

**ТОО «АП-НАФТА ОПЕРЕЙТИНГ»**

**ТОО «КАСПИАН ЭНЕРДЖИ РЕСЕРЧ»**

**УТВЕРЖДАЮ:**

**Генеральный директор**

**ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»**

**Сисекенов О.Л.**

**«АП-НАФТА ОПЕРЕЙТИНГ» 2021г.**



**ГРУППОВОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ**

**на строительство оценочных скважин**

**№R101, R104, R105 на месторождении Кемерколь  
с проектной глубиной 1300±250м.**

**Генеральный директор  
ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»**



**Джамикешов А.М.**

**г. Атырау, 2021г.**

## СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Главный инженер проекта



Умбетов Е.К.

Ведущий инженер



Туралиев К.С.

Начальник отдела проектирования  
оценочных работ



Тлекбаева Л.Н.

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>РАЗДЕЛ I .....</b>	<b>5</b>
<b>РЕФЕРАТ .....</b>	<b>11</b>
<b>ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА.....</b>	<b>12</b>
<b>1 СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ .....</b>	<b>13</b>
<b>2 ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ .....</b>	<b>16</b>
<b>3 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ.....</b>	<b>17</b>
<b>4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА .....</b>	<b>19</b>
4.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважин .....	21
4.2. Нефтегазоводоносность по разрезу скважин .....	25
4.3. Возможные осложнения по разрезу скважин .....	28
4.4. Исследовательские работы.....	31
4.5. Работы по испытанию в эксплуатационной колонне и освоение скважин, сведения по эксплуатации .....	34
<b>5. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ .....</b>	<b>38</b>
<b>6. ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ .....</b>	<b>47</b>
<b>7. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ .....</b>	<b>48</b>
<b>8. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ .....</b>	<b>56</b>
<b>9. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН .....</b>	<b>65</b>
9.1. Обсадные колонны.....	65
9.2. Цементирование обсадных колонн .....	70
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>86</b>
<b>12. СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ.....</b>	<b>88</b>
12.1. Подготовительные работы к строительству скважины (скважин).....	89
<b>13. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ.....</b>	<b>102</b>
<b>14. МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И ДИСПЕРТИЗАЦИИ.....</b>	<b>103</b>
<b>15. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ И ПРОТИВОПОЖАРНАЯ ТЕХНИКА .....</b>	<b>107</b>
<b>16. ПРОГНОЗ ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ, МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, ЛИКВИДАЦИИ.....</b>	<b>117</b>
16.1. План ликвидации аварии .....	124
16.2. Авторский надзор за реализацией проектных решений.....	125
<b>17. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИН.....</b>	<b>127</b>
17.1. Обоснование критериев ликвидации и консервации скважины.....	127
<b>18. ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА НЕДР.....</b>	<b>139</b>
18.1. Мероприятия по предупреждению ГНВП при СПО .....	140
18.2. Мероприятия по предупреждению ГНВП и порядок работы по герметизации устья скважины при отсутствии бурильного инструмента в скважине и геофизических работах. Исследование и освоение скважины.....	141
18.3. Долив скважины .....	143
18.3. 1. Геофизические исследования и работы. ....	145
18.4. Мероприятия по предупреждению износа обсадных колонн, противокоррозионная и тепловая изоляция.....	146
18.5. Оснащение буровой средствами технологического контроля раннего обнаружения .....	147

18.6. Оснащение средствами контроля воздушной среды, средствами индивидуальной защиты персонала на буровой, средствами пожаротушения и медицинскими средствами .....	147
18.7. 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 противофонтанной службы .....	148
18.8. Наличие средств дегазации, вентиляции .....	148
18.9. Прогноз возможных аварийных ситуаций. Мероприятия по их предотвращению и ликвидации. Инструкция по действию персонала .....	148
18.10. Основные требования пожарной безопасности .....	149
18.11. Идентификация опасностей .....	149
18.12 Охрана недр. ....	152
18.12.1 Общая задача охраны недр в период поисково-разведочных работ на площади .....	152
18.12.2 Охрана недр в процессе разбуривания площади.....	152
18.12.3 Выбор конструкции скважин и охрана недр в процессе крепления .....	155
18.12.4 Контроль окружающей среды.....	156
18.12.5 Радиационная безопасность .....	157
18.12.6. Рекультивация земель .....	158
18.12.7 Противофонтанная и газовая безопасность.....	159
<b>19. ОЦЕНКА СТЕПЕНИ РИСКА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИНЫ .....</b>	<b>163</b>
19.1 Анализ и оценка степени риска при строительстве скважины.....	163
19.2 Определение степени риска строительства скважины .....	163
19.3 Анализ видов и последствий отказов. ....	164
<b>20. СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ПРИНЯТИИ РЕШЕНИИ.....</b>	<b>168</b>
<b>РАЗДЕЛ II.....</b>	<b>171</b>
<b>ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА .....</b>	<b>171</b>
1. СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ .....	172
2 СВЕДЕНИЯ ОБ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИИ .....	176
<b>Приложение.....</b>	<b>177</b>
Приложение 1 Техническое задание .....	178
Приложение 2 Технический паспорт проекта .....	182
Приложение 3 Обоснование выбора типа буровой установки .....	184
Приложение 4 Расчет отходов бурения .....	185
Приложение 5 Типовая схема расположения оборудования буровой установки .....	186
Приложение 6 Схема монтажа ПВО при бурении скважин .....	187
Приложение 7 Схема обвязки устья скважины при испытании пластов в колонне.....	188
Приложение 8 Схема расположение жилого городка и план эвакуации людей при возникновении чрезвычайной ситуации .....	189
Приложение 9 Геолого – технический наряд .....	190

## СПИСОК ТАБЛИЦ В ТЕКСТЕ

### РАЗДЕЛ I

Таблица 1.1 - Основные проектные данные.....	13
Таблица 1.2 - Общие сведения о конструкции скважины.....	14
Таблица 1.3 - Дополнительные сведения для составления сметы .....	14
Таблица 1.4 - Дополнительные сведения для составления сметы .....	15
Таблица 1.5 - Сведения об условиях эксплуатации скважины.....	15
Таблица 1.6 - Номера скважин, подлежащих ликвидации или консервации.....	15
Таблица 2.1 - Список документов, которые являются основанием для проектирования .....	16
Таблица 3.1 - Сведения о районе буровых работ .....	17
Таблица 3.2 - Сведения о площадке строительства буровой.....	17
Таблица 3.3 - Сведения о площадке строительства буровой.....	17
Таблица 3.4 - Источники и характеристики водо- и энергоснабжения связи и местных стройматериалов. ....	18
Таблица 3.5 - Сведения о подъездных путях .....	18
Таблица 3.6 - Сведения о магистральных дорогах и водных транспортных путях.....	18
Таблица 4.1 - Стратиграфический разрез скважин, элементы залегания пластов и коэффициент кавернзности .....	21
Таблица 4.2 - Литологическая характеристика разреза скважин .....	22
Таблица 4.3 - Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины.....	23
Таблица 4.4 - Геокриологическая характеристика разреза скважин .....	24
Таблица 4.5 – Нефтеносность.....	25
Таблица 4.6 – Газоносность.....	26
Таблица 4.7 – Водоносность.....	26
Таблица 4.8 - Давление и температура по разрезу скважин .....	27
Таблица 4.9 - Поглощение бурового раствора.....	28
Таблица 4.10 - Осыпи и обвалы стенок скважин.....	28
Таблица 4.11 – Нефтегазоводопроявления.....	29
Таблица 4.12 - Прихватоопасные зоны .....	29
Таблица 4.13 - Текучие породы.....	30
Таблица 4.14 - Прочие возможные осложнения .....	30
Таблица 4.15 - Отбор керна, шлама и грунтов.....	31
По результатам ГИС.....	31
Таблица 4.16 – Геофизические исследования.....	32
Таблица 4.17 - Данные по испытанию (опробованию) пластов в процессе бурения .....	32
Таблица 4.18 - Прочие виды исследований.....	33
Таблица 4.19 - Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважин) в эксплуатационной колонне.....	34
Таблица 4.20 - Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (освоении) .....	35
Таблица 4.21 - Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости пласта в нагнетательной скважине .....	36
Таблица 4.22 - Дополнительные работы при испытании (освоении) .....	36
Таблица 4.23 - Данные по эксплуатационным объектам.....	37
Таблица 4.24 - Дополнительные данные для определения продолжительности испытания (освоения) скважины .....	37
Таблица 5.1 - Характеристика и устройство шахтового направления.....	39
Таблица 5.2 - Глубина спуска и характеристика обсадных колонн.....	41
Таблица 5.3 - Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн .....	42
Таблица 5.4 - Техничко-технологические мероприятия, предусмотренные при строительстве скважины по проектной конструкции .....	43
Таблица 6.1 - Входные данные по профилю наклонно-направленной скважины .....	47
Таблица 6.2 - Профиль ствола скважины.....	47
Таблица 7.1 - Типы и параметры буровых растворов .....	48
Таблица 7.2 - Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонентов .....	49
Таблица 7.3 - Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления и утяжеления .....	51
Таблица 7.4 - Потребность воды или компонентов для обработки бурового раствора при разбуривании цементных стаканов .....	53
Таблица 7.5 - Потребности компонентов для обработки бурового раствора при спуске обсадных колонн.....	53
Таблица 7.6 - Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину.....	54
Таблица 7.7 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов.....	55
Таблица 8.1 - Способы, режимы бурения, расширки (проработки) ствола скважины и применяемые КНБК.....	56
Таблица 8.2 - Компоновка низа бурильных колонн (КНБК) .....	57
Таблица 8.3 - Потребное количество элементов КНБК .....	59
Таблица 8.4 - Суммарное количество и масса элементов КНБК .....	60

Таблица 8.5 - Рекомендуемые бурильные трубы .....	60
Таблица 8.6 - Конструкция бурильных колонн .....	61
Таблица 8.6.1 - Крутящие моменты для свинчивания соединений бурильных труб и УБТ.....	61
Таблица 8.7 - Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения с учетом дефицита длины труб .....	62
Таблица 8.8 - Оснастка талевой системы .....	62
Таблица 8.9 - Режим работы буровых насосов .....	63
Таблица 8.10- Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой .....	64
Таблица 8.11 - Гидравлические показатели промывки .....	64
Таблица 9.1 - Способы расчеты наружных давлений и опрессовки обсадных колонн .....	65
Таблица 9.2 - Распределение давлений по длине колонны.....	65
Таблица 9.3 - Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб .....	66
Таблица 9.4 - Параметры обсадных труб .....	66
Таблица 9.5 - Суммарная масса обсадных труб.....	67
Таблица 9.6 - Технологическая оснастка обсадных колонн .....	68
Таблица 9.7 – Режим спуска обсадных труб.....	69
Таблица 9.8 - Опрессовка обсадных труб и натяжение эксплуатационной колонны .....	69
Таблица 9.9 - Общие сведения о цементировании обсадных колонн.....	70
Таблица 9.10 - Характеристика жидкостей для цементирования .....	71
Таблица 9.11 - Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов.....	72
Таблица 9.12 - Технологические операции при цементировании и режим работы цементировочных агрегатов (буровых насосов) .....	74
Таблица 9.13 - Схема обвязки и потребность в цементировочных агрегатах.....	76
Таблица 9.14 - Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах .....	76
Таблица 9.15 - Потребное для цементирования обсадных колонн количество цементировочной техники .....	77
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 .....	83
Таблица 10.7 - Потребное количество материалов для установки цементных мостов.....	83
Таблица 10.8. - Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне (в одной скважине) .....	84
Таблица 10.9 - Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне. ....	85
Таблица 11.1 - Виды операций контроля и объемы работ по дефектоскопии бурильного инструмента, проводимые с применением передвижной дефектоскопической лаборатории ПКДЛ.....	86
Таблица 11.2 - Опрессовка оборудования и используемая техника .....	87
Таблица 12.1 - Объем подготовительных работ к строительству скважин (скважин).....	89
Таблица 12.2 - Перечень топографо- геодезических работ .....	90
12.3. Объем строительных и монтажных работ для строительства скважины .....	90
(скважин).....	90
Таблица 12.3 - Варианты строительных и монтажных работ.....	90
Таблица 12.4. –Объемы работ по монтажу бурового оборудования, строительству привышечных сооружений и фундаментов «ZJ-20» .....	92
Таблица 12.5 – Объемы работ под конструктивные узлы вышки и привышечных сооружений для буровой. ....	98
Таблица 12.6 – Объемы работ под конструктивные узлы привышечных сооружений для дополнительного оборудования .....	99
Таблица 12.7 – Объемы работ по фундаментам под буровое оборудование .....	100
Таблица 12.8– Объемы работ при использовании специальной установки для испытания скважин .....	101
Таблица 13.1 - Продолжительность строительства скважин.....	102
Таблица 13.2 - Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин.....	102
Таблица 14.1 - Средства механизации и автоматизации.....	103
Таблица 14.2 - Средства контроля .....	106
Таблица 14.3 - Средства диспетчеризации.....	106
Таблица 15.1 - Основные требования и мероприятия по технике безопасности и противопожарной технике .....	107
Таблица 15.2 - Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда .....	109
Таблица 15.3 - Средства индивидуальной защиты, спецодежда.....	111

Таблица 15.4 - Средства коллективной защиты от шума и вибраций .....	111
Таблица 15.5 - Нормы освещенности .....	112
Таблица 15.6 - Средства контроля воздушной среды .....	115
Таблица 15.7 - Санитарно-бытовые помещения .....	115
Таблица 15.8 - Первичные средства пожаротушения .....	116
Таблица 16.1 - Прогноз возможных аварийных ситуаций, мероприятия по их предотвращению, ликвидации .....	117
Таблица 17.2 - Осложнения, возникающие при установке цементных мостов, и мероприятия по их недопущению .....	135
Таблица 17.3 - Техническая характеристика агрегата А-50 .....	136
Таблица 19.1 Категория опасности .....	165
Таблица 19.2 Вероятность возникновения аварийных ситуаций .....	165
Таблица 1.1. Расчет расхода воды .....	173
Таблица 1.2 Объемы водоотведения .....	175
Таблица 2.1 - Электроснабжение .....	176
Таблица 2.2 – Потребность в ГСМ .....	176

## СПИСОК РИСУНКОВ

Рис. 4.1 Обзорная карта района работ .....	20
Рис. 5.1 Совмещённый график давлений.....	41
Рис. 18.1 Дерево отказов и событий.....	145



## **СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ**

- Приложение 1 – Техническое задание на проектирование
- Приложение 2 – Паспорт проекта
- Приложение 3 - Выбор и обоснование бурового оборудования
- Приложение 4 – Расчет объемов отходов бурения
- Приложение 5 – Схема расположения оборудования буровой установки ZJ-20
- Приложение 6 – Схема обвязки устья скважины ПВО
- Приложение 7 - Схема обвязки устья при испытании
- Приложение 8 - Схема и план вахтового поселка при возникновении чрезвычайной ситуаций
- Приложение 9 - Геолого-технический наряд

## РЕФЕРАТ

«Групповой технический проект на строительство оценочных скважин № R101, R104, R105 на месторождении Кемерколь с проектной глубиной 1300±250м» состоит из двух разделов, отражающих геологическую, техническую характеристику.

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

**Объект:** Оценка и эксплуатация скважин на месторождении Кемерколь.

**Цель работы:** Оценка добычных возможностей продуктивных горизонтов месторождения Кемерколь бурением оценочных скважины № R101, R104, R105 для получения дополнительной геолого-геофизической информации.

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.

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.

Данный «Групповой технический проект на строительство оценочных скважин № R101, R104, R105 на месторождении Кемерколь с проектной глубиной 1300±250м», выполнен в соответствии с договором между ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» и ТОО «АП - Нафта Оперейтинг».

**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	R101, R104, R105
2	Площадь (структура)	Кемерколь
3	Расположение (суша, море)	суша
4	Глубина моря на точке бурения, м	-
5	Цель бурения и назначенные скважины	Оценочная
6	Проектный горизонт	Кунгурский ярус нижней перми
7	Проектная глубина, м по вертикали по стволу	1300+250 1300+250
8	Число объектов испытания: в колонне в открытом стволе	3 -
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 продуктив-ного (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	54,4
19	Способ бурения	Роторный
20	Вид привода	ДВС
21	Вид монтажа (первичный, повторный)	Первичный
22	Тип буровой установки	ZJ-20
23	Тип вышки	телескопическая
24	Максимальная масса колонны, т: обсадной бурильной	46,9 59,2
25	Тип установки для испытаний	A-50
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	217  10 2 25 180 - 180
27	Проектная скорость бурения, м/ст.мес.	1560

**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	323,9	0	30	0	30
Кондуктор	244,5	0	400	0	400
Эксплуатационная колонна	168,3	0	1300+250	0	1300+250

**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			Объём повторно используемого раствора, м³	Отходы бурения (отработанный раствор, шлам, сточные воды, нефтепродукты, другие отходы)	Объём отходов, м³			
								количество		Число смен работы в сутки (одна, две, кругл.)			всего	в том числе подлежащих		
при бурении		при испытании		интервал глубины, м		количество	число смен работы	слесарей	электромонтёров					12	13	14
от (верх )	до (низ)	от (верх )	до (низ)	от (верх )	до (низ)					9	10	11				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
0	1300	400	1300	-	-	нет	нет	нет	нет	2	нет	Шлам	85,4	85,4	-	-
												отработанный буровой раствор	164,9	164,9	-	-
												буровые сточные воды	329,8	329,8	-	-

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	
						вид (сероводородная, сульфидная и пр.)	активность пластового флюида, мм/год			
Название (ФОНТАННЫЙ, ШГН ЭЦН, ГАЗЛИФТНЫЙ)	период от начала эксплуатации, год					глубина, м	диаметр, мм			
	от	до								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
фонтанный	в течении всего срока эксплуатации		-	1280	121,7	незначительная	Общая коррозия	-	нефть	0,760

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	В 2019 году заключен Контракт на проведение добычи УВС (рег. № 4709-УВС-МЭ от 12.04.2019 г.), из триасовых продуктивных горизонтов месторождения Кемерколь. Срок действия контракта до 15 апреля 2044 г.
2	«Проект разработки месторождения Кемерколь» 2019г. «Дополнения к Проекту разведочных работ по оценке углеводородов на месторождении Кемерколь».
3	Техническое задание на разработку «Группового технического проекта на строительство оценочных скважин № R101, R104, R105 на месторождении Кемерколь с проектной глубиной 1700±250м» 2021г.

### 3 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

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

Название, единица измерения	Значение
1	2
Наименование лицензионного участка	-
Площадь (структура)	Кемерколь
Административное расположение Республика Область (край) район	Казахстан Атырауская Кзылкогинский
Температура воздуха: - среднегодовая, °С; - наибольшая летняя, °С; - наименьшая зимняя, °С.	+15 +44 - 35
Среднегодовое количество осадков, мм	100-110
Максимальная глубина промерзания грунта, м	1,2
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	180
Продолжительность зимнего периода в году, сут.	105
Азимут преобладающего направления ветра, градус	45-90
Наибольшая скорость ветра, м/с	30
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	слаборасчлененный, слабовсхолмленный
Состояние местности	не заболоченная
Толщина снежного покрова, см	20-30(максимально на зиму) Плодородного слоя 10-15
Почвенного слоя	50-30
Растительный покров	0,5
Категория грунта	Полынь, колючка биюргун и др.

**Таблица 3.3 - Сведения о площадке строительства буровой**

Назначения участка	Размер, га	Источник нормы отвода земель
1	2	3
Строительство буровой установки и размещение оборудования и техники для бурения скважины, где могут быть вскрыты нефтяные пласты.	1,7	Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин



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

Название вида снабжения: (водоснабжение: для бурения, для дизелей, питьевая вода, для бытовых нужд, энергоснабжение, связь, местные стройматериалы) и т.д.	Источник заданного вида снабжения	Расстояние от источника до буровой, км	Характеристика водо и энергопри- вода, связи и строймате- риалов
1	2	3	4
Техническая вода	Привозная ст.Мукур или Жантерек	30 15	Автоцистерна
Питьевая вода:	Привозная ст.Мукур или Жантерек	30 15	Автоцистерна
Энергоснабжение	Электростанция	Дизель- электростан- ция при буро- вой	ЛЭП-380
Связь	Радиостанция	На буровой	Спутниковая связь, внутри поселковый телефон

**Таблица 3.5 - Сведения о подъездных путях**

Протяженность, км	Характер покрытия (гра- вийное, из лесоматериалов и т.д.)	Ширина, м	Высота насыпи, см	Характеристика доро- ги
1	2	3	4	5
10-15	Одноколейная дорога 5 кате- гор. 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**

Магистральные дороги			Водные транспортные пути		
наличие (ДА, НЕТ)	название	расстояние до буровой, км	наличие (ДА, НЕТ)	название	расстояние до буровой, км
1	2	3	4	5	6
Да	Актюбинск-Атырау	5	нет	-	-

#### **4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА**

##### **Исходные геологические данные для составления:**

«Групповой технический проект на строительство оценочных скважин № R101, R104, R105 на месторождении Кемерколь с проектной глубиной  $1300\pm 250\text{м}$ »

**Цель бурения:** Оценка и эксплуатация нефтегазовых скважин.

**Проектная глубина:**  $1300\pm 250\text{м}$ .

**Проектный горизонт:** Кунгурский ярус нижней перми



Рис. 1. Обзорная карта. Масштаб 1 : 3 000 000

Рисунок 4.1 – Обзорная карта

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

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания пластов, град.		Коэффициент кавернозности в интервале
от	до	название	индекс	угол. пад.	азимут	
1	2	3	4	5	6	7
0	20	Неоген+четвертичные	N+Q	до 3		1,20
20	100	Верхний мел	K <sub>2</sub>	до 3		1,18
100	600	Нижний мел	K <sub>1</sub>	до 3		1,15
600	630	Верхняя юра	J <sub>3</sub>	до 4		1,15
630	850	Средняя юра	J <sub>2</sub>	до 4		1,15
850	900	Нижняя юра	J <sub>1</sub>	до 4		1,15
900	1250	Триас	T	до 8		1,15
1250	1300	Кунгурский ярус нижней перми	P <sub>1k</sub>	до 25		1,15

Таблица 4.2 - Литологическая характеристика разреза скважин

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: Полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	От	До	Краткое название	Процент в интервале	
1	2	3	4	5	6
N+Q	0	20	Глины	90	Глины серые, серовато-зеленые, местами известковистые, загипсованные, песчанистые с включениями гравия. Супеси грязно-серые, темно-бурые, плотные.
			Супеси	10	
K <sub>2</sub>	20	100	Мергели	50	Глинистые мергели, зеленовато-серые, с прослоями зеленых глин, с включениями серовато-белого, плотного мела. Глины с прослоями песков, алевролитов и песчаников.
			Глины	30	
			Песчаники	15	
			Мел	5	
K <sub>1</sub>	100	600	Глины	50	Глины пестроцветные, плотные, слабопесчанистые, слюдистые. Пески зеленовато-серые, мелко и среднезернистые, известковистые. Песчаники зеленовато-серые, мелко-, средне зернистые, крепкие.
			Пески	20	
			Песчаники	20	
			Алевролиты	10	
J <sub>3</sub>	600	630	Глины	40	Зеленовато-серые, плотные глины с прослоями желтых кварцевых песков, песчаников и мергелей с включением обломков раковин. Отмечаются прослой серовато-белых песков и светло-серых, крепких известняков.
			Пески	20	
			Песчаники	20	
			Известняки	20	
J <sub>2</sub>	630	850	Глины	50	Глины серые, песчанистые. Пески серые, среднезернистые. Песчаники серые, мелко-среднезернистый, крепкие. Алевролиты серые, тонкозернистые, кварцевые. Угли темно-бурые, средней крепости.
			Пески	20	
			Песчаники	20	
			Алевролит	5	
			Угли	5	
J <sub>1</sub>	850	900	Пески	30	Пески и песчаники светло-серые, мелко-, среднезернистые, кварцевые, пористые. Глины серые, мягкие, редко уплотненные.
			Глины	30	
			Песчаники	30	
			Алевролит	10	
T	900	1250	Пески	50	Глины серые, зеленовато-серые, красно-коричневые. Пески и песчаники среднезернистые, светло-серые. Мергели светло-серые, плотные. Алевролиты серые, тонкозернистые.
			Песчаники	20	
			Глины	20	
			Алевролиты	10	
P <sub>1k</sub>	1250	1300	Соль	100	Каменная соль светлосерая, кристаллическая, полупрозрачная

