУ	не менее чем на 2 заправки
37	Комплект ключей во взрывобезопасном исполнении для фланцевых соединений превенторной установки	БУ	1 к-т
38	Указатель «Открыто» – «Закрыто» к задвижке высокого давления	БУ	1 шт.
39	Демпфер (предохранитель) к манометру бурового насоса	БУ	по 1 шт. на манометр 1шт.
40	Пусковая задвижка с дистанционным управлением	БУ	1 к-т
41	Приспособление для снятия поршней со штоков буровых насосов и выемки втулок	БУ	1 к-т
42	Устройство для безопасной замены резинового разделителя для блока воздушных колпаков бурового насоса	БУ	1 шт.
43	Гидравлический съемник для выпрессовки седел клапанов буровых насосов	БУ	1 шт.
44	Автоматический сигнализатор уровня промышленной жидкости в емкости	емкость	1 шт на насос

продолжение таблицы 14.1

1	2	3	4
45	Устройство по предупреждению перегрузки бурового насоса	насос	1 шт.
46	Ключ патронный для загибания втулочно-роликовых цепей	БУ	1 шт.
47	Машинка для стягивания втулочно-роликовых цепей	БУ	1 шт.
48	Отводные крючки	БУ	4-5 шт.
49	Устройство, предупреждающее падение посторонних предметов в скважину	устье скважины	1 шт.
51	Комплект аварийного ловильного инструмента	БУ	1 к-т
52	Спасительное устройство для верховых рабочих в аварийных ситуациях	БУ	1 к-т (для буровых со спас, Устр.)
53	Пояс предохранительный для верхового рабочего	БУ	2-3 шт.
54	Аварийная кнопка «стоп»	БУЭ	1 шт.
55	Влагоотделитель для пневмосистемы	БУ	1 к-т
56	Автоматическое устройство по отключению компрессоров	компрессор	1 к-т
57	поклажи для хранения баллонов с газом высокого давления	БУ	1 к-т
58	Приспособление против скатывания труб со стеллажей (съёмные упоры и др.)	БУ	1 к-т
59	Верстак слесарный с тисками и набором слесарных инструментов	БУ	1 к-т
60	Ограничитель напряжения холостого хода электросварочного трансформатора	электро-сварочный трансф.	1 шт.
61	Противогазы фильтрующие с запасными коробками или дыхательные аппараты фирмы «Дрэгер»	БУ	1 к-т на раб.
62	Аппарат искусственного дыхания переносной.	БУ	1 шт.
63	Аварийное освещение (аккумуляторные лампы)	БУ	2 к-т
	Светильник переносной во взрывозащищенном исполнении напряжением 12 В	БУ	3 шт.

**Примечание:** Дополнительные комплектующие механизмы, агрегаты, приборы безопасности согласно «Нормативов» [24], «Нормативы» предусматривают обязательный минимум механизмов для буровой, допускается работа буровой или отдельного его оборудования при замене перечисленных средств защиты их аналогами, не снижающими уровня безопасности труда.

**Таблица 14.2 - Средства контроля**

<b>№ № п/п</b>	<b>Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.</b>	<b>ГОСТ, ОСТ, МУ, ТУ, МРТУ и т.д. на изготовление</b>	<b>Количе- ство, шт.</b>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
1	Гидравлический индикатор веса ГИВ-6		1
2	* Индикатор силы на машинных ключах		1
3	*Измеритель крутящего момента ротора ИМР-2		1
4	* Пульт контроля за процессом бурения ПБК-7		1
5	Манометр буровой геликсный МБГ-7		4
6	Комплект приборов для измерения параметров бурового раствора		1

**Примечание:** \*- устанавливается по мере поступления и наличия.

Допускается замена средств контроля зарубежными аналогами.

**Таблица 14.3 - Средства диспетчеризации**

<b>№№ п/п</b>	<b>Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.</b>	<b>ГОСТ, ОСТ, МУ, ТУ, МРТУ и т.д. на изгото- вление</b>	<b>Количество, шт.</b>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
1	Радиостанция в режиме диспетчерской связи РРС-1М		1
2	Радиотелефон для связи с офисом		1

## 15. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ И ПРОТИВОПОЖАРНАЯ ТЕХНИКА

**Таблица 15.1 - Основные требования и мероприятия по технике безопасности и противопожарной технике**

№ п/п	Основные требования и мероприятия (ссылкой на действующие документы)
1	2
1	<p>Производство работ по строительству скважин ведется в строгом соответствии с Технический регламент «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности»</p> <p>а) методические указания по проведению обучения рабочих бригад по предупреждению возникновения и ликвидации открытых фонтанов (по сигналу «Выброс»);</p> <p>б) план по безопасному ведению буровых работ;</p> <p>в) борьба с загрязнением окружающей среды;</p> <p>г) практическое обучение и тренировка специальным приемам по безопасности работы до начала и во время буровых работ, включая первую медицинскую помощь, тушение пожаров, спасение человеческой жизни;</p> <p>д) первая медицинская помощь, транспорт и медицинское обслуживание;</p> <p>е) хранение легко воспламеняемых и взрывоопасных веществ и т.д.;</p> <p>ж) мероприятия по действию персонала при несчастных случаях.</p>
2	<p>Буровая установка и вахтовый поселок должен быть обеспечен противопожарным инвентарем и первичными средствами пожаротушения и размещаться таким образом, чтобы обеспечивался свободный доступ к ним любое время.</p>
3	<p>Все работники и руководители должны уметь пользоваться средствами пожаротушения.</p> <p>В каждой смене должен быть ответственный за противопожарную безопасность. Этот человек несет ответственность за текущий инструктаж всех членов смены и за средствами пожаротушения.</p>
4	<p>Территория и помещения буровой распределяются по классу взрывоопасности В-1 и В-1г. К классу В-1 относятся: устьевая шахта, буровая с редукторным блоком, желобная система, емкости для бурового раствора, насосный блок.</p> <p>К классу В-1г относятся все остальные помещения, территория вокруг закрытых устройств и фонтанной арматуры, ограниченная расстоянием 3м и территория вокруг открытых устройств, ограниченная расстоянием 5м.</p>
5	<p>В котельных помещениях не допускается хранение легковоспламеняющихся и горючих жидкостей.</p> <p>Запрещается сушка на котлах и возле них лесоматериалов, одежды, а также устройство на котлах и над ними деревянных помостов. Дымовые трубы котлов следует очищать от сажи не реже 3 раз в месяц.</p> <p>Запрещается работа котлов одновременно на смеси газа и нефти в одной топке, а также на топливе, не освобожденном предварительно от воды и твердых примесей. Расходный бак с топливом должен находиться снаружи котельной в специальном помещении с выходом наружу.</p> <p>Запрещается подогрев топлива выше допустимой температуры, а температура нагрева должна быть не менее чем на 100°С ниже температуры вспышки паров нефтепродукта.</p> <p>При сжигании жидкого топлива должен быть предусмотрен отвод вытекающего из форсунок топлива, исключающий возможность попадания его на пол котельной. Запрещается подавать топливо при потухших форсунках или газовых горелках.</p>

продолжение таблицы 15.1

1	2
6	<p>Для создания безопасных условий труда при строительстве скважины необходимо оснастить буровую установку техническими средствами (устройствами и приспособлениями), позволяющими устранять опасные и трудоемкие производственные факторы, а также обеспечить рабочих и инженерно-технический персонал необходимой документацией по безопасности труда, для обеспечения безопасности работающих на случай пожара при строительстве скважины. Строящаяся буровая должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения, приспособлениями и устройствами согласно «Нормативов...», и нормативно-технической документацией по пожарной безопасности и технике безопасности:</p> <p>Отраслевая инструкция по безопасности труда при проводке скважин роторным и турбинным способом РД-08-44-94;</p> <p>Отраслевая инструкция по безопасности труда при приготовлении бурового раствора РД-08-43-94;</p> <p>Отраслевая инструкция по безопасности труда при спуске в скважину колонны обсадных труб РД-08-46-94;</p> <p>Отраслевая инструкция по безопасности труда при эксплуатации буровых насосов и их обвязок РД-08-01-94;</p> <p>Сборник типовых инструкций по безопасному ведению работ для рабочих буровых бригад РД-08-22-94;</p> <p>Сборник типовых инструкций по технике безопасности при обслуживании и ремонте бурового оборудования;</p> <p>Отраслевая инструкция по технике безопасности при исследованиях скважин и пластов РД-08-41-94;</p> <p>Сборник типовых инструкций по технике безопасности по видам работ при глубоком бурении и креплении скважин;</p> <p>Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда при строительно-монтажных работах в бурении;</p> <p>Инструкция по предупреждению открытых фонтанов;</p> <p>План ликвидации возможных аварий при ГНВП;</p> <p>Практические действия членов буровой вахты при НГВП и выбросах;</p> <p>Обязанности должностных лиц предприятий по обеспечению безопасных и здоровых условий труда (ЕСУОТ) в нефтяной промышленности;</p>

**Таблица 15.2 - Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда**

№№ п/п	Основные требования и мероприятия (с ссылкой на действующие документы)
1	2
1	Для обеспечения безопасных условий труда при строительстве и выполнении работ по промышленной санитарии и гигиене труда рабочий должен быть обеспечен: санитарно-бытовыми помещениями, средствами индивидуальной защиты, спецодеждой, спецобувью, средствами защиты от шума и вибрации, средствами защиты органов дыхания, а также средствами контроля воздушной среды и необходимым уровнем освещенности.
2	Для обеспечения безопасности работающих на буровых установках и профилактики профессиональных заболеваний необходимо предусмотреть средства индивидуальной защиты: спецодежду, спецобувь, средства защиты органов дыхания, органов слуха, рук, лица, головы. Применение средств индивидуальной защиты предусмотрено в обязательном порядке отраслевыми правилами техники безопасности. Выдача спецодежды, спецобуви и других индивидуальных средств защиты регламентировано «Отраслевыми нормами выдачи спецодежды, спецобуви и других средств защиты». Согласно указанным документам весь рабочий персонал, участвующий в строительстве скважины, должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты.
3	Учитывая наличие паров органических веществ: углеводов, эфиров, спиртов, альдегидов в воздухе рабочей зоны в соответствии с каталогом «Промышленные противогазы и респираторы» члены буровой бригады опробования для защиты органов дыхания должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты – противогазами марки А, коричневая краска, время защитного действия (коробка без фильтра) – 120 минут при максимальном содержании вредных веществ в диапазоне 24000-26000мг/м <sup>3</sup> (по бензолу).
4	Учитывая, что в процессе бурения работающие подвергаются воздействию повышенного уровня шума и вибрации и в соответствии с требованиями «Гигиенических нормативов уровней шума на рабочих местах» и «Санитарно-эпидемиологических требований к условиям работы с источниками вибрации» по ограничению действующих уровней шума и вибрации буровая установка должна быть оснащена коллективными средствами снижения шума и вибрации.
5	Для создания необходимого и достаточного уровня освещенности на рабочих местах с целью обеспечения безопасных условий труда необходимо руководствоваться «Инструкции по проектированию осветительного электрооборудования промышленных предприятий», «Правила устройства электроустановок (ПУЭ-2012)», «Инструкции по монтажу электрооборудования силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон».
6	Необходимо предусмотреть следующие виды освещения: рабочее и аварийное. Рабочее освещение должно быть предусмотрено во всех помещениях и на неосвещенных территориях для обеспечения нормальной работы, прохода людей и движения транспорта во время отсутствия или недостатка естественного освещения. Аварийное освещение для продолжения работ должно быть предусмотрено для рабочих поверхностей. Для общего освещения помещений основного производственного назначения (высечочно-лебедочный блок, силовое и насосное помещение, циркуляционная система, противовибросовое оборудование, место зарядки прострелочных и взрывных аппаратов, операторная, склад взрывных материалов) следует применять газоразрядные источники света, для подсобных и административных помещений - лампы накаливания или люминесцентные лампы.

**продолжение таблицы 15.2**

1	2
	<p>Допускается для освещения помещений основного производственного назначения, применение ламп накаливания. Для освещения производственных площадок и не отапливаемых производственных помещений, проездов следует также применять газоразрядные источники света. Выбор типа светильников производится с учетом характера светораспределения окружающей среды высоты помещения. В помещениях, на открытых площадках, где могут по условиям технологического процесса образовываться взрыво- и пожароопасные смеси, светильники должны иметь взрывонепроницаемое, взрывозащищенное исполнение, в зависимости от категории взрыво- и пожароопасности помещения по классификации ПУЭ (правила устройства электроустановок).</p>
7	<p>Для улучшения условий видения и уменьшения слепимости, световые приборы на буровых вышках должны иметь жалюзные насадки или козырьки, экранирующие источники света или отражатель от бурильщика и верхового рабочего. При устройстве общего освещения для пультов управления источников света необходимо располагать таким образом, чтобы отраженные от защитного стекла измерительных приборов блики не попадали в глаза оператора. При освещении производственных помещений газоразрядными лампами, питаемыми переменным током промышленной частоты 50 Гц, коэффициент пульсации освещенности не должен превышать 20%. Светильники промышленных помещений следует чистить не реже раз в год. Для всех остальных помещений чистить светильники необходимо не реже 4 раза в год.</p>
8	<p>В соответствии с СНИП-2-82 «Вспомогательные задания и помещения промышленных предприятий» и РД 39-22-719-82 «Нормативы санитарно-бытового оснащения бригад, занятых бурением и ремонтом скважин, строящаяся буровая при стационарном, вахтовом и вахтово-экспедиционном методе организации труда должна быть обеспечена санитарно-бытовыми помещениями.</p>

**Примечание:** При строительстве проектируемых проектных скважин необходимо соблюдать санитарные правила и нормы указанные в таблице 15.2.

**Таблица 15.3 - Средства индивидуальной защиты, спецодежда**

№№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	ГОСТ, ОСТ, МУ, ТУ, МРТУ и т.д. на изготовление	Потребное количество для бригады буровой
1	2	3	4
1	Куртка, брюки х/б от пониженных температур с пропиткой	ГОСТ 12.4084-80	Буровой мастер, бурильщик, пом. бурильщика
2	Летний костюм: куртка, брюки, части которых выполнены из лавсановизкозной ткани	ГОСТ 12.4 111-82	бурильщик, пом. бурильщика
3	Куртка утепленная	ГОСТ 17222-71	электромонтер, слесарь по обл. буровой
4	Брюки утепленные	ГОСТ 18235-72	электромонтер, слесарь по обл. буровой
5	Летний костюм: куртка, полукombineзон и рубаша со съемным капюшоном	ТУ 17-08-179-83	Буровой мастер
6	Костюм для сварщиков (зимний костюм)	ТУ 17-08-179-83	
7	Куртка, брюки из с пропиткой (для сварщиков, летний)	ТУ 17-08-179-83	
8	Куртка, брюки с пропиткой от пониженных температур	ГОСТ 12.4088-80	лаборант-коллектор
9	Куртка, брюки из х/б с пропиткой (женские)	ГОСТ 12.4.112-82	лаборант-коллектор
10	Валенки	ГОСТ 18724-20	всем
11	Галоши нефтеморозостойкие	ТУ 38-10622-83	всем
12	Сапоги нефтемаслостойкие	ГОСТ 5782-75	всем
13	Каска защитная, типа «Труд»	ОСТ 39-124-82	всем
14	Рукавицы брезентовые	ГОСТ 12-4010-75	всем
15	Плащ не промокаемый	ГОСТ 12.4.131.83	Буровой мастер
16	Противогазы фильтрующие, с запасными коробками типа В, КД, БКФ и др.	ГОСТ 12.4.121.83	Всем
17	Шланговые противогазы марки ПШ-1 или ПШ-2		При работе в ёмкостях, резервуарах и т.п. местах
18	Аппарат искусственного дыхания переносной		1 шт. на объект
19	Дыхательные аппараты АСВ 2М или фирмы "Дрэггер" типа РА 80/1800-1		2 шт. аварийный запас
20	Индивидуальный противошумовой аппарат, наушники		б/мастер, бурильщик, пом. бурильщика
21	Реагент нейтрализатор сероводорода		По нормам инструкции
22	Противогазы марки «А»	ГОСТ 12.4.131.83	Всем при освоении

**Примечание:** При строительстве скважин могут быть использованы зарубежные нормативы, если их требования не ниже казахстанских и не противоречат им.

**Таблица 15.4 - Средства коллективной защиты от шума и вибраций**

№№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	Место установки на буровой
1	Кожух (ДБА 20031-25)	Вертлюжки-разрядники шинно-пневматических муфт пневмосистемы.
2	Виброизолирующая площадка конструкции ВНИИБТ (черт.№299.000)	У пульта бурильщика
3	Глушитель шума конструкции ВНИИБТ (черт.№295.000)	Выхлопной патрубков пневматического бурового ключа АКБ - 3М2

Таблица 15.5 - Нормы освещенности

№ п/п	Рабочие места	Рабочая поверхность, на которой нормируется освещенность	Плоскость формирования освещенности: Г-горизонтальная; В-вертикальная	Разряд и подразряд зрительной работы	Рабочее освещение			Аварийность освещения, лк
					Освещенность, лк		Показатель ослепленности не более, %	
					при лампах накаливания	при газоразрядных лампах		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Измерительная аппаратура, пульт и щит с измерительной аппаратурой	Шкала приборов, кнопки управления	Г.В	IV в	150	200	40	10
2	Пульт и щит управления без измерительной аппаратуры, стол оператора	Рычаги, рукоятки	Г.В	VI	75	150	60	10
3	Стол оператора, машиниста аппарата, дежурного	Стол	Г	IV Г	100	150	40	10
4	Задвижка насоса, штурвал задвижки насоса, рукоятка и рычаг управления, контрольный сифонный кран, клапан предохранительный, места замены манжет клапанов и набивки сальников	Задвижка, штурвал, рукоятка, рычаг, кран, клапан, манжета, сальник	Г.В	VIII	30	75	80	10
5	Стеллажи, приемный мост	Бурильные трубы, обсадные колонны, приемный мост	Г	XI	10	10		
6	Лестничные марши, площадки, сходы с рабочей площадки. Вышечно-лебедочный блок	Ступени, пол, площадки	Г	XI	10	10		
7	Рабочая площадка	Пол	Г		30	50	60	10
8	Роторный стол	Роторный стол	В		100	100	Освещенность установлена экспериментально	
9	Буровая лебедка	барабан	В	X	30	30		
11	Подсвечник	Место установки свеч	Г	X	30	30		
12	Путь движения талевого блока	Талевый блок	В	X	30	30		
13	Механизм спуска и подъема бурильных труб(МСП)	Механизм захвата	Г	IX	50	50		

Продолжение таблицы 15.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
14	Установка для механизации и автоматизации спуско-подъемных операций (АСП)	Механизм захвата	Г	IX	50	50		
15	Эlevator на уровне площадки верхнего рабочего, магазин для свеч	Замковое устройство, место установки свеч	В	IX	50	50		
16	Рабочее место верхнего рабочего (люлька, балкон)	Пол	Г	IX	50	50		10
17	Кронблочная площадка, кронблок	Рабочие блоки	Г.В.	X	30	30		10
18	Силовое помещение Редуктор (коробка скоростей)	Место замера уровня масла	В	VIIIa	30	75		
19	Растворопровод (желобная система)	Поверхность раствора	Г	XI	10	10		
20	Глиномешалка, смеситель, сепаратор, сито, пескоотделитель	Рабочая поверхность	В	VIIIa	30	75		
21	Емкость (резервуар) для хранения запасного раствора	Место замера уровня раствора	В	VIIIb	20	50		
22	Насосное помещение. Воздушный компенсатор бурового насоса	Диафрагменный разделитель	В	VI	75	150	Во время см.разделителя	5
23	Дизельное помещение (освещенность снижена на одну ступень шкалы освещенности)	0,8м от стола	Г	VI	50	100		5
24	Противовыбросовое оборудование. Превентор, штурвал, дистанционное управление превентором	Превентор, штурвал	В	VIIIa	30	75		
25	Пульт дистанционного управления превентором (освещенность снижена на одну ступень шкалы освещенности)	Пульт	В	Ivг	75	100		10
26	Цементировочная головка (освещенность повышена на одну ступень шкалы освещенности)	Кран	В	X	50	50		
27	Мерный бак цементировочного агрегата, бочек для цементного раствора	Поверхность раствора	Г	X	30	30		
28	Место зарядки прострелочных и взрывных аппаратов (ПБД)	Место зарядки	Г	Vг	75	100		

Продолжение таблицы 15.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
29	Каротажный подъемник Путь движения геофизического кабеля: от каротажного подъемника до блок баланса; от подвешенного ролика до устья скважины	Барабан, пульт, кабины машиниста  Кабель	Г В Г	Х  ХІ	30 50 10	30 50 10	Освещенность установлена экспериментально	
30	Блок-баланс	Кабель Блок-баланс	В	Х	30	30		
31	Рабочее место у устья скважины	Рабочее место	В	Х	30	30		
32	Каротажная лаборатория	0,8 м о пола	Г		75	75	Освещенность установлена экспериментально	
33	Путь переноса заряженных ПВА	Земля, пол мостков	Г	ХІ	10	10		
34	Территория опасной зоны при проведении прострелочных и взрывных работ	Земля, пол мостков	Г		2	2		

**Таблица 15.6 - Средства контроля воздушной среды**

№№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	Количество, шт.	Место установки датчиков стационарного газоанализатора
1	2	3	4
1	Газосигнализатор (стационарный с 8-канальными платами с 3 лампочками и 3-мя сиренами. Включает 8 датчиков и электропроводку. система подаёт визуальный и звуковой сигнал на пост бурильщика)	комплект	Ротор, желобной системе, вибросит, насосном помещении (2 штуки), у приемных емкостях (2 штуки), Помещение отдыха персонала
2	Газоопределитель LTX 412 переносной со сменными перезаряжаемыми батарейками и зарядным устройством батарей	3	
3	Газоанализатор-универсальный для контроля ПДК вредных веществ (сероводород, окись углерода, окись азота и др.) переносной или его аналог	1	
4	Индикатор ФЛП - 2.1 переносной	1	

**Таблица 15.7 - Санитарно-бытовые помещения**

№№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	Количество, шт.
1	2	3
1	Вагон для буровых мастеров, супервайзера и представителей Заказчика	1
2	Сушилка	1
3	Слесарка	1
4	Столовая для приёма пищи (вагон - столовая)	1
5	Душевая раздевалка	1
6	Вагон-склад	1
7	Жилой вагон-домик для вахты, тампонажников, геофизиков	6
8	Вагон-домик для женского персонала	1
9	Вагон-культурбудка	1

**Примечание:** 1. Допускается замена типов и количество санитарно-бытовых помещений зарубежными аналогами.

2. На период в/строения, бурения, крепления, освоения 1 объекта – одинаковое количество вагон-домиков.

