# ГРУППОВОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ВЕРТИКАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАРАЖАНБАС (ЗАПАДНЫЙ УЧАСТОК)

## ТОМ 1. ТЕКСТ ОТЧЕТА

| Дата № исх. | Основания для выпуска | Подготовили | Согласовали | Утвердили |
|---|---|---|---|---|
| | | Начальник управления проектирования бурения и ремонта скважин | Заместитель директора филиала по производству | Заместитель Генерального директора по геологии и разработке АО «Каражанбасмунай» |
| | | | | Заместитель директора Производственно-технического департамента АО «Каражанбасмунай» |
| | | Ведущий инженер управления проектирования бурения и ремонта скважин | Директор департамента проектирования бурения и ремонта скважин | Согласовали |
| | | | | Директор департамента геологии и разработки АО «Каражанбасмунай» |
| | | | | Директор департамента бурения и ПКРС АО «Каражанбасмунай» |
| | Заказ-наряд № _____ от _____ г. к Договору № 1175419/2025/1 от 26.12.2025 г. | Аманжолов А.К. | Сарбопеев О.К. | Келдей М.К. |
| | | | | Чэнь Цзяньхуа |
| | | Зайцев П.В. | Өтебай Б.М. | Садуакасов М.Е. |
| | | | | Жайман Т.Ө. |

## СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

| №№ | Должность | Ф.И.О. | Подпись | Раздел |
|---|---|---|---|---|
| 1 | Начальник управления проектирования бурения и ремонта скважин | Аманжолов А.К. | | Общее руководство, Том I |
| 2 | Ведущий инженер управления проектирования бурения и ремонта скважин | Зайцев П.В. | | Том I (раздел I п. 1-3, 5, 6, 8-19, раздел II, Паспорт рабочего проекта, ГТН) |
| 3 | Эксперт по растворам для бурения, заканчивания и ремонта скважин | Булда Ю.А. | | Том I (раздел I п. 7) |
| 4 | Начальник управления геологии и геологоразведки | Юргенс Е.Г. | | Общее руководство, Том I (раздел I п. 4) |
| 5 | Инженер управления геологии и геологоразведки | Ахметова Т.Д. | | Том I (раздел I п. 4, табл. 4.1-4.15. табл. 4.17-4.26.) |
| 6 | Эксперт управления геофизики и петрофизики | Оразалиев С.О. | | Том I (табл. 4.16) |
| 7 | Начальник управления экологии | Хаманова Э.М. | | Общее руководство, Том II |
| 8 | Инженер управления информационного обеспечения | Еремян А.Ж. | | Оформление проекта |

# СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ ..... 2
СОДЕРЖАНИЕ ..... 3
СПИСОК ТАБЛИЦ ..... 5
СПИСОК РИСУНКОВ ..... 7
РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ ..... 8
РЕФЕРАТ ..... 9
РАЗДЕЛ I. ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА ..... 10
1 СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ..... 11
2 ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ..... 20
3 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ..... 21
4 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ..... 23
4.1 ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА СКВАЖИНЫ ..... 29
4.2 НЕФТЕГАЗОВОДОНОСНОСТЬ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ ..... 35
4.3 ВОЗМОЖНЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ ..... 39
4.4 ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЕ РАБОТЫ ..... 42
4.5 РАБОТЫ ПО ИСПЫТАНИЮ В ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЕ И ОСВОЕНИЕ СКВАЖИНЫ, СВЕДЕНИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ..... 44
5 КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ ..... 51
6 ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ ..... 57
7 БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ ..... 58
7.1 ОБОСНОВАНИЕ ПЛОТНОСТИ БУРОВОГО РАСТВОРА ..... 58
*7.1.1 Общие методические указания* ..... 58
*7.1.2. Обоснование плотности бурового раствора для бурения данной скважины* ..... 59
7.2. ВЫБОР ТИПА И КОМПОНЕНТНОГО СОСТАВА БУРОВОГО РАСТВОРА ..... 60
*7.2.1 Основные ожидаемые проблемы и осложнения при бурении скважины* ..... 60
*7.2.2 Проектные решения* ..... 60
7.3 КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА БУРОВОГО РАСТВОРА И ОСНОВНЫЕ ИНЖЕНЕРНЫЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ..... 63
7.4 ПЕРФОРАЦИОННАЯ ЖИДКОСТЬ ..... 65
8 УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ ..... 76
9 КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ ..... 85
9.1 ОБСАДНЫЕ КОЛОННЫ ..... 85
9.2 ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ ОБСАДНЫХ КОЛОНН ..... 96
9.3 ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ ..... 104
10 ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИНЫ ..... 106
10.1 ИСПЫТАНИЕ ПЛАСТОВ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ ..... 106
10.2 ИСПЫТАНИЕ ГОРИЗОНТОВ НА ПРОДУКТИВНОСТЬ В ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЕ ..... 108
11 ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА ..... 112
12 СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ ..... 114
12.1 ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ К СТРОИТЕЛЬСТВУ СКВАЖИНЫ ..... 114
12.2 ОБЪЕМЫ СТРОИТЕЛЬНЫХ И МОНТАЖНЫХ РАБОТ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ ..... 117
13 ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ ..... 142
14 МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ ..... 143
15 ПРОМЫШЛЕННАЯ И ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ, ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА ТРУДА, САНИТАРНО-ГИГИЕНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН ..... 149