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м3	Пористость, %	Проницаемость, мдарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Соленость, %	Сплошность породы	Твердость, кгс/мм2	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы по промысловой классификации (мягкая, средняя и т.п.)	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга, кгс/мм2	Гидратационное Разуплотнение (набухание)породы
	От (верх)	До (низ)															
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
N+Q	0	20	Глины	1700	5-30	0,01-2,5	10-95	0-10	-	1,0-4	10-15	1-3	II-III	Мягкая	0,17-0,45	0,1-3,9	Нет данных
			Супеси														
K <sub>2</sub>	20	100	Мергели	1700	5-30	0,01-2,5	10-95	0-10	-	1,0-4	10-15	1-3	II-III	Мягкая	0,17-0,45	0,1-3,9	Нет данных
			Глины														
			Песчаники														
			Мел														
K <sub>1</sub>	100	600	Глины	2000	3-5	0,001-0,01	15-90	5-80	-	1,0-4	10-45	1-4	II-V	Мягкая, средняя	0,17-0,45	0,1-4,2	то же
			Пески														
			Песчаники														
			Алевриты														
J <sub>3</sub>	600	630	Глины	2200	5-15	0,001-0,5	10-90	2-90	-	1,5-4	28-125	3-4	V-VI	Средняя	0,25-	0,1-4,2	то же
			Пески														
			Песчаники														
			Известняки														

Продолжение таблицы 4.3.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
J <sub>2</sub>	630	850	Глины	2300	5-15	0,001-0,5	10-90	2-90	-	1,5-4	28-125	3-4	V-VI	Средняя	0,25-	0,1-4,2	то же
			Пески														
			Песчаники														
			Алевролит														
			Угли														
J <sub>1</sub>	850	900	Пески	2300	5-15	0,001-0,5	10-95	2-80	-	1,8-4	50-125	3-4	V-VI	Средняя	0,25-	0,1-4,6	то же
			Глины														
			Песчаники														
			Алевролит														
T	900	1250	Пески	2400	5-15	0,001-0,5	10-95	2-80	-	1,8-4	50-125	3-4	V-VI	Средняя Твердая	0,25-	0,1-4,6	то же
			Песчаники														
			Глины														
			Алевролиты														
P <sub>1k</sub>	1250	1300	Соль	2600	5-15	0,001-0,5	20-90	5-80	-	1,8-4	75-147	3-4	V-VI	Средняя, Твердая	0,25-	0,1-4,6	то же

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>		Подвижность D на сПз	Содержание серы, % по весу	Содержание парафина, % по весу	Дебит в условиях испытания, 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
Т	1110	1130	Поровый	0,760	0,857	0,5-0,01	0,46	6,63	5-20	28,9	-	0,422	1,262	-	2,4
	1170	1190	Поровый	0,760	0,857	0,5-0,01	0,46	6,63	5-20	28,9	-	0,422	1,262	-	2,4
	1205	1225	Поровый	0,760	0,857	0,5-0,01	0,46	6,63	5-20	28,9	-	0,422	1,262	-	2,4

**Примечание:** \* Указанные интервалы нефтеносности могут корректироваться по результатам полученных фактических геолого-геофизических данных.



Таблица 4.6 – Газоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м (по вертикали)		Тип коллектора	Состояние (газ, конденсат)	Содержание в % по объему			Относительная по воздуху плотность газа при 20°C	Свободный дебит, тыс. м³/сут	Параметры конденсата	
	от (верх)	до (низ)			H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>	He			в пластовых условиях г/см³	на устье скважины кг/м³
1	2	3	4	5	6	7		8	9	10	11
Газовые залежи по разрезу скважины не ожидаются											

Таблица 4.7 – Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см³	Свободный дебит, м³/сут.	Химический состав воды в мг/л эквивалентной форме						Степень минерализации, мг-экв/л	Тип воды по Сулину: (СФН, ГКН, ХЛМ, ХЛК, ХЛН)	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
	от (верх)	до (низ)				Cl⁻	SO <sub>4</sub> ⁻	HCO <sub>3</sub> ⁻	Na⁺ + K⁺	Mg⁺⁺	Ca⁺⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
J	680	690	Поровый	1,161	5-20	3460,1	7,12	0,52	3195,25	121,1	151,38	217034	ХЛК	НЕТ
T	1075	1096	Поровый	1,182	5-20	135729	774	31,2	82341,7	1448,4	2898,6	223223	ХЛК	НЕТ
	1164	1170	Поровый	1,185	5-10	3851,9	8,59	0,33	3525,85	209,34	125,6	249869	ХЛК	НЕТ

**Примечание:**

1. Тип воды по Сулину принят: СФН- сульфатно- натриевый; ГКН – гидрокарбонат- натриевый; ХЛМ - хлормagneиный; ХЛК – хлоркальциевый

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

(в графах 6, 9, 12, 15, 17 проставляются условные обозначения источника получения градиентов;

ПСП - прогноз по сейсморазведочным данным; ПФГ - прогноз по геофизическим исследованиям;

РФЗ – расчет по фактическим замерам в скважинах)

Индекс страти- графи- ческого подраз- деления	Интервал, м		ГРАДИЕНТ ДАВЛЕНИЯ												Температура в конце интервала	
	От (верх)	До (низ)	Пластового			Порового			Гидроразрыва пород			Горного			гра- дус	Источ- ник полу- чения
			кгс/см <sup>2</sup> на м		Источ ник полу- чения	кгс/см <sup>2</sup> на м		Источ ник полу- чения	кгс/см <sup>2</sup> на м		Источ ник полу- чения					
			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
N+Q	0	20	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,170	0,170	РФЗ	0,187	0,187	РФЗ	13	РФЗ
K <sub>2</sub>	20	100	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,170	0,170	РФЗ	0,187	0,187	РФЗ	16	РФЗ
K <sub>1</sub>	100	600	0,103	0,103	РФЗ	0,103	0,103	РФЗ	0,183	0,183	РФЗ	0,198	0,198	РФЗ	24	РФЗ
J <sub>3</sub>	600	630	0,103	0,103	РФЗ	0,103	0,103	РФЗ	0,183	0,183	РФЗ	0,198	0,198	РФЗ	30	РФЗ
J <sub>2</sub>	630	850	0,108	0,108	РФЗ	0,108	0,108	РФЗ	0,185	0,185	РФЗ	0,209	0,209	РФЗ	33	РФЗ
J <sub>1</sub>	850	900	0,108	0,108	РФЗ	0,108	0,108	РФЗ	0,185	0,185	РФЗ	0,209	0,209	РФЗ	38	РФЗ
T	900	1250	0,113	0,113	РФЗ	0,113	0,113	РФЗ	0,190	0,190	РФЗ	0,214	0,214	РФЗ	42	РФЗ
P <sub>1k</sub>	1250	1300	0,113	0,113	РФЗ	0,113	0,113	РФЗ	0,190	0,190	РФЗ	0,214	0,214	РФЗ	44	РФЗ

#### 4.3. Возможные осложнения по разрезу скважин

Таблица 4.9 - Поглощение бурового раствора

Стратиграфические подразделения	Интервалы, м		Максимальная интенсивность поглощения, м³/час	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, кгс/(см²•м)		Условия возникновения
	от	до				При вскрытии	После изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
К	0	600	4	-	нет	0,103	0,183	При забойном давлении выше пластового давления на 8%

Таблица 4.10 - Осыпи и обвалы стенок скважин

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ (рекомендуемые)			Время до начала осложнения, сут	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	тип раствора	плотность, кг/м³	Дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород		
1	2	3	4	5	6	7	8
N+Q, K, J, T	0	400	Полимеркалиевый	1150-1180	Вязкость 35-40сек Водоотдача 4-7 см³ /30мин	2	Промывка, проработка, обработка раствора химреагентами
	400	1250	Полимеркалиевый	1190-1240			

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
Т	1110	1130	Нефть	0,760	При превышении пластового давления на 5% над забойным	Разгазирование раствора, падение плотности бурового раствора, пузырьки газа, пленки нефти
	1170	1190	Нефть	0,760		
	1205	1225	Нефть	0,760		

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	<u>плотность,</u> кг/м <sup>3</sup> водоотдача, см <sup>3</sup> /30мин	смазывающие добавки (название)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
К, J, Т	100	1250	Сальникообразование, заклинки	Полимеркалиевый	<u>1190-1240</u> 4-5	Нефть или FK-Lube	ДА	Превышение фильтрации, недостаточная гидромониторная очистка забоя

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 ожидаются				

#### 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
Т	101,6	9	1120	1129	9	N+Q, K, J, T	0	400	10	По результатам ГИС			
		9	1135	1144	9		400	1300	5				
		9	1155	1164	9								
		9	1295	1300	9								

**Примечание:** Интервалы отбора керна, шлама и грунта корректируется геологической службой ЗАКАЗЧИКА по фактически вскрываемому разрезу.

При проявления признаков углеводородов отбор керна производить до полного исчезновения признаков и отбор шлама производить через каждые 2 метра. Необходимо обеспечить вынос керна не менее 90%. Интервалы отбора керна могут быть откорректированы по данным ГИС и шламу.

**Таблица 4.16 – Геофизические исследования**

Интервал каротажа	Структура комплекса	Методы ГИС
30-400м.	в масштабе 1:500	ГК, НГК, КВ, БК, ПС, ТМ, Инклинометрия.
400-1300м.	в масштабе 1:500,1:200	ГК, КВ, ГГК-П, АК, БК, МБК, ПС, ТМ, ИК, ННК-Т, Инклинометрия
Для контроля технического состояния скважин		ЛМ, термометрия, АКЦ, ОЦК

**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		
	интервал, м		количество циклов про- мывки после проработки	интервал, м		количество проб, шт.
	от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7
Не предусматривается						

**Таблица 4.18 - Прочие виды исследований**

Название работы	Единица измерения	Объем работы
1	2	3
<b>Исследование керна</b>		
Макроописание керна	м	32
Проницаемость	Образец	3*
Гранулометрический состав	Образец	3*
Карбонатность	Образец	3
Плотность пород	Образец	3*
Плотность минералов	Образец	3*
Палинологические исследования	Образец	1*
<b>Исследование пластовой нефти</b>		
Состав нефти	Пробы	3*
Плотность пластовой нефти	Пробы	3
Плотность дегазированной нефти	Пробы	3
Давление насыщения	Пробы	3
Палинологические исследования	Образец	1*

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

3\* - с каждого объекта испытания , 1\*\* -1 образец с каждого метра керна 3\*\*\* - с 1 метра 3 образца.



#### 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	Интервал залегания объекта, м		Интервал установки цементного моста, м		Тип конструкции продуктивного забоя: открытый забой, фильтр, цемент, колонна	Тип установки для испытания (освоения): передвижная, стационарная	Пласт фонтанирующий (да, нет)	Количество режимов (штыцеров) испытания	Диаметр штыцеров, 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	14
Т	3	1110	1130	1080	1110	Цемент, колонна	Передвижная	Да	3	3,5,7	1. Замена раствора на воду.	-	1,0
	2	1170	1190	1140	1170	Цемент, колонна	Передвижная	Да	3	3,5,7		-	1,0
	1	1205	1225	1175	1205	Цемент, колонна	Передвижная	Да	3	3,5,7	2. Снижение уровня	-	1,0

**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, гидropеско-струйная	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 гидropеско-струйной 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
1-3	Буровой раствор	1,19-1,24	20	Кумулятивная	"Predator"- 4 1/2 или НХМ 4505-4 1/2 ,	16	320	1	Да	Не планируется	

**Примечание:**

- \* Мощность интервалов перфорации уточняется по результатам оперативной интерпретации данных ГИС и исследований керна 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
1-3	Солянокислотная обработка (под давлением) по решению Заказчика	2	1,19-1,24	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
3	0,760	0,857	12,2	-	28	36	-
2	0,760	0,857	12,8	-	28	37	-
1	0,760	0,857	13,2	-	28	38	-

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
1-3	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 «АП - Нафта Оперейтинг». Типовая конструкция скважины разработана в соответствии с действующими нормативно-методическими документами исходя из горно-геологических условий бурения, а также с учетом опыта строительства поисковых скважинах на данной площади.

1. Направление  $\varnothing 323,9$  мм  $\times 30$  м цементируется до устья, спускается с целью перекрытия палеогеновых отложений и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.

2. Кондуктор  $\varnothing 244,5$  мм  $\times 400$  м цементируется до устья, спускается с целью перекрытия поглощающих горизонтов, предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных газоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну и установки ПВО.

3. Эксплуатационная колонна  $\varnothing 168,3$  мм спускается на глубину  $1300 \pm 250$  м. Спускается и цементируется до устья, с целью обсадки продуктивной части скважины и добычи нефти. Для качественного крепления ствола скважины на колонне устанавливаются центраторы.

Обоснование необходимости спуска обсадных колонн и принятая конструкция скважины приведены в таблице 5.2; общая характеристика обсадных колонн – в таблице 5.3; в таблице 5.4 приведены предусмотренные проектом технико-технологические мероприятия при строительстве скважин, 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 толщи- ной 0,15м
244,5	18	Д	10	1,1	ГОСТ 632-80	Ствол под шурф для квадратной штанги бурится турбобуром долотом 295,3мм под углом 50° к вертикали или шурфозаборником.



Таблица 5.2 - Глубина спуска и характеристика обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Наименование колонны (направление, кондуктор, пер- вая и последу- ющие промежу- точные, заме- няющая, экс- плуатационная или открытый ствол)	Интервал по стволу скважины (установка колон- ны или открытый ствол), м		Номи- нальный диаметр ствола скважи- ны (до- лота) в интер- вале, мм	Расстоя- ние от устья скважины до уровня подъема цементно- го раствора за колон- ной, м	Количе- ство раздель- но спускае- мых частей колон- ны, шт.	Номер раздель- но спускае- мой части в порядке спуска	Интервал установ- ки раздельно спус- каемой части, м		Необходимость (причина) спус- ка колонны ( в том числе в один прием или секциями), установ- ки, надбавки смены или поворо- та секции
		от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление	0	30	393,7	0	1	1	0	30	Спускается с целью предотвраще- ния размыва устья при бурении под направление.
2	Кондуктор	0	400	295,3	0	1	1	0	400	Ограждает мелкие водоносные го- ризонты от загрязнения скважин- ными флюидами и обеспечивает механическую опору для устьево- го и противовыбросового оборудо- вания (ПВО). Цементируется до устья
3	Эксплуатацион- ная колонна	0	1300+250	215,9	0	1	1	0	1300+250	Спускается и цементируется до устья, с целью обсадки продук- тивной части скважины и добычи нефти.



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 одноразмерной части, м		толщи- на стенки, мм	Соединения обсадных труб в каждой одноразмерной части					
					от (верх)	до (низ)		кол-во типов соединений, шт.	номер в поряд- ке 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	323,9	0	30	9,5	1	1	ОТТМа	351,0	0	30
2	1	1	1	244,5	0	400	8,9	1	1	ОТТМа	269,9	0	400
3	1	1	1	168,3	0	1300+250	8,9	1	1	ОТТМа	187,7	0	1300+250

**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 осыпей 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, накрутить 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 докреплять 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 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> <p>— повышение расхода (скорости) восходящего потока бурового раствора из скважины при неизменной производительности буровых насосов;</p> <p>— 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;</p> <p>— перелив бурового раствора из скважины при прекращении циркуляции;</p> <p>— увеличение объема вытесняемого бурового раствора из скважины при спуске бурильной колонны по сравнению с объемом спущенных бурильных труб;</p> <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 бурильной 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 бурильного 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 бурильного 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 организаций.</p> <p>В случае вынужденных простоев бурильная колонна должна быть спущена до башмака последней обсадной колонны и устье скважины герметизировано превентором. При этом необходимо периодически производить промывку скважины со спуском бурильных 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 газокаротажной станцией.</li> </ul> <p>При вскрытии продуктивного горизонта необходимо уменьшить вес и длину КНБК до минимального значения, обеспечивающего углубление скважины</p>	<p style="text-align: center;">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	общее
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Таблица информации не имеет (скважины вертикальные)								

## 7. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

Таблица 7.1 - Типы и параметры буровых растворов

Название(тип) раствора	Интервал (по стволу), м		Параметры бурового раствора													
			Плотность, г/см³	Условная вязкость, сек	водоотдача, см³/30 мин.	СНС, фунт/100фут²		корка, мм	содержание твердой фазы, % (об.)			pH	Содержание (KCl), %	пластическая вязкость, мПа*с	динамическое напряжение сдвига, фунт/100фут²	плотность до утяжеления, г/см³
	1 мин.	10 мин.				коллоидной (активной части)	песка		всего							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Бентонитовый	0	30	1,12-1,15	50-60	8-10	-	-	1,0	-	<1		8	-	-	-	-
Полимеркалиевый	30	400	1,15-1,18	40-45	5-7	3-5	5-9	1,0	-	<1		8-9	5-6	Как можно ниже	12-20	1,10
Полимеркалиевый	400	1300	1,19-1,24	35-40	4-5	4-8	7-12	0,5	-	<1		9,5-10	6-8	Как можно ниже	20-25	1,15

**Примечание:** Плотность и параметры бурового раствора будут уточняться 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, ет)	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	30	Бентонитовый	1120-1150	-	Каустическая сода	2130	-	-	-	0,5
						Кальц. сода	2500	-	-	-	1,0
						Оснопак ВО	1030	-	-	-	1,0
						Гамаксан	1030	-	-	-	1,0
						Бентонит	2500	-	-	-	30
						Техническая вода	1000	-	-	-	975
2	30	400	Полимеркалиевый	1150-1180	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
						Seurvey D	1000				2,0
						Atren antifoam	1000	-	-	-	2,0
						CaCO <sub>3</sub>	2700	-	-	-	109
						Биокарбанат	2160	-	-	-	1,0
						Лимонная кислота	1070	-	-	-	1,0
						Техническая вода	1000	-	-	-	918



Продолжение таблицы 7.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	400	1300	Полимеркалиевый	1190-1240	нет	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
						CaCO <sub>3</sub>	2700	-	-	-	161
						Биокарбанат	2160	-	-	-	2,0
						Лимонная кислота	1070	-	-	-	2,0
						Биолюб LVL	1010				10
						SC-135	1010				2,0
						Техническая вода	1000	-	-	-	843

**Примечание:** Типы буровых растворов и компонентный состав могут быть изменены по усмотрению Заказчика на раствор улучшающий качество про-водки 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 м³/м и его компонентов, кг/м³			Потребность бурового раствора (м³) и его компонентов, т				
от (верх)	до (низ)			величина	источник нормы	поправочный коэффициент	объем скважины, м³	на запас на поверхности	на исходный объем	на бурение интервала	на интервале
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	30		<b>Бентонитовый</b>		<b>Расчет</b>				<b>40</b>	<b>9</b>	<b>49</b>
			Каустическая сода	0,5	1				0,02	0,0045	0,0245
			Кальц. сода	1,0	1				0,04	0,009	0,049
			Оснопак ВО	1,0	1				0,04	0,009	0,049
			Гамаксан	1,0	1				0,04	0,009	0,049
			Бентонит	30	1				1,20	0,27	1,47
			Техническая вода	975	1				39,00	8,775	47,775
30	400	-	<b>Полимеркалиевый</b>	-	<b>Расчет</b>				<b>71</b>	<b>35</b>	<b>106</b>
			Каустическая сода	2,0	1	-	-	-	0,142	0,07	0,212
			Кальц сода	2,0	1	-	-	-	0,142	0,07	0,212
			KCL	60	1	-	-	-	4,26	2,1	6,36
			Оснопак ВО	1,0	1				0,071	0,035	0,106
			Оснопак НО	2,0	1	-	-	-	0,142	0,07	0,212
			Гамаксан	1,0	1	-		-	0,071	0,035	0,106
			Seurvey D	2,0	1	-	-	-	0,142	0,07	0,212
			Atren antifoam	2,0	1	-	-	-	0,142	0,07	0,212
			CaCO <sub>3</sub>	109	0,962				7,44	3,67	11,11
			Биокарбанат	1,0	1	-	-	-	0,071	0,035	0,106
			Лимонная кислота	1,0	1	-	-	-	0,071	0,035	0,106
			Техническая вода	918	1	-	-	-	65,178	32,13	97,308

Продолжение таблицы 7.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
400	1300	-	<b>Полимеркалийевый</b>		<b>Расчет</b>			<b>54</b>	<b>40</b>	<b>45</b>	<b>140</b>
			Каустическая сода	1,0	1	-	-	0,054	0,04	0,045	0,14
			Кальц. сода	1,0	1	-	-	0,054	0,04	0,045	0,14
			KCL	80	1	-	-	4,32	3,2	3,6	11,2
			Оснопак ВО	0,5	1	-	-	0,027	0,02	0,0225	0,07
			Оснопак НО	6,0	1	-	-	0,324	0,24	0,27	0,84
			Гамаксан	0,5	1	-	-	0,027	0,02	0,0225	0,07
			Seurvey D	2,0	1	-	-	0,108	0,08	0,09	0,28
			Atren antifoam	1,0	1	-	-	0,054	0,04	0,045	0,14
			CaCO <sub>3</sub>	161	0,942	-	-	8,19	6,07	6,82	21,23
			Биокарбанат	2,0	1	-	-	0,108	0,08	0,09	0,28
			Лимонная кислота	2,0	1	-	-	0,108	0,08	0,09	0,28
			Биолуб LVL	8,0	1	-	-	0,432	0,32	0,36	1,12
			SC-135	2,0	1	-	-	0,108	0,08	0,09	0,28
			Техническая вода	843	1	-	-	45,522	33,72	37,935	118,02

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 м³ раствора кг/м³	Количество, т
					плотность, кг/м³	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	0,04

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 м³ раствора кг/м³	Количество, кг
			плотность, кг/м³	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	Эксплуатационная колонна	FK-Lube	1000	-	55	1	3	0,16