**Таблица 15.8 - Первичные средства пожаротушения**

№ п/п	Наименование	ГОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Количество, шт	Примечания
1	2	3	4	5
1	Огнетушители 25 кг ОПУ-10		4	Порошковые
2	Огнетушители 6 кг ОПУ-4		10	Порошковые
3	Огнетушители 5 кг ОВП-10		10	Пенные
4	Огнетушители 5 кг ОУ-5		10	Углекислотные
5	Ящики с песком вместимостью 0,5 м <sup>3</sup>		4	
6	Лопаты штыковые		4	
7	Ломы		2	
8	Топоры		2	
9	Багры		2	
10	Пожарные ведра		6	
11	Кошма размером 2х2		5	
12	Пожарные шланги с соплами		10	
13	Лестница		6	
14	Пожарная сирена		1	
15	Предупредительные указатели		50	
16	Ящик с песком вместимостью 1 м <sup>3</sup>		1*	

**Примечание:** \* - На центральном пожарном щите

## 16. ПРОГНОЗ ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ, МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, ЛИКВИДАЦИИ

Основными видами аварий в процессе строительства скважин и осложнений, создающих аварийные ситуации, являются:

1. Аварии с бурильной колонной - слом бурильной (или утяжеленной) трубы, прихват, заклинка.
2. Аварии с обсадными трубами - прихват, полет.
3. Аварии с долотами - оставление шарошек, слом долота.
4. Падение посторонних предметов в скважину.
5. Осложнения: газонефтеводопроявления, поглощения бурового и цементного растворов.
6. Осложнения: связанные с межколонными давлениями.
7. Аварий с каротажными инструментами, в т.ч., радиоактивными приборами.

**Таблица 16.1 - Прогноз возможных аварийных ситуаций, мероприятия по их предотвращению, ликвидации**

№ п/п	Возможные аварийные ситуации	Мероприятия по предотвращению аварий	Мероприятия по ликвидации аварий	Действия персонала по предупреждению и ликвидации аварий и осложнений
1	2	3	4	5
1.	<b>Слом бурильной (утяжеленной) трубы</b>	1.1. Не допускать вибрации колонны при бурении.	1.1. Определить конфигурацию "головы" сломанной трубы.	1.1. Строго соблюдать проектные компоновки низа бурильной колонны.
		1.2. При появлении вибрации необходимо изменить нагрузку на долото.	1.2. При необходимости произвести зачистку (торцевание).	1.2. При изменении КНБК ствол скважины тщательно проработать с принятием мер против заклинивания колонны бурильных труб и забуривания нового ствола.
		1.3. Во время спуско-подъемных операций не допускать посадок и затяжек инструмента свыше собственного веса более 10 т.	1.3. Спустить труболовку, метчик или колокол, в зависимости от места слома, и соединиться с аварийной частью.	
		1.4. Нагрузку на долото создавать не более 75% веса УБТ.	1.4. Произвести расхаживание и подъем аварийного инструмента.	1.3. При появлении вибрации необходимо выйти из зоны критических колебаний, уменьшив или увеличив нагрузку на долото.
		1.5. Контролировать момент на роторе при роторном бурении.	1.5. В случае прихвата аварийных труб установить ванну.	
		1.6. При ведении аварийных работ не допускать приложения усилий, превышающих прочность труб.		1.4. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
		1.7. Проводить дефектоскопию бурильных и утяжеленных труб.		

продолжение таблицы 16.1

1	2	3	4	5
2.	<b>Прихват инструмента</b>	2.1. Выделить прихватоопасные зоны.	2.1. Определить верхнюю границу прихвата геофизическими методами или по величине вытяжки свободной части колонны.	2.1. Знать зоны осложнений.
		2.2. Спускоподъемные операции в интервалах сужений, осыпей, обвалов производить на пониженных скоростях.	2.2. Поддерживать в работоспособном состоянии систему очистки раствора.	
		2.3. Обеспечить качественную очистку бурового раствора от выбуренной породы.	2.2. Рассчитать объем и установить ванну (нефтяную, водную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата. При расчете ванны учесть снижение давления на пласт и компенсировать его увеличением плотности раствора (при необходимости).	2.3. При длительных перерывах в работе инструмент поднять в башмак колонны.
		2.4. Вводить в раствор смазывающие противоприхватные добавки.		2.4. Параметры раствора поддерживать согласно ГТН.
		2.5. Не оставлять инструмент без движения и промывки на длительный срок.		2.5. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
		2.6. Не допускать образования на стенках скважины толстой фильтрационной корки за счет соблюдения параметров промывочной жидкости.	2.3. Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание инструмента.	
		2.7. Не изменять КНБК в сторону увеличения ее жесткости. В случае необходимости изменения КНБК провести поэтапное увеличение ее жесткости с тщательной проработкой ствола каждой компоновкой.	2.4. После освобождения инструмента вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.	
		2.8. В компоновку бурильной колонны включать ясы необходимого размера		

продолжение таблицы 16.1

1	2	3	4	5
3.	<b>Заклинивание инструмента</b>	3.1. Выделить зоны осыпей, обвалов, желобных выработок.	3.1. Определить место заклинки.	3.1. Использовать устройства и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину.
		3.2. Исключить падение посторонних предметов в скважину.	3.2. Провести работы по сбиванию инструмента вниз или подъему вверх с одновременным проворотом.	3.2. Систематически проверять состояние клиньев ротора, фиксирующие устройства ключей - АКБ, УМК и др.
		3.3. Параметры раствора поддерживать на уровне, обеспечивающем устойчивость стенок скважины.	3.3. Рассчитать объем и установить ванну (водную, нефтяную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата.	3.3. Не оставлять на столе ротора различные инструменты.
		3.4. Допуск долота к забою производить осторожно с проработкой призабойной зоны.	При расчете ванны учесть снижение давления на пласт и компенсировать его увеличением плотности раствора (при необходимости).	3.4. При отсутствии инструмента в скважине закрывать устье.
		3.5. Места посадок и затяжек тщательно прорабатывать.	3.4. Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание инструмента.	3.5. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
	3.5. После освобождения инструмента вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.			
4.	<b>Прихват обсадных колонн</b>	4.1. Тщательно прорабатывать интервалы сужений.	4.1. Определить место прихвата.	4.1. Строго выполнять план подготовки ствола к спуску.
		4.2. Не оставлять колонну без движения на длительный срок.	4.2. Рассчитать объем и установить ванну (нефтяную, водную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата. При расчете ванны учесть снижение давления на пласт и компенсировать его увеличением плотности раствора (при необходимости).	4.2. Не оставлять колонну без движения на длительное время.

продолжение таблицы 16.1

1	2	3	4	5
		4.3 Перед спуском колонны вводить смазывающие добавки.		4.3. Использовать устройства и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину.
				4.4. Систематически проверять состояние клиньев ротора, фиксирующие устройства ключей АКБ, УМК и др.
			4.3. Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание колонны.	
			4.4. После освобождения колонны вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.	4.5. Не оставлять на столе ротора различные инструменты.
			4.5. Продолжить спуск колонны.	4.6. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
			4.6. В случае безрезультатности установки ванн или опасности разрушения колонны рассмотреть вопрос цементирование колонны на достигнутой глубине с последующим спуском "хвостовика"	
5.	<b>Полет обсадных труб</b>	5.1. Перед спуском колонны проверить центровку вышки, состояние клиньев ротора, элеваторов.	5.1. Спустить труболовку, метчик, колокол.	5.1. Поддерживать в исправном состоянии клинья ротора, элеваторы.
		5.2. Контролировать усилия закрепления резьбовых соединений.	5.2. Спуск производить замедленно для определения местонахождения "головы" обсадных труб.	5.2. При навороте труб первые 3-4 оборота делать вручную.
		5.3. Не допускать наворота резьбы наперекос.	5.3. Соединиться с аварийными трубами, промыть скважину.	5.3. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
			5.4. Поднять аварийные трубы.	
			5.5. Произвести переподготовку ствола скважины.	5.4. Переподготовку ствола выполнить согласно плана работ на спуск колонны.
6	<b>Оставление шарошек долота (слом долота)</b>	6.1. Спускать долота с вооружением, соответствующим твердости разбуриваемых пород.	6.1. Спустить магнитный фрезер или "паук".	6.1. Не допускать несоответствия типа спускаемого долота твердости разбуриваемых пород.

продолжение таблицы 16.1

1	2	3	4	5
		6.2. Не допускать передержки долота на забое (момент подъема долота определяется по показаниям контрольно-измерительных приборов и изменению скорости механического бурения).	6.2. При безрезультатности работ по п.6.1 спустить торцовый фрезер в комплексе с металлошламоуловителем.	6.2. Анализировать показания контрольно-измерительных приборов (момент на роторе, скорости бурения для определения момента подъема долота).
		6.3. Не допускать резких посадок и ударов долота о забой.	6.3. Произвести разбуривание ша-рошки или части долота при нагрузке 4-6 т. При разбуривании металла отрыв инструмента от забоя производить через 15 мин.	6.3. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
		4. Перед спуском долота в скважину производить тщательный осмотр на предмет состояния сварных швов и наличие трещин.		
7.	<b>Падение посторонних предметов в скважину</b>	7.1. Применять приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину.	7.1. Спустить магнитный фрезер или "паук".	7.1. При спуско-подъемных операциях применять обтиратеры и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов.
7.2. Каждую смену тщательно проверять состояние и фиксирующие приспособления автоматических и машинных ключей, клиньев ротора.		7.2. При безрезультатности работ по п.6.1 спустить торцовый фрезер в комплексе с металлошламоуловителем.	7.2. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.	
7.3. Не оставлять на столе ротора инструменты и посторонние предметы.		7.3. Произвести разбуривание постороннего предмета при нагрузке 4-6 т. При разбуривании металла отрыв инструмента от забоя производить через 15 мин.		
7.4. При отсутствии инструмента в скважине не оставлять открытым устье.				
8.	<b>Нефтегазо водопроявления</b>	8.1. Бурильщики должны знать глубину залегания и характер поведения горизонтов с аномально высокими или аномально низкими пластовыми давлениями.	8.1. Спустить инструмент на возможно большую глубину.	8.1. При бурении в горизонтах с аномально высокими пластовыми давлениями ограничивать скорость бурения с целью обеспечения дегазации раствора.
8.2. Не допускать снижения плотности раствора от предусмотренной ГТН.		8.2. Установить обратный клапан под квадрат.	8.2. Дополнительно проинструктировать вахту о действиях при НГВП с применением средств индивидуальной защиты в условиях сероводородной агрессии.	
		8.3. При подъеме инструмента следить за соответствием объема поднимаемых труб и доливаемой жидкости.	8.3. Герметизировать устье и восстановить циркуляцию.	8.3. Сообщить руководителю буровых работ о начавшемся проявлении.

продолжение таблицы 16.1

1	2	3	4	5
		8.4. Не допускать поршневания при подъеме инструмента. Принять меры для ликвидации сальника.	8.4. Приступить к вымыву разгазированного раствора с противодавлением и дегазацией.	8.4. Навернуть обратный клапан и герметизировать устье.
		8.5 Обучить обслуживающий персонал действиям при НГВП в условиях выделения сероводорода.	8.5. По величине давления в трубном и затрубном пространстве рассчитать необходимую плотность раствора для задавки проявления и утяжелить раствор до необходимой плотности.	8.5. Члены буровой вахты действуют согласно расписания по сигналу "Выброс".
		8.6. Поддерживать в работоспособном состоянии противовыбросовое оборудование.		
		8.7. При резком увеличении механической скорости бурения следить за уровнем жидкости в циркуляционной системе и ограничить скорость бурения.		
		8.8. При увеличении веса на крюке и уменьшении давления на стояке, что является косвенными признаками НГВП, сопоставить другие показатели процесса бурения для раннего обнаружения проявления.		
		8.9. Иметь запас раствора согласно Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности		
		8.10. Параметры раствора необходимо выравнять по всему циклу.		
		8.11. Не допускать утяжеления раствора "пачками".		
		8.12. Включать технические и технологические средства для раннего обнаружения НГВП.		
		8.13. Поддерживать в работоспособном состоянии оборудование для дегазации раствора.		
		8.14. Проводить учебные тревоги по сигналу "Выброс" с применением средств индивидуальной защиты от сероводорода.		
		8.15. Не проводить кратковременных промежуточных промывок при наличии газированных забойных пачек.		
		8.16. Промежуточные промывки во время спуска инструмента производить по длительности, позволяющей убедиться в отсутствии пластового флюида в скважине.		
		8.17. Длительные ремонтные работы, не связанные с ремонтом устья, необходимо производить при нахождении бурильной колонны в башмаке обсадной колонны с обязательной установкой шарового крана.		
		8.18. При необходимости продолжительного ремонта устья и невозможности промывки скважины необходимо устанавливать аварийный цементный мост.		
		8.19 К подъему инструмента приступать только после выравнивания параметров раствора по всему объему до установленной величины.		

продолжение таблицы 16.1

1	2	3	4	5
9	<b>Поглощения</b>	9.1. Определить и знать зоны дренирования, тектонических нарушений, карстовых образований, горизонтов с высокой пористостью и проницаемостью.	9.1. При начавшемся поглощении поднять инструмент в башмак колонны или прихватобезопасный интервал с постоянным доливом скважины.	9.1. Поднять инструмент в башмак колонны с постоянным доливом скважины.
		9.2. Не допускать превышения давления раствора над пластовым более величин, предусмотренных Требованиям промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли.	9.2. Ввести наполнители (слюда, кордное волокно, целлофановая стружка, опилки, скорлупа, резиновая крошка и т.д.)	9.2. Ввод наполнителей осуществлять при снятых сетках вибросит.
		9.3. Спуск инструмента производить со скоростью, при которой сумма гидростатического и гидродинамического давлений должна быть больше пластового давления и меньше давления поглощения.	9.3. При полном или катастрофическом поглощении произвести намыв наполнителей через открытый конец бурильных труб, с применением гидромеханического пакера или установить цементный мост.	9.3. Бурение с частичным поглощением или без выхода циркуляции допускается только по специальному плану, утвержденному директором по производству.
		9.4. При опасности возникновения поглощения предусмотреть ввод наполнителей, закачку вязко-упругих смесей, установку цементных мостов, стальных пластырей и т.д.		
		9.5. В случае возможности возникновения поглощений предусмотреть уменьшение производительности насосов, возможность уменьшения диаметра КНБК для увеличения кольцевого зазора с целью уменьшения гидродинамических сопротивлений с минимальным ущербом для технологического процесса.		
		9.6. Восстановление циркуляции производить при возможно минимальной производительности насосов с постепенным доведением до рабочей и вращением инструмента.		
		9.7. Поддерживать в исправном состоянии компенсирующие устройства насосов для исключения резких колебаний давления при циркуляции.		
10.	<b>Межколонное давление (МКД)</b>	10.1. Для цементирования обсадных колонн применять цементы, образующие в затрубном пространстве плохо проницаемый цементный камень, стойкий к воздействию сероводорода.	10.1. Определить причину возникновения МКД и пути движения флюида в межколонное пространство.	10.1. Сообщить руководителю работ о появлении МКД.
		10.2. Применять обсадные трубы с высокогерметичными резьбовыми соединениями типа "металл-металл".	10.2. В зависимости от причины возникновения МКД произвести: стравливание давления; смену колонной головки; ремонтно-изоляционные работы.	10.2. Не допускать роста давления в межколонном пространстве выше величины предельно-допустимого устьевого давления, определенного расчетом согласно утвержденной методики.
		10.3. Обязку устья колонными головками производить строго в соответствии с инструкциями завода-изготовителя.		
		10.4. Применять колонные головки, исключаящие переток флюида из затрубного пространства в межколонное.		

## 16.1. План ликвидации аварии

На опасном производственном объекте разрабатываются план ликвидации аварий (далее - ПЛА). ПЛА утверждается руководителем организации и согласовывается с профессиональными АСС и (или) формированиями.

В помещениях, где находится персонал, должны вывешиваться утвержденные:

- 1) технологическая схема (мнемосхема) расположения оборудования и трубопроводов с указанием на них КИПиА, предохранительных, запорных регулировочных устройств, схема установки датчиков сероводорода и расположение точек контроля воздушной среды;
- 2) схема объекта с указанием расположения аварийных складов, островков газовой безопасности, пожарного инвентаря, средств защиты работников, основных и запасных маршрутов движения людей и транспорта, преимущественных направлений распространения и мест скопления сероводорода в воздухе в аварийной ситуации, средств связи и оповещения;
- 3) схема оповещения с указанием номеров телефонов подразделений территориальных подразделений уполномоченных органов в области промышленной безопасности по Кызылоринской области, АСС, пожарной охраны и медицинской службы;
- 4) оперативная часть ПЛА;
- 5) схема эвакуации.

На рабочих местах и территории опасного производственного объекта, где возможно воздействие ОВПФ устанавливаются предупредительные знаки и надписи, опасные участки работ ограждаются или обозначаются знаками безопасности и надписями.

Производственные объекты и помещения располагаются с наветренной стороны по «розе ветров» по отношению к источнику возможного выделения сероводорода.

Рабочие места, объекты, проезды и подходы к ним, проходы и переходы в темное время суток обеспечиваются освещением.

Промышленная площадка, производственные помещения не должны иметь подвалов, заглублений, траншей и каналов.

Не допускается проведение огневых работ в радиусе менее 50 метра от места применения и складирования материалов, содержащих легковоспламеняющиеся или взрывоопасные вещества и при отсутствии средств пожаротушения.

Перед началом выполнения работ в местах, где имеется опасность загазованности и воздействия ОВПФ превышающих допустимые нормы, в том числе в изолированных помещениях, закрытых емкостях, колодцах, траншеях и шурфах, проводится анализ воздушной среды и оформляется наряд - допуск. При обнаружении загазованности производство работ в данном месте останавливается и возобновляется после устранения загазованности.

Объекты, где требуется подъем работника на высоту до 0,75 метра, оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75 метра лестницами с перилами.

В местах перехода людей над трубопроводами устанавливают переходные мостки с покрытием, исключающим скольжение, шириной не менее 0,65 метра, с перилами высотой не менее 1,0 метра.

Производственные помещения, где возможен разлив жидкости, содержащей сероводород, оборудуются устройствами для смыва ее большим количеством воды и отвода в закрытую систему канализации.

Помещения буровых установок, производственных объектов оборудуются постоянно действующей приточно-вытяжной вентиляцией с автоматическим включением от датчиков сероводорода при достижении ПДК.

Персонал, работающий в пределах месторождения, обеспечивается надежной двусторонней телефонной или радиосвязью.

## 16.2. Авторский надзор за реализацией проектных решений

Мониторинг исполнения проектных документов на разработку месторождения включает в себя сопровождение работы Недропользователя по проектному документу в рамках ежегодного авторского надзора с представлением ежегодного отчета в уполномоченный орган в области углеводородов.

В рамках авторского надзора за реализацией проекта разработки месторождения углеводородов допускается:

- 1) изменение графика ввода скважин без изменения общего проектного фонда скважин, предусмотренного в базовом проектном документе;
- 2) корректировка местоположения проектируемых скважин, при наличии обоснованной необходимости;
- 3) виды и объемы исследовательских работ;

Корректировка проектных показателей оформляется совместным протоколом между Недропользователем и автором проекта.

При авторском надзоре используется информация, полученная при разработке, а результаты оформляются в виде информационного отчета.

В авторском надзоре отражаются следующие положения:

1) степень реализации проектных решений и соответствие фактических технологических показателей и принятых в проекте разработок месторождений (вскрываются причины, обусловившие расхождения, даются рекомендации, направленные на достижение проектных показателей), а также заключения о мероприятиях и предложениях недропользователей, направленных на обеспечение проектного уровня добычи нефти;

2) степень выполнения запроектированных мероприятий по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин, требований к порядку освоения и ввода нагнетательных скважин, к дифференцированному воздействию на объекты разработки, качеству воды, используемой для заводнения, к технологиям повышения извлечения углеводородов;

3) выполнение проектных мероприятий по доразведке месторождения;

4) рекомендации по корректировке местоположения скважин, изменению очередности их бурения (замены одной скважины другой), проведению новых видов исследований, дополнительному отбору керн из интервалов пласта, исследованиям пластовых флюидов, увеличению продолжительности опробования поисковых скважин, количества объектов опробования и т.п., в случаях обоснованной необходимости увеличения видов и (или) объемов работ, отсутствия каких-либо изменений представлений о геологическом строении, термобарических и гидродинамических условий и выявленных недостатков в освоении системы разработки месторождения, незначительных (менее 10%) расхождений фактических показателей разработки эксплуатационных объектов месторождения от проектных величин, без изменений и дополнений в проектный документ;

5) рекомендации по изменению проектных решений в рамках дополнения к проекту или нового проекта разработки, в случае обоснованной необходимости изменения видов, способов, технологий, объема и сроков проведения разработки месторождения;

6) рекомендации по достижению проектных решений и устранению выявленных недостатков в освоении системы разработки и (или) по проведению внеочередного анализа разработки для определения необходимости изменения отдельных проектных решений и показателей проекта разработки месторождения.