16 ПРОТИВОФОНТАННАЯ И ГАЗОВАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ ..... 184
17 ПРОГНОЗ ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ. ИНСТРУКЦИИ ПО ДЕЙСТВИЮ ПЕРСОНАЛА ..... 201
17.1 Ликвидация и консервация скважин ..... 211
17.2 Надежность ..... 213
17.3 Охрана недр ..... 219
18 ОЦЕНКА СТЕПЕНИ РИСКА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИНЫ ..... 227
18.1 Определение степени риска строительства скважины ..... 232
19 СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ПРИНЯТИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ И СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН ..... 235
РАЗДЕЛ II. ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ..... 238
1 СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ ..... 239
2 СВЕДЕНИЯ ОБ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИИ ..... 241
3 СХЕМА ТРАНСПОРТИРОВКИ ГРУЗОВ И ВАХТ ..... 243
4 ПОТРЕБНОСТЬ В МАТЕРИАЛАХ, ОБОРУДОВАНИИ И ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВАХ ..... 244
ПАСПОРТ ..... 246
ПРИЛОЖЕНИЯ ..... 249

# СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.1 – Основные проектные данные ..... 11
Таблица 1.2 – Общие сведения о конструкции скважины ..... 17
Таблица 1.3 – Дополнительные сведения для составления сметы ..... 17
Таблица 1.4 – Дополнительные сведения ..... 18
Таблица 1.5 – Сведения об условиях эксплуатации скважины ..... 19
Таблица 1.6 – Номера скважин, подлежащих ликвидации или консервации ..... 19
Таблица 2.1 – Список документов, которые являются основанием для проектирования ..... 20
Таблица 3.1 – Сведения о районе буровых работ ..... 21
Таблица 3.2 – Сведения о площадке строительства буровой ..... 21
Таблица 3.3 – Размеры отводимых во временное пользование земельных участков ..... 21
Таблица 3.4 – Источник и характеристики водо- и энергоснабжения, связи и местных стройматериалов ..... 22
Таблица 3.5 – Сведения о подъездных путях ..... 22
Таблица 3.6 – Сведения о магистральных дорогах и водных транспортных путях ..... 22
Таблица 4.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания пластов и коэффициент кавернозности пластов ..... 31
Таблица 4.2 – Литологическая характеристика разреза скважины ..... 32
Таблица 4.3 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины ..... 33
Таблица 4.4 – Гидрогеологическая характеристика разреза скважины ..... 34
Таблица 4.5 – Нефтеносность ..... 35
Таблица 4.6 – Газоносность ..... 36
Таблица 4.7 – Водоносность ..... 37
Таблица 4.8 – Давление и температура по разрезу скважины (в графах 6, 9, 12, 15, 17 проставляются условные обозначения источника получения градиентов: ПСР – прогноз по сейсморазведочным данным, ПГФ – прогноз по геофизическим исследованиям и РФЗ – расчет по фактическим замерам в скважинах), по ГРП. 38
Таблица 4.9 – Поглощение бурового раствора ..... 39
Таблица 4.10 – Осыпи и обвалы стенок скважины ..... 39
Таблица 4.11 – Нефтегазоводопроявления ..... 40
Таблица 4.12 – Прихватоопасные зоны ..... 41
Таблица 4.13 – Текучие породы ..... 41
Таблица 4.14 – Прочие возможные осложнения ..... 42
Таблица 4.15 – Отбор керна, шлама и грунтов ..... 42
Таблица 4.16 – Геофизические исследования ..... 43
Таблица 4.17 – Данные по испытанию (опробованию) пластов в процессе бурения ..... 43
Таблица 4.18 – Прочие виды исследований ..... 43
Таблица 4.19 – Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины) в эксплуатационной колонне ..... 44
Таблица 4.20 – Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (освоении) ..... 45
Таблица 4.21 – Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости пласта в нагнетательной скважине ..... 46
Таблица 4.22 – Дополнительные работы при испытании (освоении) ..... 46
Таблица 4.23 – Данные по эксплуатационным объектам ..... 47
Таблица 4.24 – Дополнительные данные для определения продолжительности испытания (освоения) скважины ..... 48
Таблица 4.25 – Данные по нагнетательной скважине ..... 49
Таблица 4.26 – Сведения об осложнениях по пробуренным скважинам-аналогам ..... 50
Таблица 5.1 – Характеристика и устройство шахтового направления ..... 53
Таблица 5.2 – Глубина спуска и характеристика обсадных колонн ..... 53
Таблица 5.3 – Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн ..... 54
Таблица 5.4 – Технико-технологические мероприятия, предусмотренные при строительстве скважины по проектной конструкции ..... 55
Таблица 5.5 – Максимально-допустимые гидравлические давления в открытом стволе скважины при выполнении технологических операций ..... 56
Таблица 7.1 – Типы и параметры буровых растворов ..... 67
Таблица 7.2 – Компонентный состав бурового раствора и характеристика компонентов ..... 68
Таблица 7.3 – Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработки и утяжеления ..... 70
Таблица 7.4 – Потребность воды или компонентов для обработки бурового раствора при разбуривании цементных стаканов ..... 73
Таблица 7.5 – Потребность компонентов для обработки бурового раствора при спуске обсадных колонн ..... 73