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.
		0-30	30-400	400-1300м	
1	2	3	4	5	6
Каустическая сода	ГОСТ 2263-79	0,0245	0,212	0,14	0,3765
Кальц. сода	ГОСТ 2263-79	0,049	0,212	0,14	0,401
KCL	API 13A	-	6,36	11,2	17,56
Оснопак ВО	API 13A	0,049	0,106	0,07	0,225
Оснопак НО	API 13A	0,049	0,212	0,84	1,101
Гамаксан	API 13A	-	0,106	0,07	0,176
Seurvey D	API 13A	-	0,212	0,28	0,492
Atren antifoam	API 13A	-	0,212	0,14	0,352
CaCO <sub>3</sub>	ТУ 5743-001-39929736-2007	-	11,11	21,23	32,34
Биокарбанат	API 13A	-	0,106	0,28	0,386
Лимонная кислота	API 13A	-	0,106	0,28	0,386
Биолюб LVL	API 13A	-	-	1,12	1,12
SC-135	API 13A	-	-	0,28	0,28
Бентонит	ГОСТ1261-2004	1,47	-	-	1,47
Техническая вода	Местные	47,775	97,308	118,02	263,103

**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 изготовление	Интервал применения по вертикали, м	
					от (верх)	до (низ)
1	Вибросито	PDS-1	1	Импортное	0	1300
2	Пескоотделитель	NCS-300	1	Импортное	0	1300
3	Центрифуга	LW 355 x 860-N	1	Импортное	0	1300
4	Илоотделитель	2ZJ-125	1	Импортное	0	1300
5	Дегазатор	ZCQ1/4	1	Импортное	400	1300
6	Гидроперемешатель	L-NJ11	7	Импортное	0	1300
7	Рабочий объем емкостей	150 м <sup>3</sup>	4	Импортное	0	1300
8	Блок приготовления раствора	V=7 м3	1	Импортное	0	1300

**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	30	Бурение	Роторный	1	С навеса	60	30-32	10-15
30	400	Бурение, проработка	Роторный	2	5-12	80-90	40-42	8,0
390	400	Разбуривание обратного клапана и башмака	Роторный	3	до 3	50-60	20,0	10
400	1300	Бурение, проработка	Роторный	4	4-10	90-110	22-25	6-10
1120	1300	Отбор керна (по интервально)	Роторный	5	4-6	50-60	16-18	5-8

**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					суммарная длина КНБК, м	суммарная масса КНБК, т	примечание
				наружный диаметр, мм	диаметр проходного сечения, мм	длина, м	масса, кг	угол перекоса осей отклонителя, град.			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Интервал бурения от 0 до 30м											
1	1	III 393,7 (код по IADC 111)*	0,0	393,7	-	0,55	158,0		28,8	4,7	Разрушение
	2	СУБТ-177,8	0,55	177,8	71,4	28,3	4626,7				Нагрузка
Интервал бурения и проработки от 30 до 400м											
2	1	III 295,3 код по IADC(121)*	0,0	295,3	-	0,46	75,0		127,5	19,6	Разрушение
	2	СУБТ-177,8	0,46	177,8	71,4	9,45	2104,5				Нагрузка
	3	Стабилизатор-295,3**	9,91	295,3	71,4	2,1	483,0				ОЦЭ
	4	СУБТ-177,8	12,01	177,8	71,4	18,9	3084,5				Нагрузка
	5	Стабилизатор-295,3**	30,91	295,3	71,4	2,1	483,0				ОЦЭ
	6	СУБТ-177,8	33,01	177,8	71,4	18,9	3084,5				Нагрузка
	7	СУБТ-165,1	51,91	165,1	71,4	75,6	10311,8				Нагрузка
3	1	Долото Д=215,9 (торцовый фрез)		215,9	0,4	40			0,4	0,1	(РОКиБ)



Продолжение таблицы 8.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Интервал бурения и проработки от 400 до 1300м											
4	1	П215,9 (код по IADC 437)*	0,0	215,9	-	0,36	40,0		173,4	23,2	Разрушение
	2	СУБТ-165,1	0,36	165,1	71,4	9,45	1288,9				Нагрузка
	3	Стабилизатор -215,9**	9,81	215,9	71,4	1,52	217,15				ОЦЭ
	4	СУБТ-165,1	11,33	165,1	71,4	18,9	2577,96				Нагрузка
	5	Стабилизатор -215,9**	30,23	215,9	71,4	1,52	217,15				ОЦЭ
	6	СУБТ-165,1	31,75	165,1	71,4	94,5	12889,8				Нагрузка
	7	Гидромеханический ясс Hydro-Mechanical Jar	126,2	165,1	71,4	9,45	839,2				Ликвидация прихватов
	8	СУБТ-165,1мм	135,6	165,1	71,4	37,8	5155,92				Нагрузка
Интервал отбор керна от 1120 до 1300м (по интервально)											
5	1	215,9/101,6	0,0	215,9	-	0,30	38,0		81,7	10,0	Отбор керна
	2	СК-171,5/101,6	0,30	171,5	101,6	9,4	1117,2				Прием керна
	3	СУБТ-165,1	9,7	165,1	71,4	72,0	8899,2				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. \* Допускается использование долот других фирм-производителей
4. \* \*Возможно применение калибраторов.

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, шт (для УБТ комплектов)
		от (верх)	до (низ)	величина, м	источник нормы	
1	2	3	4	5	6	7
III 393,7 (код по IADC 111)*	Бурение	0	30	450	Временные нормы	0,06
III 295,3 (код по IADC 121)*	Бурение	30	400	280		1,32
III 295,3 (код по IADC 121)*	Проработка	30	400	900		0,41
Стабилизатор-295,3	Бурение и проработка	30	400	1000		0,35
III 215,9 (код по IADC 437)*	Бурение	400	1300	330		3,03
III 215,9 (код по IADC 437)*	Проработка	400	1300	1100		0,91
Стабилизатор-215,9	Бурение и проработка	400	1300	1200		0,70
215,9/101,6	Отбор керна	1120	1300	80		0,40

**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	III 393,7 (код по IADC 111)*	Импортные	-	0,06	1	158,0
	СУБТ-177,8	Стан. API RP 7G	-	28,3	1к-т	4626,7
Кондуктор	III 295,3 (код по IADC 121)*	Импортные	0,41	1,32	2,0	150,0
	Стабилизатор-295,3**	Стан. API RP 7G	-	0,35	1к-т	483,0
	СУБТ-177,8	Стан. API RP 7G		47,2	1к-т	8264,1
	СУБТ-165,1	Стан. API RP 7G		75,6	1к-т	10311,8
Эксплуатационная	III 215,9 (код по IADC 437)*	Импортные	0,91	3,03	4,0	160,0
	Стабилизатор-215,9**	Стан. API RP 7G	-	0,70	1,0	217,1
	СУБТ-165,1	Стан. API RP 7G		160,6	1к-т	9022,8
	Гидромеханический ясс Hydro-Mechanical Jar	Импортные	-	9,45	1 к-т	839,2
	215,9/101,6	Импортные	-	0,40	1,0	38,0

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, ш.	Наличие труб (есть, нет)
СБТ (ТБИ)	127,0	9,19	G-105	NC 50 (4-1/2"IF)	168,28	126	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	статическая прочность	выносливость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Бурение	30	400	400	1	СБТ (ТБИ)	127,0	G-105	9,19	NC 50 (4 1/2"IF)	272,5	8,7	28,3	>1,45	>1,5
Бурение	400	1300	1300	1	СБТ (ТБИ)	127,0	G-105	9,19	NC 50 (4 1/2"IF)	1126,6	36,0	59,2	>1,45	>1,5
Отбор керна	1120	1300	1300	1	СБТ (ТБИ)	127,0	G-105	9,19	NC 50 (4 1/2"IF)	1218,3	38,9	48,9	>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 x м		
					минимальный	оптимальный	максимальный
Бурильные трубы:							
127,0	9,19	G-105	NC 50 (4 1/2"IF)	168,2		35	
СУБТИ (спиральные утяжеленные бурильные трубы импортные):							
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
Направления	0	30	СУБТ	177,8	CAE 4145H	76,2	NC 50 (7"REG)	28,3	4,6	4,6	4,9
Кондуктор	30	400	СУБТ	177,8	CAE 4145H	76,2	NC 50 (7"REG)	9,4	1,64	1,64	1,72
			СУБТ	165,1	CAE 4145H	76,2	NC 50 (4-1/2"IF)	75,6	10,3	10,3	10,8
			СБТ	127,0	G-105	9,19	NC 50 (4 1/2"IF)	272,5	8,7	8,7	9,1
Эксплуатационная	400	1300	СУБТ	165,1	CAE 4145H	71,4	NC 50 (4-1/2"IF)	85,0	11,6	11,6	12,1
			СБТ	127,0	G-105	9,19	NC 50 (4 1/2"IF)	854,1	27,3	27,3	28,7

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	1300	Бурение, спуск обсадной колонны	4	5

Таблица 8.9 - Режим работы буровых насосов

Интервал, м		Вид технологи- ческой операции (бурение, прора- ботка, промыв- ка и т.д.)	Тип бу- ровых насосов	Количество насосов, шт.	Режим работы бурового насоса						Суммарная произ- водительность насосов в интерва- ле, л/с
от (верх)	до (низ)				коэффициент использования гидравлической мощности	диаметр ци- линдровых штуков, мм	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	30	Бурение, проработка	3NB- 1000	1	0,9	180	138	0,9	120	31,7	31,7
30	400	Бурение, проработка		2	0,9	180	138	0,9	80	21,0	42,0
400	1300	Бурение, проработка		1	0,9	160	138	0,9	100	25,0	25,0
1120	1300	Отбор керна (по интервально)		1	0,9	160	138	0,9	85	18,0	18,0

**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	30	Бурение, промывка	53,0	49,0	-	1,1	0,04	2,5
30	400	Бурение, проработка, промывка	82,0	42,0	-	26,1	7,6	6,3
400	1300	Бурение, проработка, промывка	106,0	62,0	-	30,1	11,8	1,8
1120	1300	Отбор керна (по интервально)	54,0	16,0	10	14,6	9,7	3,7

**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 центральной отвер-стии, 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	30	Бурение, промывка	0,41	0,026	Комбинированная	25,0	-	-	92,0	281,7
30	400	Бурение, проработка, промывка	0,42	0,06	Периферийная	-	3	19,1	72,0	243,7
400	1300	Бурение, проработка, промывка	1,21	0,068	Периферийная	-	3	12,7	97,0	308,3
1120	1300	Отбор керна (по интервально)	0,77	0,045	-	-	8	7,9	45,5	36,0

## 9. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

### 9.1. Обсадные колонны

Таблица 9.1 - Способы расчёты наружных давлений и опрессовки обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Признаки: ДА, НЕТ			Опрессовочный 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/см³	
			пластовому давлению	столбу бурового раствора			
1	2	3	4	5	6	7	8
2	1	нет	да	нет	буровой раствор	1,18	-
3	1	нет	да	нет	вода	1,03	-

Таблица 9.2 - Распределение давлений по длине колонны

Номер колонны в порядке спуска (см. табл.гр.1)	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска (см.табл.5.2.гр.8)	Распределение избыточных давлений по длине раздельно 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	30	0	0,4	-	0,1
2	Кондуктор	1	0	400	0	1,3	9,0	9,3
3	Эксплуатационная	1	0	1300	0	8,7	14,7	15,1



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
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 прочности материала труб)	толщина стенки, мм	избыточном давлении		растяжении
												наружн	внутренн	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	1	1	0	30	30	2,3	2,3	323,9	ОТТМа	Д	9,5	36,5	>100	>100
2	1	1	0	400	400	21,5	21,5	244,5	ОТТМа	Д	8,9	9,7	2,7	11,8
3	1	1	0	1300	1300	46,9	46,9	168,3	ОТТМа	Д	8,9	3,15	2,4	3,7

Таблица 9.5 - Суммарная масса обсадных труб

Характеристика трубы		Масса труб с заданной характеристикой, т		
Код типа соединения	Условное обозначение трубы по ГОСТ условное обозначение муфты по ГОСТ	теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным запасом
1	2	3	4	5
ОТТМа	323,9 x 9,5/Н-351-Д: ГОСТ 632-80	2,3	2,4	2,5
ОТТМа	244,5 x 8,9/ Н-269,9-Д: ГОСТ 632-80	21,5	22,5	23,7
ОТТМа	168,3 x 8,9/ Н-187,7-Д: ГОСТ 632-80	46,9	49,2	51,7

Таблица 9.6 - Технологическая оснастка обсадных колонн

Название об- садной колонны	Номер секции колон- ны в поряд- ке спуска	Элементы технологической оснастки колонны						Суммарное на ко- лонну	
		Наименование шифр, типо- размер	ГОСТ, ОСТ, МРТУ и т.д. на из- готовление	Масса эле- мента, кг.	Интервал установки, м		Количество элементов на интер- вале, шт.	Количе- ство, шт.	Масса, кг
					от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Направление	1	Направляющий башмак БКМ-324	ОСТ 39-011-87	85		30	1	1	85
Кондуктор	2	245мм направляющий башмак БКМ-245	ОСТ 39-011-87	53	-	400	1	1	53
		Муфта обратным клапаном 245мм тип ЦКОД.1-245	ТУ 39-1443-89	52	-	390	1	1	52
		Центраторы Тип ЦЦ-245/295-320-1	ТУ39-01-08-283-77	17	0	400	10	10	170
		Цементирующая пробка тип ПРП-Ц-219х245	ТУ 3666-001- 00141887-93	12	-	390	2	2	24
Эксплуатацион- ная	3	168мм направляющий башмак БКМ-168	ОСТ 39-011-87	32	-	1300	1	1	32
		Муфта обратным клапаном 168мм тип ЦКОД.1-168	ТУ 39-1443-89	30	-	1280	1	1	30
		Центраторы Тип ЦЦ-168/216-245-1	ТУ 39-01-08-283-77	9	0	400	2	2	18
					400	1300	15	15	135
		Цементирующая пробка тип ПРП-Ц-146х168	ТУ 3666-001- 00141887-93	5,5	-	1280	2	2	11

**Примечание:** Количество и интервал установки центраторов должно быть откорректировано по результатам геофизических работ. Допускается использование технологической оснастки других фирм производителей при соответствии ее требованиям стандартов API.

Таблица 9.7 – Режим спуска обсадных труб

Обсадная колонна			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	Периодичность долива колонны, м	Промежуточные промывки		
номер в порядке спуска	название колонны	номер части колонны в порядке спуска		шифр или название	ГОСТ, ОСТ, МУ, ТУ, МРТУ и т.д. 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	P-402	ТУ 38-101708-78	0	30	-	-	-	-	-	-
2	Кондуктор	1	Элеватор	P-2МВП	ТУ 38-101708-78	0	400	0,4-0,5	400	Контроль за уровнем	400	2 цикла	25-30
3	Эксплуатационная	1	Элеватор	P-2МВП	ТУ 38-101708-78	0	1300	0,5÷0,8	1300		800	2 цикла	20-25

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 пакера, м	Давления на устье скважины при опрессовке труб ниже пакера, МПа	Номер равнопрочной секций в раздельно спускаемой части (снизу - вверх)	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	-	1150	1180	9,3	2,1	-	-	-	1	*
3	Эксплуатационная	1	-	1003	-	15,1	-	-	-	-	1	*

## 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 раздельно 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	30	0	-	5	Тампонажный	0	30
									Продавочный	0	25
2	Кондуктор	Прямой	1	0	400	0	1	10	Буферный	-	-
									Тампонажный	0	400
									Продавочный	0	390
									Буферный	-	-
3	Эксплуатационная	Прямой*	1	0	1300	0	1	20	Тампонаж-1	0	600
									Тампонаж-2	600	1300
									Продавочный	0	1280
									Буферный	-	-

**Примечание:** 1. По усмотрения Заказчика, марки цемента могут быть заменены на аналоги улучшающие качество цементирования.  
2. Возможно применение МСЦ по усмотрению Заказчика.

**Таблица 9.10 - Характеристика жидкостей для цементирования**

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)	Характеристика жидкости (раствора)						
				тип или название	объем порции, м <sup>3</sup>	плотность, г/см <sup>3</sup>	пластическая вязкость, мПа*с	динамическое напряжение сдвига, Па	Время начала схватывания, мин.	время ОЗЦ, ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление	1	1	Тампонажная	2,7	1,80	50	13	180	16
				Продавочная	1,9	1,15	-	-	-	-
2	Кондуктор	1	1	Буферная	4,0	1,00	-	-		
				Тампонажная	17,3	1,80	50	13	180	24
				Продавочная	16,2	1,18	-	-		
3	Эксплуатационная	1	1	Буферная	5,0	1,00	-	-	-	-
				Тампонаж-1	12,5	1,53	46	9,4	250	48
				Тампонажн-2	18,7	1,85	50	13	180	48
				Продавочная	23,4	1,24	-	-	-	-

**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	-	-	1250
				Продавочная	Буровой раствор	1,15	-	-	-
2	Кондуктор	1	1	Буферная**	Вода	1,00	-	-	1000
					Буферный порошок МБП-М	0,78	-	-	5
				Тампонажная	ПЦТ I-G-CC-1	3,15	-	-	1230
					Понизитель водоотдачи (Гидроцем С)***	1,34			2,8
					Понизитель вязкости (Цемпласт МФ)***	1,25			2,8
					Вода	1,00	-	-	1000
				Продавочная	Буровой раствор	1,18	-	-	-

Продолжения таблицы 9.11.

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
3	Эксплуатационная	1	1	Буферная**	Вода	1,00	-	-	1000
					Буферный порошок МБП-М	0,78	-	-	7,0
				Тампонаж-1	ПЦТ-III-О6-5-50	2,80	-	-	938
					Вода	1,00	-	-	545
					Пеногаситель (Полицем ДФ)***	2,10			2,4
					Понизитель водоотдачи (Гидроцем С)***	1,34			2,8
				Тампонаж-2	ПЦТ I-G-CC-1	3,15			1230
					Понизитель водоотдачи (Гидроцем С)***	1,34			2,8
					Понизитель вязкости (Цемпласт МФ)***	1,25			2,8
					Замедлитель схватывания (НТФ)***	2,15			1,09
					Пеногаситель (Полицем ДФ)***	2,10			2,6
					Вода	1,00			615
				Продавочная	Буровой раствор	1,24	-	-	-

**Примечание:** Количество реагентов и рецептура тампонажной смеси уточняется по результатам лабораторного анализа.

\* - Допускается использование других химических реагентов и добавок при условии обеспечения ими требований

\*\* - 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 цементируемых агрегатов (буровых насосов)

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны в порядке спуска, (см. таб.5.2, гр.8)	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 цилиндрических втулок, мм	Скорость агрегата или число двойных ходов бурового насоса	Суммарная производительность агрегатов (бурового насосов), л/с	Давление, МПа		Объем порции на данном режиме	В данном режиме	Настоящее от начала затворения 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	Затворение	Тампонажная	2СМН-20	Затворение	1	115	4	12,2	69,1	0	2,7	3,8	3,8
					ЦА-320М	Закачка	1	115	3	7,9	117	0	2,7	5,7	9,5
			Закачка	Буферная	ЦА-320М		1	115	3-4	18,3	50		4,0	3,6	3,6
			Затворения	Тампонажная	2СМН-20	Затворение	1						17,2	15,5	19,1
					ОСР-20	Заполнение	1								
					ЦА-320М	Закачка	1	115	4-5	24,4	75,0		17,2	11,6	30,7
					1БМ-700	Закачка	1								
					СКЦ-3М	Закачка	1								
			Сброс пробки											5,0	35,7
2	1	1	Продавка	Продавочная	ЦА-320М	Продавка	1	115	4-5	24,4	75,0	1,7	15,2	10,4	46,1
					ЦА-320М	«Стоп»	1	115	2	4,1	225	2,7	1,0	4,1	50,2

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		1	115	3-4	18,3	50		5,0	4,55	4,55
			Затворения	Тампонаж-1	2СМН-20	Затворение	1						12,5	11,4	15,9
					ОСР-20	Заполнение	1								
					ЦА-320М	Закачка	2	115	4-5	31,6	11,7		12,5	6,6	22,5
					1БМ-700	Закачка	1								
					СКЦ-3М	Закачка	1								
				Тампонаж-2	ОСР-20	Заполнение	1								
					2СМН-20	Затворения	1						18,7	9,8	32,3
					ЦА-320М	Закачка	2	115	4-5	31,6	11,7		18,7	9,8	42,1
					1БМ-700	Закачка	1								
					СКЦ-3М	Закачка	1								
			Сброс пробки											5,0	47,1
			Продавка	Продавочная	ЦА-320М	Продавка	2	115	4-5	31,6	11,7	14,1	22,4	11,8	58,9
					ЦА-320М	«Стоп»	1	115	2	4,1	225	16,1	1,0	4,1	63,0

**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 цементирующих агрегатах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени це- ментирования	Интервал цементирова- ния		Номер схемы обвязки цементирующей техники	Потребное количество										
						Основные ЦА								Дополнительные ЦА		
			Тип	Всего		В том числе на:						Тип	Всего	Резерв		
Затворение	Сброс пробки	Закачка			Продавка	Амбар	Резерв									
1	2	3	от, (верх)	до, (низ)	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	1	1	0	30		ЦА-320М	1	-	-	1	-	-	-	-	-	-
2	1	1	0	400		ЦА-320М	3	1	1	1	1	-	-	ЦА-320М	-	1
3	1	1	0	1300		ЦА-320М	5	1	1	2	2	-	-	ЦА-320М	-	1

Таблица 9.14 - Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах

Номер колонны в поряд- ке спуска	Номер части колонны	Номер ступени цемен- тирования	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		
							Тампонаж-1	Тампонаж-2	Тампонаж-3			Тампонаж-1	Тампонаж-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	30	2СМН-20	1	1								2	1	1	
2	1	1	0	400	2СМН-20	1	1								2	1	1	
3	1	1	0	1300	2СМН-20	2	1	1							2	1	1	

**Таблица 9.15 - Потребное для цементированния обсадных колонн количество цементировочной техники**

№	Название или шифр	Потребное количество			суммарное на скважину
		номера колонн			
		1	2	3	
1	2	3	4	5	6
1	ЦА-320	1	3	5	9
2	СМН-20	1	1	2	4
3	ОСР-20	1	1	2	4
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 цементированния обсадных колонн количество материалов**

Номер по порядку			Номера колонн (см. таблицу 5.2., графа 1), т				Суммарное на скважину
			1	2	3	4	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ПЦТ I-G-CC-1	ГОСТ 1581-96	3,4	21,8	24,2		49,4
2	ПЦТ-III-О6-5-50	ГОСТ 1581-96			13,4		13,4
3	Вода	Местная	2,6	10,9	19,2		32,7
4	Буферный порошок МБП-М	ТУ 2148-215-00147001-2000		0,10	0,11		0,21
5	Понизитель водоотдачи (Гидроцем С)	ТУ 2231-009-40912231-2003			0,009		0,009
6	Понизитель вязкости (Цемпласт МФ)	ТУ 2231-009-40912231-2003		0,009	0,010		0,019
7	Замедлитель схватование (НТФ)	ТУ 2231-009-40912231-2003			0,04		0,04
8	Пеногаситель (Полицем ДФ)	ТУ 2231-009-40912231-2003			0,10		0,1

### 9.3. Оборудование устья скважины

Таблица 9.17 - Спецификация устьевого противовыбросового оборудования

Обсадная колонна		Номер схемы об- вязки ПВО	Давление опрессовки устьевого оборудова- ния и ПВО, мПа		Типоразмер, шифр или название устанавливае- мого устьевого оборудо- вания и ПВО	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.д. на из- готовление	Количество, шт.	Допустимое рабочее давление, мПа	Масса, т	
номер в порядке спуска	название		после установки	перед вскрытием напорного горизонта					единицы	суммарная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2	Кондуктор		9,3		ОП42-230/80х21	ГОСТ 13862-2003	1			13,0
					(ППГ-230х21-2шт)		2	21,0	9,0	9,0
					(ПУГ-230х21-1шт)		1	21,0	4,0	4,0
3	Эксплуатационная колонна		15,1		ОКК1-21-168х245	ГОСТ 30196-2001	1	21,0	0,78	0,78
					АФК1-65/65х21	ГОСТ 13846-2003	1	21,0	1,3	1,3