Авторский надзор выполняется в соответствии с нормативно-технической документацией по составлению авторских надзоров за реализацией базовых проектных документов, разрабатываемой и утверждаемой уполномоченным органом в области углеводородов.

Отчет по авторскому надзору за реализацией проектных решений при разработке месторождения углеводородов не подлежит государственной экспертизе базовых проектных документов и направляется недропользователем в уполномоченный орган в области углеводородов в уведомительном порядке в электронном виде.

Плотность бурового раствора (если она не вызывается необходимостью обеспечения устойчивости стенок скважины) в интервалах совместимых условий бурения определяется из расчета создания столбом бурового раствора гидростатического давления в скважине, превышающего пластовое (поровое) на величину:

- 1) 10-15% - для скважин глубиной до 1200 м (интервалов от 0 до 1200м включительно), но не более 1,5 МПа (15 кгс/см<sup>2</sup>);
- 2) 5-10% - для скважин глубиной до 2500 м (интервалов от 1200 до 2500м включительно), но не более 2,5 МПа (25 кгс/см<sup>2</sup>);
- 3) 4-7% - для скважин глубиной более 2500 м, но не более 3,5 МПа (35 кгс/см<sup>2</sup>).

Не допускается отклонение плотности находящегося в циркуляции бурового раствора более, чем на  $\pm 20$  кгс/см<sup>3</sup> (0,02 г/см<sup>3</sup>).

Рецептура и методика приготовления, обработки, утяжеления и очистки бурового раствора контролируются специалистами авторского надзора за строительством скважин.

В процессе бурения и промывки скважины параметры (свойства) бурового раствора контролируются с периодичностью - плотность и вязкость через 10-15 минут, температура, фильтрация, содержание песка, содержание коллоидной фазы, pH, СНС1/10 и реологические показатели (эффективная вязкость и динамическое сопротивление сдвига) – каждые 4 часа. При разбуривании газовых горизонтов плотность бурового раствора, выходящего из скважины, и после дегазатора измеряется через каждые 5 минут, остальные показатели с периодичностью, указанной выше. При отсутствии на буровой газокаротажной станции два раза в смену проводится контроль бурового раствора на насыщенность его газом. Параметры бурового раствора записываются в журнале.

Если объемное содержание газа в буровом растворе превышает 5%, то необходимо принять меры по его дегазации, выявлению причин насыщения раствора газом (работа пласта, поступление газа с выбуренной породой, вспенивание и другие) и их устранению.

Не допускается повышение плотности бурового раствора, находящегося в скважине, путем закачивания отдельных порций утяжеленного раствора с длительными перерывами на заготовку новых. Утяжеление бурового раствора производится при циркуляции его в процессе всего цикла.

Максимальное допустимое давление при циркуляции бурового раствора не превышает величину давления гидроразрыва пласта и поглощения.

## 17. ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА НЕДР

### Технологические операции при поступлении флюида в процессе бурения

Для проверки возможного поступления флюида в ствол скважины необходимо произвести трехкратный подъем долота над забоем на величину ведущей трубы и провести полный вымыв забойной пачки на устье при периодическом вращении инструмента. При отсутствии признаков поступления флюида в ствол скважины продолжить углубление.

Для проведения технологических операций, связанных с подъемом труб и оставления скважины без бурильной колонны (смена долота, геофизические работы) необходимо промыть скважину в течение 1 цикла. Бурильную колонну поднять в башмак последней обсадной колонны, скважину долить до устья и оставить в покое на требуемое время. В течение технологической стоянки вести наблюдение за состоянием скважины.

После технологической стоянки спустить бурильную колонну до забоя, промыть скважину в течение как минимум полуцикла до полного вымывания газированной пачки и выравнивания параметров бурового раствора. При углублении скважины необходимость и продолжительность технологических стоянок определяются главным инженером бурового предприятия.

При получении "провала" инструмента без полного поглощения - бурение прекратить. Промыть скважину с выравниванием параметров бурового раствора до полного вымывав забойной пачки. При получении полного поглощения немедленно заполнить скважину до устья буровым раствором.

В процессе бурения и перед вскрытием продуктивного пласта на буровой имеется:

- 1) запас химреагентов и утяжелителя в количестве, установленном проектом на строительство скважины и запас бурового раствора (с глубины 600м-133 м<sup>3</sup> для приготовления второго объема бурового раствора;
- 2) два шаровых крана (один под квадратом, второй на аварийной трубе или подвешенный на тросике в буровой);
- 3) обеспечено круглосуточное дежурство цементировочного агрегата, автомашины, ответственного лица из числа ИТР, связь буровой (с предприятием).

Газирование бурового раствора препятствует ведению нормального процесса бурения. Во-первых, вследствие снижения эффективной гидравлической мощности уменьшается скорость бурения, особенно в мягких породах; во-вторых, возникают осыпи, обвалы и флюидопроявления в результате снижения эффективной плотности бурового раствора (а следовательно, и гидравлического давления на пласты); в-третьих, возникает опасность взрыва или отравления ядовитыми пластовыми газами (например, сероводородом).

Попадающий в циркуляционный поток газ приводит к изменению всех технологических свойств бурового раствора, а также режима промывки скважины. Кроме очевидного уменьшения плотности раствора изменяются также его реологические свойства — по мере газирования раствор становится более вязким, как и всякая двухфазная система. Пузырьки газа препятствуют удалению шлама из раствора, поэтому оборудование для очистки от шлама работает неэффективно. Кислые газы, такие как двуокись углерода, могут привести к понижению pH раствора и вызвать его флоккуляцию.

Снижение гидравлической мощности вследствие присутствия в растворе газа отрицательно сказывается на всем процессе бурения. Оптимизированные программы бурения требуют, чтобы на долоте срабатывалось до 65 — 70 % гидравлической мощности. Но снижение объемного коэффициента полезного действия насоса в результате газирования бурового раствора влечет за собой существенное уменьшение подачи насосов.

Газ в буровом растворе может находиться в свободном, жидком и растворенном состоянии. По мере перемещения потока раствора к устью пузырьки свободного газа увеличиваются в объеме в результате снижения давления, сливаются друг с другом, образуя газовые пробки, которые прорываются в атмосферу. Свободный газ легко удаляется из раствора в поверхностной цир-

куляционной системе путем перемешивания в желобах, на виброситах, в емкостях. При устойчивом газировании, например во время бурения при несбалансированном давлении, свободный газ удаляют из бурового раствора с помощью газового сепаратора.

Некоторые газы при повышенных температуре и давлении проникают в межмолекулярную структуру бурового раствора и вызывают едва заметное увеличение его объема. Наиболее опасны в этом отношении растворы на углеводородной основе, в которые может проникать большое количество пластового газа. Обнаружить вовлеченный таким способом в буровой раствор природный газ очень трудно.

Растворы, газированные сероводородом, создают особенные трудности при дегазации: система дегазации должна быть весьма эффективной, так как при объемной концентрации 0,1 % сероводород — опасный яд;

сероводород взрывоопасен даже при объемной концентрации 4,3 % (для сравнения, нижний предел взрываемости метана 5 %);

сероводород растворим в буровых растворах, его растворимость в воде приблизительно пропорциональна давлению;

сероводород обладает высокой корродирующей способностью.

Различная степень газирования бурового раствора требует применения разного оборудования для дегазации. Свободный газ удаляется достаточно просто. Поток раствора из межтрубного пространства поступает в сепаратор, где газ отделяется от раствора и направляется по отводной линии на факел. Оставшийся в растворе свободный газ удаляется в атмосферу окончательно на виброситах или в емкости для сбора очищенного от шлама раствора.

Проектные решения предусматривают недопущение ГНВП в процессе строительства скважины.

Основными из таких решений и мероприятий являются:

- выбранная конструкция скважины (при получении в процессе углубления дополнительных данных о пластовых и поровых давлений имеется возможность корректировать конструкцию скважины);

- буровой раствор выбран в соответствии с горно-геологическими условиями;

- перед подъемом бурильного инструмента предусмотрена дополнительная промывка с целью раннего обнаружения ГНВП;

- углубление скважины в интервалах, где возможно ГНВП, осуществлять в присутствии ИТР, владеющих методикой раннего обнаружения проявлений.

- инструктаж персонала по практическим действиям при ликвидации ГНВП согласно ПЛА;

- инструктаж персонала геофизической и подрядных организаций, работающих на территории буровой установки;

- проверка состояния буровой установки, устьевого и ПВО, инструмента и приспособлений для герметизации скважины и ликвидации ГНВП;

- проверка средств контроля загазованности, системы раннего обнаружения прямых и косвенных признаков ГНВП, СИЗ, СИЗ ОД, СКЗ персонала;

- проверка систем противоаварийной, противоданной и противопожарной защиты, маршрутов эвакуации персонала;

- проведение учебных тренировок, тревог по графику, утвержденному техническим руководителем организации;

- оценка готовности объекта к вскрытию продуктивного горизонта с составлением акта, соответствия объемов и параметров бурового раствора, средств очистки, дегазации и обработки;

- проверка системы геолого-технического контроля и регистрации параметров режима бурения, показаний концентрации газов в буровом растворе и газоанализаторов.

Результаты выполненных мероприятий записываются в вахтовом журнале с предложениями по устранению выявленных нарушений.

### 17.1. Мероприятия по предупреждению ГНВП при СПО

Проведение СПО в бурении вызывает изменение давления в скважине вследствие движения колонны бурильных труб в ограниченном пространстве, заполненном буровым раствором. Значения, возникающих при этом колебаний давления нередко могут стать достаточными для гидравлического разрыва пластов или притока пластовых флюидов в ствол скважины. В результате возникают газонефтеводопроявления, а также другие осложнения, связанные с нарушением прочности горных пород.

Для предупреждения и контроля ГНВП во время СПО следует выполнять мероприятия по регулированию параметров бурового раствора (выровнять свойства бурового раствора по всему циклу циркуляции) и скорости движения труб в скважине, следить за уровнем жидкости в кольцевом пространстве, контролировать разность объемов доливаемого или вытесняемого бурового раствора и металла извлекаемых или спускаемых труб. Запрещается вести подъем бурильной колонны при наличии сифона или поршневания. При их появлении подъем следует прекратить, провести промывку с вращением и расхаживанием колонны бурильных труб. При невозможности устранить сифон подъем труб проводить на скоростях, при которых обеспечивается равенство извлекаемого и доливаемого объемов раствора. При невозможности устранить поршневание необходимо подъем производить с промывкой, вращением труб ротором и выбросом труб на мостки.

Во избежание снижения давления на пласт подъем инструмента на высоту 200 м от кровли вскрытого коллектора производить на 1-ой скорости.

При вскрытом проявляющем горизонте нельзя допускать падения уровня бурового раствора в скважине. После подъема долота необходимо долить скважину до устья, убедиться в отсутствии перелива.

При наличии вскрытых проявляющих трещиноватых горизонтов, любые остановки при отсутствии в скважине бурильной колонны должны быть сведены к минимуму. В случае вынужденных остановок, при отсутствии в скважине инструмента, должно быть установлено постоянное наблюдение за устьем и обеспечена быстрая возможность герметизации устья на "аварийной" трубе.

При отсутствии такой возможности в скважину должна быть спущена "аварийная" труба с шаровым краном, скважина загерметизирована.

Если при полностью поднятом инструменте начнется перелив скважины, приступить к спуску на максимально возможную глубину, наверхнуть "аварийную" трубу с шаровым краном, загерметизировать устье и наблюдать за ростом давления в затрубье. При достижении критической величины давления (80% от давления опрессовки обсадной колонны при бурении под эксплуатационную колонну) производится стравливание через дроссельную линию до появления жидкости.

Дальнейшие работы производятся по плану, утвержденному главным инженером бурового предприятия.

При спуске инструмента постоянно наблюдать за положением уровня в скважине, вытеснением раствора при спуске свечи и наличием перелива при подъеме порожнего элеватора. Через каждые пять спущенных свечей (УБТ через каждую свечу) по мерной линейке, установленной в приемных емкостях замерять объем вытесненного раствора, сопоставлять его с предыдущим и регистрировать.

При спуске инструмента обязательно производить промывку в башмаке колонны или в зоне, расположенной выше проявляющего горизонта и безопасности прихвата. Дальнейший спуск при наличии ниже башмака колонны зон, в которых наблюдается разгазирование, должен производиться с промежуточными промывками продолжительностью не менее одного цикла или до выхода забойной пачки раствора и его выравниванию, согласно рабочему проекту.

В случае остановок длительностью до 2-х часов, при вскрытых продуктивных горизонтах во время СПО наверхнуть "аварийную" трубу с шаровым краном и обеспечить непрерывное наблюдение

ние за устьем скважины и возможность немедленного закрытия превентора. При ожидаемых остановках более 2-х часов должны быть приняты меры по спуску инструмента в башмак колонны.

Для уменьшения нагрузок на пласт допуск последних 150-200 м бурильных труб до зоны поглощения производить со скоростью не более 0,5 м/с.

При обнаружении перелива из скважины остановить спуск инструмента, наверхнуть "аварийную" трубу с шаровым краном.

При спуске обсадной колонны плашки верхнего превентора заменяются на плашки, соответствующие диаметру спускаемой обсадной колонны, или на приемных мостках должна находиться бурильная труба с переводником под обсадную трубу и шаровым краном в открытом положении, опрессованные на соответствующее давление.

В процессе спуска колонны контролировать характер и объем вытесняемого бурового раствора в зависимости от типа применяемого обратного клапана. При спуске колонны с клапаном и автоматическим заполнением буровым раствором вести периодический долив с целью контрольной проверки полноты заполнения. Уровень бурового раствора должен быть на устье и контролироваться визуально. При необходимости провести промежуточные промывки в интервалах осыпей и обвалов.

После спуска колонны до забоя необходимо промыть скважину с выравниванием параметров бурового раствора в соответствии с проектными значениями. Промывку скважины производить не менее 1 цикла, чтобы убедиться в отсутствии разгазированных пачек бурового раствора, с расчетной производительностью по наименьшей скорости восходящего потока в кольцевом пространстве при бурении под колонну.

Запрещается начинать цементирование скважины при наличии признаков газонефтепроявления. Если в процессе цементирования будут обнаружены признаки газонефтепроявлений, то цементирование необходимо продолжить при закрытых превенторах с регулированием противодействия в затрубном пространстве. ОЗЦ при этом должно проходить с противодействием в межколонном пространстве. После ОЗЦ посадка колонны на клинья и оборудование устья с установкой ПВО, опрессовка колонны производится в соответствии с таблицей 9.17.

## **17.2. Мероприятия по предупреждению ГНВП и порядок работы по герметизации устья скважины при отсутствии бурильного инструмента в скважине и геофизических работах. Исследование и освоение скважины.**

1. При бурении в интервалах ожидания ГНВП продолжительность остановок должна быть сведена к минимуму.

При вскрытых проявляющих горизонтах запрещается производить профилактические ремонты при полностью поднятом из скважины инструменте. Смена тормозных колодок, ремонт лебедки, центрирование вышки, замена двигателя, смена талевого каната и т.д. должны производиться при нахождении бурильного инструмента у башмака технической колонны при закрытых превенторах и установленном шаровом кране. Если ремонт устья скважины или противовыбросового оборудования продолжителен, то необходимо устанавливать отсекающий цементный мост по специальному плану. Запрещается длительное оставление без промывок необсаженной части ствола скважины при вскрытых проявляющих горизонтах. Периодичность промывок устанавливается руководством бурового предприятия.

2. Геофизические работы выполняются специализированными организациями по договорам, заключаемыми с буровым предприятием, в которых оговариваются обязательства обеих сторон по безопасному проведению работ. Геофизические работы проводятся после специальной подготовки БУ и ствола скважины, обеспечивающей удобную и безопасную эксплуатацию наземного оборудования, беспрепятственный спуск (или подъем) скважинных приборов. Готовность БУ и скважины подтверждается двусторонним актом. Геофизические работы должны проводиться в присутствии представителя бурового предприятия. К геофизическим работам может привлекаться рабо-

чий персонал буровой бригады и оборудование, если это необходимо для осуществления технологии исследований.

Геофизические работы должны проводиться с применением оборудования, кабеля и аппаратуры, технические характеристики которых соответствуют геолого-техническим условиям скважины.

По окончании бурения перед геофизическими исследованиями циркуляция должна быть продолжена до выхода забойной порции промывочной жидкости на поверхность и скважина должна быть заполнена до устья. Все геофизические работы проводятся по типовым техническим проектам, согласованным с Заказчиком.

Перед проведением геофизических работ в скважине со вскрытыми проявляющими горизонтами необходимо провести технологическую остановку при нахождении бурильного инструмента в башмаке обсадной колонны с последующим спуском инструмента до забоя и промывкой не менее 1 цикла, до полного выравнивания параметров бурового раствора. Длительность технологической остановки определяется технологической службой бурового предприятия.

Разрешение на проведение промыслово-геофизических работ дает руководство бурового предприятия по согласованию с противодантанной службой после проверки комиссией состояния скважины (по результатам технологической остановки) и готовности БУ.

Продолжительность каротажных работ не должна превышать 75% от продолжительности технологической остановки. В случае неполного выполнения комплекса геофизических исследований, работы по исследованию должны быть продолжены после повторной подготовки скважины.

На весь период проведения электрометрических работ под руководством ответственного ИТР должно быть установлено постоянное наблюдение за скважиной с контролем уровня.

Геофизическое оборудование (лаборатории, подъемник) для исследования скважины устанавливаются на расстоянии не менее 25 метра от устья скважины.

3. Прострелочно-взрывные работы (ПВР) в скважине проводятся в соответствии с требованиями действующих Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов.

При выполнении ПВР в составе сложных технологий испытания и освоения скважины, требующих непосредственного взаимодействия персонала Подрядчика и Заказчика, работы должны выполняться по планам, совместно утверждаемым их руководителями. Приступить к выполнению ПВР на скважине разрешается только после окончания работ по подготовке БУ, ствола и оборудования к ПВР, подтвержденного «Актом готовности скважины для производства ПВР», подписанным представителями Заказчика и Подрядчика. При выполнении ПВР устье скважины должно оборудоваться запорной арматурой и лубрикаторным устройством, обеспечивающим герметизацию при спуске, срабатывании и подъеме ПВА (прострелочно-взрывная аппаратура). Контрольное шаблонирование ствола скважины необходимо выполнять спуском на кабеле шаблона, диаметр, масса и длина которого должны соответствовать габаритно-массовым техническим характеристикам применяемых ПВА. В скважине с температурой и давлением в интервале перфорации на уровне предельно допустимых (+/- 10%) для применяемой аппаратуры обязательно проведение замеров этих параметров перед спуском ПВА. Во время перфорации должно быть установлено наблюдение за уровнем жидкости на устье скважины. Его снижение не допускается.

После окончания подготовительных работ проводится проверка готовности скважины с составлением акта. В состав комиссии включаются работники организаций проводившей работы, представители заказчика и АСС.

Перед перфорацией и вызовом притока выполняются мероприятия, по предотвращению неконтролируемых ГНВП и ОФ, составляется акт готовности скважины к перфорации и выдача письменного разрешения руководителем работ, представителями заказчика и АСС.

Перфорацией и вызовом притока выполняются мероприятия по предотвращению неконтролируемых ГНВП и ОФ, охране недр и окружающей среды, составляется акт готовности скважины к перфорации и выдается письменное разрешение руководителя работ.

4. Освоение скважины осуществляется по плану работ (составленного с учетом технологических регламентов на эти работы), утвержденному техническим руководителем бурового предприятия и согласованного с Заказчиком.

Освоение скважины воздухом запрещается. Приток флюида из пласта вызывается путем создания регламентируемых депрессий за счет:

- замены бурового раствора на раствор меньшей плотности или техническую воду (с разницей в плотностях не более  $0,5-0,6\text{г/см}^3$ , при большей разнице плотностей должны быть ограничены темпы снижения противодавления на пласт)

- использования пенных систем.

- Снижение уровня жидкости в эксплуатационной колонне посредством компрессирования, использования скважинных насосов, нагнетанием инертного или природного газа производится в соответствии с инструкциями по безопасному ведению работ, разработанными предприятием.

- Работы по освоению скважины осуществлять после выполнения следующих работ:

- эксплуатационная колонна прошаблонирована, опрессована совместно с колонной головкой и ПВО на расчетное давление (см. табл.9.8);

- фонтанная арматура до установки на устье скважины должна быть опрессована на величину пробного давления, а после установки – на давление, равное давлению опрессовки эксплуатационной колонны.

- Перед перфорацией колонны на устье устанавливается перфорационная задвижка, проверенная до установки на прочность и герметичность в открытом и закрытом состоянии опрессовкой на пробное давление фонтанной арматуры.

- Свабирование скважин производится при наличии герметизирующего устройства, предотвращающего разлив жидкости, возникновение ГНВП и ОФ, выполнения условий безопасности.

- устье с превенторной установкой, манифольдный блок и выкидные линии должны быть оборудованы и обвязаны в соответствии с утвержденной схемой согласованной и АСС.

О проведенных работах по освоению и испытанию скважины ежедневно составляется рапорт.

### 17.3. Долив скважины

В целях обеспечения раннего обнаружения проявлений циркуляционная система буровой установки должна быть оборудована приборами и индикаторами. В желобе возле устья скважины устанавливается индикатор изменения расхода выходящей промывочной жидкости. В каждой емкости, задействованной в циркуляции, устанавливаются уровнемеры, дающие измерение общего объема бурового раствора и его изменение.