Таблица 7.6 – Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину ..... 74
Таблица 7.7 – Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов ..... 75
Таблица 8.1 – Способы, режимы бурения, расширки (проработки) ствола скважины и применяемые КНБК ..... 76
Таблица 8.2 – Компоновка низа бурильных колонн (КНБК) ..... 77
Таблица 8.3 – Потребное количество элементов КНБК ..... 79
Таблица 8.4 – Суммарное количество и масса элементов КНБК ..... 80
Таблица 8.5 – Рекомендуемые бурильные трубы ..... 80
Таблица 8.6 – Конструкция бурильных колонн ..... 81
Таблица 8.7 – Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения ..... 82
Таблица 8.8 – Оснастка талевой системы ..... 82
Таблица 8.9 – Режим работы буровых насосов ..... 83
Таблица 8.10 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой ..... 84
Таблица 8.11 – Гидравлические показатели промывки ..... 84
Таблица 9.1 – Способы расчёта наружных давлений и опрессовки обсадных колонн ..... 86
Таблица 9.1.1 – Исходные данные для расчета обсадных колонн ..... 87
Таблица 9.2– Распределение давлений по длине колонны ..... 91
Таблица 9.3 – Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб ..... 91
Таблица 9.4 – Параметры обсадных труб ..... 92
Таблица 9.5 – Суммарная масса обсадных труб ..... 92
Таблица 9.6 – Технологическая оснастка обсадных колонн ..... 93
Таблица 9.7 – Режим спуска обсадных труб ..... 94
Таблица 9.8 – Опрессовка обсадных труб и натяжение эксплуатационной колонны ..... 95
Таблица 9.9 – Общие сведения о цементировании обсадных колонн ..... 96
Таблица 9.10 – Характеристика жидкостей для цементирования ..... 97
Таблица 9.11 – Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов ..... 98
Таблица 9.12 – Технологические операции при цементировании и режим работы цементировочных агрегатов (буровых насосов) ..... 100
Таблица 9.13 – Схема обвязки и потребность в цементировочных агрегатах ..... 101
Таблица 9.14 – Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах ..... 102
Таблица 9.15 – Потребное для цементирования обсадных колонн количество цементировочной техники ..... 102
Таблица 9.16 – Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов ..... 103
Таблица 9.17 – Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО) ..... 104
Таблица 10.1 – Продолжительность работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах ..... 106
Таблица 10.2 – Характеристика КИИ и технологические режимы работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах ..... 107
Таблица 10.3 – Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле ..... 107
Таблица 10.4 – Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ) ..... 108
Таблица 10.5 – Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов ..... 108
Таблица 10.6 – Потребное количество цементировочной техники для установки цементных мостов ..... 109
Таблица 10.7 – Потребное количество материалов для установки цементных мостов ..... 109
Таблица 10.8 – Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне ..... 109
Таблица 10.9 – Продолжительность работы агрегатов при испытании (освоении) скважины в эксплуатационной колонне ..... 110
Таблица 10.10 – Потребное количество материалов для испытания (освоения) скважины в эксплуатационной колонне ..... 111
Таблица 10.11 – Отработка газовых (газоконденсатных) объектов на факел ..... 111