## 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 ИССЛЕДОВАНИЯМИ)	Затраты времени на испытание				Затраты времени на испытание			суммарное время по всем объектам, сут.	
номер	глубина нижней границы, м		для буровой организации				для геофизических организации			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 при-тока по табл.21 СНВ на ПГИ	испытание опр-вание) 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

№ объ- екта ис- пы- та- ния	Коли- чество одно- вре- менно испы- тыва- емых объек- тов	Характеристика КИИ					Коли- чество отби- рае- мых проб, шт.	Режим работы пакера		Режим испытания объекта			Длина зумпфа, м	Диа- метр долота для буре- ния под зумпф, мм	Хвостовик	
		тип испытателя пластов	количество, шт.		шифр пакера	Тип пробоотборника		осе- вая наг- руз- ка, т	пере- пад дав- ле- ния, кгс/см2	деп- рес- сия, пере- да- вае- мая на пласт, кгс/см2	коли- чест- во цик- лов ис- сле- до- ва- ния, шт.	вре- мя ожи- да- ния при- то- ка, ч			диа- метр, 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 κ=1,036	прочности		
		секции, м										на рас- тяже- ние	на избыточное	
		от (верх)	до (низ)										давление	
													наруж- ное	внутре- нее
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	1	0	1280	73,0	НКТ*	Д	5,5	9,64	1280	12,30	12,78	1,59	>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 мо- ста, м		Характеристика жидкостей								
	от (верх)	до (низ)	название или тип	объем пор- ции, м <sup>3</sup>	плот- ность, 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
1	1175	1205	Цем. раствор	0,83	1850	52	14	ПЦТ I-G-CC-1	3150	-	1295
								НТФ (0,2% от веса цем.)	1800	-	3,77
								Вода	1000	-	572
			Буферная жидкость	0,5	1050	20	6	Вода	1000	-	1000
								КМЦ-600	1700	-	20
2	1140	1170	Цем. раствор	0,82	1850	52	14	ПЦТ I-G-CC-1	3150	-	1295
								НТФ (0,2% от веса цем.)	1800	-	3,77
								Вода	1000	-	572
			Буферная жидкость	0,5	1050	20	6	Вода	1000	-	1000
								КМЦ-600	1700	-	20
3	1080	1110	Цем. раствор	0,81	1850	52	14	ПЦТ I-G-CC-1	3150	-	1295
								НТФ (0,2% от веса цем.)	1800	-	3,77
								Вода	1000	-	572
			Буферная жидкость	0,5	1050	20	6	Вода	1000	-	1000
								КМЦ-600	1700	-	20

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

Номер объекта	Название или шифр	Потребное количество, шт	Продолжительность работы, час
1	2	4	5
1	ЦА-320М	1	8
2	ЦА-320М	1	8
3	ЦА-320М	1	8

**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
1	ПЦТ I-G-CC-1	ГОСТ 1581-96	т	0,8
	НТФ (0,2% от веса цем.)	ТУ 6-03-2072-86	кг	0,4
	Вода		м <sup>3</sup>	0,7
	КМЦ-600	ТУ 9291-193.00147001-99	кг	10,9
2	ПЦТ I-G-CC-1	ГОСТ 1581-96	т	0,79
	НТФ (0,2% от веса цем.)	ТУ 6-03-2072-86	кг	0,4
	Вода	-	м <sup>3</sup>	0,6
	КМЦ-600	ТУ 9291-193.00147001-99	кг	10,8
3	ПЦТ I-G-CC-1	ГОСТ 1581-96	т	0,78
	НТФ (0,2% от веса цем.)	ТУ 6-03-2072-86	кг	0,4
	Вода	-	м <sup>3</sup>	0,6
	КМЦ-600	ТУ 9291-193.00147001-99	кг	10,8

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

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	64,0
	Шаблонирование эксплуатационной колонны		0,6	
	Смена тех. воды на перфорационную жидкость		0,4	
	ПЗР к спуску НКТ		0,3	
	Спуск НКТ		0,4	
	Установка ФА		0,1	
	Перфорация обсадной колонны		0,2	
	2. Вызов притока:		0,6	
	Смена перфорационной жидкости на техническую воду		0,2	
	3.Испытание объекта		60	
2	1. Перфорация обсадной колонны		0,2	58,0
	2. Вызов притока:		0,6	
	Смена перфорационной жидкости на техническую воду		0,2	
	3.Испытание объекта		57	
3	1. Перфорация обсадной колонны		0,2	58,0
	2. Вызов притока:		0,6	
	Смена перфорационной жидкости на техническую воду		0,2	
	3.Испытание объекта		57	
ИТОГО по всем объектам:				180

**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-320	1	-	1,5
Опрессовка НКТ		ЦА-320	1	-	1,5
Опрессовка устья скважины после установки противовыбросовой задвижки		ЦА-320	1	-	1,5
Смена тех. Воды на перфорационную жидкость		ЦА-320	3	3,0	9,0
Подготовительные работы перед испытанием	т. 3	ЦА-320	3	32,0	96,0
Перфорация	т. 3	ЦА-320	3	29,5	88,5
Вызов притока	т. 3	ЦА-320	3	19,5	58,5
Смена буровой жидкости на техническую воду	т. 3	ЦА-320	3	2,8	8,4
Снижение уровня		УКП-(80КС-250)	3	8,0	24,0
Установка цементных мостов		ЦА-320	3	5,0	15,0
<b>Итого на работу:</b>					<b>303,9</b>

## 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
Кондуктор	1	400	450 1500	СБТ 127,0 УБТ-177,8 УБТ 165,1	23 5 8	Трубные резьбы, зона сварного шва СУБТ, переводники, калибраторы и т.д.	5,86	1,40 0,68 0,39
Эксплуатационная колонна	2	1300	450 1500	СБТ 127,0 УБТ 165,1	126 19	Трубные резьбы, зона сварного шва СУБТ, переводники, калибраторы и т.д.	5,86	3,19 1,10

**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 нагнетательных линий, блок задвижек, шланг, пневмосистемы		ЦА-320М	1	На рабочее давления	ЕНВ	0	1,5
Кондуктор	Обсадная колонна и устьевое оборудования	400	ЦА-320М	1	93	ЕНВ	-	1,5
	Цементное кольцо*	403	ЦА-320М	1	21	ЕНВ	-	0,5
Эксплуатационная	Обсадная колонна и устьевое оборудования	1300	ЦА-320М	1	151	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 1300м, при максимальном весе бурильной колонны 59,2 тн. и обсадной колонны 46,9тн, а также исходя из наличия буровых установок у Бурового подрядчика, выбраны буровая установка ZJ-20 с номинальной грузоподъемностью 147 тн.

Буровое оборудование скомпоновано 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 -.-	R101, R104, R105	3500 3500
2		Устройство насыпи под земляное полотно дороги (подъездной путь) до утрамбовки-1000 х 6х 1,2 м После утрамбовки-1000х6х0,8м	м <sup>3</sup>	1;2	R101, R104, R105	7200 4800
3		Гравийно-песчаное покрытие-1000 х6 х 0,2 м	м <sup>3</sup>	1,2	-«-	1200
4		Устройство насыпи под земляное полотно буровой площадки до утрамбовки – 150 х 120х 1,2 м После утрамбовки - 150 х 120х0,8 м	м <sup>3</sup>	1,2	-«-	21600 14400
5		Гравийное покрытие-150 х 120 х 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 х 2+35м х 2) х 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	R101, R104, R105	3
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		
	Переезды 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 расценовая		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			R101, R104, R105	ZJ-20	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. насо-са	"-	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-20»**

Номер по порядку	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта строительномонтажных работ	Количество	Способ и вид Транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)
1	2	3	4	5	6
	<b>Буровая установка "ZJ-20 " Грузоподъемность - 147тн Привод буровой установки - ДВС Дизель CAT3412 N-485кВт и Дизель CAT 3406 N-460кВт Дизельный генератор ДЭС- 400кВт с двигателем CAT3406 DITA</b>	К-т	1;2	1	
<b>1</b>	Буровая автоплатформа 13,55 м х 3,1 м х 2,9 м в том числе:				
1.1	Вышка мачтовая JJ155/35-W высотой 35 м	к-т	1;2	1	кр. бл.
1.2	Кронблок TC155 грузоподъемностью (г/п) 155 тн.	-"	-"	1	-"
1.3	Крюкоблок YG150 г/п 147 тн.	-"	-"	1	агр.
1.4	Вертлюг XSL160 г/п 160 тн на рабочее давление 350 ат.	-"	-"	1	-"
1.5	Балкон верхового рабочего	кр. бл.	-"	1	-"
1.6	Страховочный канат верхового рабочего	-"	-"	1	агр.
1.6.1	Система аварийного спуска верхового рабочего	-"	-"	1	агр.
1.7.	Буровая лебедка JC450-S N-450 кВт ; г/п 210 тн:	-"	-"	1	кр.бл.
1.7.1	главный тормоз (ленточный)	-"	1	1	агр.
1.7.2	вспомогательный гидротормоз модель 202	-"	-"	1	-"
1.7.3	гидравлическая катушка	-"	-"	1	-"
1.7.4	тартальный барабан	-"	-"	1	-"
1.7.5	противозатаскиватель	-"	-"	1	-"
1.8	Приспособление для крепления мертвого конца талевого каната ZJ-20	-"	1;2	1	-"
1.9	Лебедка гидравлическая YJ г/п 5 тн.	-"	-"	1	-"
1.10	Лебедка гидравлическая YJ г/п 3 тн.	-"	-"	1	-"
1.11	Аварийное силовое устройство N-55кВт	-"	-"	1	-"
1.12	Дизель CAT3412 N-485кВт для привода лебедки и ротора	-"	-"	1	кр.бл.
1.13	Коробка передач ALLISON S6610	-"	-"	1	агр.
1.14	Угловая приводная коробка передач E630-09	-"	-"	1	-"

Продолжение таблицы 12.4.

1	2	3	4	5	6
1.15	Пневматическая система с компрессором (0,7м3/мин.) и воздухохранилищем 0,155м3	-"	-"	1	-"
1.16	Гидравлическая система с масляным насосом (165л/мин.)	-"	-"	1	-"
1.17	Электрическая система	-"	1;2	1	-"
1.18	Основание по вышку	-"	-"	1	кр.бл.
1.19	Система подъема вышки	-"	-"	1	агр.
2	Рабочая площадка 5м х 8м с основанием высотой 4,5м (3,6м под ротором)	к -т	-"	1	агр.
2.1	Ротор г/п ZP205 г/п 175 тн.с цепной передачей и клиновым захватом	-"	-"	1	-"
2.2	Гидравлический трубный ключ с приводом и моментомером	-"	-"	2	-"
2.3	Стойка стальной Ø - 75 мм высокого давления 350 кгс/см для подачи бурового раствора	-"	-"	1	-"
2.4	Подсвечник для бурильных труб	-"	-"	1	-"
2.5	Шурф для квадрата	-"	-"	1	-"
2.6	Шурф для бурильной свечи (двухтрубки)	-"	-"	1	-"
2.7	Тельфер для смены ПВО, грузоподъемностью - 9 тн	-"	-"	1	агр.
2.8	Модуль бурильщика:				
2.8.1	Пульт управления бурильщика:	-"	-"	1	кр. бл.
2.8.2	индикатор веса на крюке	-"	1	1	агр.
2.8.3	индикатор давления на стойке	-"	-"	1	-"
2.8.4	индикатор числа ходов поршня бурового насоса	-"	-"	1	-"
2.8.5	индикатор числа оборотов ротора	-"	-"	1	-"
2.8.6	индикатор уровня в доливной емкости	-"	-"	1	-"
2.8.7	регистратор объема бурового раствора	-"	-"	1	-"
2.8.8	пульт управления ПВО (дублирующий)	-"	1;2	1	-"
3	Датчики: веса, числа оборотов ротора, крутящего момента ротора, числа ходов насоса, уровня бурового раствора, крутящего момента трубных ключей, скорости противотока бурового раствора, газа	-"	1	1	-"
4	Контрольно-измерительное оборудование для контроля основных параметров оборудования (дизельные двигатели, редукторный механизм, генераторы, компрессоры, буровые насосы и т. д.)	-"	-"	1	-"

Продолжение таблицы 12.4.

1	2	3	4	5	6
<b>6</b>	<b>Энергетический модуль:</b>	-"	-"	1	м .бл.
6.1	дизель- генератор ДЭС- 400 кВт с двигателем CAT 3406	-"	1	1	-"
6.2	щит управления	-"	-"	1	-"
6.3	электрокомпрессор с электродвигателем N- 37 кВт	-"	-"	1	-"
6.4	воздухосборник с устройством для осушки воздуха в металлическом контейнере	-"	-"	1	-"
<b>7</b>	<b>Циркуляционная система:</b>				
7.1	буровой насос 3NB-1000 N-736 кВт с консольным краном и тельфером 0,5тн.	-"	1;2	1	м .бл.
7.2	привод бурового насоса дизель CAT 3406	-"	-"	1	-"
7.3	привод бурового насоса дизель CAT 3406	-"	-"	1	м .бл.
7.4	металлическая рама (сани)	-"		2	-"
7.5	всасывающая линия низкого давления бурового раствора буровых насосов Ø-305 мм	-"	-"	2	узел
7.6	задвиги низкого давления на всасывающей линии Ø -300 мм	шт	-"	4	агр.
7.7	выкидная линия бурового насоса высокого давления Ø -75 мм (от насоса до манифольде)	к-т	-"	2	узел
7.8	линия высокого давления Ø -75 мм 350 кгс/см для подачи бурового раствора от насоса	-"	-"	1	-"
7.9	задвиги высокого давления Ø - 75 мм на манифольде	шт.	-"	2	агр.
7.10	выкидная линия бурового раствора Ø -406 мм (скважина - вибросито)	м	1;2	10	узел
7.11	Емкость для очистки бурового раствора на 5 отсеков V- 40 м	-"	-"	1	м .бл.
7.11.1	вибросито сдвоенное PDS-1 с двумя эл/двигателями по N-1,84кВт	-"	1	1	агр.
7.11.2	вакуумный дегазатор ZCQ1/4 со шламовым насосом и эл/двигателем к нему N-55кВт	-"	-"	1	-"
7.11.3	шламовый насос SB-6x8-12 эл/двигателем к нему N- 55 кВт	-"	-"	2	-"
7.11.4	перемешиватель бурового раствора лопастной с эл/двигателем N-5,5кВт	-"	-"	1	-"
7.12	Емкость 25м3 для сбора отходов бурения	-"	-"	2	-"
7.13	Емкость рабочая (всасывающая)V- 40 м3:	-"	-"	1	-"
7.13.1	пескоотделитель NCS-300 с ц/бежным насосом и эл/двигателем к нему N- 55 кВт	-"	1	1	в к-те
7.13.2	илоотделитель 2ZJ-125 с ц/бежным насосом и эл/двигателем к нему N-55 кВт	-"	-"	1	-"
7.13.3	перемешиватель бурового раствора лопастной с эл/двигателем N-11кВт	-"	-"	2	-"
7.13.4	гидроперемешиватель	-"	-"	1	-"
7.13.5	емкость дозировочная для химреагентов V=2,5 м3	-"	-"	1	-"
7.13.6	модуль лаборатории буровых растворов	-"	-"	1	-"
7.13.7	Емкость для смешивания бурового раствора на два отсека V=40 м <sup>3</sup>	-"	-"	1	м .бл.
7.13.8	перемешиватель бурового раствора лопастной с эл/двигателем N-11кВт	-"	1	2	-"

Продолжение таблицы 12.4.

1	2	3	4	5	6
7.13.9	гидроперемешиватель	-"-	1;2	1	-"-
7.13.10	емкость V=7 м3 для приготовления бурового раствора	-"-	-"-	1	-"-
7.13.11	перемешиватель бурового раствора лопастной с эл/двигателем N-11кВт	-"-	-"-	1	-"-
7.14	Емкость для запаса бурового раствора V=40 м3	-"-	-"-	1	-"-
7.14.1	перемешиватель бурового раствора лопастной с эл/двигателем N-11кВт	к-т	1	2	-"-
7.14.2	Гидроперемешиватель	к-т	1	2	м .бл.
7.15	Емкость доливная V= 7-12 м3	-"-	-"-	1	-"-
7.16	Обвязка емкостей трубопроводами	-"-	-"-	6	узел
<b>8</b>	<b>Система приготовления бурового раствора:</b>				
8.1	Бункер (контейнер) для материалов	-"-	-"-	1	м .бл.
8.2	Емкость V=2,5- 4 м3 на смешительной емкости	-"-	-"-	1	
8.3	Центробежный насос с эл/двигателем N-55 кВт	-"-	1;2	2	агр.
8.4	Гидроворонка	-"-	-"-	2	-"-
8.5	Шламовый насос с эл/двигателем к нему N- 5,5 кВт	-"-	-"-	1	-"-
9	Насос с электроприводом к нему N- 55 кВт для подачи воды	-"-	-"-	1	-"-
10	Шламовый насос с электродвигателем N-30 кВт для откачки жидкости из шахты с обвязкой трубопроводом с циркуляционной системой (по требованию заказчика)	-"-	-"-	1	-"-
11	Емкость для сбора пластового флюида V- 50 м на концах линий ПВО	-"-	-"-	2	-"-
12	Емкость для технической воды V- 40м с центробежным насосом и эл/двигателем к ним N-7,5кВт	-"-	-"-	1	-"-
13	Емкость для дизтоплива расходная V-2 м 3 с центробежным насосом и электроприводом к нему N -	-"-	1	1	-"-
14	Бак для дизтоплива расходная V-2 м3	-"-	-"-	1	-"-
15	Бак двухсекционный для смазочного масла	-"-	1	1	-"-
16	Обвязка емкостей трубопроводами (воды, топлива)	-"-	-"-	4	узел
17	Противовыбросовое оборудование на 210 кгс/см (аналог ОП42 230х210 ГОСТ 13862-2003г) в том числе:	-"-	-"-	1	агр.
17.1	230мм превентор универсальный ПУГ-230х21	-"-	1	1	-"-.
17.2	230мм превентор плащечный двойной ПППГ-230х21	-"-	-"-	2	-"-
17.3	Блок управления ПВО FKQ640-6G	-"-	-"-	1	-"-

Продолжение таблицы 12.4.

1	2	3	4	5	6
17.5	дистанционная панель управления JY-120	-"-	-"-	1	-"-
17.6	Манифольде линии дросселирования диаметром 103 мм на рабочее давление 350 кгс/см2	к-т	-"-	1	узел
17.7	Манифольде для глушения скважины диаметром 103 мм на рабочее давление 350кгс/см2 - 50м	-"-	-"-	1	-"-
18.1	Штуцерный манифольд диаметром 103 мм на рабочее давление 350 ат (1гидравлический )	-"-	-"-	1	-"-
18.2	Пульт управления гидравлическим штуцером (тип манометра Y40 на 400 ат	-"-	-"-	1	-"-
18.3	Сепаратор газа из бурового раствора NQF800/0,7	-"-	-"-	1	-"-
18.4	Аккумулятор для закрытия превентора FKQ6404	-"-	-"-	1	-"-
18.5	Электрический насос QB-21.80	-"-	-"-	1	-"-
18.6	Воздушный насос QYB-40.60L	-"-	-"-	1	-"-
18.7	Гидравлическая лебедка г/п 3 тн	-"-	1	1	-"-
18.8	гидравлические линии к пультам управления ПВО 35 мм х 25м	-"-	-"-	2	узел
19	Колонная головка ОКК1-168х245 -21	-"-	-"-	1	
20	Приемный мост металлический горизонтальный	-"-		1	м .бл.
21	Приемный мост наклонный	-"-	-"-	1	-"-
22	Стеллажи металлические для труб со стойками на обоих концах высотой 1,25 м	-"-		6	
23	Инструментальная площадка	-"-	-"-	1	-"-
24	Бойлер (котельная) или ПКН-2С или 2 электрокотла по 100 кВт	-"-	-"-	1	-"-
25	Емкость V-20 м для воды (питание котла) с центробежным насосом и электроприводом к нему	-"-	-"-	1	-"-
26	Емкость V-4 м для дизтоплива (питание котла) с центробежным насосом				
27	Обвязка оборудования коммуникациями:	-"-	-"-	1	-"-
27.1	Водопроводы	-"-	-"-		
27.2	Топливопровод	-"-	-"-	1	узел
27.3	Воздухопроводы	-"-	-"-	1	-"-
27.4	Паропроводы	-"-	-"-	1	-"-
28	Металлические ограждения бурового оборудования	-"-	-"-	1	-"-
29	Металлические кожухи для укрытия коммуникаций	-"-	-"-	1	агр.

Продолжение таблицы 12.4.

1	2	3	4	5	6
30	Электромонтаж оборудования	-"-	1;2	1	-"-
31	Электроосвещение буровой установки	-"-	-"-	1	-"-
32	Контур заземления	-"-	-"-	1	-"-
33	Опрессовка обвязки буровых насосов	к-тур	-"-	3	узел
34	Центрирование вышки в процессе бурения	агр/оп	-"-	1	
35	Радиостанция в режиме диспетчерской связи	вышка	-"-	1	опер
36	Система внутренней связи	к-т	-"-	1	узел
37	Демонтаж бурового оборудования	-"-	2	1	-"-
38	Подготовительные работы к транспортировке вышечно-лебедочного блока	-"-	-"-	1	кр.бл.
39	Транспортировка бурового оборудования со скважины на скважину	-"-	-"-	1	-"-
40	Мобильный кран г/п 16-25 тн.(по условиям контракта)	-"-	-"-	1	-"-

**Примечание:**

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 вариан- та	Коли- чество	Способ и вид транспортиров- ки (волок., на тягачах, а/тр., трактором и т.д.)	
	первичный	повтор- ный					первич- ный	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 воздухосборника 3х4м	10м²	1;2	1;2	а/м	ТраILER 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 наве- сом
4	71 69	71т.5м.бл. 69т.5м.бл.	Лестница 2шт Ходы по глинозагрузчику	-«- -«-	1; 2 1; 2	0,6 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	100м³	1; 2	1,8	-«-	-«-
	Вкл. В охр.прир.							
8	2791	2791*	Глинизация стен (бентонит)	м³/т	1; 2	10,5/28		
9	2735 2736	2735* 2736*	Работа по глинизации ЦА-320-3шт.	час	1; 2	6		
10	527 527 527 894	527 527 527 0,15	Монтаж вагончиков для	Ваг. -«- -«- -«-	1;2 1;2 1;2	9 13 5	а/м14т -«- -«- -«-	а/м 14т -«- -«- -«-
10.1			в/монтажников					
10.2			буровой бригады					
10.3			бригады освоения					
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	10м²		0,9		
12	649	649	Бригадное хозяйство для в/монтаж.	К-т		1		
13	2805 2807	2805* 2807*	Пробег ЦА-320, СМН-20	К-т		4х50		

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

№ п/п	Наименование работ	Единица изме- рения	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 рас- твора	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 за- хоронения	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 д.-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 д.-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	В том числе:					
	Строительно-монтажные работы	Подготовительные работы к бурению	Бурение и крепление	Испытание		
				Всего	В открытом стволе	В эксплуатационной колонне
1	2	3	4	7	8	9
217	10	2	25	180	-	180

Таблица 13.2 - Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин

Номер обсадной колонны	Название колонны	Продолжительность крепления, сут	Интервал бурения (по стволу), м		Продолжительность, сут		
			от (верх)	до (низ)	Забойными двигателями	Роторным способом	Совмещенным способом
1	Направление	1,0	0	30		0,7	
2	Кондуктор	3,0	30	400		4,3	
3	Эксплуатационная	3,9	400	1300±250		12,1	

## 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, исключающие 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 сидел клапанов буровых насосов	БУ	1 шт.
44	Автоматический сигнализатор уровня промышленной жидкости в емкости	емкость	1 шт на насос
45	Устройство по предупреждению перегрузки бурового насоса	насос	1 шт.