Для непосредственного периодического контроля положения уровня бурового раствора в емкостях с целью контроля тарировки поплавковых уровнемеров должна использоваться мерная рейка, градуированная через  $0,25 - 0,5\text{ м}^3$ , а емкость долива должна иметь поплавокый уровнемер с измерительной шкалой.

Первая емкость в циркуляционной системе должна иметь возможность отделяться от остальных, чтобы по поплавковому уровнемеру была возможность контролировать объем вытесняемого из скважины бурового раствора, при спуске бурильного инструмента. При подъеме бурильной колонны из скважины желоб возле устья должен быть перегороден, чтобы весь буровой раствор из доливной емкости попадал в скважину и обеспечивал строгий учет объема доливаемого раствора.

Объем емкости для долива скважины должен на 20-30% превышать объем раствора, вытесняемый бурильным инструментом. Доливная емкость, подсвечник, ПВО оборудование и станция управления ПВО (основной пульт) в обязательном порядке в зимнее время должен иметь парогревы.

Бурильщик должен иметь таблицу объемов металла элементов бурильной колонны через каждую свечу с нарастающим итогом снизу или вверх (для спуска инструмента) и сверху вниз (для подъема инструмента); чтобы сравнивать объем спущенных труб с объемом вытесняемого бурового раствора или объем металла поднятых труб с объемом долитого бурового раствора. В связи с невозможностью учета объема бурового раствора, потерянного при подъеме, бурильщик периодически должен делать остановки и после заполнения скважины наблюдать за уровнем в течение 5-7 минут. Газосодержание бурового раствора при циркуляции должно непрерывно контролироваться газокаротажной станцией или станцией геолого-технологического контроля. Оператор станции (ГТК) должен иметь телефонную связь с постом бурильщика и мастером, и оповещать персонал буровой бригады об увеличении газосодержания в буровом растворе на 1% по сравнению с фоновыми показаниями.

Система измерительных и индикаторных приборов должна обеспечивать регистрацию и тревожную сигнализацию об изменении начальных параметров циркуляции. При получении сигналов от измерительных приборов и индикаторов, следует учитывать потери бурового раствора в системе очистки и на розлив, при ремонтных и других работах, а также увеличение объема за счет вводимых в раствор химических реагентов и утяжелителей.

Тревожная сигнализация уровнемеров должна срабатывать при увеличении объема циркуляции не более 0,3-0,5 м<sup>3</sup>, при условии что в циркуляции участвуют 3 емкости. Эта сигнализация должна находиться во включенном состоянии при бурении, разного рода промывках и перерывах в работе скважины.

Тревожная сигнализация желобного индикатора измерения расхода должна срабатывать при увеличении или уменьшении расхода бурового раствора на выходе из скважины на 10% от исходной величины (нормальной производительности насосов). Эта сигнализация включается только на время циркуляции с постоянной производительностью буровых насосов. Во всех случаях организация работ при бурении должна обеспечить обнаружение притока и герметизацию устья скважины, таким образом, чтобы объем притока был минимальным и не превышал 0,5\*V пред, но не более 1,5 м<sup>3</sup>, от момента начала ГНВП до момента герметизации устья ПВО.

В процессе подъема инструмента произвести контрольные измерения по доливу скважины и составить таблицу, в которую вносят данные по количеству поднятых свечей, соответствующий им расчетный объем жидкости, долитой в скважину. По мере углубления скважины таблица должна корректироваться на основании повторных контрольных измерений. Режим долива бурового раствора в скважину должен обеспечивать поддержание уровня раствора в скважине, близким к ее устью.

В журнале показателей бурового раствора нужно регистрировать время, объем и плотность залитого в скважину раствора.

Контрольный замер объема доливаемого раствора устанавливается через каждые три операции по доливу скважины.

Подъем труб немедленно должен быть прекращен, если для заполнения скважины до устья будет долито менее 0,5 м<sup>3</sup> бурового раствора от контрольной величины.

Градуировочная шкала объемного расхода доливной емкости должна позволять надежно контролировать объем не более 250 литров. В качестве приемлемого варианта, это может быть емкость диаметром 2,5 м со шкалой: 1 деление высотой = 2,5 см и объемом = 125 литров; 2 деления высотой = 5 см и объемом = 250 литров.

### **17.3. 1. Геофизические исследования и работы.**

При проведении ГТИ необходимо:

1) своевременно предоставлять партии ГТИ материалы геолого-технологических и геофизических исследований, структурные и геологические построения, каменный (в виде шлама и керна) материал по близлежащему к скважине району, об изменении технологических параметров бурового оборудования и бурильного инструмента (компоновка бурильной колонны, оснастка, забойный двигатель и втулки насоса), об изменении параметров бурового раствора, о сроках и видах ремонтных работ, об отключении электроэнергии и простоях, о длине бурильного инструмента, заходе ведущей трубы, о типе долота, количестве и диаметрах насадок долота, а также иную информацию, для решения поставленных задач;

2) немедленно выходить на связь с оператором при получении вызова по переговорному устройству;

3) выходить на связь с персоналом партии ГТИ во всех случаях выхода технологического процесса за установленные границы с целью совместного выявления ситуации в кратчайшее время;

4) не допускать повреждения датчиков, кабелей и другого оборудования станции ГТИ, смонтированного на буровой установке;

5) по требованию оператора производить манипуляции с буровым оборудованием для проверки и калибровки датчиков, установленных на буровой;

6) по рекомендации оператора изменять параметры режима бурения, прекращать или продолжать бурение, если в Техническом задании включены работы по оптимальному управлению бурением;

7) расписываться в вахтовом журнале об ознакомлении с рекомендациями оператора станции ГТИ, занесенными в вахтовый журнал, в связи с отказом их выполнения;

8) проводить тестирующие операции для подтверждения факта наличия предаварийной ситуации.

К проведению измерений при ГТИ допускается аппаратура, прошедшая метрологическую поверку (калибровку). Исполнитель ГТИ должен располагать системой базового и полевого (скважинного) метрологического обеспечения методов и аппаратуры ГТИ.

Перед началом работ на буровой начальник партии обязан провести инструктаж членов буровой бригады по правилам проведения ГТИ, касающимся вопросов монтажа датчиков ГТИ, взаимодействия персонала партии ГТИ и членов буровой бригады при осложнениях и отклонениях от заданных режимно-технологической картой параметров с регистрацией факта проведения инструктажа в журнале инструктажа под роспись всех инструктируемых.

Обо всех случаях аварийных ситуаций и отклонений регистрируемых параметров от указанных в проектной документации операторы станции ГТИ должны информировать представителей организации — владельца опасного производственного объекта и членов буровой бригады.

Станция ГТИ устанавливается с учетом схемы размещения буровой установки, манифольда, дорог и коммуникаций, обеспечения прямой видимости объекта, на расстоянии - высота вышки плюс 10 метров от устья скважины. Соединительные кабели и газовоздушная линия размещаются на опорах в защитных приспособлениях.

Геологические, геохимические и технологические исследования на основе изучения физико-химических свойств промывочной жидкости, шлама, керна и пластового флюида, регистрации технологических параметров бурения и СПО в реальном масштабе времени обеспечивают:

- 1) определение признаков ГНВП;
- 2) предупреждение аварий и инцидентов;
- 3) оптимизацию процесса бурения;
- 4) расчет поровых, пластовых давлений;
- 5) литологическое разделение горизонтов;
- 6) выделение пластов-коллекторов;

- 7) определение характеристики насыщения коллекторов;
- 8) уточнение интервалов отбора керна, испытания пластов и геофизических исследований.

По результатам ГТИ производится регистрация данных на диаграммах, в Рабочем журнале по проведению ГТИ, составляется акт исследований. В процессе бурения скважины более года, акт и отчет о результатах исследований составляют на исследуемый интервал.

Руководитель станции ГТИ информирует руководителя объекта, бурильщика о состоянии и результатах исследований и фиксирует в рабочем журнале по проведению ГТИ параметры отклонения и возможность возникновения инцидента или аварийной ситуации.

#### **17.4. Мероприятия по предупреждению износа обсадных колонн, противокоррозионная и тепловая изоляция.**

Чтобы снизить износ обсадных колонн необходимо предусмотреть следующие мероприятия:

1. Центровка вышки. На буровой установке это условие соблюдается конструкцией установки и не требует периодичности ее проведения, но во время оборудования устья необходимо проверить сносность вышки с устьем скважины.

2. Оснащение бурильной колонны протекторными кольцами в обсаженной части ствола скважины при бурении под эксплуатационную колонну.

3. Введение в буровой раствор смазывающих добавок.

Типы и конструкции изоляционных и теплоизоляционных покрытий, материалы, применяемые для защиты от коррозии и для теплоизоляции трубопроводов, определяются проектной документацией.

В зависимости от конкретных условий прокладки и эксплуатации трубопроводов, с учетом технико-экономических расчетов применяются два типа защитных покрытий: усиленный и нормативный.

Усиленный тип защитных покрытий применяется на трубопроводах сжиженных углеводородов, трубопроводах диаметром 1020 миллиметров, на трубопроводах любого диаметра, прокладываемых:

- в засоленных почвах любого района страны (солончаковых, солонцах, солодях, такирах, со-рах);

- в болотистых, заболоченных, черноземных и поливных почвах, на участках перспективного обводнения;

- на подводных переходах и в поймах рек, на переходах через железные и автомобильные дороги, в том числе на защитных футлярах и на участках трубопроводов, примыкающих к ним;

- на участках блуждающих токов;

- на участках трубопроводов с температурой транспортируемого продукта 40 градусов Цельсия и выше;

- на участках нефтепроводов, нефтепродуктопроводов, прокладываемых на расстоянии менее 1000 метров от рек, каналов, озер, водохранилищ, а также от границ населенных пунктов и промышленных предприятий.

Во всех остальных случаях применяются защитные покрытия нормального типа.

Защиту трубопроводов осуществляют покрытиями: полимерными (экструдированными из расплава и порошковыми, оплавленными на трубах; липкими изоляционными лентами), на основе битумных изоляционных мастик комбинированных покрытий, наносимыми в заводских, базовых и трассовых условиях.

Участки трубопроводов при надземной прокладке защищают алюминиевыми, цинковыми, лакокрасочными, стеклоэмалевыми покрытиями, или консистентными смазками.

Лакокрасочные покрытия имеют общую толщину не менее 0,2 миллиметров; толщина стекломалевок покрытий не менее 0,5 мм; толщина покрытий из алюминия и цинка не менее 0,25 миллиметров.

Консистентные смазки следует применять в районах с температурой воздуха не ниже минус 60 градусов Цельсия на участках с температурой эксплуатации трубопроводов не выше плюс 40 градусов Цельсия.

Покрытие из консистентной смазки содержит 20 процентов (весовых) алюминиевой пудры и имеет толщину в пределах 0,2-0,5 миллиметров.

Оценку состояния защитных покрытий осуществляют в процессе строительства трубопроводов, как в период нанесения защитных покрытий, так и при приемке сооружений.

Тип и конструкция изоляционного покрытия в местах сварных соединений труб обеспечивают равнозначный защитный эффект основному покрытию.

Для строительства трубопроводов применяются преимущественно трубы с изоляционным и теплоизоляционным покрытием, нанесенными в заводских и базовых условиях, и предусматриваются мероприятия по сохранности изоляции и теплоизоляции от механических повреждений при складировании, погрузочно-разгрузочных операциях, транспортировке и укладке трубопроводов.

Теплоизоляцию в трассовых условиях наносят только при отсутствии в близлежащих районах строительства баз или цехов по теплоизоляции труб.

Теплогидроизолированные трубы, трубные секции, узлы и детали, материалы для их изготовления производятся в соответствии с техническими условиями эксплуатирующей организации.

Крановые узлы, отводы, тройники, катодные выводы, задвижки изолируются покрытиями: на подземной части и не менее 15 сантиметров над землей - битумными мастиками или полимерными липкими лентами;

на надземной части - покрытиями, применяемыми для защиты трубопровода от атмосферной коррозии.

### **17.5. Оснащение буровой средствами технологического контроля раннего обнаружения**

На буровой установлена станция геолого-технологического контроля (см. табл. 14.2), позволяющая контролировать (с регистрацией в память) следующие параметры:

- вес на крюке, т;
- нагрузка на долото, т;
- удельное электрическое сопротивление на входе и выходе, Ом/м;
- положение талевого блока, м;
- подача инструмента, м/с;
- скорость перемещения талевого блока, м/с;
- частота вращения ротора, об/мин;
- крутящий момент на роторе, кН x м;
- давление в буровом манифольде, МПа;
- число ходов в буровом насосе, ход;
- расход на выходе, л/с;
- уровень бурового раствора в рабочих и запасных емкостях, м;
- температура бурового раствора на входе и выходе, °С;
- плотность бурового раствора на входе и выходе, кг/м<sup>3</sup>;
- газосодержание на выходе %.

Средства технологического контроля должны позволять также производить анализ поровых давлений (построение d-экспоненты).

### **18.6. Оснащение средствами контроля воздушной среды, средствами индивидуальной защиты персонала на буровой, средствами пожаротушения и медицинскими средствами**

Сведения по данному пункту приводятся в разделе "Техника безопасности, промышленная санитария и противопожарная техника".

### **17.7. Организация контроля за производством работ на объектах работниками противofонтанной службы в зависимости от условий строительства и особенности скважины; обеспечение средствами связи, рабочего места, оперативного транспорта для работников противofонтанной службы**

Контролирование состояния фонтанной безопасности оговаривается Руководством по АСС.

В связи с тем, что район буровых работ - прибрежная зона, то режим работы районного инженера АВО совпадает с режимом работы буровой вахты, и наблюдение за процессом бурения - вахтовое.

Обеспечение средствами связи и транспортом работников АСС такое же, как и персонала БУ.

### **17.8. Наличие средств дегазации, вентиляции**

В производственных помещениях БУ, где возможно выделение взрывоопасных или токсичных веществ (газов, паров), должны быть установлены стационарные газоанализаторы, заблокированные со звуковой и световой сигнализацией и аварийной вентиляцией. В местах выделения пыли, газа и пара в концентрациях, превышающих предельно допустимые действующие санитарные нормы, должна быть местная вентиляция.

### **17.9. Прогноз возможных аварийных ситуаций. Мероприятия по их предотвращению и ликвидации. Инструкция по действию персонала**

Основными видами аварий в процессе строительства скважин и осложнений, создающих аварийные ситуации, являются:

1. Аварии с бурильной колонной - слом бурильной (или утяжеленной) трубы, прихват, заклинка.
2. Аварии с обсадными трубами - прихват, полет.
3. Аварии с долотами - оставление шарошек, слом долота.
4. Падение посторонних предметов в скважину.
5. Осложнения: газонефтеводопроявления, поглощения бурового и цементного растворов:
  - 5.1 Параметры раствора поддерживать на уровне, обеспечивающем устойчивость стенок скважины.
  - 5.2 Места посадок и затяжек тщательно прорабатывать.
  - 5.3 Рассчитать объем и установить ванну (водную, нефтяную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата.
  - 5.4 После освобождения инструмента вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.
  - 5.5 Не оставлять на столе ротора различные инструменты.
  - 5.6 Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
- 6 Прихват обсадных колонн:
  - 6.1 Тщательно прорабатывать интервалы сужений.
  - 6.2 Не оставлять колонну без движения на длительный срок,
  - 6.3 Перед спуском колонны вводить смазывающие добавки.
  - 6.4 Определить место прихвата.
  - 6.5 Продолжить спуск колонны.
  - 6.6 Строго выполнять план подготовки ствола к спуску
  - 6.7 Рассчитать объем и установить ванну (нефтяную, водную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата. При расчете ванны учесть снижение давления на пласт и компенсировать его увеличением плотности раствора (при необходимости).
  - 6.8 Не оставлять колонну без движения на длительное время.
  - 6.9 Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание колонны.

- 6.10 После освобождения колонны вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.
- 6.11 В случае безрезультатности установки ванн или опасности\_
- 6.12 Использовать устройства и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину.
- 6.13 Систематически проверять состояние клиньев ротора, фиксирующие устройства ключей АКБ, УМК и др.
- 6.14 Не оставлять на столе ротора различные инструменты.
- 6.15 Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.

#### **17.10. Основные требования пожарной безопасности**

1. Не допускается замазученность производственной территории, помещений и оборудования, загрязнение легковоспламеняющимися и горючими жидкостями, мусором и отходами производства.

2. Отогревать замерзшую аппаратуру, арматуру, трубопроводы, задвижки, промывочный раствор разрешается только паром или горячей водой. Не загромождать подходы к установкам и средствам пожаротушения.

3. В рабочих зонах, где возможно выделение взрывоопасных паров и газов, должен быть организован постоянный контроль воздуха. В этих помещениях должны быть установлены стационарные сигнализаторы, заблокированные со звуковой и световой сигнализацией и аварийной вентиляцией. При пребывании персонала внутри помещения принудительная вентиляция должна работать непрерывно.

4. Огневые работы необходимо выполнять в соответствии с «Правилами пожарной безопасности при проведении сварочных и других огневых работ на промышленных объектах» и «Типовой инструкцией по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах».

5. При газосварочных работах необходимо принимать меры, исключая возможность попадания масла, нефти и нефтепродуктов на кислородные баллоны, шланги, горелки, ацетиленовый генератор.

6. БУ должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения в соответствии с нормативами.

7. Электрическое освещение взрывоопасных помещений и наружных установок должно быть выполнено во взрывозащищенном исполнении. В производственных и служебных помещениях, на рабочих площадках должно быть предусмотрено аварийное освещение, обеспечивающее освещенность не менее 10% установленных норм для данного помещения.

8. Помещения и открытые пространства по классу взрывоопасности должны соответствовать требованиям, представленным в таблице 15.1.

#### **17.11. Идентификация опасностей**

Идентификация опасностей проводится на предварительном этапе определения степени риска. В процессе ее проведения определяются причины газонефтепроявлений, выбросов и открытых фонтанов. Результаты идентификации дают возможность построить гистограммы, иллюстрирующие процентные соотношения причин аварий, полнить исходные данные для расчета степени риска и др.

Основной задачей идентификации является выявление (на основе информации о данном объекте, результатов экспертизы и опыта работы подобных систем) и четкое описание всех присутствующих в системе опасностей.

Главная опасность, которую необходимо учитывать на этапе проектирования бурения скважин и их строительства, является открытый фонтан. В процессе идентификации в первую очередь

необходимо определить опасности (в дальнейшем будем называть их факторами), которые приводят к возникновению этого нежелательного события.

Можно выделить три группы факторов, приводящих к возникновению открытого фонтана. Первая группа - факторы, характеризующие состояние оборудования. Вторая группа – факторы, связанные с неправильными действиями буровой бригады при строительстве скважин. Третья группа - факторы, связанные с газонефтепроявлениями.

Система обеспечения безопасности от возникновения открытого фонтана построена таким образом, что последний возможен только при совместном наступлении всех трех событий, характеризующихся указанными тремя группами факторов. Каждая из рассмотренных групп факторов может быть далее детализирована на факторы, являющиеся причинами их появления.

## ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

### СОСТОЯНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ.

1. Отсутствие превенторного оборудования:  
Не предусмотрено проектом: \_\_\_\_\_ 0.00000;  
Не установлено перед началом бурения: \_\_\_\_\_ 0.00000;
2. Неисправность превенторного оборудования:  
Негерметичность плашек превентора: \_\_\_\_\_ 0.00150;  
Отказ системы управления: \_\_\_\_\_ 0.00010;
3. Разрушение обсадной колонны:  
Отсутствие контроля за состоянием ОК: \_\_\_\_\_ 0.00080;  
Отсутствие контроля за давлением в ОК: \_\_\_\_\_ 0.00000;
4. Отсутствие или неисправность шарового крана на бурильных трубах: \_\_\_\_\_ 0.00160;
5. Отсутствие или неисправность обратного клапана на обсадных трубах: \_\_\_\_\_ 0.00120;

### ГАЗОНЕФТЕПРОЯВЛЕНИЯ.

1. Поглощение бурового раствора:  
Несоответствие конструкции скважины геологическим условиям: \_\_\_\_\_ 0.03000;  
Завышение плотности раствора: \_\_\_\_\_ 0.07000;  
Несоответствие других параметров раствора: \_\_\_\_\_ 0.03000;
2. Принятие пластового давления без должного обоснования: \_\_\_\_\_ 0.10000;
3. Недостаточная плотность раствора в скважине: \_\_\_\_\_ 0.12000;
4. Недолив скважины:  
При подъеме инструмента: \_\_\_\_\_ 0.08000;  
При спуске обсадной колонны: \_\_\_\_\_ 0.10000;
5. Отсутствие методики и приборов контроля за давлением в скважине: \_\_\_\_\_ 0.09000;

### ДЕЙСТВИЯ БРИГАДЫ.

- Неправильные действия буровой бригады при строительстве скважины: \_\_\_\_\_ 0.00040;

### РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Вероятность отказа оборудования: 0.00559;  
Вероятность газонефтепроявлений: 0.47782;  
Вероятность возникновения открытого фонтана: 0.00267.