Таблица 11.1 – Виды операций контроля и объемы работ по дефектоскопии бурильного инструмента, проводимые с применением передвижной дефектоскопической лаборатории ПКДЛ ..... 112
Таблица 11.2 – Опрессовка оборудования и используемая техника ..... 113
Таблица 12.1 – Объемы подготовительных работ к бурению (строительству) скважины ..... 115
Таблица 12.2 – Перечень топографо-геодезических работ ..... 117
Таблица 12.3 – Варианты строительных и монтажных работ ..... 117
Таблица 12.4 – Объёмы работ по комплекту бурового и силового оборудования «XJ-550» ..... 118
Таблица 12.5 – Объёмы работ по комплекту оборудования для освоения скважины ..... 125
Таблица 12.6– Объёмы работ по комплекту бурового и силового оборудования «ZJ-15» ..... 126
Таблица 12.7– Объёмы работ по комплекту бурового и силового оборудования «ZJ-20» ..... 133
Таблица 12.8 – Объёмы работ под конструктивные узлы вышки и привышечных сооружений к комплекту ..... 140
Таблица 12.9 – Объёмы работ по фундаментам под комплект (и вышку) ..... 141
Таблица 13.1 – Продолжительность строительства скважины ..... 142

Таблица 13.2 – Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин ....142
Таблица 14.1 – Основные требования и мероприятия по технике безопасности и противопожарной технике 143
Таблица 14.2 – Средства механизации и автоматизации....146
Таблица 14.3 – Средства контроля ....148
Таблица 15.1 – Мероприятия и проектные решения по промышленной безопасности ....149
Таблица 15.2 – Требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда ....154
Таблица 15.3 – Средства индивидуальной защиты, спецодежда....156
Таблица 15.4 – Средства индивидуальной защиты, спецодежда....166
Таблица 15.5 – Оборудование для безопасности и средства индивидуальной защиты....167
Таблица 15.6 – Классификация помещений и открытого пространства по классу взрывобезопасности ....168
Таблица 15.7 – Нормы освещённости ....169
Таблица 15.8 – Средства контроля воздушной среды....172
Таблица 15.9 – Мероприятия по технике безопасности....173
Таблица 15.10 – Санитарно-бытовые помещения ....176
Таблица 15.11 – Минимальный расход наружного воздуха....176
Таблица 15.12 – Первичные средства пожаротушения ....179
Таблица 16.1 – Перечень показателей по раннему обнаружению газонефтеводопроявлений ....186
Таблица 17.1 – Прогноз возможных аварийных ситуаций. Мероприятия по их предотвращению и ликвидации Инструкции по действию персонала....201
Таблица 17.2 – Надежность ....215
Таблица 18.1 – Матрица – вероятность – тяжесть последствий....228
Таблица 18.2 – Вероятность возникновения аварийных ситуаций ....229
Таблица 19.1 – Список используемой литературы....235
Таблица 1.1 – Водоснабжение....239
Таблица 1.2 – Водопотребление ....240
Таблица 2.1 – Электроснабжение....241
Таблица 2.2 – Потребность в ГСМ....241
Таблица 3.1 – Маршруты транспортировки грузов и вахт ....243
Таблица 4.1 – Ведомость потребности в материалах и оборудовании....244
Таблица 4.2 – Ведомость потребности в строительных машинах и спец. агрегатах....244
Таблица 4.3 – Ведомость потребности в транспортных средствах для доставки грузов....245
Таблица 4.4 – Ведомость потребности в транспортных средствах для доставки вахт ....245
Таблица 0.1 – Показатели для оценки ПДС строительства....247
Таблица 0.2 – Сравнительные технико-экономические показатели ....247

## СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 4.1 – Обзорная карта района работ ....27
Рисунок 4.2 – Месторасположение проектных скважин западного участка ....28
Рисунок 4.3 – Профильный геологический разрез по линии I-I ....29
Рисунок 4.4 – Профильный геологический разрез по линии II-II ....30
Рисунок 5.1 – График совмещенных давлений (Западный участок)....52
Рисунок 9.1 – Эпюры давлений....88
Рисунок 9.2 – Эпюра температур....88
Рисунок 9.3 – Эпюры избыточных наружных давлений, действующих на кондуктор ....89
Рисунок 9.4 – Эпюры избыточных внутренних давлений, действующих на кондуктор....89
Рисунок 9.5 – Эпюры избыточных наружных давлений, действующих на эксплуатационную колонну ....90
Рисунок 9.6 – Эпюры избыточных внутренних давлений, действующих на эксплуатационную колонну....90
Рисунок 18.1 – Дерево отказов и событий ....234

## РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Приложение 1. Задание на составление технического проекта

Приложение 2. Геолого-технический наряд

Приложение 3. Схема расположения бурового оборудования станка «XJ-550»

Приложение 4. Схема расположения бурового оборудования станков «ZJ-15» и «ZJ-20»

Приложение 5. Схема расположения оборудования при освоении

Приложение 6. Схема обвязки устья ПВО

## РЕФЕРАТ

«Групповой технический проект на строительство вертикальных скважин на месторождении Каражанбас (Западный участок)» разработан в соответствии с «Методическими рекомендациями по разработке проектной документации на бурение (строительство) скважин на нефть и газ» (г. Астана, 2023 г.). Выполнен по форме и содержанию «Макета рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ» (РД 39-0148052-537-87).

СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ, ИСХОДНЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ, КОНСТРУКЦИЯ, БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ, БУРЕНИЕ, КРЕПЛЕНИЕ, ИСПЫТАНИЕ, ОБЪЕМ РАБОТ ПО МОНТАЖУ БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ И ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ, ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.

Объектом разработки является строительство вертикальных скважин на месторождении Каражанбас (Западный участок).

Цель работы – расчет конструкции скважин, выбор компоновок низа бурильной колонны, параметров режима бурения, типа и параметров бурового раствора, параметров цементирования скважин, расчет гидравлических потерь в циркуляционной системе буровой установки, освоения скважин, расчет продолжительности проводки скважин, экология.

ДАННЫЙ ПРОЕКТ ЯВЛЯЕТСЯ ОСНОВНЫМ ДОКУМЕНТОМ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ВЕРТИКАЛЬНЫХ СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАРАЖАНБАС (ЗАПАДНЫЙ УЧАСТОК).