продолжение таблицы 14.1

1	2	3	4
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, исключая 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 требований 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 (высечно-лебедочный блок, силовое и насосное помещение, циркуляционная система, противовыбросовое 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 неотапливаемых 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 лавсано-визкозной ткани	ГОСТ 12.4 111-82	бурильщик, пом. бурильщика
3	Куртка утепленная	ГОСТ 17222-71	электромонтер, слесарь по обсл.буровой
4	Брюки утепленные	ГОСТ 18235-72	электромонтер, слесарь по обсл.буровой
5	Летний костюм: куртка, полукombineзон и рубаха со съёмным 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 нефтемаслозащитные	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 "Дрэгер" 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 патрубок пневматического бурового ключа АКБ - 3М2

**Таблица 15.5 - Нормы освещенности**

№ п/ п	Рабочие места	Рабочая поверхность, на которой нормируется освещенность	Плоскость формиро- вания освещенности: Г-горизон- тальная; В-верти- кальная	Разряд и подраз- ряд зри- тельной работы	Рабочее освещение		Показатель ослепленно- сти не более, %	Ава- рий- ность осве- щение, лк
					Освещенность, лк			
					при лам- пах нака- ли- вания	при газо- разряд- ных 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 эксперимен- тально	
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	Элеватор 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 заряжения прострелочных и взрывных аппаратов (ПБД)	Место заряжения	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	Барaban, 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**

<b>№№ п/п</b>	<b>Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.</b>	<b>Количество, шт.</b>	<b>Место установки датчиков стационарного газоанализатора</b>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
1	Газосигнализатор (стационарный с 8-канальными платам 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**

<b>№№ п/п</b>	<b>Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.</b>	<b>Количество, шт.</b>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
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-культбудка	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**

<b>№ п/п</b>	<b>Наименование</b>	<b>ГОСТ, ТУ и т.д. на изготовле- ние</b>	<b>Количество, шт</b>	<b>Примечания</b>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
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	Углекислот- ные
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 ава- рийные ситуации	Мероприятия по предотвращению ава- рий	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 заклини-ки.	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 цементирования 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 ша рошек 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 шарошки 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 обтираторы 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	8.3. Герметизировать устье и восстановить циркуляцию.	8.3. Сообщить руководителю буровых работ о начавшемся проявлении.



		доливаемой жидкости.		
--	--	----------------------	--	--

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 выравнивать 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 отсекающий 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 Требованию 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 цементированья 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. Обвязку устья колонными головками производить строго в соответствии с инструкциями завода-изготовителя.		
		10.4. Применять колонные головки, исключющие 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 Департамент Комитета индустриального развития и промышленной безопасности по Атырауской 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 оценочных 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. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИН**

### **17.1. Обоснование критериев ликвидации и консервации скважины**

Разработка проектных технологических и технических решений по ликвидации скважин на месторождении Кемерколь направлены на обеспечение промышленной безопасности, охрану недр и окружающей природной среды, безопасности жизни и здоровья людей.

Структура и состав проектной документации определены в соответствии с действующими нормативными требованиями и включают в себя разделы по ликвидации скважины, предусмотренные «Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» от 22 мая 2018 года № 200.

Решение о ликвидации скважины будет приниматься по результатам бурения, в случае обнаружении промышленных запасов углеводородов по решению НТС организации – Заказчика вопрос о ликвидации (консервации) скважины будет выноситься на рассмотрение территориального Управления (инспекции) геологии и недропользования.

Пользователь недр обязан обеспечить ликвидацию скважины, не подлежащей использованию в установленном порядке.

Рабочий проект предусматривает, что после достижения проектной глубины 1300 м в скважину спускается и цементируется колонна диаметром 168,3мм в интервале 0-1300м с последующим проведением работ по перфорации и испытанию перспективных горизонтов. После испытания всех перспективных горизонтов, скважина ликвидируется как выполнившая свое назначение. Предусматривается также вариант ликвидации скважины без спуска эксплуатационной колонны.

Подготовку материалов в комиссию для оформления ликвидации скважины, право контроля, ответственность за своевременное и качественное проведение работ при ликвидации скважины, охрану недр и рациональное использование природных ресурсов, несет пользователь недр (заказчик).

Устье и ствол ликвидируемой скважины оборудуются в соответствии с инструкциями, разработанными предприятием-недропользователем и согласованными с АСС.

Конкретный план действий по ликвидации скважины, законченной строительством, разрабатывается пользователями недр с учетом местных условий, требований «Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» от 22 мая 2018 года № 200 и других нормативных документов и согласовывается с территориальным органом Областной инспекции геологии и недропользования (ГУ МД «ЗапКазНедра»).

### **17.2. Консервация и ликвидация технологических объектов**

#### **17.2.1 Порядок оформления материалов на ликвидацию скважины**

1. Все работы по порядку оформления материалов на ликвидацию (консервацию) скважины должны проводиться в строгом соответствии «Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» от 22 мая 2018 года № 200.

1. В любое время до истечения периода разведки или добычи углеводородов недропользователь вправе произвести консервацию или ликвидацию отдельных технологических объектов, используемых при проведении операций по недропользованию, включая сооружения, оборудование, скважины и иное имущество.

При этом в течение периода добычи по контракту на разведку и добычу или добычу углеводородов недропользователь обязан ликвидировать скважины, которые подлежат ликвидации по техническим и (или) геологическим причинам и не могут быть использованы в иных целях в соответствии с проектом разработки месторождения.

2. Технологические объекты ликвидируются или консервируются в соответствии с утвержденным недропользователем и получившим положительные заключения предусмотренных настоящим Кодексом и иными законами Республики Казахстан экспертиз проектом ликвидации или консервации технологических объектов, за исключением отдельных категорий скважин,

предусмотренных в правилах консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов, утверждаемых уполномоченным органом в области углеводородов, ликвидация или консервация которых осуществляется в соответствии с планом ликвидации и консервации.

3. Требования к проведению работ по консервации или ликвидации технологических объектов устанавливаются в правилах консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов, утверждаемых уполномоченным органом в области углеводородов.

4. Финансирование работ по консервации технологических объектов, проводимых вне рамок консервации участка недр, право недропользования по которому прекращено, осуществляется за счет средств недропользователя. Финансирование работ по ликвидации технологических объектов, проводимых вне рамок ликвидации последствий недропользования по углеводородам, осуществляется за счет средств недропользователя.

5. Все работы по проверке технического состояния по результатам выполнения работ оформляются актами за подписью их исполнителей, материалы должны быть сброшюрованы, заверены печатью и подписями. Первый экземпляр хранится в делах организации Заказчика, на балансе которого находится скважина, второй экземпляр - в «ЗапКазНедра». Итоговые данные по ликвидации скважины направляются в АСС с годовыми отчетами управлениями округов (РД 03-64-94 форма ЛС).

9. По скважинам, пробуренным на месторождении Кемерколь, указанные материалы представляются для заключения в «ЗапКазНедра».

Согласованный в указанном порядке план изоляционно-ликвидационных работ является основанием для проведения работ по ликвидации объекта.

10. Ответственность за своевременное и качественное проведение работ несет организация Заказчика, на балансе которого находится ликвидируемая скважина.

11. Учет, ежегодный контроль, за состоянием устьев ликвидируемых скважин и необходимые ремонтные работы при обнаружении неисправностей и нарушений требований охраны недр возлагаются на организацию Заказчика, на балансе которого находится ликвидируемая скважина.

12. Восстановление ранее ликвидированных скважин проводится при положительном решении предприятия, на учете которого находится скважина. Ремонтно-восстановительные работы производятся по плану, согласованному с АСС.

13. Повторная ликвидация восстановленных скважин и оформление материалов на ликвидацию проводится согласно «Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» от 22 мая 2018 года № 200.

### **17.2.2 Порядок консервации и ликвидации технологических объектов**

1. Технологические объекты консервируются и (или) ликвидируются в соответствии с утвержденным недропользователем и получившим положительные заключения предусмотренных Кодексом и иными законами Республики Казахстан экспертиз проектом консервации или ликвидации технологических объектов, за исключением отдельных категорий скважин, ликвидация или консервация которых осуществляется в соответствии с планом консервации и ликвидации.

2. К отдельным категориям скважин относятся нефтяные, газовые и нагнетательные скважины различного назначения при разведке и добыче углеводородов, не относящиеся к скважинам с содержанием сероводорода в пластовом флюиде 3,5 % и более, с аномально высоким пластовым давлением с коэффициентом аномальности 1,5 и более, на суше глубиной более пяти тысяч метров, на море и внутренних водоемах.

3. В любое время до истечения периода разведки или добычи углеводородов недропользователь вправе произвести консервацию или ликвидацию отдельных технологических объектов, используемых при проведении операций по недропользованию, включая сооружения, оборудование, скважины и иное имущество.

При этом в течение периода добычи по контракту на разведку и добычу или добычу углеводородов недропользователь обязан ликвидировать скважины, которые подлежат ликвидации по тех-

ническим и (или) геологическим причинам и не могут быть использованы в иных целях в соответствии с проектом разработки месторождения.

4. Решение о консервации или ликвидации технологических объектов принимается приказом недропользователя.

5. Акт о приемке консервированных и (или) ликвидированных технологических объектов или нефтяных, газовых и нагнетательных скважин различного назначения, за исключением скважин с содержанием сероводорода в пластовом флюиде 3,5 % и более, с аномально высоким пластовым давлением с коэффициентом аномальности 1,5 и более, на суше глубиной более пяти тысяч метров, на море и внутренних водоемах, подписывается членами комиссии, созданной приказом недропользователя, в состав которой включаются технический руководитель и ответственные работники недропользователя, а также представители исполнителя работ (подрядчика, при наличии).

6. Акт о приемке консервированных и (или) ликвидированных нефтяных, газовых и нагнетательных скважин различного назначения с содержанием сероводорода в пластовом флюиде 3,5 % и более, с аномально высоким пластовым давлением с коэффициентом аномальности 1,5 и более, на суше глубиной более пяти тысяч метров, а также скважин на море и (или) внутренних водоемах подписывается членами комиссии, созданной приказом недропользователя, в состав которой включаются технический руководитель и ответственные работники недропользователя, представители уполномоченного органа в области промышленной безопасности, а также представители исполнителя работ (подрядчика, при наличии).

В случае приемки консервированных и (или) ликвидированных нефтяных, газовых и нагнетательных скважин различного назначения на море и (или) внутренних водоемах в состав комиссии также включается представитель регионального органа уполномоченного органа в области использования и охраны водного фонда, водоснабжения, водоотведения.

7. Все материалы (акты, приказы, протоколы и другие материалы) по консервации и (или) ликвидации нефтяных, газовых и нагнетательных скважин различного назначения при разведке и добыче углеводородов подшиваются и хранятся в деле скважины до окончания операций по недропользованию, и вместе с материалами ликвидации последствий недропользования представляются в уполномоченный орган по изучению недр.

### **17.2.3 Технологические и технические решения по ликвидации скважины**

Ликвидация скважин на месторождении Кемерколь в проекте разработана без отворота и извлечения частей колонн, т.к. все они по проекту зацементированы до устья.

Планами работ на установку изоляционно-ликвидационных мостов при переходе к вышележащим объектам необходимо предусматривать выполнение проектных решений, разработать меры по предупреждению поглощений и других осложнений, меры по предупреждению аварий при производстве работ.

Техническим решением для ликвидации скважины принимается метод установки цементных мостов с учетом горно-геологических особенностей разреза.

Высота цементных мостов и места их установки в скважине определены в соответствии с типовым проектом проведения изоляционно-ликвидационных работ по ликвидации скважин, отвечающем всем требованиям законодательных актов по недропользованию.

В процессе испытания скважины в эксплуатационной колонне должен соблюдаться принцип последовательности проведения работ по перфорации и испытанию каждого объекта снизу-вверх с обязательной установкой изоляционно-ликвидационных цементных мостов. При малом расстоянии между объектами предусматривается установка разобщающих изоляционных мостов с применением взрывпакетов.

В соответствии с существующими Правилами безопасности перед началом работ по установке изоляционно-ликвидационных мостов скважина должна быть заполнена буровым раствором с плотностью, позволяющей создать давление на 15% превышающее пластовое.

Рассматриваемые варианты ликвидации скважины:



Вариант 1. Скважина доведена до проектной глубины, спущена «эксплуатационная колонна» диаметром 168,3мм в интервале 0-1300м, произведено испытание, получены промышленные притоки углеводородов - в этом случае скважина консервируется на период работ по обустройству, а после расконсервации переводится в категорию добывающих. После истощения промышленных запасов углеводородов скважина подлежит ликвидации, как достигшая нижнего предела дебитов, установленных технологической схемой разработки или инструкцией по обоснованию нижнего предела рентабельности оценочных скважин, разработанной и утвержденной в установленном порядке.

Вариант 2. Скважина доведена до проектной глубины, по результатам испытаний проектных нефтегазоносных горизонтов в открытом стволе оказалась в неблагоприятных геологических условиях (отсутствуют нефтегазонасыщенные коллекторы) в этом случае скважина подлежит ликвидации без спуска эксплуатационной колонной по геологическим причинам.

«Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» от 22 мая 2018 года № 200 который предъявляют дополнительные требования к ликвидации и консервации скважин на месторождениях с содержанием сероводорода. Обязательным является установка ликвидационных цементных мостов при спущенной эксплуатационной колонне, а также без нее:

против интервала залегания продуктивного горизонта, при этом высота цементного моста над верхней границей должна быть не менее 30м;

в интервале башмака последней промежуточной колонны должен устанавливаться цементный мост высотой не менее 50м;

Учитывая выше сказанное, предусматривается установка следующих ликвидационных цементных мостов:

Вариант 1 – спущен эксплуатационный колонна Ø 168,3мм в интервале 0-1300м, устанавливаются ликвидационные цементные мосты:

- мост №1 – 1175-1205м - для перекрытия интервала перфорации нефтегазоносного пласта; 168,3мм;

- мост №2 - 1140-1170м - для перекрытия интервала перфорации нефтегазоносного пласта; 168,3мм;

- мост №3 - 1080-1110м - для перекрытия интервала перфорации нефтегазоносного пласта; 168,3мм;

-Вариант 2– без спуска эксплуатационной колонны диаметром 168,3мм устанавливаются цементные мосты:

- мост №1 – 500-570м – устанавливается в открытом стволе с целью перекрытия непродуктивных, не имеющих промышленного значения нефтегазоносных пластов и в башмаке 244,5мм колонны высотой в колонне – 50м.

Глубины и высота установки цементных мостов могут изменяться в зависимости от фактических условий перфорации скважины и нахождения продуктивных горизонтов.

#### **17.2.4 Порядок организации работ и оформления документов по ликвидации скважины**

Ликвидация скважины должна осуществляться в соответствии с проектной документацией и требований действующей нормативно-технической базы, на основании которых должны составляться индивидуальные планы изоляционно-ликвидационных работ отдельно на каждый ликвидационный мост. В планах должны быть предусмотрены все работы по установке цементных мостов, испытанию их на прочность, работы по оборудованию устья скважины и обследованию устья с указанием ответственных исполнителей, с указанием мероприятий по промышленной безопасности, охране недр и окружающей природной среды.

Утвержденный Заказчиком и согласованный с органами надзора Республики Казахстан и природоохранными органами план является основанием для проведения работ по ликвидации скважины, в т.ч. и на установку отсекающих изоляционно-ликвидационных мостов при переходе испытания к вышележащим объектам.

При установке цементных мостов предусматриваются следующие технологические особенности:

- способ установки цементного моста – на равновесие,
  - метод установки – с контролем по объему,
  - заливочная колонна - НКТ-73(СБТ -88,9) –с «воронкой» на первой трубе,
  - продавочная жидкость – буровой раствор;
- Последовательность работ по установке и испытанию мостов на прочность:
- перевод скважины на буровой раствор, применявшийся при бурении с проектными параметрами, выравнивание его по всему циклу;
  - демонтаж фонтанной арматуры и монтаж на устье скважины противовыбросового оборудования предусмотренного проектом;
  - установка башмака заливочной колонны на заданной глубине;
  - закачка буферной жидкости №1;
  - закачка цементного раствора;
  - закачка буферной жидкости №2;
  - закачка продавочной жидкости в объеме по расчету;
  - подъем заливочных труб до установленной проектом и планом верхней границы цементного моста;
  - герметизация устья скважины превентором и подготовка к обратной промывке буровым насосом (цементирующим агрегатом).
  - срезка моста и обратная промывка с контролем выходящего раствора в объеме «продавочная жидкость + буфер», вымыв с контролем излишек цементного раствора. При отсутствии на «выходе» цементного раствора и буфера продолжать обратную промывку из расчета дополнительной прокачки  $\frac{1}{2}$  расчетного объема продавочной жидкости;
  - разгерметизация устья;
  - подъем 2-3 свечей заливочных труб (50-80м выше глубины срезки моста) и герметизация устья;
  - стоянка на ОЗЦ – не менее 24 часов и подъём заливочной колонны;
  - спуск инструмента для нащупывания цементного моста;
  - испытание моста на прочность разгрузкой;
  - испытание моста на герметичность опрессовкой.

После установки ликвидационного моста, после испытания на прочность и герметичность, производится промывка скважины с приведением бурового раствора в соответствие с проектными параметрами и обработкой ингибитором коррозии. При необходимости буровой раствор обрабатывается нейтрализатором сероводорода MIL-GARD.

При завершении подъема заливочной колонны необходимо заполнить верхнюю часть скважины (50м) дизельным топливом (нефтью)

Результаты работ по установке моста, проверке на прочность и опрессовке оформляются соответствующими актами за подписью исполнителей. На этом оборудование ствола ликвидируемой скважины считается завершенным.

По окончании ликвидационных работ устье скважины оборудуется колонной головкой и задвижкой высокого давления в коррозионно-стойком исполнении, а также отводами для контроля давлений в трубном и межколонном пространствах.

Вокруг устья скважины оборудуется площадка размером 2х2м с ограждением. На ограждении устанавливается металлическая табличка с указанием номера скважины, месторождения, пользователя недр и даты окончания бурения.

После проведения ликвидационных работ через 6 месяцев и далее один раз в год должен проводиться контроль давлений в трубном и межколонном пространствах, а также окружающего воздуха с оформлением соответствующих актов.

После завершения работ по оборудованию устья ликвидируемой скважины производятся работы по зачистке территории отведенного участка земли и технический этап рекультивации. Составляется акт на рекультивацию земельного отвода, один экземпляр которого хранится в деле скважины, другой передается землепользователю.

После завершения всех работ по ликвидации скважины составляется акт на выполненные работы за подписью исполнителей.

Акт заверяется печатью и подписью руководства Заказчика.

#### **17.4. Мероприятия по охране недр, окружающей среды и обеспечению промышленной безопасности**

В процессе работ по ликвидации скважины должны соблюдаться меры по экологической и промышленной безопасности в соответствии с требованиями Правил и Инструкций на всех этапах проводимых операций.

Мероприятия обеспечиваются за счет:

- выполнения требований проекта «Основные требования и мероприятия по технике безопасности, промсанитарии, пожарной и противодивергентной безопасности».

- соблюдения мер безопасности при обработке буровых растворов химреагентами;

- поддержания параметров бурового раствора, специальных жидкостей в соответствии с величинами, регламентированными проектом на строительство скважины, правилами и инструкциями;

- перед проведением технологических операций по ликвидации (консервации) скважина должна быть заглушена, т.е. заполнена буровым раствором (или другой жидкостью) с плотностью, обеспечивающей превышение давления гидростатического столба над пластовым, согласно требований Правил безопасности;

- выполнения проектных мероприятий по предупреждению газоводопроявлений;

- использования в работе противовибросового и другого оборудования, обеспечивающего надежную герметизацию устья скважины в случае газоводопроявлений и проведения технологических операций по глушению скважины;

- обеспечения постоянного контроля, за всеми технологическими процессами применяя станцию ГТК и другие контрольно-измерительные приборы;

- соблюдения мер безопасности при опрессовке колонн, цементных мостов, нагнетательных линий, работах по цементированию и обслуживанию тампонажной техники, запорной арматуры;

- обеспечения надежной безаварийной работы бурового, вспомогательного и противовибросового оборудования;

- допуска к работе лиц, имеющих специальную подготовку и квалификацию, прошедших аттестацию и сдавших экзамены;

- обеспечения электроосвещения рабочих мест, оборудования зоны проведения работ в соответствии с требованиями правил безопасности;

- соблюдения правил пожарной безопасности;

- обеспечения расстановки агрегатов и оборудования в соответствии с принятой схемой и технологическими регламентами;

- перед разборкой устьевого арматуры скважина должна быть заглушена, при этом давление в трубном и затрубном пространстве должно быть снижено до атмосферного;

- разборку устьевого арматуры производить после визуального установленного прекращения выделения газа из скважины и проверки постоянства уровня жидкости в ней.

Охрана недр при ликвидации (консервации) скважины предусматривает качественное выполнение всех операций в соответствии с рабочим проектом и обеспечивается следующими мероприятиями:

- надежностью рекомендуемой конструкции;
- полной изоляцией водоносных горизонтов и разобщения горизонтов с различной минерализацией воды;
- надежным перекрытием интервалов возможных поглощений и газоводопроявлений;
- качественным проведением цементирования обсадных колонн и созданием прочного монолитного цементного камня за колоннами;
- долговечностью скважины как технического сооружения;
- изоляцией пластов-коллекторов методом установки цементных мостов в различных горно-геологических условиях;
- предупреждением межколонных проявлений и грифонообразования;
- сохранностью законсервированной скважины;
- обеспечением надежной герметизации трубного и затрубного пространства;
- соблюдением всех технологических операций в процессе ликвидации (консервации) скважины согласно плану работ.

Охрана окружающей природной среды должна обеспечиваться выполнением проектных требований по предотвращению и снижению экологически вредной деятельности, предупреждением аварий и ликвидацией последствий возможных аварий. Вопросам охраны жизни и здоровья людей необходимо уделять должное внимание при ликвидации скважины. В проекте на строительство скважины разработаны также мероприятия по охране окружающей среды, при этом требования экологической безопасности и охраны жизни и здоровья людей являются приоритетными.