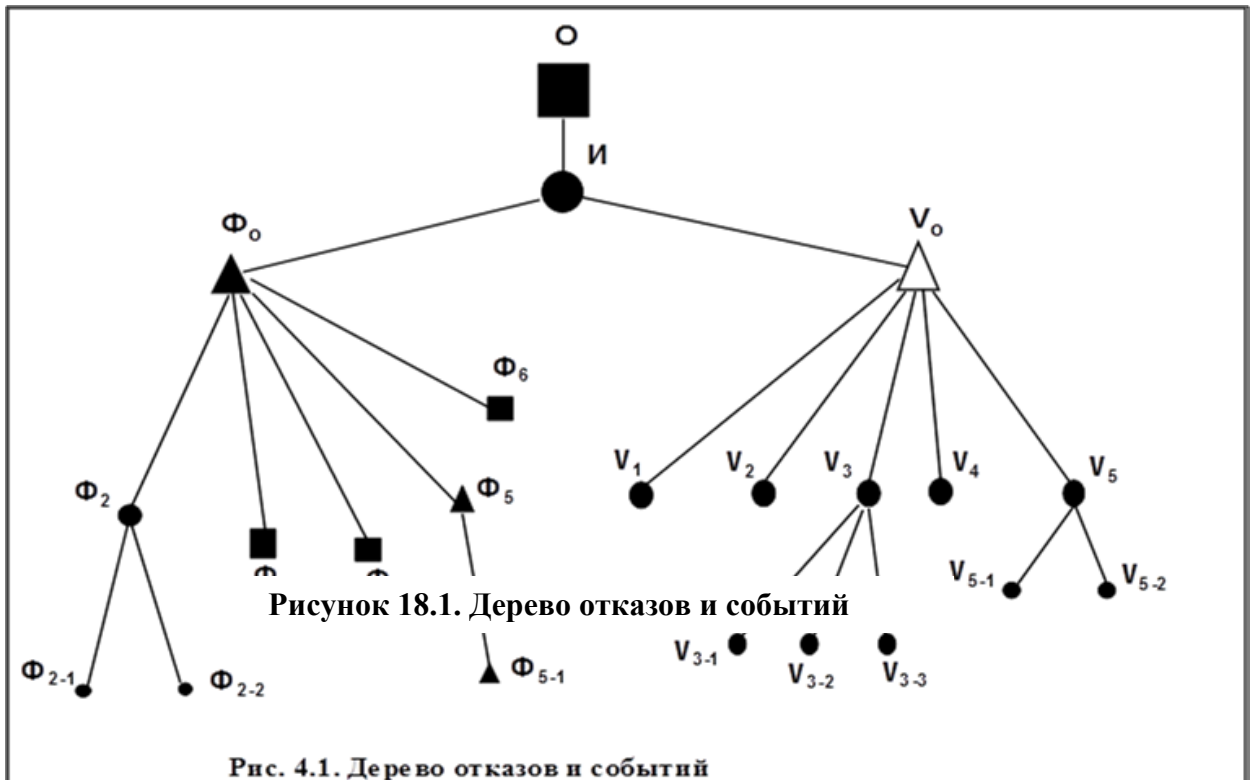


Рисунок 18.1. Дерево отказов и событий

Рис. 4.1. Дерево отказов и событий

	Наименование событий	Условные обозначения	Расчетные значения
О	Открытый фонтан (вероятность головного события)	■	0.002670
И	Логическое событие	●	0.002670
	Наличие факторов аварийности (вероятность отказа оборуд.) Газонефтепроявления	▲	0.005590
Φ₀	Отсутствие превенторного оборудования (ПВО)	△	0.477820
Φ₁	Отсутствие превенторного оборудования (ПВО)	▲	0.000000
Φ₁.1	Не предусмотрено проектом	▲	0.000000
Φ₁.2	Не установлено перед началом бурения	▲	0.000000
Φ₂	Неисправность превенторного оборудования	●	0.001600
Φ₂.1	Негерметичность плашек превентора	●	0.001500
Φ₂.2	Неисправность системы управления ПВО	●	0.000100
Φ₃	Отсутствие или неисправность шарового крана на БТ	■	0.001600
Φ₄	Отсутствие или неисправность обратного клапана на ОК	■	0.001200
Φ₅	Разрушение обсадной колонны	▲	0.000800
Φ₅.1	Отсутствие контроля за состоянием обсадной колонны	▲	0.000800
Φ₅.2	Отсутствие контроля за давлением в обсадной колонне	▲	0.000000
Φ₆	Неправильные действия буровой бригады	■	0.000400
V₁	Недостаточная плотность раствора в скважине	●	0.120000
V₂	Принятие пластового давления без должного обоснования	●	0.100000
V₃	Поглощение бурового раствора	●	0.130000
V₃.1	Несоответствие конструкции скважины геологическим условиям	●	0.030000
V₃.2	Завышение плотности бурового раствора	●	0.070000
V₃.3	Несоответствие других параметров раствора	●	0.030000
V₄	Отсутствие методики и приборов контроля за давлением в скважине	●	0.090000
V₅	Недолив скважины	●	0.180000
V₅.1	При подъеме инструмента	●	0.080000
V₅.2	При спуске обсадной колонны	●	0.100000

## **17.12 Охрана недр.**

### **17.12.1 Общая задача охраны недр в период поисково-разведочных работ на площади**

Охрана недр должна осуществляться в строгом соответствии с Кодексом Республики Казахстан «О недрах и недропользовании». В современном мире понятия экологической и промышленной безопасности неразделимы и уровень их обеспечения является важным критерием эффективности работы предприятия. Учитывая это, требование к технологии бурения разведочных скважин в пределах блоков и задачи по обеспечению промышленной и экологической безопасности станут приоритетными.

Отсюда становится очевидным, что обеспечение безопасности работ - это сложный и планомерный процесс, который охватывает технические, организационные, экономические и социальные аспекты деятельности буровых работ.

Известно, что уровень причинения вреда окружающей среде и здоровью людей от деятельности предприятия напрямую зависит от качества и технического состояния применяемого оборудования. Современная мировая практика бурения скважин на суше располагает достаточным количеством средств и методик обеспечения безопасности работ. Поэтому при бурении скважины, для модернизации буровых установок должно быть принято ряд технических решений, по замене старого оборудования более современным и надежным, переоборудованию и монтажу новых технологических систем, в том числе и систем сбора и хранения отходов производства.

Компания несет полную ответственность за состояние охраны недр на площади в процессе бурения и испытания скважин. Ответственность за соблюдение требований законодательства в области охраны недр несет руководитель компании, осуществляющей пользование недрами.

Мероприятия по охране недр в процессе разведки месторождения предусматривают:

Обеспечение полноты геологического изучения и получения необходимых параметров для достоверной оценки запасов месторождения, предоставленного в недропользование;

Предотвращение загрязнения подземных водных источников вследствие перетоков нефти, газа и воды в процессе проводки, освоения и кратковременной пробной эксплуатации скважин, а также вследствие утилизации отходов производства и сточных вод;

Соблюдение установленного порядка приостановления, прекращения нефтяных операций, консервации и ликвидации объектов недропользования;

Предотвращение открытого фонтанирования, поглощения промывочной жидкости, грифообразования, обвалов стенок скважин и межпластовых перетоков нефти, газа и воды в процессе проводки, освоения и последующей пробной эксплуатации скважин;

Надежную изоляцию в пробуренных скважинах нефтеносных, газоносных и водоносных горизонтов по всему вскрытому разрезу;

Надежную герметичность обсадных колонн, спущенных в скважину, их качественное цементирование;

Предотвращение ухудшения коллекторских свойств продуктивных пластов, сохранение их естественного состояния при вскрытии, креплении и освоении.

### **17.12.2 Охрана недр в процессе разбуривания площади**

При разбуривании площади работы должны проводиться таким образом, чтобы не допустить межпластовых перетоков и обеспечить качественное вскрытие продуктивных горизонтов с сохранением естественных свойств пластов.

С точки зрения охраны недр проектом предусмотрены буровые растворы плотностью –  $\rho=1,18-1,35\text{г/см}^3$ , не ухудшающие коллекторские свойства продуктивных пластов.

При бурении скважин велика вероятность повышения плотности, структурно-механических и реологических характеристик бурового раствора за счет обогащения его водочувствительными, легкодиспергирующимися глинами, что ведет к снижению скорости бурения, ухудшению качества

промывки ствола скважины, поглощению бурового раствора, увеличению расхода хим. реагентов, увеличению объемов отходов, размещаемых в окружающей среде.

С целью сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта и предупреждения негативных явлений, которые могут возникнуть при вскрытии, проектом предусматривается использование ингибированных систем буровых растворов, которые должны отвечать основным требованиям:

- низкое содержание твердой фазы;
- достаточная биоразлагаемость, незасоряющая пласт;
- в качестве утяжелителя бурового раствора необходимо использовать кислоторастворимые карбонатные материалы.

С целью сохранения технологических показателей бурового раствора предусматривается трехступенчатая очистка бурового раствора от выбуренной породы, что также уменьшает количество отходов, подлежащих размещению в окружающей среде.

Рекомендуемые системы бурового раствора отвечают основным экологическим требованиям, предъявляемым буровым растворам при вскрытии продуктивных пластов.

Компоненты бурового раствора, используемые при бурении, после сбора и очистки не окажут вредного влияния на окружающую среду в силу отсутствия эффекта суммации, поскольку они состоят из воды, биополимеров и инертных материалов.

Свойства бурового раствора:

- Плотность от 1,18 до 1,35 г/см<sup>3</sup>
- Условная вязкость 45-60 сек
- Водоотдача 4-5 см<sup>3</sup>/30 мин
- Корка 1,0 мм
- pH 8-9
- Песок <2%
- Содержание кислоторастворимой твердой фазы <3-5%

На случай возникновения аварийной ситуации в скважине, грозящей газонефтеводопроявлением или открытым фонтанированием, на БУ устанавливается комплекс противовыбросового оборудования. Он включает в себя превенторную установку со станцией управления и штуцерный манифольд. Превенторная установка представляет собой сборку двухплашечного и одного универсального превенторов. На двухплашечном превенторе установлены трубные плашки, с помощью которых можно загерметизировать устье скважины при наличии в ней бурильных труб, обеспечивая возможность проведения работ по глушению проявлений. Конструкция двухплашечного превентора позволяет обеспечить герметичность устья при давлении в скважине 210 кгс/см<sup>2</sup>. Конструкция универсального превентора позволяет герметизировать скважину при наличии в ней труб любого диаметра при давлении скважины до 210 кгс/см<sup>2</sup>. Управление превенторной установкой производится гидросиловой станцией, установленного на посту бурильщика на буровой площадке. Штуцерный манифольд с рабочим давлением 210 кгс/см<sup>2</sup> позволяет плавно регулировать давление в скважине при проведении работ по глушению нефтегазопроявлений.

Применение передовых технологий и надежного оборудования значительно снижают риск загрязнения окружающей среды вследствие аварий. Поэтому основным фактором воздействия на окружающую среду при проведении буровых работ остается сбор отходов и их утилизация. Применение малотоксичных реагентов для приготовления и обработки буровых растворов, безусловно, снижают отрицательное воздействие на окружающую среду. Учитывая особое значение экосистемы площади, буровая компания будет работать по принципу «безамбарный метод».

В процессе модернизации БУ был принят ряд проектных решений по обеспечению «безамбарного метода». В основном это касалось жидких отходов и бурового шлама. Была поставлена задача по сбору, разделению и хранению отходов по видам и обеспечению перегрузки их на транспортные средства. Выбуренный шлам после отделения его на виброситах собирается в металлические контейнеры емкостью по 3-4 м, которые по мере их заполнения вывозятся на полигон

для последующей обработки и утилизации шлама. Контейнеры возвращаются обратно на буровую для последующего использования. Буровые сточные воды накапливаются в металлических емкостях, после осветления и очистки частично могут повторно использоваться для нужд бурения. Отработанный буровой раствор также накапливается в емкостях для последующей химобработки и возможности использования при дальнейшем бурении и цементировке скважины. Система обработки и хранения бурового раствора, включает в себя активную емкость.

По окончании бурения все неиспользованные отходы бурения, в том числе нефтесодержащие сточные воды, вывозятся на полигон.

Полигон является природоохранным сооружением и предназначен для сбора и обеззараживания и захоронения отходов.

При этом обработку отходов на полигоне следует осуществлять таким образом, чтобы они либо совсем уничтожались, либо превращались в нерастворимые в воде остатки, которые можно складировать в карты, до минимума сведя риск загрязнения подземных вод в будущем.

Участок захоронения токсичных отходов представляет собой территорию, предназначенную для размещения специально оборудованных карт (котлованов).

Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны должны соответствовать Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности», приказ Министра национальной экономики РК от 11 февраля 2022 года № ҚР ДСМ-13.

Для проведения буровых работ в пределах блоков земельный отвод на одну скважину составит 1,7 га, согласно нормам отвода земель для нефтяных и газовых скважин.

При монтаже и обустройстве буровой установки для освоения скважины, производственные оборудования и элементы обустройства жилья будут размещены относительно друг друга с учетом "розы ветров" согласно схемы размещения оборудования на территории строительства скважины.

Электросиловые установки (дизели) будут оборудованы местными укрытиями с окнами, с выводом выхлопных труб с учетом направлений ветра.

Склады для хранения кислот и щелочей не предусматриваются, так как они будут завозиться со складов подрядчиков.

На рабочей площадке при монтаже буровой установки будет предусмотрена шумовибрационная изоляция от редукторного помещения, силового и насосного блоков и наличие ее будет отражено в акте приемки от подрядчиков.

На сооружениях, не имеющих укрытий от метеорологических воздействий предусматривается присыпка инертным материалом (песок) поверхности пола от наледей и своевременное удаление грязи, смазочных масел, химреагентов, устройство стока.

Опрессовка труб обсадной колонны будет производиться централизованно на базе подрядчика.

При необходимости обработки скважины кислотами предусматривается лабораторный контроль за содержанием в воздухе вредных веществ, периодичность и объем исследований будет определен с учетом производственных и геологических условий и согласован с местными органами охраны окружающей среды.

## **Помещения и пространства**

### **Класс I**

Закрытые помещения, в которых установлены открытые технические устройства, аппараты, емкости или имеются выходы для паров нефти и легко воспламеняющихся газов, а также каналы, шахты, где возможен выход и накопление паров нефти или горючего газа, огороженные подпорные пространства буровых установок.

### **Зона О(В-1)**

Открытые пространства радиусом 1,5 м вокруг открытых технических устройств, содержащих нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, нефтяные газы или другие легко воспламеня-

ющиеся вещества, вокруг устья скважины, а также вокруг окончания труб, отводящих попутные или другие легковоспламеняющиеся газы.

Пространство внутри открытых и закрытых технических устройств, и емкостей, содержащих нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, нефтяные газы или другие легковоспламеняющиеся вещества.

Зона О (В-1)

Зона О (В-1)

Закрытые помещения для хранения шлангов для перекачки легковоспламеняющихся жидкостей.

Закрытые помещения, в которых установлены закрытые технологические устройства, оборудование, аппараты, узлы регулирующих, отключающих устройств, содержащие нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, горючие газы, где образование взрывоопасных смесей возможно только в случае поломки или неисправности оборудования. Закрытые помещения насосных для сточных вод.

Зона О (В-1)

Зона 1 (В-1а)

Открытые пространства:

- радиусом 1,5 м от зоны 0 по п.2 и радиусом 3,5 м от зоны 0;
- вокруг любых отверстий (двери, окна и пр.) из помещений зон 0 и 1, ограниченные расстояниями 3 м во все стороны;
- вокруг отверстий вытяжной вентиляции из помещений зон 0 и 1, ограниченные радиусом 3 м;
- вокруг фонтанной арматуры, ограниченные расстоянием 3 м во все стороны.

Зона 1 (В-1а)

Зона 2 (В-1 г)

Пространство под ротором, ограниченное цилиндром радиусом 3 м от оси скважины, на всю высоту до низа при открытом подроторном пространстве. Зона 2 (В-1 г)

### 17.12.3 Выбор конструкции скважин и охрана недр в процессе крепления

Конструкция скважин в части надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности.

Конструкция скважины выбрана согласно геологическим данным, в соответствии с требованиями и исходя из горно-геологических условий бурения в пределах разведочных блоков.

С целью охраны недр, подземных вод и предотвращения возможных осложнений при строительстве скважины предусматривается следующая конструкция, которая может претерпеть некоторые изменения в процессе разбуривания месторождения:

Направление  $\varnothing 426,0$  мм х 20 м. устанавливается с целью предотвращения размыва устья при бурении. Цементируется до устья.

Кондуктор  $\varnothing 323,9$  мм х 200 м. цементируется до устья, спускается для изоляция возможных зон поглощения перекрытие неустойчивых отложения четвертичного, неогена, палеогена и верхнего мела. Устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием.

Техническая колонна  $\varnothing 244,5$  мм х 600 м цементируется до устья. Колонна спускается с целью предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных проявлений при бурении под эксплуатационную колонну. Устье скважины после спуска кондуктора оборудуется противовыбросовым оборудованием.

Эксплуатационная колонна Ø 168,3 мм спускается на глубину 1600 м с целью поиска УВС. Колонна цементируется до устья. Для качественного крепления ствола скважины на колонне устанавливаются центраторы.

С целью предупреждения поглощения бурового раствора, предотвращения загрязнения продуктивных и водоносных горизонтов необходимо:

1. Тщательное соблюдение проектной технологии бурения и крепления скважины.
2. Строгое соблюдение проектных параметров и рецептур бурового и тампонажного растворов путем точной дозировки компонентов в растворе.
3. Выполнение в полном объеме, предусмотренном проектом, комплекса геофизических исследований.
4. Обеспечение достаточно высокой экологической культуры персонала.

#### **17.12.4 Контроль окружающей среды**

Проведению разведочных работ с целью разведки нефти и газа должна предшествовать подготовка проекта работ с учетом мирового опыта, включая оценку воздействия на окружающую среду (ОВОС), предусматривающую экологическое картирование района работ с проведением фоновых исследований и выявление экологически особо чувствительных зон.

Нефтяные операции регулируются следующим природоохранным законодательством Республики Казахстан:

- Экологическим кодексом Республики Казахстан;
- Законом «Об особо охраняемых природных территориях»;
- Законом «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира»;
- «Земельным кодексом»;
- Кодексом РК «О здоровье народа и системе здравоохранения».

Стратегией развития Республики Казахстан до 2050 года, где большое значение придается охране окружающей среды.

В соответствии с «Экологическим кодексом РК», а также другим действующим законодательством, предусматривается ряд мероприятий, обеспечивающих выполнение установленных требований охраны биологических ресурсов.

При этом:

- все буровые работы должны производиться строго в пределах отведенного участка;
- циркуляционная система буровой предусматривает замкнутый цикл использования бурового раствора, исключая его выброс и загрязнение окружающей среды;
- для предотвращения возможного открытого фонтанирования, бурение скважин осуществлять строго соответствии с утвержденным ГТН;
- своевременно устранить течи смазывающих веществ, ГСМ и продуктов их обработки и не допускать загрязнения почвы;
- для смазки бурового оборудования применять соответствующие масла;
- хранение и использование химических реагентов производится в специально отведенных местах;
- для хранения и складирования сыпучих веществ, применять контейнера;
- жидкие химические реагенты доставляются на буровую в специальных контейнерах, а сухие - в контейнерах и мешках;
- использовать металлические емкости с общим объемом не менее 100 м<sup>3</sup> для сбора нефти в случаях выброса и при испытании.

Основными источниками воздействия на окружающую среду при безаварийной деятельности являются:

- Выбросы продуктов сгорания топлива в двигателях;
- Шум производственного оборудования на объектах, двигателей, устройств и механизмов;

- Освещение производственных площадок;
- Выбросы продуктов сгорания при кратковременных испытаниях скважин.

В процессе работ, на всех его стадиях будет осуществляться производственный экологический мониторинг, мониторинг качества окружающей среды и экологический мониторинг при возникновении чрезвычайных ситуаций.

Рекомендуется осуществление следующих мероприятий по охране почвы:

- герметизация системы сбора, сепарации, подготовки нефти;
- автоматическое отключение скважин при авариях отсекающими;
- обваловка устья скважин земляным валом на случай разлива нефти в течение первых часов;
- организация движения транспорта только по автодорогам;
- проводить качественную техническую рекультивацию земель.

Загрязнение недр и их нерациональное использование отрицательно отражается на состоянии и качестве поверхностных и подземных вод, атмосферы, почвы, растительности.

Необходимо обеспечивать следующие мероприятия по охране флоры и фауны в границах месторождения:

- защита окружающей воздушной среды;
- защита поверхностных и подземных вод от техногенного воздействия;
- защита птиц от поражения электрическим током, путем применения "холостых" изоляторов;
- ограждение всех технологических площадок, исключающее случайное попадание на них животных;
- строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение отходов, являющихся приманкой для диких животных.

Контроль за состоянием окружающей среды осуществляется путем динамического наблюдения (мониторинга) по унифицированной методике РД 52.04.186-89 и аналогичным документам. Принцип мониторинга - проведение исследований на представительных участках и контрольных точках по стандартной номенклатуре, включающей исследования:

- атмосферного воздуха;
- сточных вод;
- почвы и грунтов;
- флоры и фауны;
- коррозионной агрессивности атмосферы;
- радиационной обстановки.

Анализ данных исследований позволяет иметь исчерпывающую информацию для текущего и перспективного планирования мероприятий по снижению техногенного воздействия производственных факторов на окружающую среду, в том числе на флору.

#### **17.12.5 Радиационная безопасность**

Основанием для составления настоящего подраздела являются СП СЭТОРБ Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» (от 25 августа 2022 года № ҚР ДСМ-90) и ГН (ОРБ) Гигиенических нормативов к обеспечению радиационной безопасности от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-71.

1. Организация дозиметрической службы. Замеры радиоактивности производятся регулярно как на буровой, так и в ближайших населенных пунктах.

2. Во время испытания из всех продуктивных и водоносных горизонтов производится отбор проб для отправки на анализ на содержание радионуклидов.

3. В случае, если загрязненность радионуклидами буровых сточных вод, бурового раствора и бурового шлама, накопленных в отстойниках и контейнерах, превышает уровень концентраций, предусмотренных нормами радиационной безопасности работы с радиоактивными веществами

Гигиенические нормативы ГН (ОРБ) и Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» (от 25 августа 2022 года № ҚР ДСМ-90) то производится их очистка. Сбор, ликвидация или дезактивация этих отходов регламентируется специальными правилами.