В разделе проекта на ликвидацию (консервацию) скважины предусматриваются следующие меры, при выполнении которых будет обеспечена охрана окружающей природной среды:

- качественное цементирование обсадных колонн и качественное цементирование при установке цементных мостов;
- установка изоляционных цементных мостов в соответствии с конкретными горно-геологическими и техническими особенностями;
- конструкция скважины, обеспечивающая надежную изоляцию проницаемых пластов и перекрытие интервалов осложнений ствола;
- надежная герметизация трубного и затрубного пространства и недопущение различных проявлений пластового флюида на поверхность;
- недопущение грифонообразования и аварийных ситуаций, связанных с межколонными перетоками;
- предупреждение загрязнений и ликвидация мест загрязнения нефтепродуктами на отведенном земельном участке;
- оборудование устья ликвидируемой скважины в соответствии с проектными решениями;
- вывоз пластового флюида полученного при освоении скважины в специально отведенные места;
- осуществление работ только в пределах отведенного земельного участка;
- хранение химических реагентов, ГСМ, сыпучих материалов в специальной таре и в закрытых складских помещениях с твердым покрытием и защищенным обвалованием. По завершении работ на скважине остатки должны быть вывезены;
- компонентный состав буровых и цементных растворов предусмотренных проектом исключает применение токсичных материалов;
- предотвращение сброса отходов бурения, канализационных и загрязненных стоков в водоемы общего пользования и подземные водоносные горизонты или в места вне специальных сооружений;

- осуществление сбора отходов бурения (шлам, отработанный буровой раствор, сточные воды) в специальном шламовом амбаре-накопителе;

- после завершения работ по демонтажу и вывозу бурового и вспомогательного оборудования производство работ по ликвидации инженерной системы сбора и захоронения отходов бурения, разбивке и удалению бетонных покрытий и фундаментов;

- выполнение работ по ликвидации земляных амбаров-накопителей, освобождение рекультивируемой поверхности от бетонного мусора, вывоз его или захоронение в шламовом амбаре;

- создание экранирующего слоя над местами захоронения отходов бурения;

- осуществление перевозок по отведенным дорогам и подъездам к буровой, которые должны быть рекультивированы после завершения строительства скважины.

Перед глушением наземное оборудование снабжают трубопроводами для глушения скважины длиной не менее 10 метров. Трубопроводы оборудуют обратными клапанами и устройствами для подключения контрольно- регистрирующей аппаратуры. Трубопроводы и арматуру на устье скважины опрессовывают водой давлением в 1,5 раза больше ожидаемого максимального давления. Нагнетательные линии монтируются из труб с быстросъемными соединениями.

**Таблица 17.2 - Осложнения, возникающие при установке цементных мостов, и мероприятия по их недопущению**

Осложнения при установке мостов	Наиболее характерные причины осложнений	Мероприятия по предупреждению осложнений
	Недостаточное содержание замедлителя схватывания или жидкости - воды затворения.	Контроль за содержанием реагентов в жидкости затворения и процессом приготовления цементного раствора по плотности и расходу компонентов, приготовление всего объема раствора в осреднительной емкости.
	Образование затрудняющих прокачивание зон смешения цементного раствора с глинистым раствором.	Применение буферных жидкостей и разделительных пробок, проверка смесей на загустевание.
	Подъем цементного раствора на значительно большую высоту, чем проектная, вследствие смешения и образования застойных зон.	То же, а также применение центраторов, эксцентриков.
	Загустевание цементного раствора при остановках циркуляции.	Проверка рецептуры цементного раствора по показаниям консистометра с учетом температуры и давления.
	Образование застойных зон цементного раствора при вымывании его избытка.	Цементирование с расхаживанием колонны, применение легко разбурываемых или отсоединяемых хвостовиков.
Низкая прочность или отсутствие цементного камня в проектном интервале установки моста.	Повышенное содержание замедлителя схватывания или воды в цементном растворе.	Жесткий контроль за приготовлением цементного раствора.
	Смешение цементного раствора с находящейся в контакте с ним жидкостью и низкая точность его продавливания.	Учет потерь на смешение, компенсация неточности при продавливают, применение буферной жидкости, разделительных пробок и контролирующих устройств, контрольный замер внутреннего объема заливаемой колонны.
	Подсос пластовых флюидов вследствие поршневого эффекта.	Снижение вязкости и СНС глинистого раствора, уменьшение зон смешения, снижение скорости подъема труб, применение отсоединяемого хвостовика.
	Наличие каверны или желобной выработки.	Определение объема цементного раствора с учетом фактического диаметра скважины, применение гидромониторного устройства или эксцентриков.
Недостаточная несущая способность и негерметичность моста.	Малая высота моста и недостаточное сцепление со стенками.	Расчет высоты моста в соответствии с условиями его эксплуатации и техническими средствами для установки.
Газопроницаемость моста.	Насыщение цементного камня пластовым газом вследствие контракции.	Предварительная установка над местом поступления газа механического пакера или закачка высоковязкой жидкости, введение в тампонажный раствор высоковязкой жидкости.

## Подъемный агрегат для изоляционно-ликвидационных работ

Основным критерием выбора установки для проведения изоляционно-ликвидационных работ является соответствие грузоподъемности агрегата весу применяемых колонн труб (НКТ или бурильных). При этом нагрузка на крюке не должна превышать 0,6 величины параметра «допускаемая нагрузка на крюке» от расчетной массы бурильной колонны или 0,9 от расчетной массы колонны НКТ. Кроме того, параметры мобильной установки должны соответствовать ГОСТ16293. Все работы по ликвидации скважин будут производиться установкой А-50

Технические характеристики подъемного агрегата А-50 приведены в таблице 17.3.

**Таблица 17.3 - Техническая характеристика агрегата А-50**

Наименование	Шифр, тип оборудования, ГОСТ, ОСТ, ТУ	Показатель
Допустимая нагрузка, кН		500
Мощность привода, кВт		132,4
Мачта	телескопическая наклонная	
Угол наклона в рабочем положении, град		6
Высота от земли до оси кронблока, м		22,4
Допустимая длина поднимаемой свечи, м		16
Расстояние от торца рамы до оси скважины, мм		1040
Наибольшая статическая нагрузка на стол ротора, т		60
Диаметр проходного отверстия, мм		142
Компрессор	M155-2B5	
Промывочный насос	НБ-125 (9МГр-73)	
Лебедка вспомогательная	ТВ-224В (ТЛ-9) (ГОСТ 2914-10)	
Грузоподъемность, т		50

Порядок организации работ по консервации скважины и обеспечению промышленной безопасности

Все работы по консервации скважины проводятся по утвержденным Заказчиком, обеспечивающим выполнение проектных решений. План консервации скважины должен составляться с учетом конкретных горно-геологических особенностей разреза, содержать подробную информацию по техническому и технологическому состоянию скважины, причинах консервации, планируемых работах по оборудованию устья и ствола с указанием ответственных исполнителей. Указанные в плане сроки консервации и порядок контроля технического состояния законсервированной скважины должны соответствовать требованиям Правил безопасности.

Последовательность работ по консервации скважины следующая:

- заглушить скважину;
- демонтировать фонтанную арматуру и через переходную катушку на крестовину смонтировать противовыбросовое оборудование, предусмотренное проектом;
- спустить НКТ до глубины ниже интервала перфорации на 10 м, промыть скважину с обработкой раствора и доведением бурового раствора до параметров, рекомендуемых проектом;
- закачать в интервал перфорации специальную жидкость, обеспечивающую сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта;
- поднять НКТ до нижней границы цементного моста;
- установить консервационный цементный мост (порядок аналогичен описанному выше порядку при установке ликвидационных мостов).
- демонтировать противовыбросовое оборудование и смонтировать фонтанную арматуру;
- заполнить верхнюю часть скважины незамерзающей жидкостью (нефтью) в интервале 0-30 м (прямой и обратной циркуляцией закачав дизельное топливо в трубное и затрубное пространства);
- на фонтанной арматуре закрыть все задвижки, снять штурвалы, манометры, установить заглушки;
- демонтировать буровую установку;
- провести рекультивацию и планировку площадки;

- оградить устье скважины и на ограждении укрепить табличку с указанием номера скважины, площадь (месторождение), предприятия - пользователя недр, дата (срок) консервации, произвести планировку прискважинной площадки.

На все проведенные работы по консервации скважины, составляется акт на выполненные работы за подписью исполнителей, акт заверяется печатью и подписью руководства предприятия. На основании этого акта составляется акт на консервацию скважины.

Продление сроков консервации законченной строительством скважины осуществляется в порядке, установленном предприятием – пользователем недр (владельцем).

### **Мероприятия по охране недр, окружающей среды и обеспечению промышленной безопасности**

Мероприятия обеспечиваются за счет:

- выполнения требований проекта «Основные требования и мероприятия по технике безопасности, промсанитарии, пожарной и противодиверсионной безопасности»;
- соблюдения мер безопасности при обработке буровых растворов химреагентами;
- поддержания параметров бурового раствора, специальных жидкостей в соответствии с величинами, регламентированными проектом на строительство скважины, правилами и инструкциями;
- перед проведением технологических операций по ликвидации (консервации) скважина должна быть заглушена, т.е. заполнена буровым раствором (или другой жидкостью) с плотностью, обеспечивающей превышение давления гидростатического столба над пластовым, согласно требований Правил безопасности;
- выполнения проектных мероприятий по предупреждению газоводопрооявлений;
- использования в работе противовыбросового и другого оборудования, обеспечивающего надежную герметизацию устья скважины в случае газоводопрооявлений и проведения технологических операций по глушению скважины;
- соблюдения мер безопасности при опрессовке колонн, цементных мостов, нагнетательных линий, работах по цементированию и обслуживанию тампонажной техники, запорной арматуры;
- обеспечения надежной безаварийной работы бурового, вспомогательного и противовыбросового оборудования;
- допуска к работе лиц, имеющих специальную подготовку и квалификацию, прошедших аттестацию и сдавших экзамены;
- обеспечения электроосвещения рабочих мест, оборудования зоны проведения работ в соответствии с требованиями правил безопасности;
- соблюдения правил пожарной безопасности;
- обеспечения расстановки агрегатов и оборудования в соответствии с принятой схемой и технологическими регламентами;
- перед разборкой устьевой арматуры скважина должна быть заглушена, при этом давление в трубном и затрубном пространстве должно быть снижено до атмосферного.

Разборку устьевой арматуры производить после визуального установления прекращения выделения газа из скважины и проверки постоянства уровня жидкости в ней.

Охрана недр при ликвидации (консервации) скважины предусматривает качественное выполнение всех операций в соответствии с рабочим проектом и обеспечивается следующими мероприятиями:

- надежностью рекомендуемой конструкции;
- полной изоляцией водоносных горизонтов и разобщения горизонтов с различной минерализацией воды;
- надежным перекрытием интервалов возможных поглощений и газоводопрооявлений;
- качественным проведением цементирования обсадных колонн и созданием прочного монолитного цементного камня за колоннами;
- долговечностью скважины как технического сооружения;
- изоляцией пластов-коллекторов методом установки цементных мостов в различных горно-геологических условиях;
- предупреждением межколонных проявлений и грифообразования;
- сохранностью законсервированной скважины;
- обеспечением надежной герметизации трубного и затрубного пространства;



-соблюдением всех технологических операций в процессе ликвидации (консервации) скважины согласно плану работ.

Охрана окружающей природной среды должна обеспечиваться выполнением проектных требований по предотвращению и снижению экологически вредной деятельности, предупреждением аварий и ликвидацией последствий возможных аварий. Вопросам охраны жизни и здоровья людей необходимо уделять должное внимание при ликвидации скважины. В проекте на строительство скважины разработаны также мероприятия по охране окружающей среды, при этом требования экологической безопасности и охраны жизни и здоровья людей являются приоритетными.

В разделе проекта на ликвидацию (консервацию) скважины предусматриваются следующие меры, при выполнении которых будет обеспечена охрана окружающей природной среды:

- качественное цементирование обсадных колонн и качественное цементирование при установке цементных мостов;

- установка изоляционных цементных мостов в соответствии с конкретными горно-геологическими и техническими особенностями;

- конструкция скважины, обеспечивающая надежную изоляцию проницаемых пластов и перекрытие интервалов осложнений ствола;

- надежная герметизация трубного и затрубного пространства и недопущение различных проявлений пластового флюида на поверхность;

- недопущение грифообразования и аварийных ситуаций, связанных с межколонными перетоками;

- предупреждение загрязнений и ликвидация мест загрязнения нефтепродуктами на отведенном земельном участке;

- оборудование устья ликвидируемой скважины в соответствии с проектными решениями;

- вывоз пластового флюида полученного при освоении скважины в специально отведенные места;

- осуществление работ только в пределах отведенного земельного участка;

- хранение химических реагентов, ГСМ, сыпучих материалов в специальной таре и в закрытых складских помещениях с твердым покрытием и защищенных обвалованием. По завершении работ на скважине остатки должны быть вывезены;

- компонентный состав буровых и цементных растворов предусмотренных проектом исключает применение токсичных материалов;

- предотвращение сброса отходов бурения, канализационных и загрязненных стоков в водоемы общего пользования и подземные водоносные горизонты или в места вне специальных сооружений;

- осуществление сбора отходов бурения (шлам, отработанный буровой раствор, сточные воды) в специальных емкостях шлама;

- после завершения работы по демонтажу и вывозу бурового и вспомогательного оборудования производство работ по ликвидации инженерной системы сбора, разбивке и удалению бетонных покрытий и фундаментов;

Осуществление перевозок по отведенным дорогам и подъездам к буровой, которые должны быть рекультивированы после завершения строительства скважины.

## 18. 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 вымыв 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 400м-52м<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).

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 давлениях 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, противопожарной 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.

### **18.1. Мероприятия по предупреждению ГНВП при СПО**

Проведение СПО в бурении вызывает изменение давления в скважине вследствие движения колонны буровых 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 (выравнивать 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 буровой колонны при наличии сифона или поршневания. При их появлении подъем следует прекратить, провести промывку с вращением и расхаживанием колонны буровых 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 буровой 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, наверх "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 навернуть "аварийную" трубу с шаровым краном и обеспечить непрерывное наблюдение 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, навернуть "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 оседей 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.

## **18.2. 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, заключаемым 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 рабочий 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 противофонтанной 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 Правил 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. Приступать 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 выдается 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.

### **18.3. 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 тарирования поплавковых уровнемеров должна использоваться мерная рейка, градуированная через  $0,25 - 0,5 \text{ м}^3$ , а емкость долива должна иметь поплавковый 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 буровой 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 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.

### 18.3. 1. Геофизические исследования и работы.

При проведении ГТИ необходимо:

1) своевременно предоставлять партии ГТИ материалы геологотехнологических 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.

#### **18.4. 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, солодах, 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.

### **18.5. 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".

### **18.7. 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 противофонтанной 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.

### **18.8. 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.

### **18.9. 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 затажек 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.

## **18.10. 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, исключающие 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.

## **18.11. 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 присущих 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.

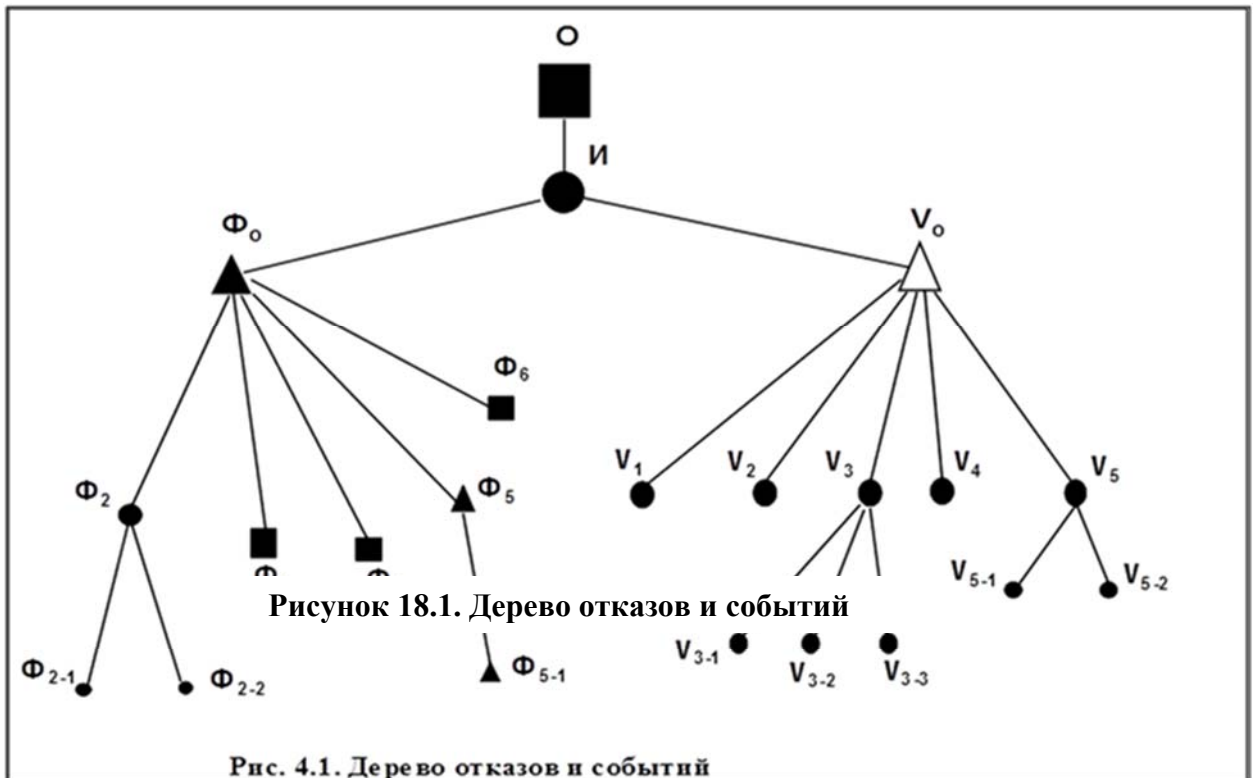
1. Поглощение бурового раствора:  
Несоответствие конструкции скважины геологическим условиям: \_\_\_\_\_ 0.03000;  
Завышение плотности раствора: \_\_\_\_\_ 0.07000;  
Несоответствие других параметров раствора: \_\_\_\_\_ 0.03000;
2. Принятие пластового давления без должного обоснования: \_\_\_\_\_ 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.



	Наименование событий	Условные обозначения	Расчетные значения
О	Открытый фонтан (вероятность главного события)	■	0.002670
И	Логическое событие	●	0.002670
	Наличие факторов аварийности (вероятность отказа оборуд.)	▲	0.005590
	Газонефтепроявления	△	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

## **18.12 Охрана недр.**

### **18.12.1 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 поисковых 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.

### **18.12.2 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  $\rho = 1,19-1,24 \text{ г/см}^3$ , 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 1,19 до 1,24 г/см<sup>3</sup>

- Условная вязкость 35-40 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 буровых 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 20 марта 2015 года № 237.

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 легковоспламеняющихся 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 1,5м вокруг открытых технических устройств, содержащих нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, нефтяные газы или другие легковоспламеня-

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)

### **18.12.3 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  $\varnothing 323,9$  мм х 30 м. цементируется до устья для обеспечения сцепления между трубами и породой, устанавливается с целью предотвращения размыва устья при бурении под направление и возврата восходящего потока бурового раствора из скважины в циркуляционную систему.

Кондуктор  $\varnothing 244,5$  мм х 400 м. цементируется до устья. Кондуктор 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  $\varnothing 168,3$  мм спускается на глубину 1300 м с целью разведки и пробный эксплуатаций. Эксплуатационная 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.

#### **18.12.4 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.

#### **18.12.5 Радиационная безопасность**

Основанием для составления настоящего подраздела являются СП СЭТОРБ Санитарные правила "Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности" (№201 от 03 февраля 2012г.) и ГН СЭТОРБ (НРБ) Гигиенические нормативы "Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности" (№201 от 03 февраля 2012г.).

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 ГН СЭТОРБ (НРБ) Гигиенические нормативы "Санитарно-эпидемиологические требования к обеспе-

чению радиационной безопасности" (№201 от 03 февраля 2012 г.) 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 СЭТОРБ (НРБ) Гигиенические нормативы "Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности" (№201 от 03 февраля 2012г.) 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 СЭТОРБ (НРБ) 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.

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

### 18.12.7 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 проводятся 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  $1\text{ м}^3$  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 грифообразованием. 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  $0,5\text{ м}^3$  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 загазованность 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  $0,7\text{ м}$ ;
- 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  $0,02 \text{ г/см}^3$  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.

## 19. ОЦЕНКА СТЕПЕНИ РИСКА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИНЫ

Изменение финансирования, пересмотр политики на взаимоотношения между структурными единицами и многие другие изменения требуют определить концепции риска – как функции вероятности события. Контроль, как со стороны работодателя, так и производителя, необходим для предотвращения и страхования возможных убытков, банкротств и ответственности за экологические последствия аварий, в т.ч. с оборудованием, нанесших большой материальный ущерб.

Примерами аварий можно обосновать необходимость финансирования риска и его изучение для прогнозирования предотвращения убытков.

Заложенная технология строительства скважин соответствует требованиям «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».

### 19.1 Анализ и оценка степени риска при строительстве скважины

Анализ риска - это часть системного подхода к принятию технико-технологических, экономических и других решений и практических мер, которые должны быть отражены в проектах на строительство скважин, с целью предупредить или уменьшить опасность промышленных аварий для жизни человека, ущерба имуществу предприятия и окружающей среде, называемого обеспечением промышленной безопасности.

Обеспечение промышленной безопасности включает в себя сбор и анализ информации обо всех случаях нарушений, связанных со строительством скважин. Анализ информации позволяет определить и заложить в проект меры по контролю и недопущению причинения ущерба кому-либо или чему-либо.

Основная задача анализа риска заключается в предоставлении объективной информации о состоянии:

- трудовой дисциплины в предприятии;
- производственного объекта (буровой);
- обученности персонала и наличие навыков при проведении работы в нештатных ситуациях;
- проведение организационно-технических мероприятий и др. При строительстве скважин основные причины риска следующие:

- травматизм персонала при нарушении функционирования оборудования из-за отказа. Отказ (неполадка) - событие, заключающееся в нарушении работоспособного оборудования, объекта;

- нефтегазопроявление с выходом флюида на поверхность из-за отказа оборудования, недостаточной геологической изученности, человеческого фактора;

- аварии с нанесением больших материальных затрат предприятию.

Выявление и анализ недостатков при строительстве скважин, позволяет уменьшить количественную и качественную оценку риска, выбрать и заложить в проект оптимальные решения.

Разработка экологического обоснования «Оценка воздействия на окружающую среду» (ОВОС) к рабочим проектам на строительство скважин учитывает особенности окружающей среды, природного и растительного мира, позволяет более рационально разместить оборудование.

Проект ОВОС проходит согласование в Государственных местных органах по охране окружающей среды.

### 19.2 Определение степени риска строительства скважины

В нефтяной и газовой промышленности наиболее сложными и опасными являются аварии с открытыми фонтанами при строительстве и эксплуатации скважин.

В результате этих аварий наносится огромный материальный ущерб. Начавшаяся в виде проявлений аварийная ситуация может перейти в открытый фонтан с возгоранием, уничтожением скважины, гибелью людей. Аварии, переходящие в катастрофы, отрицательно сказываются на окружающей среде, деятельности близлежащих промышленных объектов. Особенно опасны вы-

бросы и открытые фонтаны на нефтяных и газовых месторождениях с наличием сероводорода, а также на месторождениях континентального шельфа. Количественная оценка безопасности бурения скважин связана с определением степени риска. Под степенью риска понимается вероятность возникновения открытого фонтана, полученная на стадии проектирования и строительства.

Метод основан на построении логико-вероятностной расчетной схемы, графическая интерпретация которой соответствует дереву, в вершине которого лежит нежелательное событие (далее по тексту головное).

Вероятность такого события необходимо определить, зная вероятности базовых событий (событий нижнего уровня, дальше которого детализация не производится). В качестве головного события обычно выбирается событие, имеющее наибольшую опасность для окружающей среды. Таким головным событием является открытый фонтан. Между головным и базовыми событиями имеются промежуточные. Взаимосвязь между событиями устанавливается с помощью логических связей - "И", "ИЛИ" и др. Метод предполагает знание вероятности базовых событий и логические связи между ними. Кроме того необходимо знание зависимости базовых событий. В случае зависимости базовых событий рассматривают комбинации первичных базовых событий приводящих к головному. При независимости базовых событий применяется метод прямого аналитического решения, которое позволяет поэтапно анализировать события, кроме того, предоставляется возможность определить:

- а) "слабые узлы" и "узкие места" с точки зрения безопасности;
- б) наиболее опасные пути развития аварий.

### **19.3 Анализ видов и последствий отказов.**

Этот вид анализа применяется для качественной оценки безопасности технических систем. В нашем случае, при строительстве скважин, рассмотрены три основных вида отказа, при которых может быть нанесен ущерб: персоналу, населению, окружающей среде, оборудованию.

Критерии отказов по тяжести последствий:

Первый - катастрофический - приводит к смерти людей, наносит существенный ущерб объекту и невозможный ущерб окружающей среде;

Второй - критический (некритический) - угрожает (не угрожает) жизни людей, потере объекта, окружающей среде;

Третий - с пренебрежимо малыми последствиями - не относящимися по своим последствиям ни к одной из первых двух категорий.

Категории отказов (степень риска отказов):

A - обязателен детальный анализ риска, требуются особые меры безопасности для снижения риска;

B - желателен детальный анализ риска, требуются меры безопасности;

C - рекомендуется проведение анализа риска и принятие мер безопасности;

D - анализ и принятие мер безопасности не требуются.

Матрица «вероятность - тяжесть последствий»

**Таблица 19.1 Категория опасности**

Частота возникновения (1/год)	Тяжесть последствия			
	Катастрофический отказ	Критический отказ	Некритический отказ	отказ с пренебрежимо малыми последствиями
Частый отказ > 1	А	А	А	С
Вероятный отказ МО-2	А	А	В	С
Возможный отказ 10 <sup>-2</sup> -ю-4	А	В	В	С
Редкий отказ ю-4-] О'б	А	В	С	д
Невероятный отказ < 10 <sup>-6</sup>	В	С	с	д

На основе анализа, в таблице 19.2 приводятся вероятности возникновения аварийных ситуаций (в целом на нефтегазовой отрасли):

**Таблица 19.2 Вероятность возникновения аварийных ситуаций**

Вид аварии	Вероятность
	Разведочное, эксплуатационное бурение
1. Поломка бурильных труб	0,022
2. Аварии с долотом	0,04
3. Падение в скважину посторонних предметов	0,005
4. Прихват бурильных колонн	0,06
5. Неудачный цементаж	0,0001
6. Прихват обсадных труб	0,001
7. Поломка забойных двигателей	0,001
8. Прочие виды аварий	0,002

Примерная вероятность возникновения аварийных ситуаций на скважине определяется по формуле:

$$P_{\text{ав}} = P_t \times N_{\text{скв}} \times L/1000,$$

где:  $P_t$  - примерная вероятность возникновения аварийных ситуаций на 1000 м;

$N_{\text{скв}}$  - количество скважин с данной аварией;

$L$  - проектная глубина скважины с данной аварией.

Цикл строительства скважины состоит из многих этапов. Первый этап - проектирование, второй - строительство, третий - освоение.

**Первый этап - проектирование.** Здесь целью риск-анализа может быть:

Выявление опасностей и количественная оценка риска с учетом воздействия поражающих факторов аварии на персонал, население, материальные объекты, окружающую природную среду.

Обеспечение информацией по разработке инструкций по эксплуатации бурового оборудования, технологических регламентов, планов ликвидации при ГНВП, противопожарные мероприятия, действия членов вахты в аварийной ситуации.

**Второй этап - строительство скважины.** Здесь целью риск-анализа может быть сравнение геологического разреза ранее пробуренных скважин, уточнение информации по пластовым давлениям нефтегазонасыщенных коллекторов.

**Третий этап - освоение скважины или вызов притока.** Здесь целью риск-анализа может быть выявление опасностей и оценка последствий аварий.

Для уменьшения риска на каждом этапе делается следующее:

***На первом этапе проектирования***

Проект должен учитывать опыт проводки скважин на данной и ближайших площадях с аналогичными условиями, результаты исследований, выполненных при бурении опорно-технологических и поисковых скважин, обеспечивать охрану недр, окружающей среды и надежность скважины на стадии строительства и в процессе эксплуатации.

При полном выполнении требований проекта, аварийных ситуаций возникнуть не должно.

***На этапе строительства.***

Риск в основном связан с человеческим фактором, связан с халатностью, различными нарушениями техники безопасности и технологии проводки скважины со стороны исполнителя. Для исключения риска при бурении скважин упор делается на решение организационно-технических мероприятий.

К организационным мероприятиям относятся:

- обязательная подготовка кадров в специализированных УКК;
- стажировка на буровых под руководством опытных инструкторов;
- сдача экзаменов по профессии и видам работ;
- периодическая проверка знаний;
- инструктаж перед опасными видами работ;
- проведение учебных тревог по ликвидации ГНВП и противопожарной безопасности, умение пользоваться средствами индивидуальной защиты;
- ознакомление с передовым опытом и безопасным ведением работ на других предприятиях.

За этими организационными причинами осуществляется контроль:

- администрацией бурового предприятия;
- круглосуточный контроль со стороны ИТР за действиями вахты и обстановкой на скважине;

Руководство и контроль осуществляют ИТР при проведении сложных операций (спуск и крепление обсадных колонн, производство ИПТ, вскрытие продуктивных горизонтов, перфорация, вызов притока и др.)

К техническим мероприятиям относятся:

- проведение дефектоскопии бурового оборудования и инструмента;
- опрессовка буровых и обсадных колонн;
- испытание вышки;
- совместная опрессовка обсадных колонн с установленным на них противовыбросовым оборудованием на расчетное давление, соответствующее полному замещению бурового раствора пластовым флюидом;
- применение высококачественных материалов и химреагентов; применение высокотехнологического и безопасного оборудования (гидравлических ключей, спайдер-элеваторов, превентеров, гидравлических манометров, индикаторов веса и др.);
- автоматизация процессов бурения;
- механизация трудоемких работ.
- вскрытие пласта с применением качественного бурового раствора с минимальным превышением гидростатического столба жидкости над текущим пластовым давлением, максимальным сокращением между вскрытием объекта и его испытанием.

Для выполнения указанных требований геолого-техническая служба бурового предприятия должна осуществлять контроль за режимом бурения (посредством станции ГТК), буровым раствором, газопоказанием, составом шлама, чтобы своевременно выявить перспективный интервал. Все это позволяет уменьшить количественную и качественную оценку риска, выбрать и заложить в план по испытанию оптимальный вариант.

### ***Оборудование устья скважины:***

Обязка ПВО должна обеспечивать герметизацию устья скважины при ГНВП:

Промывку скважины при избыточном давлении на устье с выходом бурового раствора в желобную систему через систему очистки;

обеспечивать закачку бурового раствора в межтрубье буровым насосом или цементирующим агрегатом, обратную промывку через специальную линию в желобную систему;

отвод пластовой жидкости из буровых труб с дегазацией бурового раствора и сжиганием пластового флюида на безопасном расстоянии.

Рассмотренные мероприятия позволяют исключить фактор отказа. Тем не менее, рекомендуется проводить анализ риска и принятие мер безопасности.

### ***На этапе освоения.***

При анализе степени риска на этапе освоения следует учитывать наличие конкретных проверенных данных по скважине. Поэтому, критерии приемлемого риска здесь определены до начала проведения работ, т.е. сделан предварительный анализ, который дает возможность определить, какой технологический этап требует более серьезного анализа и какие представляют наибольший интерес с точки зрения безопасности. Перечень нежелательных примеров, приводящих к аварии, здесь незначителен, поэтому серьезный анализ не делается ввиду малой опасности.

### ***Заключение***

Во всех геологических зонах осадочная толща горных пород вскрыта полностью, можно считать, что геологический разрез изучен достаточно полно. Тектоническое строение спокойное, так что при ведении дальнейших работ не ожидается встреча с какими-либо аномальными явлениями. В течение последних 10 лет ежегодно геолого-технические службы рассматривают реальные геологические условия месторождений на которых ведутся работы по бурению скважин с целью исключить возможность риска возникновения ГНВП. Знание геолого-технических условий, знание персоналом буровых бригад своих обязанностей, принятые проектные решения, проведение организационно-технических мероприятий при строительстве скважин, контроль со стороны вышестоящих органов и систематический анализ производственной деятельности предполагает обеспечение уровня приемлемого индивидуального и коллективного риска и достаточную безопасность производства.

## 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	Астана, МИИРК от 30.12.2014 г. №355
3	«Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр»	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 11.07.2021 г.)	Астана, от 11.04.2014 г. №188-V
6	Закон РК «О разрешениях и уведомлениях» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 16.07.2021 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 01.07.2021 г.)	Астана, от 9 июля 2003 г №481-II
11	Кодекс РК «О здоровье народа и системе здравоохранения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 24.06.2021 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 МНЭ РК от 20.03.15 г. № 236
13	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов»	Приказ МинНацЭкон РК от 20.03.15г. № 237

**Продолжение таблицы**

<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
14	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственно-го назначения»	Приказ МинНацЭкон РК от 28 февраля 2015 года № 174
15	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов»	Приказ МинНацЭкон РК 16 марта 2015 года № 209
16	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства»	Приказ МинНацЭкон РК от 16 июня 2021 года № ҚР ДСМ-49
17	«Об утверждении Национального плана по предупреждению нефтяных разливов и реагированию на них в море и внутренних водоемах Республики Казахстан»	Приказ Министра энергетики РК от 23 февраля 2015 года № 134
<b>Справочная литература</b>		
19	Инструкцией по составлению технического проекта на строительство скважин на нефть и газ	№ 45 от 2.02.2005г.
20	Инструкция по ТБ при исследованиях скважин и испытании пластов РД-08-41-94	Алматы, МНП РК, 1994г.
21	Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин РД 39-7/10001-89.	Куйбышев, ВНИИТнефть, 1989г.
22	Инструкция по испытанию скважин на герметичность.	Куйбышев, 1997г.
23	Инструкция по эксплуатации насосно – компрессорных труб РЛ 39-0147014-217-86.	Куйбышев, ВНИИТнефть, 1987г.
24	Инструкция по эксплуатации бурильных труб РД 39-013-90.	Куйбышев, ВНИИТнефть, 1990г
25	Инструкция по подготовке обсадных труб к спуску скважину РД 39-2-132-78.	Куйбышев, ВНИИТнефть, 1980г.
26	Инструкция по составлению гидравлической программы бурения скважин РД 390147009-516-86.	Краснодар ВНИИКнефть, 1981г.
27	Инструкция по организации и проведению профилактической работы по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых газовых и нефтяных фонтанов на территории РК	Алматы, 2002г
28	Сборник типовых инструкций по безопасному ведению работ для рабочих буровых бригад РД-08-22-94	Алматы, МНП РК, 1995г.
29	Отраслевая инструкция по безопасности труда при приготовлении бурового раствора РД-08-43-94	Алматы, МНП РК, 1994г.
30	Отраслевая инструкция по безопасности труда при спуске в скважину колонны обсадных труб РД 08-46-94	Алматы, МНП РК, 1994г.
31	Отраслевая инструкция по безопасности труда при проводке скважин роторным и турбинным способом РД 08-44-94	Алматы, МНП РК, 1994г.
32	Первичные действия членов буровой вахты при возникновении ГНВП	Москва, НИИТруда, 1987г.
33	Методика расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин	Приказ МООС от 03.05.12г. № 129-Ө
34	Трубы нефтяного сортамента под редакцией Сарояна	Москва, Недра, 1976г.
35	Трубы обсадные и муфты к ним ГОСТ 632-80	Москва, Госстандарт, 1982г.



**Продолжение таблицы**

<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
36	Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин под редакцией Булатова	Москва, Недра, 1981г.
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 бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые	Москва, 2000г.
43	Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин	Москва, НИИтруда, 1987г.
44	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.
47	Справочник по гидравлическим расчетам в бурении» Б.И. Мительман	Москва, Недра, 1963г.
48	Справочник инженера по бурению, т. II под редакцией В.И. Мищевича.	Москва, Недра, 1978г.
50	Спутник буровика. К.В. Иогансен	Москва, Недра, 1986г.
51	Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые	Москва, 2000г.
52	Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин	Москва, НИИтруда, 1987г.
53	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.

**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» №209 от 16 марта 2015 г. 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: ст. Мукур –30 км и ст. Жантерек 15км).

Водоснабжение буровых установок водой технического качества предусмотрено из ст. Мукур –30 км и ст. Жантерек 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 - из ст. Мукур –30 км и ст. Жантерек 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» №209 от 16 марта 2015 г. 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 1300 м на участке, составит 217 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:			
				пи- тье- вой	быто- вой	Тех. нужд	питьевых нужд	хозбыто- вых нужд	Всего
1	Мобилизация (демо- билизация), строи- тельно- монтажные	10	30	20	25	-	6,0	7,50	13,50
2	Подготовительные работы к бурению	2	25	20	25	-	1,0	1,25	2,25
3	Бурение и крепление	25	25	20	25	295,8	12,5	15,6	323,9
4	Испытание в эксплуа- тационной колонне	180	12	20	25	62,2	43,2	54,0	159,4
	<b>Итого:</b>	<b>217</b>				<b>358,0</b>	<b>62,7</b>	<b>78,4</b>	<b>499,1</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 ст. Мукур – 30 км и ст. Жантерек 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: **62,7+78,4= 141,1 м<sup>3</sup>**. В т.ч. воды питьевого качества: **78,4м<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 1300 м составит: **499,1 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 ( $20 \text{ м}^3$ ), 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  **$141,1 \text{ м}^3/\text{период}$**  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 pH 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 1300 м равен  **$164,9 \text{ м}^3$** .

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:  $164,9 \text{ м}^3 \times 0,2 = 32,98 \text{ м}^3$ . Масса отработанного бурового раствора от одной скважины глубиной 1300 м составит:  $32,98 \text{ м}^3 \times 1,24 = 40,9 \text{ т/период}$ .

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:

$$V_{\text{БСВ}} = 2 \times 164,9 = 329,8 \text{ м}^3.$$

**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>;

$$Q = 329,8 \times 1,05 = 346,3 \text{ т/период.}$$

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 1300 м)**

Наименование	Объем стоков, м <sup>3</sup> /период	Место отведения
<b>Хозяйственно-бытовая канализация</b>	141,1	Специально оборудованный гидроизолированный септик с вывозом на существующие очистные сооружения
<b>Производственная канализация:</b>		
Буровые сточные воды	329,8	
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>535,9</b>	

**Примечание:** Используется техническая вода\*

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

- хозяйственно-бытовых -  $V = 141,1 \text{ м}^3$ ;
- производственных -  $V = 535,9 \text{ м}^3$ .

## 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 САТ 3412, N-485 кВт (1 шт.) (силовой двигатель) 2. Дизельный двигатель САТ 3406, N-460 кВт (2 шт.) (насос) 3. Дизель – генератор САТ3406 DITA, N-400 кВт, 1 комплект (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
112,7	108,8 ГОСТ 305-82 Дизельное топливо	3,9  Моторное масло	-	г.Атырау	170

## **ПРИЛОЖЕНИЕ**



## Приложение 1 Техническое задание

### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

**На разработку проектной документации по теме: «Групповой технический проект на строительство оценочных скважин № R101, R104, R105 на месторождении Кемерколь с проектной глубиной 1300+/-250 м и Проекта ОВОС».**

1.	Целевое назначение работ	Проектный документ должен обеспечить осуществление процесса строительства скважин, материально-техническое снабжение, планирование и организацию буровых работ.
2.	Состав проекта	Проектным документом должна быть предусмотрена исходная геологическая, технико-технологическая и номенклатурная информация, технико-технологические проектные решения, результаты инженерных расчетов по определению потребности в материалах, инструменте, комплектующих изделиях и по установлению нормативной продолжительности выполнения всех технологических процессов и операций строительства скважины.
3.	Государство, область, район строительства скважин, месторождение	Республика Казахстан, Атырауская область, Кызылкогинский район Площадь: Кемерколь
4.	Основание для проектирования	«Проект разработки месторождения Кемерколь» 2019г. «Дополнения к Проекту разведочных работ по оценке углеводородов на месторождении Кемерколь».
5.	Буровая подрядная организация (наименование)	Выбирается по тендеру
6.	6.1. Целевое назначение скважины 6.2. Вид скважины 6.3. Кол-во скважин 6.4. Номер скважины 6.5. Проектный горизонт 6.6. Проектная глубина, м - по вертикали - по стволу	Оценочная Вертикальная 3 R101, R104, R105 Кунгурский ярус нижней перми  1300±250м 1300±250м
7.	Геологические и технологические данные:  – обзорная карта района работ; – структурные карты, карты расположения скважин, проектный литол.-стратигр. разрез; – способ бурения; – ожидаемые осложнения при бурении; – КНБК под обсадные колонны; – программа ГИС; – интервалы отбора керна и шлама, м;  – интервалы опробования и испытания перспективных горизонтов;  – сведения о размере отводимых земель,	– Будут представлены геологической службой Заказчика           – роторный –нефтегазопроявления возможны с 1120м; – расчетная; – полный комплекс каротажных работ; – отбор керна будет уточняться, ориентировочно 32м в инт.1120-1300м. отбор шлама с 400 м до 1300±250м; – интервалы опробования и испытания будут определены по результатам ГИС; Ориентировочно 1120-1300м – согласно норме отвода земель при строитель-

	га  Характеристика пластового флюида	стве скважины Плотность нефти 0,760-0,857 г/см <sup>3</sup> , содержание серы 0,46%, парафина 6,63%, дебит в условиях испытания 5-20м <sup>3</sup> /сут, газовый фактор 28,9м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> , содержание СО <sub>2</sub> -0,422%.
8.	Подготовительные работы к монтажу	Согласно типовой схеме
9.	Вахтовый поселок, источник питьевого водоснабжения, расстояние в км	Непосредственно на буровой
10.	Скважина для водоснабжения буровой	Предусматривается привозная техническая вода
11.	Биологическая и техническая рекультивация	Предусматривается техническая рекультивация
12.	Буровая вышка (тип, марка, высота, максимальная грузоподъемность, тн)	Буровая установка типа ZJ-20 согласно «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» №355 от 30 декабря 2014 года.
13.	Буровое оборудование: – насосы (тип, характеристика, количество) – дизель-электростанции	с учетом конструкции скважин
14.	Оборудование устья: ПВО, колонная головка, ФА	Блок превенторов 230х21; колонная головка: ОКК1-210-168х245 ФА: АФК – 65/65х210
15.	Конструкция скважины (диаметр, глубина): – направление – кондуктор – эксплуатационная колонна	324мм – 30м 245мм – 400 м 168мм – 1300+250м
16.	Тип буровых растворов: – при бурении под направление – при бурении под кондуктор – при бурении под экс. колонну	Бентонитовый Полимерный Полимерный
17.	Рекомендации по выбору бурильных труб (диаметры, марка стали, толщина стенок, вес пог. метра, типы соединения труб)	Разрабатывается проектантом, согласно инструкции по расчету и выбору бурильных труб
18.	Рекомендации по выбору обсадных труб (диаметры, марка стали, толщина стенок, вес пог. метра, типы соединения труб)	Разрабатывается проектантом, согласно инструкции по расчету обсадных труб и «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» №355 от 30 декабря 2014 года
19.	Продолжительность цикла строительства скважины в сутках (общая, бурения и крепления под каждую обсадную колонну)	Рассчитывается на основе норм времени и нормативной карты
20.	Среднее расстояние к буровой, км: – перевозки бурового оборудования – от базы буровой организации – от базы снабжения – от тампонажного цеха – переброска механизмов для монтажа – от баз геофизиков и топографов	В среднем 270 км от г. Атырау
21.	Перевозка вахт при сменности 1 раз в 15 дней	Автотранспортом
22.	Содержание спецтехники на буровой	Бульдозер – 1 ед., дежурный автотранспорт –1 ед.,

		водовоз – 2 ед., автокран -1 ед., погрузчик грузоподъемностью 5 тн. – 1 ед. цементировочный агрегат -1ед. ППУ-1ед, в зимнее время
23	Электро- и теплоснабжение	Автономно, от дизельных электростанций
24	Оценка воздействия на окружающую среду	Групповой технический проект на строительство оценочных скважин на месторождении Кемерколь с проектной глубиной 1300±250м», должен содержать Проект ОВОС
26.	Требования к проектному документу: – содержание проектного документа	– «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» - «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» №355 от 30 декабря 2014 года - «Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ» – «Инструкция по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на окружающую среду» №204-п.
27.	Требования к Подрядчику-Участнику закупа	<ul style="list-style-type: none"> <li>Наличие государственной лицензии на "Проектирование горных производств", (бурение нефтяных, газовых скважин) и составление проектов и технологических регламентов на разработку нефтегазовых месторождений.</li> <li>Наличие государственной лицензии на Природоохранное проектирование.</li> <li>Наличие сертификатов ISO 9001, 14001.</li> <li>Иметь работников проектной организации: геологов, геофизиков, буровиков и разработчиков.</li> <li>Наличие в собственности программного обеспечения Map Info 8.0; Map Edit 5.0; Petrel 2009, УПРЗА ЭРА-Воздух 2,0; САПР БУРЕНИЯ 1М с приложением копий технических паспортов (сканированные копии подтверждающих документов представить в конкурсной заявке)</li> </ul>
28.	Срок предоставления ЗАКАЗЧИКУ согласованного в уполномоченных государственных органах контроля и надзора Проектного документа и ОВОС к нему.	30 календарных дней с момента подписания Договора обеими сторонами.

**Исполнитель**



Генеральный директор

ТОО "Каспиан Энерджи Ресерч"

Джамикешов А.М.

**Заказчик**



Генеральный директор

ТОО "АП-НАФТА ОПЕРЕЙТИНГ"

Сисекенов О.Л.