4. При проведении товарных анализов нефти и конденсата, которые выполняются подрядными организациями, должны выдаваться сведения о концентрации радионуклидов, эти данные в дальнейшем используются для организации радиационной безопасности рабочих мест при транспортировке и переработке.

5. В случае, когда мощность эквивалентной дозы радионуклидов в нефти, конденсате и пластовых водах превысит 0,03 мбер/час, рабочие места на буровой оборудуются в соответствии с требованиями ГН (ОРБ) Гигиенические нормативы и Санитарные правила "Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности" от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-71) с обязательным оформлением санитарных паспортов на право производства с радиоактивными веществами соответствующего класса. Район работ не представляет радиационной опасности. Естественный фон не превышает 10-14мкр/час. Древние осадочные породы на поверхности отсутствуют. Предусмотрено проведение анализа добываемой нефти на радиоактивность. Нефть, полученная при испытании и опробовании скважин из первых продуктивных скважин, рекомендуется доставить в Республиканскую санэпидемстанцию для проведения анализа на радиоактивность в необходимом для проведения анализа объеме. В случае подтверждения результатами проводимого анализа радиоактивности добываемой нефти, работы на загрязненном радиоактивностью действующем производственном оборудовании должны соответствовать ГН (ОРБ) и СП СЭТОРБ.

На площади будет организован постоянный дозиметрический контроль нефтепромыслового оборудования, труб (особенно НКТ). На возможный случай накопления радиоактивных отходов будет предусмотрено создание пункта сбора и приземного захоронения этих радиоактивных отходов.

#### **17.12.6. Рекультивация земель**

По окончании бурения и опробования скважин, демонтажа и вывоза оборудования работу по технической рекультивации земель необходимо проводить в следующей последовательности:

- демонтировать сборные фундаменты и вывезти для последующего использования;
- разобрать монолитные бетонные фундаменты и площадки и вывезти их для использования при строительстве дорог и других объектов;
- очистить участок от металлолома и других материалов;
- снять загрязненные грунты, обезвредить их и вывезти на полигон промышленных отходов;
- провести планировку территории и взрыхлить поверхность грунтов в местах, где они сильно уплотнены;
- нанести плодородный слой почвы на поверхность участка, где он был снят (с планировкой территории).

Биологический этап рекультивации осуществляется для восстановления плодородного слоя почв, быстрого освоения нарушенных земель и использования их в хозяйстве (после этапа технической рекультивации).

Примечание: биологический этап рекультивации производится после окончания всех геологоразведочных работ и сдаче земли арендодателю.

Классификация взрывоопасных зон помещений и открытых пространств объектов нефтегазового комплекса производится на основании следующих критериев: Зона 0 - пространство, в котором постоянно или в течение длительного периода времени присутствует взрывоопасная смесь воздуха или газа. Зона 1 - пространство, в котором при нормальных условиях работы возможно присутствие взрывоопасной смеси воздуха или газа. Зона 2 - пространство, в котором маловероят-

но появление взрывоопасной смеси воздуха или газа, а в случае ее появления эта смесь присутствует в течение непродолжительного периода времени.

### **17.12.7 Противофонтанная и газовая безопасность**

Мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению газонефтеводопроявлений.

Перед вскрытием пласта с возможным флюидопроявлением необходимо провести:

- инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при ликвидации газонефтепроявлений согласно «Инструкции по организации и проведению профилактической работы по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых газовых и нефтяных фонтанов на территории РК», Алматы 2002г; проверку состояния буровой установки, ПВО, инструмента и приспособлений; учебную тревогу «Выброс». Дальнейшая периодичность учебных тревог устанавливается буровым предприятием;

Оценку готовности объекта к оперативному утяжелению бурового раствора, пополнению его запасов путем приготовления или доставки на буровую.

Вскрытие продуктивного пласта должно производиться после проверки и установления готовности буровой к проведению этих работ комиссией под представительством главного инженера бурового предприятия с участием представителей АСС. В процессе вскрытия продуктивного пласта и испытания скважины на буровой должен находиться представитель противофонтанной службы.

По результатам проверки составляется акт готовности и АСС выдается письменное разрешение на вскрытие и бурение продуктивного пласта.

Запрещается углубление скважины после крепления кондуктора 244,5мм без составления акта готовности и без письменного разрешения АСС.

Рабочие буровой бригады должны быть обучены методам раннего обнаружения ГНВП, практическим действиям по герметизации устья скважины и её глушению, правилам эксплуатации ПВО, использованию средств индивидуальной защиты, оказанию до врачебной помощи.

Обучение рабочих буровой бригады производится инженерно-техническими работниками бурового предприятия по программе, утвержденной главным инженером с проверкой знаний комиссией бурового предприятия при участии представителя АСС.

К работам на скважинах с возможными газонефтепроявлениями допускаются бурильщики и специалисты, прошедшие подготовку по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при газонефтеводопроявлениях» в специализированных учебных центрах (комбинатах), имеющих соответствующую лицензию. Проверка знаний и переподготовка этих кадров проводятся не реже одного раза в 3 года.

Признаки раннего обнаружения газонефтеводопроявлений (ГНВП).

#### **Прямые признаки в процессе углубления:**

- увеличение объема бурового раствора в приемных емкостях;
- увеличение относительной скорости выходящего потока бурового раствора при постоянной производительности насоса;
- повышение газосодержания бурового раствора;
- перелив бурового раствора при остановленном насосе;
- уменьшение плотности выходящего из скважины бурового раствора.

#### **Косвенные признаки в процессе углубления:**

- увеличение механической скорости проходки;
- снижение давления в буровом насосе;
- увеличение содержания сульфидов в буровом растворе;
- изменение крутящего момента на роторе;
- поглощение бурового раствора;
- изменение конфигурации и количества шлама на виброситах;
- изменение температуры и реологии бурового раствора.

Признаки раннего обнаружения ГНВП при СПО устанавливаются по изменению величины доливаемого или вытесняемого бурового раствора:

- увеличение против расчетного объема вытесняемого бурового раствора при спуске буровой колонны;
- уменьшение против расчетного объема доливаемого бурового раствора при подъеме буровой колонны.

Признаки раннего обнаружения ГНВП при полностью поднятой из скважины буровой колонне и длительных остановках:

- перелив бурового раствора из скважины;
- увеличение давления на устье загерметизированной скважины;
- падение уровня бурового раствора (поглощение как косвенный признак).

Ниже в таблице приведен перечень показателей, по которому можно получить исходную информацию (прямые и косвенные признаки) по раннему обнаружению газонефтеводопроявлений.

Для измерения параметров, характеризующих прямые и косвенные признаки газонефтеводопроявления, на буровой установлена станция ГТК. Факт начала проявления в процессе углубления или промывки скважины фиксируется по следующему порядку признаков в зависимости от начальной его интенсивности.

Первое сочетание признаков (интенсивное проявление):

А) изменение давления на стояке или увеличение механической скорости проходки;

Б) повышение скорости (расхода) выходящего потока бурового раствора;

В) увеличение объема бурового раствора в приемной емкости. Второе сочетание признаков (проявление средней интенсивности)

А) увеличение механической скорости или крутящего момента; Б) повышение объема бурового раствора в приемной емкости. Третье сочетание признаков (слабое проявление): А) снижение плотности бурового раствора;

Б) увеличение содержания газа, воды и нефти в буровом растворе.

При обнаружении этих признаков (одного или нескольких) необходимо усилить контроль за показаниями приборов с целью выявления прямых признаков, подтверждающих наличие или отсутствие газонефтеводопроявлений.

При СПО и при остановках признаки проявлений не являются косвенными.

### **Технологические мероприятия по предупреждению ГНВП**

Плотность бурового раствора выбирается по интервалу в соответствии с «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».

При вскрытии высоконапорных горизонтов необходимо проверить возможное поступление воды, нефти, газа в скважину из пласта. Для этого следует произвести контрольный подъем инструмента на 200-300м от забоя в башмак колонны или безопасную от прихвата зону, сделать технологическую остановку на 6-8 часов и промыть скважину в течение цикла. После этого спустить инструмент до забоя, промыть скважину по циклу с регистрацией параметров бурового раствора. При отсутствии пачек разжиженного или разгазированного бурового раствора можно произвести подъем инструмента. При наличии пачек разжиженного или разгазированного бурового раствора дальнейшие работы на скважине производятся по плану, утвержденному главным инженером бурового предприятия. При спуске инструмента обязательно производить промывку в башмаке колонны или в зоне, расположенной выше проявляющего горизонта и безопасной от прихвата. Дальнейший спуск при наличии ниже башмака колонны зон, в которых наблюдается разгазирование, должен производиться с промежуточными промывками, интервалы которых устанавливаются в зависимости от интенсивности разгазирования руководством бурового предприятия и записываются начальником (мастером) буровой в вахтовом журнале. Работы по допуску инструмента про-

водятся по плану, утвержденному руководством бурового предприятия при непосредственном контроле со стороны ответственного ИТР. До поступления такого плана вахта действует согласно типовому расчету, имеющемуся на каждой буровой.

Перед подъемом инструмента после отработки долота или проведения других технологических операций промыть скважину в течение одного цикла. Если параметры бурового раствора отличаются от предусмотренных ГТН, а также при различии параметров входящего и выходящего растворов, продолжить промывку до приведения раствора в соответствие с требованиями ГТН и выравнивания его параметров.

Замер параметров бурового раствора производится непрерывно станцией контроля процесса бурения (ГТК). При вскрытии и бурении продуктивной толщи плотность бурового раствора должна замеряться через 5 мин до и после дегазатора. Результаты замеров заносятся в журнал.

### **Порядок работы по предупреждению развития ГНВП при бурении**

Бурение нефтегазонасыщенных коллекторов осуществляется с использованием двух шаровых кранов и двух обратных клапанов. Один шаровой клапан устанавливается между рабочей трубой и ее предохранительным переводником, второй является резервным.

При обнаружении увеличения объема раствора в приемных емкостях на 1 м<sup>3</sup> бурение прекратить. Инструмент приподнять над забоем, остановить буровой насос, скважину загерметизировать. Перед герметизацией канала бурильных труб должны быть сняты показания манометров на стояке и затрубном пространстве, проверено движение раствора из скважины. Объявить общую тревогу «Аварийная готовность». Начальник буровой обязан сообщить о случившемся руководству организации и организовать наблюдение за возможным грифонообразованием. В течение 10 минут исследовать состояние скважины, выяснить причину увеличения объема в приемных емкостях, определить параметры ГНВП, давление в бурильной колонне и затрубном пространстве, объем притока раствора. Приступить к подготовке для ликвидации ГНВП под руководством ответственного ИТР по плану, утвержденному главным инженером бурового предприятия и на основе карты глушения.

При снижении давления в нагнетательной линии немедленно определить его причину.

При увеличении газосодержания в буровом растворе выше 5% по объему бурение прекратить, приступить к дегазации бурового раствора, довести раствор до требуемых параметров и продолжить углубление.

При изменении скорости потока выходящего бурового раствора определить увеличение объема раствора в приемных емкостях.

К подъему бурильной колонны из скважины, в которой произошло поглощение бурового раствора при наличии газонефтеводопроявления, разрешается приступать только после заполнения скважины до устья и отсутствия перелива в течение времени, достаточного для подъема и спуска бурильной колонны.

Спуск колонны бурильных труб осуществляется при непосредственном контроле объема вытесняемого раствора. При отсутствии уровня скважину доливают, тщательно контролируя объем доливаемой жидкости. При отклонении в объеме доливаемого раствора в сторону уменьшения на 0,5 м<sup>3</sup> спуск колонны должен быть прекращен. Установить причину отклонения согласно признаков раннего обнаружения ГНВП. При обнаружении ГНВП приступить к его ликвидации. При наличии явления кольматации продолжить спуск.

При возникновении открытого фонтана на объектах персонал обязан:

- оповестить руководство предприятия и соответствующие службы;
- запустить аварийный источник электроэнергии (аварийный дизель генератор) для привода в действие основных пожарных насосов в целях создания водяного орошения вышки, аварийного устья и приустьевой зоны, а также орошения струй фонтана и создания водяных завес между жилым поселком и скважиной, другими бурящимися и добывающими скважинами, определить зага-

зованность помещений жилого и технологического блоков, путей эвакуации, подготовить индивидуальные средства защиты к эвакуации персонала.

Порядок герметизации скважины при бурении:

- остановить вращение привода (ротора);
- поднять долото над на 0,7 м;
- зафиксировать тормоз буровой лебедки;
- остановить насос без открытия ДЗУ;
- открыть гидроуправляемую задвижку крестовины превентора на линии, ведущей к открытому дросселю;
- закрыть универсальный превентор;
- закрыть задвижку перед дросселем.
- Контроль над давлением за манометрами.

Не допускается отклонение плотности бурового раствора (освобожденного от газа), находящегося в циркуляции, более чем на 0,02 г/см<sup>3</sup> от установленной проектом величины.

Блок ПВО должен быть предварительно испытан на БУ на рабочее давление. На устье скважины блок ПВО, манифольд и колонная головка должны быть опрессованы на рабочее давление с использованием опрессовочной пробки. Испытание ПВО на герметичность следует проводить:

после его монтажа на устье и спуска обсадных колонн на рабочее давление;

перед вскрытием продуктивного горизонта и после каждого соединения и отсоединения секций направляющей от блока превенторов на ожидаемое устьевое давление в соответствии с табл. 9.17

Опрессовку следует проводить в присутствии представителя ВЧ. Результаты опрессовки оформляются актом.

Проверку элементов ПВО на функционирование следует проводить:

до вскрытия продуктивного горизонта -плащечный превентор 1 раз в неделю, универсальный - 1 раз в месяц;

при разбуривании продуктивного горизонта -плащечный превентор 2 раза в неделю, универсальный - 2 раза в месяц.



## 20. СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ПРИНЯТИИ РЕШЕНИИ

№№ п/п	Наименование	Издание (утверждение)
1	2	3
1	Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ» РД-39-0148052-537-87	Москва, ВНИИБТ, 1990 г.
2	Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности (с изменениями и дополнениями по состоянию на 04.08.2023 г.)	Астана, МИИРК от 30.12.2014 г. №355
3	«Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 20.08.2021 г.)	Приказ МНЭ РК, Астана, от 15.06.2018 г. №239
4	Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции ГОСТ 13862-2003	Межотраслевой стандарт, Минск, 2003г.
5	Закон РК «О гражданской защите» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2023 г.)	Астана, от 11.04.2014 г. №188-V
6	Закон РК «О разрешениях и уведомлениях» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2023 г.)	Астана, 16.05.2014 №202-V
7	Закон РК «О радиационной безопасности населения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 25.02.2021 г.)	Астана, от 23 апреля 1998 года №219-1
8	Экологический кодекс Республики Казахстан	Астана, от 02 января 2021 года № 400-VI
9	Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана (с изменениями и дополнениями по состоянию на 16. 01.2019 г.)	Астана, от 22.05.18 г МЭ РК №200
10	Водный кодекс Республики Казахстан (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.05.2023 г.)	Астана, от 09 июля 2003 г №481-II
11	Кодекс РК «О здоровье народа и системе здравоохранения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2023 г.)	Астана, от 07.07.2020 года №360-VI
12	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции»	Приказ МЗ РК от 11.02.2022 г. № ҚР ДСМ-13
13	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов»	Приказ МЗ РК от 11.01.2022г. № ҚР ДСМ-2
14	Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к радиационно-опасным объектам»	Приказ МЗ РК от 25 августа 2022 года № ҚР ДСМ-90

**Продолжение таблицы**

<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
15	Гигиенические нормативы к обеспечению радиационной безопасности	Приказ МЗ РК от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-71.
16	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения»	Приказ МЗ РК от 3 августа 2021 года № ҚР ДСМ-72.
17	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства»	Приказ МЗ РК от 16 июня 2021 года № ҚР ДСМ-49
18	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемким объектам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов»	Приказ МР РК 20 февраля 2023 года № 26
19	«Об утверждении Национального плана по предупреждению нефтяных разливов и реагированию на них в море и внутренних водоемах Республики Казахстан»	Совместный приказ МЭ РК от 15 мая 2018 года № 182, МИИР РК от 24 мая 2018 года № 376 и МВД РК от 19 мая 2018 года № 37
<b>Справочная литература</b>		
20	Инструкцией по составлению технического проекта на строительство скважин на нефть и газ	№ 45 от 02.02.2005г.
21	Инструкция по ТБ при исследованиях скважин и испытании пластов РД-08-41-94	Алматы, МНП РК, 1994г.
22	Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин РД 39-7/10001-89.	Куйбышев, ВНИИТнефть, 1989г.
23	Инструкция по испытанию скважин на герметичность.	Куйбышев, 1997г.
24	Инструкция по эксплуатации насосно – компрессорных труб РЛ 39-0147014-217-86.	Куйбышев, ВНИИТнефть, 1987г.
25	Инструкция по эксплуатации буровых труб РД 39-013-90.	Куйбышев, ВНИИТнефть, 1990г
26	Инструкция по подготовке обсадных труб к спуску скважину РД 39-2-132-78.	Куйбышев, ВНИИТнефть, 1980г.
27	Инструкция по составлению гидравлической программы бурения скважин РД 390147009-516-86.	Краснодар ВНИИКнефть, 1981г.
28	Инструкция по организации и проведению профилактической работы по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых газовых и нефтяных фонтанов на территории РК	Алматы, 2002г
29	Сборник типовых инструкций по безопасному ведению работ для рабочих буровых бригад РД-08-22-94	Алматы, МНП РК, 1995г.
30	Отраслевая инструкция по безопасности труда при приготовлении бурового раствора РД-08-43-94	Алматы, МНП РК, 1994г.
31	Отраслевая инструкция по безопасности труда при спуске в скважину колонны обсадных труб РД 08-46-94	Алматы, МНП РК, 1994г.
32	Отраслевая инструкция по безопасности труда при проводке скважин роторным и турбинным способом РД 08-44-94	Алматы, МНП РК, 1994г.
33	Первичные действия членов буровой вахты при возникновении ГНВП	Москва, НИИТруда, 1987г.
34	Методика расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин	Приказ МООС от 03.05.12г. № 129-Ө

**Продолжение таблицы**

<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
35	Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин под редакцией Булатова	Москва, Недра,1981г.
36	Трубы нефтяного сортамента под редакцией Сарояна	Москва, Недра,1976г.
37	Справочник инженера по бурению, т. 1 под редакцией В. И. Мищевича.	Москва, Недра,1976г.
38	Справочник укрупненных сметных норм (СУСН) на строительство нефтяных и газовых скважин	Москва, Недра,2000г.
39	Справочник по гидравлическим расчетам в бурении» Б.И. Мительман	Москва, Недра,1963г.
40	Справочник инженера по бурению, т.II под редакцией В.И. Мищевича.	Москва, Недра,1978г.
41	Спутник буровика. К.В. Иогансен	Москва, Недра,1986г.
42	Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин	Москва, НИИТруда, 1987г.
43	Дополнение к РД (390148052-537-87). Раздел 3. «Охрана окружающей природной среды». Макета рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ	Москва, ВНИИБТ, 1990г.
44	Справочник по гидравлическим расчетам в бурении» Б.И. Мительман	Москва, Недра,1963г.
45	Справочник инженера по бурению, т.II под редакцией В.И. Мищевича.	Москва, Недра,1978г.
46	Спутник буровика. К.В. Иогансен	Москва, Недра,1986г.
47	Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые	Москва, 2000г.
48	Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин	Москва, НИИТруда, 1987г.

**РАЗДЕЛ II**  
**ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА**

## 1. СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ

При строительстве скважин и проведении буровых работ потребуется использование воды на следующие нужды:

- вода питьевого качества на питьевые нужды рабочих буровой бригады и обслуживающего персонала;
- вода на хозяйственно-бытовые нужды рабочих буровых бригад и обслуживающего персонала;
- вода технического качества на производственные нужды при бурении, а также на производственно-противопожарные нужды.

Расчеты водопотребления и водоотведения выполнены в соответствии с нормативно-техническими документами: СНиП РК 4.01-41-2006. Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, хозяйственно-питьевому водоснабжению, местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» № 26 от 20 февраля 2023г. А также СНиП IV-5-82. "Часть IV. Приложение. Сборник 49. ЕРЕР. Объем водопотребления определяется в соответствии с нормой суточного расхода воды по этапам строительства скважины.

### Источники водоснабжения

Подземные воды данной территории отличаются высокой минерализацией, поэтому питьевое водоснабжение вахтовых лагерей и буровых бригад будет осуществляться за счет привозной воды, в т.ч. бутилированной (ближайшие населенные пункты: п. ?????????? 15 км).

Водоснабжение буровых установок водой технического качества предусмотрено из г. п. ?????????? –15км).

Вода, получаемая из водозаборной скважины по предполагаемому химическому анализу, не относится к источнику питьевого водоснабжения - не пригодна для употребления в пищу (данные табл. 4.7. ГТП по химсоставу, минерализации, типам воды и пр. – приведены ниже). Поэтому будет поставляться привозная питьевая вода – автоцистернами и бутилированная вода (???????–15км). Хранение технической воды предусматривается в емкостях общим объемом 167 м<sup>3</sup>, обеспечивающих пожарный и аварийный объемы воды.

Хозяйственно-питьевые нужды в период мобилизации и демобилизации будут обеспечены привозной и бутилированной водой. Качество воды должно отвечать «Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, хозяйственно-питьевому водоснабжению, местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» № 26 от 20 февраля 2023г. Хозяйственно-питьевая вода на территорию ведения буровых работ будет привозиться в цистернах, которые следует обеззараживать не менее 1 раза в 10 дней. Хранение воды для питьевых и хозяйственно-бытовых нужд предусматривается в емкостях объемом по 20 м<sup>3</sup>.