**ТОО «АП - НАФТА ОПЕРЕЙТИНГ»**

**ТОО «КАСПИАН ЭНЕРДЖИ РЕСЕРЧ»**

**ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ  
ПРОЕКТА**

на строительство 3 скважин  
на (структуре) месторождении – **Кемерколь**  
Цель бурения и назначения скважины (скважин) - Оценочная

Вид скважины – **Вертикальный**

**Листов 3**

**Главный инженер проекта**

**Умбетов Е.К.**

# Сравнительные технико-экономические показатели

Таблица 1

№№	наименование показателя	Едини- ца из- мере- ния	Значения показателя		приме- чание
			проектного	Факти- ческого	
1	Глубина скважины	м			
	по вертикали		1300		
	по стволу		1300		
2	Продолжительность строительства скважины всего:	сут.	217		
	-строительство и монтаж, демонтаж		10		
	-подготовительные работы к бурению	сут.	2		
	-бурение и крепление		25		
	-испытание всего	сут.	180		
3	Глубина спуска обсадных колонн:				
	- направление Ø 323,9мм	м	30		
	- кондуктор Ø 244,5мм	м	400		
	- эксплуатационная Ø 168,3мм	м	1300		
4	Затраты времени на работы по проходке:	сут.			
	- направление Ø 323,9мм		0,7		
	- кондуктор Ø 244,5мм		4,3		
	- эксплуатационная Ø 168,3мм		12,1		
5	Затраты времени на крепление	сут.			
	- направление Ø 323,9мм		1,0		
	- кондуктор Ø 244,5мм		3,0		
	- эксплуатационная Ø 168,3мм		3,9		
8	Расход долот по всем типоразмерам				
	III 393,7мм код по IADC (111)	шт	1		
	III 295,3мм по IADC (121)	шт	2		
	III 215,9мм код по IADC (437)	шт	4		
9	Затраты времени на испытание (освоение) скважины в эксплуатационной колонне по объектам	сут.	180		
10	Затраты времени на испытание (опробование) пластов в процессе бурения	сут.	-		
11	Материалы для бурового раствора	т			
	Каустическая сода	т	0,3765		
	Кальц. сода	т	0,401		
	KCL	т	17,56		
	Оснопак ВО	т	0,225		
	Оснопак НО	т	1,101		
	Гамаксан	т	0,176		
	Seurvey D	т	0,492		
	Atren antifoam	т	0,352		
	CaCO <sub>3</sub>	т	32,34		
	Биокарбанат	т	0,386		
	Лимонная кислота	т	0,386		
	Биолуб LVL	т	1,12		
	SC-135	т	0,28		
	Бентонит	т	1,47		
	Техническая вода	т	263,103		

### Приложение 3 Обоснование выбора типа буровой установки

Цель бурения и назначения скважин:	Оценочная
Вид скважин:	Вертикальная
Проектная глубина скважин:	1300м
Максимальная масса бурильной колонны в воздухе:	59,2т
Максимальная масса обсадной колонны в воздухе:	46,9т

Согласно технической характеристике, а также с учетом наличного парка буровых установок у подрядчика, принимается Буровая установка «ZJ-20», с грузоподъемности 147тн.

Максимально допускаемая нагрузка на крюке установки «ZJ-20» - 147тн

При этом необходимо соблюдение условий:

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

$$59,2 \leq 0,6 * 147\text{т}$$

$$59,2 \leq 88,2\text{т}$$

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

$$46,9 \leq 0,6 * 147\text{т}$$

$$46,9 \leq 88,2$$

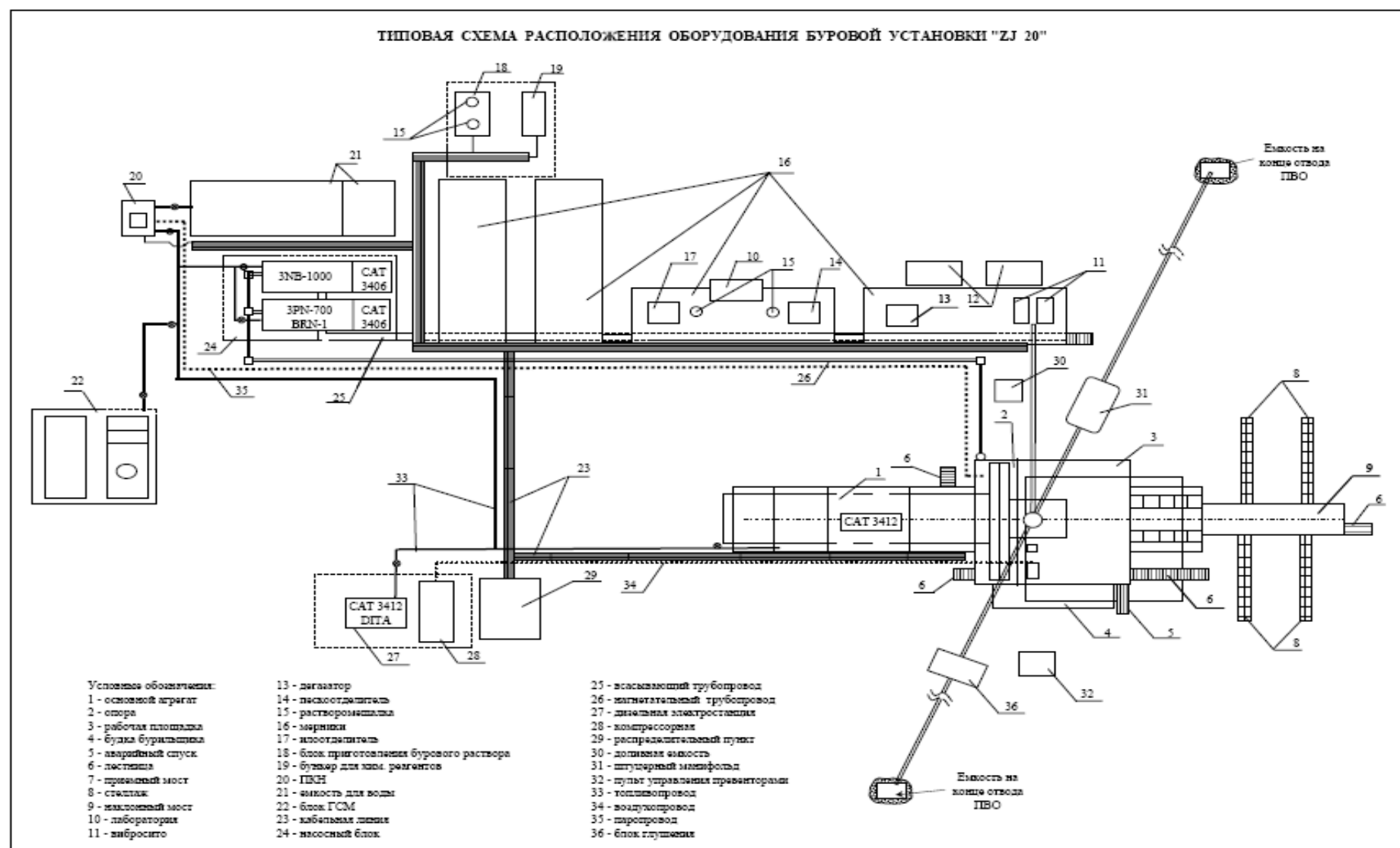
Что соответствует требованиям «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».

## Приложение 4 Расчет отходов бурения

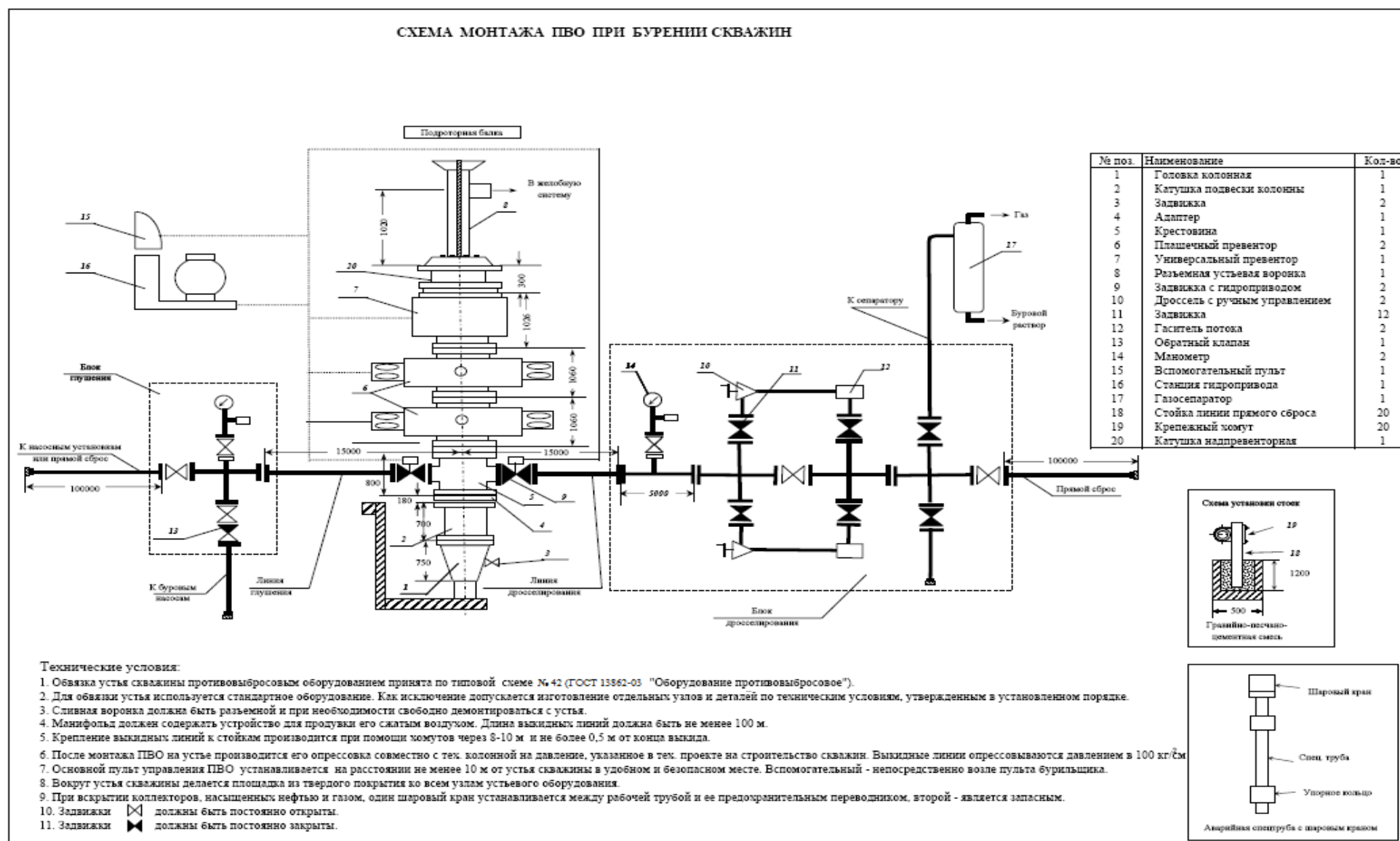
Схема расчета объемов отходов бурения согласно по методике №129п 03.05.2012г											
1. Объем выбуренной породы при строительстве скважин											
$V_{\text{п}} = \pi * K_{\text{к}} * R^2 * L$											
2. Объем бурового шлама											
$V_{\text{бш}} = K_{\text{р}} * V_{\text{п}}$											
3. Объем отработанного бурового раствора											
$V_{\text{обр}} = K_{\text{р}} * V_{\text{п}} * K + 0,5 * V_{\text{ц}}$											
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- 30	30 400	400 1300						
1	Диаметр скважины, D	м	0,3937	0,2953	0,2159						
	Радиус скважины, R	м	0,197	0,148	0,108						
	Радиус скважины, R2	м	0,0387	0,0218	0,0117						
2	Длина интервала ствола скважины, L	м	30	370	900						
3	Козффициент кавернозности, K <sub>к</sub>		1,15	1,15	1,15						
4	Объем интервала скважины	м <sup>3</sup>	4,20	29,13	37,87						
5			3,14	3,14	3,14						
6	Козффициент разуплотнние 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>	71,2								
Объем бурового шлама		м <sup>3</sup>	85,4								
Объем отработанного раствора, V <sub>обр</sub>		м <sup>3</sup>	164,9								
Объем буровых сточных вод, V <sub>бсв</sub>		м <sup>3</sup>	329,8								
Суммарный объем отходов бурения		м <sup>3</sup>	580,1								
Объем экологической емкости		м <sup>3</sup>	638,1								



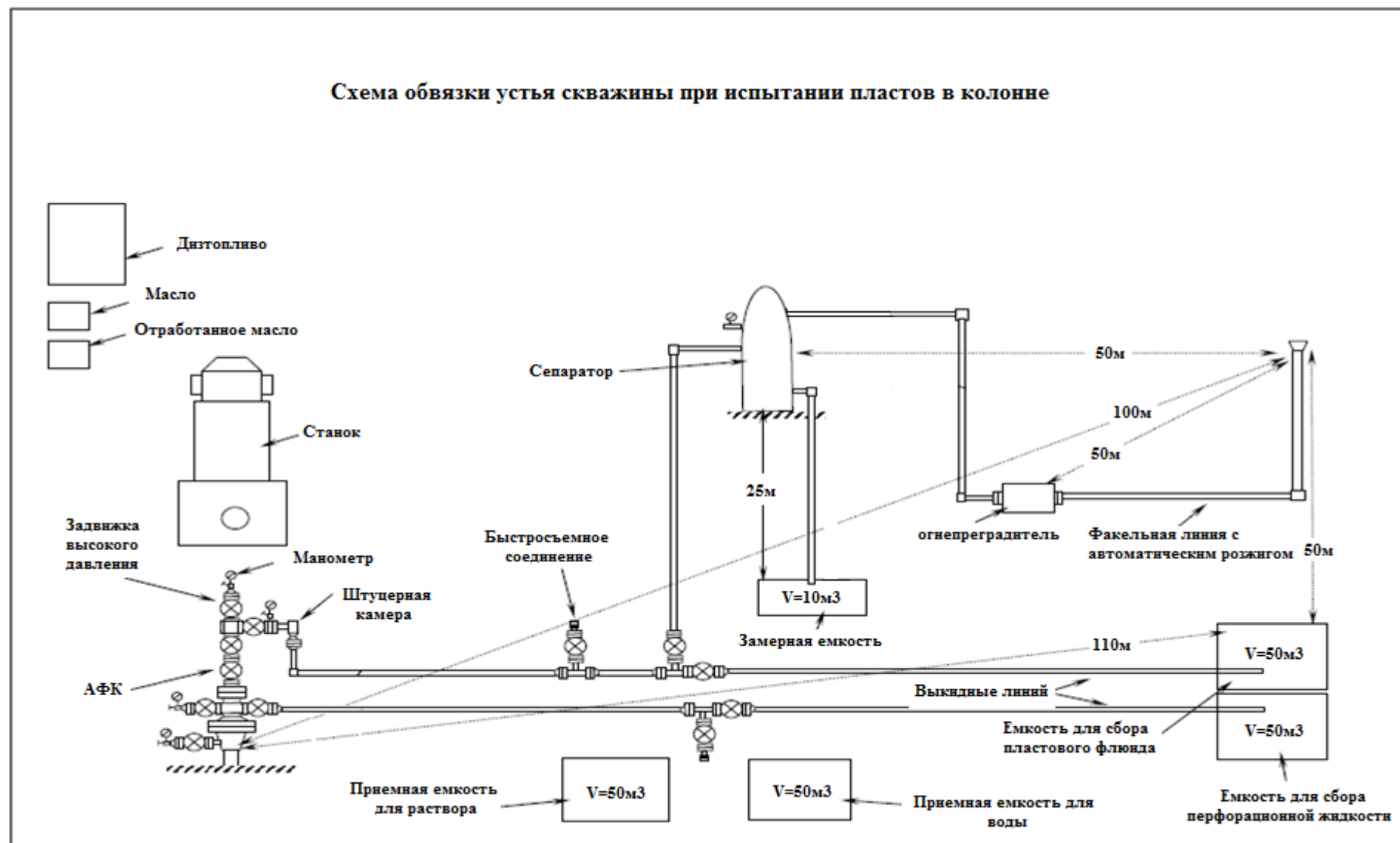
# Приложение 5 Типовая схема расположения оборудования буровой установки



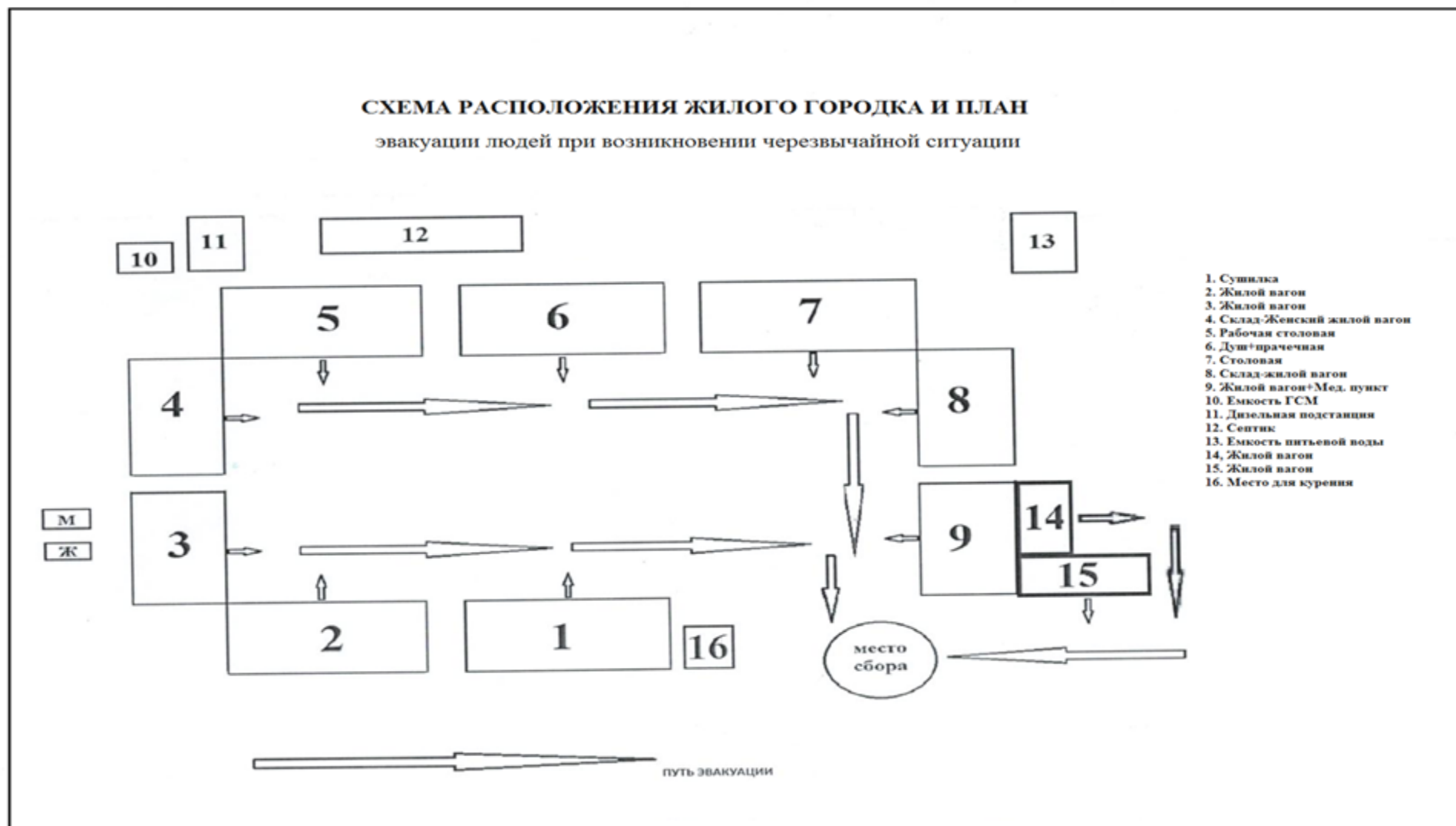
## Приложение 6 Схема монтажа ПВО при бурении скважин



Приложение 7 Схема обвязки устья скважины при испытании пластов в колонне



Приложение 8 Схема расположение жилого городка и план эвакуации людей при возникновении чрезвычайной ситуации



# ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

Генеральный директор  
ООО "АЛ-Нафта Оперейтинг"  
О.Л.Сисеменов  
2021 г.

Организация заказчик  
Цель бурения  
Площадь, месторождение  
(контрактная территория)  
Проектный горизонт  
Номер скважины  
Проектная глубина, м  
Категория скважины  
Буровая установка

ООО "АЛ-Нафта Оперейтинг"  
Оценочная  
Коммерческая  
Контурный горизонт нижней перемычки  
R101, R104, R105  
1300 м  
21 (третья)  
21-20

Оборудование устья  
Противовибрационное оборудование  
СВ42-230х160х21 (ПВГ-230х21-3шт, ПВГ-230х21-1шт)  
Колонная головка СВК1-21-168х245  
Фонтанная арматура АРК1-65/65х21

Комплект бурового оборудования  
Вид привода  
Буровые насосы

ДВС  
3NB-1000

Продолжительность цикла строительства, сут  
в том числе:  
строительно-монтажные работы  
подготовительные работы к бурению  
бурения и крепление  
Испытание, всего  
в том числе:  
в открытом стволе  
в эксплуатационном колонне  
Проектная скорость бурения, м/сут

217  
- 10  
- 2  
- 25  
- 180  
- 1560

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ										ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ										ПРИМЕЧАНИЕ
Глубина	Пит	Сква	Ось	Ярус	Полный	Креп	Креп	Креп	Креп	Глубина	Пит	Сква	Ось	Ярус	Полный	Креп	Креп	Креп	Креп	
100		Н+0	ВЕРХНИЙ							0-30м	Аннотация	Бурение	Скважина	Ось	Ярус	Полный	Креп	Креп	Креп	1. Контроль за качеством бурения. В скважине бурение производится с применением буровых растворов под давлением. В скважине бурение производится с применением буровых растворов под давлением. В скважине бурение производится с применением буровых растворов под давлением.
200										30-400м	Аннотация	Бурение	Скважина	Ось	Ярус	Полный	Креп	Креп	Креп	
300										400-1300м	Аннотация	Бурение	Скважина	Ось	Ярус	Полный	Креп	Креп	Креп	2. Строго соблюдать параметры бурения. В скважине бурение производится с применением буровых растворов под давлением. В скважине бурение производится с применением буровых растворов под давлением. В скважине бурение производится с применением буровых растворов под давлением.
400																				
500																				3. При проведении СПО вести контроль за качеством бурения. В скважине бурение производится с применением буровых растворов под давлением. В скважине бурение производится с применением буровых растворов под давлением. В скважине бурение производится с применением буровых растворов под давлением.
600																				
700																				4. При проведении СПО вести контроль за качеством бурения. В скважине бурение производится с применением буровых растворов под давлением. В скважине бурение производится с применением буровых растворов под давлением. В скважине бурение производится с применением буровых растворов под давлением.
800																				
900																				5. Уменьшение потерь нефти при бурении. В скважине бурение производится с применением буровых растворов под давлением. В скважине бурение производится с применением буровых растворов под давлением. В скважине бурение производится с применением буровых растворов под давлением.
1000																				
1100																				6. Уменьшение потерь нефти при бурении. В скважине бурение производится с применением буровых растворов под давлением. В скважине бурение производится с применением буровых растворов под давлением. В скважине бурение производится с применением буровых растворов под давлением.
1200																				
1300																				7. Уменьшение потерь нефти при бурении. В скважине бурение производится с применением буровых растворов под давлением. В скважине бурение производится с применением буровых растворов под давлением. В скважине бурение производится с применением буровых растворов под давлением.

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

ООО "АЛ-Нафта Оперейтинг"	Групповой технический проект на строительство скважины №101, R104, R105 на месторождении Коммерческая, глубина 1300мх250м
ООО "Каспан Энерджи Ресерч"	Ответственный исполнитель: Убаев Е.С. 2021 г.
Примечание № 9	Геоологический наряд
Компьютерный дизайн:	Туралов К.С.