### Водопотребление

Проектное время обустройства участка и бурения скважины глубиной 1600 м на участке, составит 86 суток. Число персонала, привлекаемого для бурения, обслуживания строительно-монтажных работ и геофизических исследований в скважинах, составит, максимально, 30 человек. Проживать члены буровой бригады будут на участке проведения работ (вагончик с душем, умывальником).

В таблице 1.1. приведены данные расчета расхода воды:

**Таблица 1.1. Расчет расхода воды**

№ пп	Наименование работ	Кол-во дней	Кол-во чел.	Норма на 1 чел./сут.		Расход воды на скважину, м <sup>3</sup> , для:			
				питьевой	бытовой	Тех. нужд	питьевых нужд	хозбытовых нужд	Всего
1	Мобилизация (демо-билизация), строительно-монтажные	30	30	20	25	-	18,0	22,50	40,50
2	Подготовительные работы к бурению	4	25	20	25	-	2,0	2,50	4,50
3	Бурение и крепление	40	25	20	25	558,5	20,0	25,0	603,5
4	Испытание в эксплуатационной колонне	12	12	20	25	68,4	2,9	3,6	74,9
	<b>Итого:</b>	<b>86</b>				<b>626,9</b>	<b>42,9</b>	<b>53,6</b>	<b>723,4</b>

Водоснабжение водой буровой бригады для технических нужд осуществляется из пробуренной на территории расположения буровой площадки водозаборной скважины.

Водоснабжение водой буровой бригады для питьевых и хозяйственных нужд осуществляется автоцистернами и привозной бутилированной водой из (п. ????????? –15 км).

На скважине одновременно будут находиться по (СЭСН-49 т. 49-401, 49-402) при:

- подготовительных работах, бурении и креплении – 25 человек;
- при испытании в колонне – 12 человек;
- монтаже-демонтаже – 30 человек.

Расход воды на хоз. бытовые нужды принят, согласно ГТП - для одного человека 25 л/сут и 20 л/сут. (СНиП РК 4.01-41-2006 Приложение 3. Нормы расхода воды потребителями).

Норма расхода технической воды при бурении и подготовительных работах принята равной - 43 м<sup>3</sup>/сут., при испытании - 20 м<sup>3</sup>/сут.

В полевом лагере будут обустроены душевые в вагончиках. Вагончики будут оборудованы умывальниками. Будет функционировать прачечная. Жидкие стоки по системе временных трубопроводов будут отводиться в выгребные ямы суммарным объемом не менее 20 м<sup>3</sup>. Это не приведет к загрязнению подземных вод, поскольку они залегают на глубинах более 50 м от поверхности земли.

#### *Хозяйственно-питьевые нужды*

Общая величина хозяйственно-бытовых и питьевых вод на период бурения и испытания скважины составит: **42,9+53,6= 96,5 м<sup>3</sup>**. В т.ч. воды питьевого качества: **42,9 м<sup>3</sup>**.

#### *Производственные нужды*

На буровых установках техническая вода будет расходоваться на приготовление бурового раствора, промывочной жидкости и растворов реагентов, мытье оборудования, рабочей площадки, испытания и другие технические нужды. Согласно проектным проработкам объем потребления воды на производственные нужды за период бурения одной скважины глубиной 1600 м составит: **723,4 м<sup>3</sup>**.

#### **Водоотведение**

##### *Хозяйственно-бытовые сточные воды*

На территории буровой площадки вахтового лагеря предусмотрены две системы временной канализации:

- хозяйственно-бытовая;
- производственная.

Хозяйственно-бытовые стоки от модулей полевых лагерей по системе временных трубопроводов будут отводиться в септик (20 м<sup>3</sup>), изолированный от поверхностных и подземных вод. По мере наполнения септика стоки будут откачиваться, и вывозиться специализированными машинами - автоцистернами на специально оборудованные очистные сооружения, стоящие на балансе организаций, имеющих соответствующие разрешения на прием и утилизацию сточных вод, по договору с этими организациями.

Производственные стоки от мойки транспорта отводятся в септик на стоянке, стоки также будут вывозиться по договору на спецпредприятия имеющие специально оборудованные очистные сооружения. Проектные решения рассматривают максимальный возврат производственных стоков и их повторное использование.

Септики после окончания буровых работ будут опорожнены, дезинфицированы. Территория септиков будет рекультивирована.

Объем водоотведения хозяйственно-бытовых сточных вод составит **96,5 м<sup>3</sup>/период** ведения буровых работ на 1-ой скважине.

Качественный состав сточных вод, сбрасываемых в септик, стандартный и удовлетворяет требования СНиП 2.04.03-85. Концентрация загрязняющих веществ определена исходя из удельного водоотведения на одного человека. Количество загрязняющих воду веществ на одного человека для определения их концентрации в бытовых сточных водах принято согласно СН РК 4.01.03-2011 «Канализация. Наружные сети и сооружения».

На площадках буровых установок будет использована стандартная схема очистки буровых сточных вод. После очистки они могут использоваться повторно.

*Отработанный буровой раствор (ОБР)* – один из видов сточных вод при строительстве скважин. О загрязняющей способности отработанного бурового раствора судят по содержанию в нем органических примесей, оцениваемых по показателю ХПК, по значению водородного показателя рН и минерализации жидкой фазы.

Буровой раствор, применяемый при бурении скважин, готовится в блоках приготовления бурового раствора, хранится в металлических емкостях.

Расчетный объем ОБР на скважину 1600 м равен **102,1 м<sup>3</sup>**.

Согласно технической части проекта объем отработанного бурового раствора, складываемого в металлические емкости, определяется из расчета 20 % от объема исходного бурового раствора, из них 5 % остается в скважине и 15 % выходит на поверхность, которая теряется с буровым шламом. Таким образом, всего объем отработанного бурового раствора составит:  $102,1 \text{ м}^3 \times 0,2 = 20,4 \text{ м}^3$ . Масса отработанного бурового раствора от одной скважины глубиной 1600 м составит:  $20,4 \text{ м}^3 \times 1,35 = 27,5 \text{ т/период}$ .

Рекомендуемые групповым техническим проектом буровые растворы отвечают основным экологическим требованиям, предъявляемым к буровым растворам при вскрытии продуктивных пластов. Компоненты бурового раствора, после сбора и очистки, не окажут вредного влияния на окружающую среду в силу отсутствия эффекта суммации, поскольку они состоят из воды, биополимеров и инертных материалов.

*Буровые сточные воды (БСВ)* по своему составу являются многокомпонентными суспензиями, содержащими до 80 % мелкодисперсных примесей, которые обеспечивают высокую агрегатную устойчивость. Загрязняющие вещества, содержащиеся в буровых сточных водах, подразделяются на взвешенные, растворимые органические примеси и нефтепродукты.

Расчетный объем буровых сточных вод на одну скважину составит:

$$V_{\text{БСВ}} = 0,25 \times 102,1 = 25,5 \text{ м}^3.$$

#### **Количество отработанных буровых сточных вод**

Количество обработанных буровых сточных вод определяется по формуле:

$$Q = V_{\text{БСВ}} * \rho_{\text{БСВ}}$$

$V_{\text{БСВ}}$  – объем буровых сточных вод, м<sup>3</sup>;

$\rho_{\text{БСВ}}$  – удельный вес буровых сточных вод, 1,05 т/ м<sup>3</sup>;

$$Q = 25,5 \times 1,05 = 26,7 \text{ т/период.}$$

Весь объем образующихся производственных сточных вод за весь период по системе канализационных стоков будет направляться в резервуар сбора буровых сточных вод, затем в систему очистки. Условно чистая техническая вода может использоваться на текущие технологические нужды.

Очистка производственных сточных вод будет осуществляться по мере их образования и сбора. Часть воды, потребляемой на производственно-технологические нужды, будет потеряна безвозвратно (фильтрация в горные породы в процессе промывки скважины, доувлажнение выбуренной породы, приготовление тампонажного раствора и т.д.). При этом, безвозвратные потери воды в блоке очистки, по опыту водопользования при строительстве скважин, составят 5 %.

**Таблица 1.2 Объемы водоотведения (бурение скважин на глубину 1600 м)**

Наименование	Объем стоков, м <sup>3</sup> /период	Место отведения
<b>Хозяйственно-бытовая канализация</b>	96,5	Специально оборудованный гидроизолированный септик с вывозом на существующие очистные сооружения
<b>Производственная канализация:</b>		
Буровые сточные воды	25,5	
Мойка транспорта	5	Септик на стоянке транспорта с вывозом на существующие очистные сооружения
Пылеподавление	10	Безвозвратные потери
Пожаротушение	50*	Место возгорания, безвозвратные потери
<b>Всего производственных стоков</b>	<b>187,0</b>	

**Примечание:** Используется техническая вода\*

Объем сточных вод, вывозимых на специально оборудованные очистные сооружения, составит:

- хозяйственно-бытовых -  $V = 96,5 \text{ м}^3$ ;
- производственных -  $V = 187,0 \text{ м}^3$ .

## 2 СВЕДЕНИЯ ОБ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИИ

Таблица 2.1 - Электроснабжение

Количество потребляемой электроэнергии, кВт. час	Заявленная мощность, кВт. час		Источник электроснабжения		Характеристика линий передачи электроэнергии		
	Системы электроснабжения буровой	трансформаторов	Наименование (энергосистема, электростанция и т.д.)	Расстояние до буровой, км	ЛЭП, кВ	Подземный (подводный) кабель, кВ	Длина, км
1	2	3	4	5	6	7	8
Таблица информации не несёт, так как источником энергии являются двигатели внутреннего сгорания: 1. Дизельный двигатель CAT 3406, N - 343 кВт (2 шт.) (силовой двигатель) 2. Дизельный двигатель PZ12V190B, N - 375 кВт, (2 шт.) (насос) 3. Дизельный двигатель дизельный генератор TAD 1242 GE N - 398 кВт, (1 шт.) (освещение) 4. Силовой двигатель ЯМЗ-238 (подъёмник А-80), N=158 кВт - 1 комплект. 5. Дизель- генератор (мощностью 100 кВт) при освещении (1шт)							

**Линии электропередач:** Распределение электроэнергии осуществляется по кабельным линиям

Таблица 2.2 – Потребность в ГСМ

Потребность в ГСМ для двигателей буровой установки, т			Потребность в ГСМ для котельной теплофикационной установки, т	База снабжения ГСМ	
всего	в том числе			наименование	расстояние до буровой, км
	топлива	масла			
1	2	3	4	5	6
305,8	300,8 ГОСТ 305-82 Дизельное топливо	4,92 Моторное масло	-	г. Кызылорда	360

## **ПРИЛОЖЕНИЕ**

## Приложение 1 Техническое задание

### ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

На составление «Индивидуальный технического проекта на строительство добывающей скважины №105 на месторождении Кайнар с проектной глубиной 1600 ( $\pm 250$ м)» согласно «Проекта разработки месторождения Кайнар».

**Цель бурения** – промышленная эксплуатация месторождения Кайнар, добыча УВС в пределах лицензионного участка месторождения Кайнар контрактной территории ТОО «Кумколь Транс Сервис».

**Проектная глубина** - 1600м ( $\pm 250$ м)

**Проектный горизонт** –Верхняя юра

**Группа сложности скважины** – третья

### ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ ДЛЯ СКВАЖИН

Глубина		Возраст породы	Описание горной породы	Категория породы
1	2	3	4	5
0	100	Палеоген	Глины, в основном, известково-бентонитовые, пески кварц-полевошпатовые	1-мягкие
100	590	Верхний мел, турон-сенон, Нижний-средний мел, альб-сеноман	Пески, гравий полимиктовые, редко песчаники. Пески кварц-полевошпатовые, мелкозернистые, глины аргиллитоподобные, алевритистые с прослоями песчаника	1-мягкие
590	720	Нижний мел, верхний неоком	Глины аргиллитоподобные, алевритистые, редко прослой песчаников, пески кварц-полевошпатовые	1-мягкие
720	860	Нижний мел, арыскупский горизонт	Аргиллиты алевритистые, глины алевритистые, гравелиты слабоцементированные, пески кварцевые, кварц-полевошпатовые, пестроцветные	1-мягкие
860	1400	Верхняя юра, акшабулакская свита	Глины, аргиллиты, песчаники, пески	2- средние
1400	1600	Верхняя юра, кумкольская свита	Глины, аргиллиты, песчаники мелко-крупнозернистые, алевролиты	2- средние

### КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ

Возраст	Горизонт	Покрышка	Коллектор
1	2	3	4
J <sub>3</sub> km	Юрский (Кумкольская свита)	Глины, аргиллиты	Песчаники, гравелиты

### КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

Наименование	Диаметр, долота, мм	Глубина Спуска, м	ВПЦ от устья скв, м	Тип цемента
1	2	4	5	6
Шахтовое направление	490,0	20	Цементируется до устья	«Г»
Кондуктор	393,7	200	Цементируется до устья	«Г»
Техническая	295,3	600	Цементируется до устья	«Г»
Эксплуатационная	215,9	1600	Цементируется до устья	«Г»

### ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

№	Вид исследований	Масштаб	Интервал, м
1	2	3	4
1	Ст. картаж: один зонд, ПС, ГК, НГК, КВ инклинометрия с точками записи через 25м и НГК-60	1:500	200-600 м
2	КС, ПС, АК, ГК, НГК, КВ, резистивиметрия, БКЗ-5 зондов, МК, БМК, БК, ИК, ГК-П	1:200	600-1600 м
3	Контроль за качеством цементирования (ОЦК, АКЦ)	1:500, 1:200	0-1600 м
4	Газовый картаж (ГТИ)	1:200	600-1600 м

### ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН

В эксплуатационной 168мм колонне предусматривается испытание возможных нефтеносных горизонтов. Испытание скважины в колонне производится со станка УПА-60, А-50 или их аналог.

Вскрытие продуктивных объектов в колонне производится кумулятивными зарядами «ЗПКО-114-АТ-03М» с плотностью 17 отверстий на 1п.м. с провязкой и записью ЛМ, ГК и ТМ.

### ПАРАМЕТРЫ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

Параметры	Бурение под кондуктор и направление (бentonитовый раствор) 0-200 м	Бурение под техническую колонну (бentonитовый раствор) 200-600 м	Бурение под эксплуатационную колонну (полимерный раствор) 600-1600 м
1	2	3	3
Удельный вес, г/см <sup>3</sup>	1,40-1,45	1,30-1,35	1,18-1,35
Вязкость, сек	50-70	50-70	35-40
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30мин	5,0-6,0	5,0-6,0	5,0-6,0
СНС, мгс/см <sup>2</sup>	20/50	20/50	15/40

Песок, %	2	1	1
Корка, мм	0,5-1,0	0,5-1,0	0,5-1,0
pH	8,0-9,0	8,0-9,0	8,0-9,0

Обработка бурового раствора химреагентами: SAPP, Soda ash, СМС-HVT, Caustic, Bicarbonate OB-II, Keizan, Dasco Regular, Sodium chloride.

#### **ЛАБОРАТОРНЫЕ РАБОТЫ**

1. Анализ физических свойств коллекторов и покрышек
2. Петрографическое описание в шлифах
3. Минералогический анализ
4. Палинологический анализ
5. Анализ поверхностных проб нефти
6. Анализ глубинных проб нефти
7. Анализ товарных характеристик нефти
8. Полный химический анализ пластовой воды с определением микрокомпонентов
9. Анализ газа

#### **УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ**

1. При бурении под кондуктор и тех. колонну : используется инструмент ТБПК-114мм x 8,5Д; УБТ-203-178-165мм
2. При бурении эксплуатационную колонну: ТБПК-114мм x 8,5Д, Е; УБТ-178-165мм  
Бурение до проектной глубины-роторное.  
Для бурения предусматриваются буровая установка ZJ-30 или его аналог

**Заказчик**  
**ТОО «Кумколь Транс Сервис»**

Исполнительный директор

\_\_\_\_\_ **Асылханов Ж.Б.**

**Исполнитель**  
**ТОО «Timal Consulting Group»**

Директор

\_\_\_\_\_ **Бабашев В.Н.**

Приложение 2 Протокол совместного геолого-технического совещание

**ПРОТОКОЛ**  
**Совместного геолого-технического совещание**

г. Атырау

16.08.2023г.

**Присутствовали:**

От ТОО «Кумколь Транс Сервис»

- |                   |                                   |
|-------------------|-----------------------------------|
| 1. Асылханов Ж.Б. | - Исполнительный директор         |
| 2. Впппп М.       | - Начальник геологического отдела |
| 3. Иррррр К.О.    | - Геолог                          |

От ТОО «Timal Consulting Group»

- |                 |   |
|-----------------|---|
| 1. Нурбаев С.Т. | - Зам.директора по анализу разработки   |
| 2. Умбетов Е.К. | - Главный инженер проекта               |
| 3. Хайржанов Р. | - Ответственный исполнитель по геологии |

**Рассматриваемый вопрос:**

«Индивидуальный технический проект на строительство добывающей скважины №№105 на месторождении Кайнар с проектной глубиной 1600м».

**Выступил:**

ЕЕЕЕЕЕЕЕЕЕ. - кратко изложил о проделанной работе над проектом. Ознакомил с технической, геологической частью проекта и графическими приложениями.

В обсуждении приняли участие: ЕЕЕЕЕ В.В., ДДДД Н.С., ГТТГ З.К., ЩШШВ.В.

Рабочий проект выполнен в соответствии с техническим заданием Заказчика и действующими инструкциями по проектированию строительства скважин.

Документы, являющиеся основанием для составления рабочего проекта на строительство скважин: «7-23/У-134 от 27 июля 2023 г.». «Проект разработки месторождения Кайнар» (протокол заседания рабочей группы ЦКРР №35/10 «08» декабря 2022 года)».

**После обмена мнениями ГТС постановляет:**

Технический проект утвердить и направить в контролирующие органы на рассмотрение и согласование.

**Подписи:**

От ТОО «Кумколь Транс Сервис»

- |                   |                                   |
|-------------------|-----------------------------------|
| 1. Асылханов Ж.Б. | - Исполнительный директор         |
| 2. Впппп М.       | - Начальник геологического отдела |
| 3. Иррррр К.О.    | - Геолог                          |

От ТОО «Timal Consulting Group»

- |                 |                                       |
|-----------------|---------------------------------------|
| 1. Нурбаев С.Т. | - Зам.директора по анализу разработки |
| 2. Умбетов Е.К. | - Главный инженер проекта             |

**Приложение 3 Технический паспорт проекта**

**ТОО «TIMAL CONSULTING GROUP»**

**ТОО «КУМКОЛЬ ТРАНС СЕРВИС»**

**ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ  
ПРОЕКТА**

на строительство одной скважины  
на (структуре) месторождении – Кайнар  
Цель бурения и назначения скважины (скважин) - Добывающая

Вид скважины – **Вертикальный**

**Листов 3**

**Главный инженер проекта**

**Сравнительные технико-экономические показатели**

Таблица 1

№ №	наименование показателя	Единица измерения	Значения показателя		примечание
			проектного	фактического	
1	2	3	4	5	6
1	Глубина скважины	м			
	по вертикали		1600		
	по стволу		1600		
2	Продолжительность строительства скважины -всего:	сут.	86		
	-строительство и монтаж, демонтаж		30		
	-подготовительные работы к бурению	сут.	4		
	-бурение и крепление		40		
	-испытание всего	сут.	12		
3	Глубина спуска обсадных колонн:				
	- направление Ø 426,0 мм	м	20		
	- кондуктор Ø 323,9 мм	м	200		
	- техническая Ø 244,5 мм	м	600		
	- эксплуатационная Ø 168,3мм	м	1600		
4	Затраты времени на работы по проходке:	сут.			
	- направление Ø 426,0 мм		0,7		
	- кондуктор Ø 323,9 мм		3,5		
	- техническая Ø 244,5 мм		6,2		
	- эксплуатационная Ø 168,3мм		16,2		
5	Затраты времени на крепление	сут.			
	- направление Ø 426,0 мм		0,9		
	- кондуктор Ø 323,9 мм		3,1		
	- техническая Ø 244,5 мм		4,2		
	- эксплуатационная Ø 168,3мм		5,2		
6	Расход долот по всем типом размерам	шт			
	III 490,0 М-ЦВ	шт	1		
	III 393,7мм по IADC (131)	шт	2		
	III 295,3мм по IADC (216)	шт	2		
	III 215,9мм код по IADC (314)	шт	5		
7	Затраты времени на испытание (освоение) скважины в эксплуатационной колонне по объектам	сут.	12		
8	Затраты времени на испытание (опробование) пластов в процессе бурения	сут.	-		

1	2	3	4	5	6
9	Материалы для бурового раствора				
	Каустическая сода	т	0,72		
	Кальц. сода	т	0,72		
	KCL	т	40,1		
	Оснопак ВО	т	0,354		
	Оснопак НО	т	2,594		
	Гамаксан	т	0,354		
	Seurvey D	т	0,824		
	Atren antifoam	т	0,412		
	Барит	т	110,502		
	Биокарбанат	т	0,824		
	Лимонная кислота	т	0,824		
	Биолюб LVL	т	2,88		
	SC-135	т	0,576		
	Бентонит	т	8,88		
Техническая вода	т	506,592			

#### Приложение 4 Обоснование выбора типа буровой установки

<b>Цель бурения и назначения скважин:</b>	Добывающая
<b>Вид скважин:</b>	Вертикальная
<b>Проектная глубина скважин:</b>	1600м
<b>Максимальная масса буровой колонны в воздухе:</b>	61,8т
<b>Максимальная масса обсадной колонны в воздухе:</b>	57,8т

Согласно технической характеристике, а также с учетом наличного парка буровых установок у подрядчика, принимается Буровая установка «ZJ-30», с грузоподъемности 173,5тн.

**Максимально допускаемая нагрузка на крюке установки «ZJ-30» - 173,5тн.**

**При этом необходимо соблюдение условий:**

1.  $Q_{\text{max бур. INSTR}} \leq 0,6 Q_{\text{доп. тах на крюке}}$ :

$$61,8 \leq 0,6 \times 173,5\text{т}$$

$$61,8 \leq 104,1\text{т}$$

2.  $Q_{\text{max обс. колон}} \leq 0,6 Q_{\text{доп. тах на крюке}}$

$$57,8 \leq 0,6 \times 173,5\text{т}$$

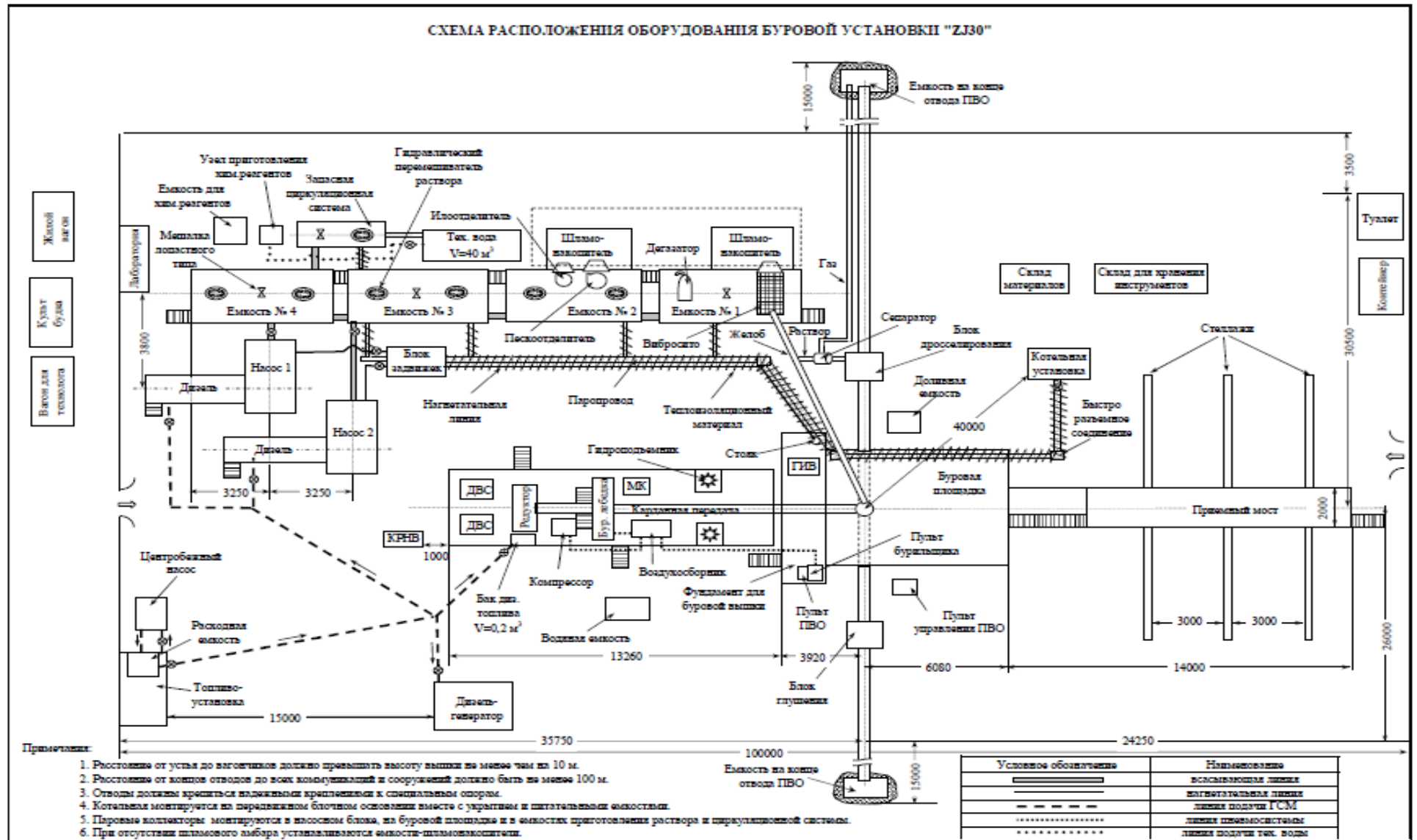
$$57,8 \leq 104,1$$

Что соответствует требованиям «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».

## Приложение 5 Расчет отходов бурения

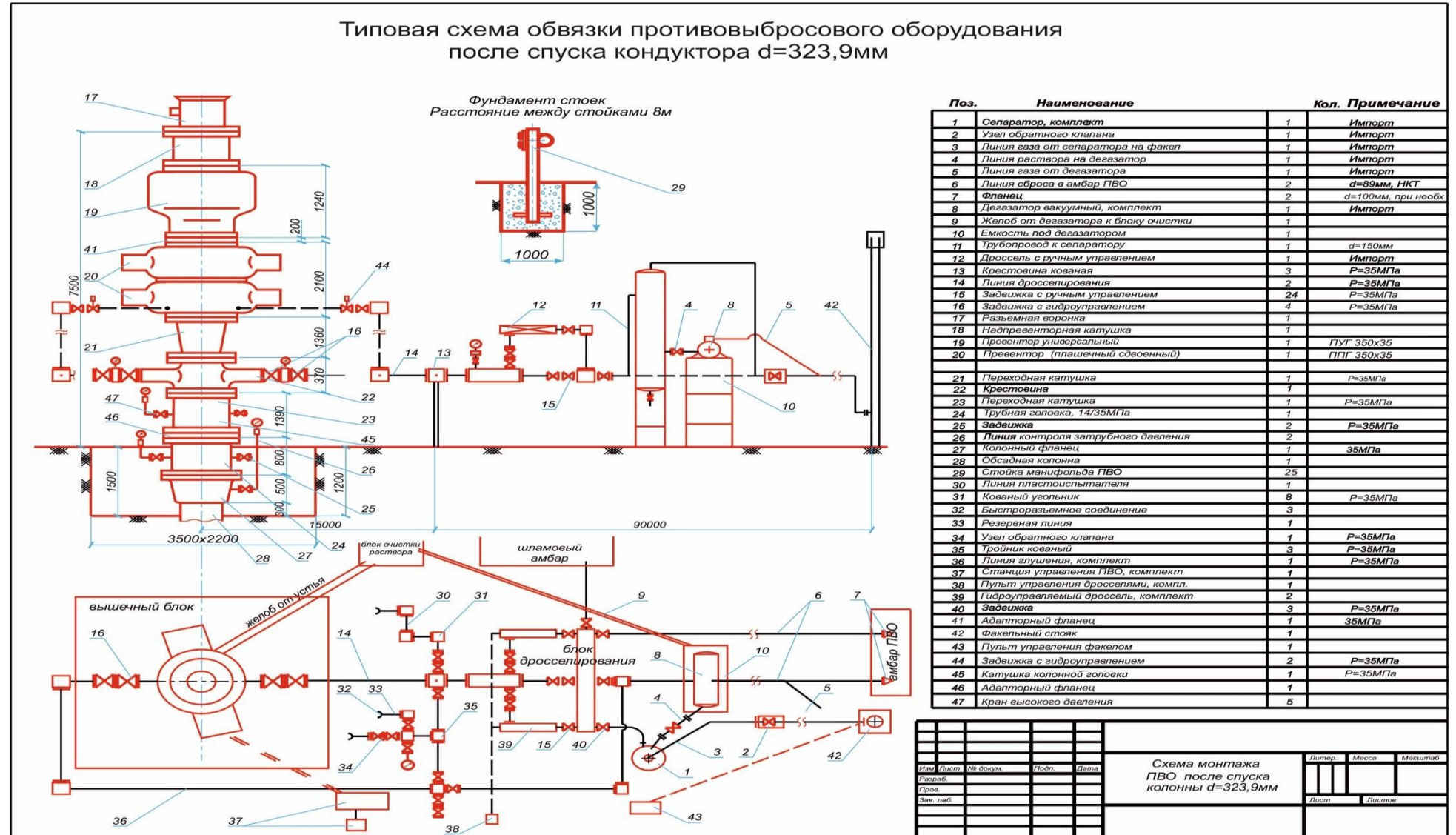
Схема расчета объемов отходов бурения согласно по методике №129п 03.05.2012г										
1. Объем выбуренной породы при строительстве скважин										
$V_{\Pi} = n * K_{\kappa} * R^2 * L$										
2. Объем бурового шлама										
$V_{БШ} = K_{\text{Р}} * V_{\Pi}$										
3. Объем отработанного бурового раствора										
$V_{\text{обр}} = K_{\text{Р}} * V_{\Pi} * K + 0,5 * V_{\text{ц}}$										
K= 1,052	Ккоэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом при очистке на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе									
4. Объем буровых сточных вод										
$V_{\text{БСВ}} = 2 * V_{\text{обр}}$										
№п/п	Наименование	Ед. изм	Интервалы бурения							
			0- 20	20/ 200	200/600	600/1600				
1	Диаметр скважины, D	м	0,4900	0,3937	0,2953	0,2159				
	Радиус скважины, R	м	0,245	0,197	0,148	0,108				
	Радиус скважины, R2	м	0,0600	0,0387	0,0218	0,0117				
2	Длина интервала ствола скважины, L	м	20	180	400	1000				
3	Ккоэффициент кавернозности, K <sub>κ</sub>		1,15	1,15	1,15	1,15				
4	Объем интервала скважины	м <sup>3</sup>	4,34	25,19	31,49	42,08				
5			3,14	3,14	3,14	3,14				
6	Ккоэффициент разуплотнение породы, K <sub>Р</sub>					1,2				
7	Объем циркуляционной системы БУ	м <sup>3</sup>				150				
	Итого объем всей скважины, V <sub>п</sub>	м <sup>3</sup>				103,1				
	Объем бурового шлама	м <sup>3</sup>				123,7				
	Объем отработанного раствора, V <sub>обр</sub>	м <sup>3</sup>				102,1				
	Объем буровых сточных вод, V <sub>БСВ</sub>	м <sup>3</sup>				25,5				
	Суммарный объем отходов бурения	м <sup>3</sup>				251,3				
	Объем экологической емкости	м <sup>3</sup>				276,5				

Приложение 6 Типовая схема расположения оборудования буровой установки



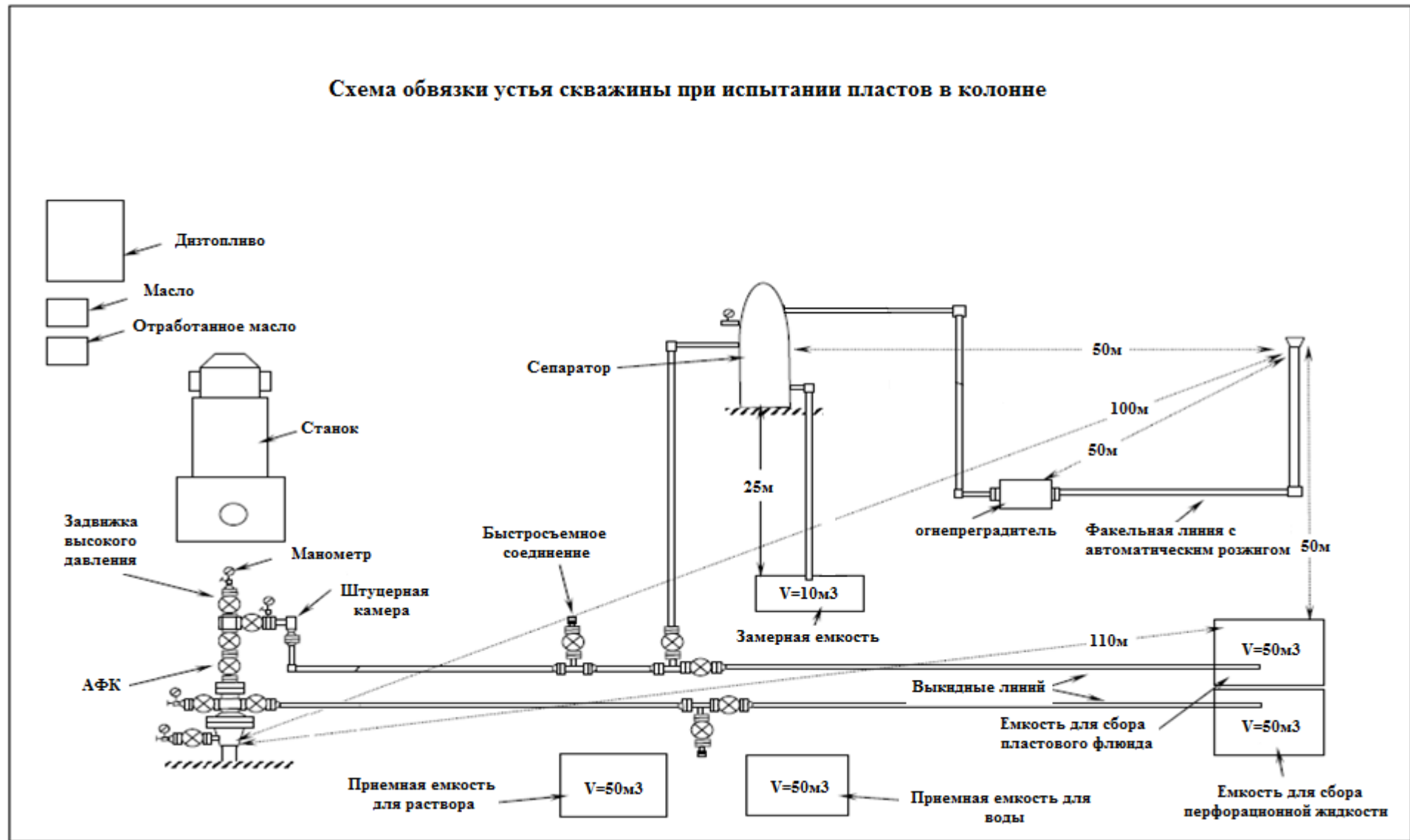
Приложение 7 Схема монтажа ПВО при бурении скважин

Типовая схема обвязки противовыбросового оборудования после спуска кондуктора d=323,9мм

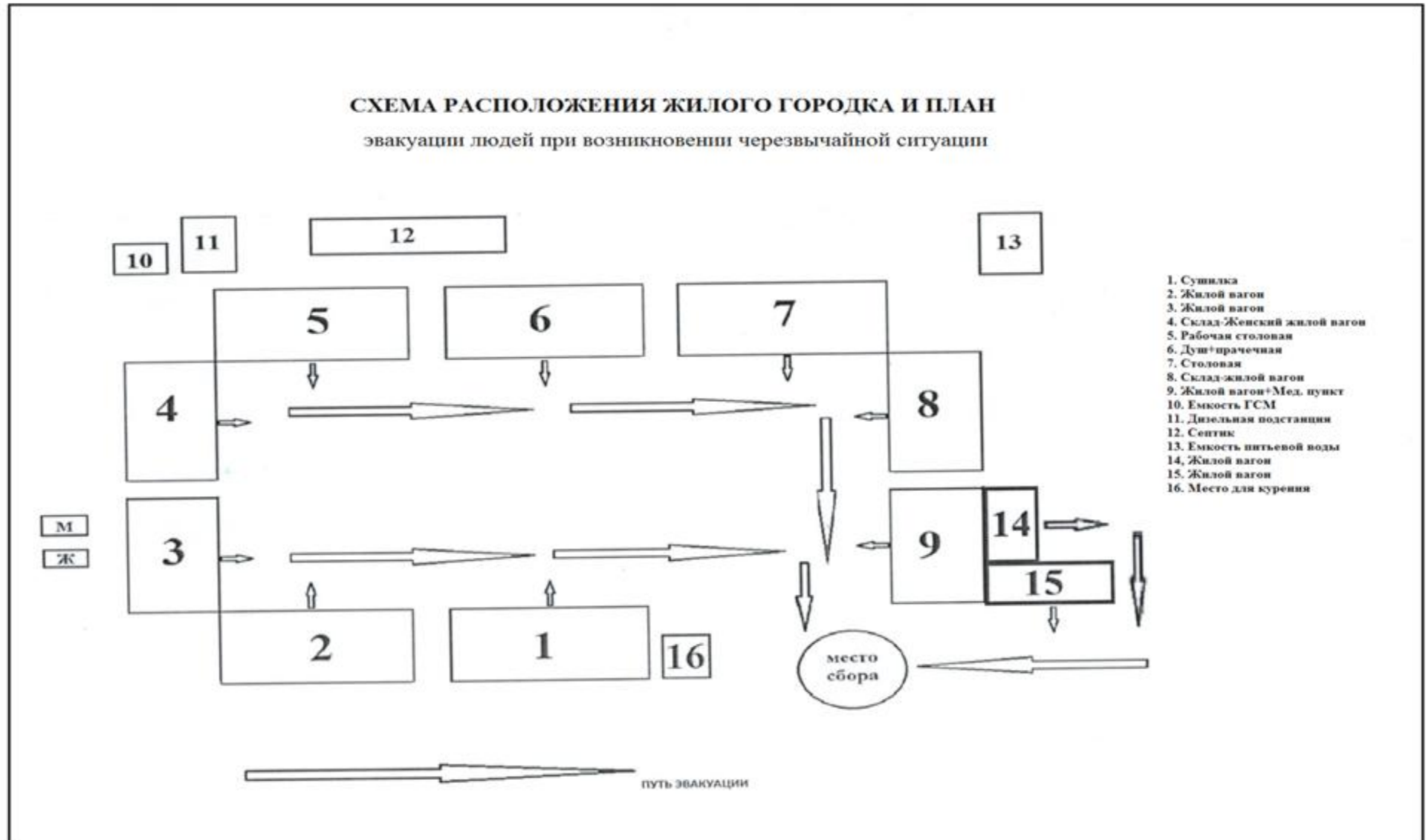




Приложение 8 Схема обвязки устья скважины при испытании пластов в колонне



Приложение 9 Схема расположение жилого городка и план эвакуации людей при возникновении чрезвычайной ситуации



# ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

Утверждаю:  
Исполнительный директор  
ТОО «Кумкол Транс Сервис»  
Ж.Б. Асылханов  
2023г.

Организация заказчик - ТОО «Кумкол Транс Сервис»  
Цель бурения - Добывающая

Планируемое месторождение (контрактная территория) - Кайнар  
Проектный горизонт - Верхний юра  
Номер скважины - 105  
Проектная глубина, м - 1600  
Категория скважины - III (глубина)  
Бурение установка - КД-30 или аналог

Оборудование устья  
Противовибрационное оборудование  
ОП43-350/80x35 ( ППГ-350x35-2шт. ПУГ-350x35-1шт)  
ОП43-230/80x21 ( ППГ-230x21-2шт. ПУГ-230x21-1шт)  
Колонная головка ОКК2-21-168x245x324  
Фонная арматура АКК6-80/65x21  
Комплект бурового оборудования  
Вид привода - ДАС  
Буровые насосы - 3NB-1000

Продолжительность цикла строительства, сут. - 86  
в том числе:  
срочно-мопные работы - 30  
подготовительные работы к бурению - 2  
Бурение и крепление - 42  
Испытание, всего - 12  
в том числе:  
в открытом скважине - 12  
в эксплуатационной колонне - 12  
Проектная скорость бурения, м/сут.мес - 1200

Глубина	ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ		ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ													
	Степень порфироносности пластов	Линейно-интервалный разрез	Скор бурения	Ревизионное бурение			Ревизионное бурение			Ревизионное бурение			Ревизионное бурение			
Глубина	Степень порфироносности пластов	Линейно-интервалный разрез	Скор бурения	Темп бурения	Средняя скорость бурения	Средняя скорость бурения	Средняя скорость бурения	Средняя скорость бурения	Средняя скорость бурения	Средняя скорость бурения	Средняя скорость бурения	Средняя скорость бурения	Средняя скорость бурения	Средняя скорость бурения	Средняя скорость бурения	Средняя скорость бурения
50																
100																
150																
200																
250																
300																
350																
400																
450																
500																
550																
600																
650																
700																
750																
800																
850																
900																
950																
1000																
1050																
1100																
1150																
1200																
1250																
1300																
1350																
1400																
1450																
1500																
1550																
1600																

1. Контроль за качеством бурения, расходом и качеством буровых растворов, бурением скважины осуществляется буровым мастером, инструктором по бурению бурового раствора (ИИ) бурового раствора при производстве скважины, возможно только с согласия ИИ с согласованной генеральной проекцией

2. Строго соблюдать параметры бурового раствора, установленного на бурение скважины, и вносить коррективы в состав бурового раствора в соответствии с требованиями ИИ бурового раствора, в случае необходимости остановив процесс бурения.

3. При проведении СПГС вести контроль за составом и вытеснением бурового раствора, вносить коррективы в состав бурового раствора в соответствии с требованиями ИИ бурового раствора, в случае необходимости остановив процесс бурения.

4. Перфорацию горизонтов осуществлять с применением РИС, в соответствии с требованиями ИИ бурового раствора, в случае необходимости остановив процесс бурения.

5. Указанные интервалы перфорации скважины должны соответствовать результатам лабораторных исследований (испытаний) керновых проб.



ТОО «Кумкол Транс Сервис»	Индивидуальный технико-экономический проект на строительство скважины глубиной 1600 м (СР-105)
ТОО «Титан Сервис»	Ответственный исполнитель: Бурманов К.Б. 2023 г.
Приложение № 10	Геолого-технический наряд
	Компьютерный дизайн: Кайбуллин Э.Д.