# РАЗДЕЛ I. ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

# 1 СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

**Таблица 1.1 – Основные проектные данные**

| Наименование | Значение |
|---|---|
| 1 | 2 |
| 1. Номер района бурения (строительства) скважины (или морской район) | 16 |
| 2. Номера скважин, строящихся по данному проекту | См. таблицу 1.1.1 |
| 3. Площадь (месторождение) | Каражанбас |
| 4. Расположение (суша, море) | Суша |
| 5. Глубина моря на точке бурения, м. | - |
| 6. Цель бурения и назначение скважины | Добыча углеводородного сырья, нагнетание рабочего агента в пласт |
| 7. Проектный горизонт | Нижний мел (баррем+готерив), средняя юра (бат+байос) |
| 8. Проектная глубина, м.<br>по вертикали<br>по стволу | <br>≤ 480<br>-//- |
| 9. Число объектов испытания<br>в колонне<br>в открытом стволе | <br>1<br>- |
| 10. Вид скважин (вертикальные, наклонно-направленные, горизонтальные, многоствольные, кустовые) | Вертикальные |
| 11. Тип профиля | - |
| 12. Азимут бурения, град. | - |
| 13. Максимальный зенитный угол, град. | - |
| 14. Максимальная интенсивность изменения зенитного угла, град./30 м. | - |
| 15. Глубина по вертикали кровли продуктивного (базисного) пласта, м. | 354 |
| 16. Отклонение от вертикали точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта, м. | - |
| 17. Допустимое отклонение заданной точки входа в кровле продуктивного (базисного) пласта от проектного положения (радиус круга допуска), м. | - |
| 18. Металлоёмкость конструкции, кг/м. | 75,4 |
| 19. Способ бурения | СВП или роторный, винтовым забойным двигателем (ВЗД) |
| 20. Вид привода | Дизель-гидравлический, ДВС |
| 21. Вид монтажа (первичный, повторный) | Первичный |
| 22. Тип буровой установки | «XJ-550», «ZJ-15», «ZJ-20» или аналогичные буровые установки, соответсвующие по грузоподъемности, высоте мачт и требованиям промышленной безопасности |
| 23. Тип вышки | Мачтовая, телескопическая |
| 24. Наличие механизмов АСП (ДА, НЕТ) | - |
| 25. Номер основного комплекса бурового оборудования | - |
| 26. Максимальная масса колонны, т.<br>обсадной<br>бурильной | <br>17,14<br>24,76 |

**Продолжение таблицы 1.1**

| 1 | 2 |
|---|---|
| 27. Тип установки для испытаний | «ПАП-60/80», «АПРС-40» или аналогичные подъемные установки, соответствующие по грузоподъемности, высоте мачт и требованиям промышленной безопасности |
| 28. Продолжительность цикла строительства скважины, сут.<br>в том числе:<br>строительно-монтажные работы<br>подготовительные работы к бурению<br>бурение и крепление<br>испытание, всего<br>в том числе:<br>в открытом стволе<br>в эксплуатационной колонне | 13,0<br><br>1,5<br>0,5<br>6,0+3,0*<br>2,0<br><br>-<br>2,0 |
| 29. Проектная скорость бурения, м/ст. мес. | 2400 |

* Продолжительность ОЗЦ эксплуатационой колонны – 3 сут. Во время ОЗЦ на скважине производственные работы не проводятся и персонал отсутствует.

**Таблица 1.1.1 – Список скважин, строящихся по данному проекту**

| № | № скважины | Назначение скважины | Объект | Координаты устья | | Год бурения |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | X | У | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 1 | 953 | добывающая | 1 | 9522423 | 5002099 | 2027 |
| 2 | 1004 | добывающая | 1 | 9519875 | 5002366 | 2026 |
| 3 | 1006 | добывающая | 1 | 9520155 | 5002271 | 2026 |
| 4 | 1007 | нагнетательная | 1 | 9520292 | 5002218 | 2026 |
| 5 | 1008 | добывающая | 1 | 9520431 | 5002176 | 2026 |
| 6 | 1009 | нагнетательная | 1 | 9520567 | 5002127 | 2027 |
| 7 | 1011 | добывающая | 1 | 9520708 | 5002086 | 2027 |
| 8 | 1013 | нагнетательная | 1 | 9520852 | 5002032 | 2027 |
| 9 | 4172 | добывающая | 1 | 9522253 | 5002039 | 2027 |
| 10 | 6247 | нагнетательная | 1 | 9522221 | 5001892 | 2027 |
| 11 | 6271 | добывающая | 1 | 9522165 | 5001755 | 2027 |
| 12 | 6272 | добывающая | 1 | 9522292,4 | 5001702,7 | 2027 |
| 13 | 9387 | добывающая | 1 | 9520993 | 5002480 | 2027 |
| 14 | 9396 | добывающая | 1 | 9519818 | 5002695 | 2027 |
| 15 | 9397 | добывающая | 1 | 9519776 | 5002558 | 2027 |
| 16 | 9398 | нагнетательная | 1 | 9519963 | 5002647 | 2027 |
| 17 | 9399 | добывающая | 1 | 9519917 | 5002506 | 2026 |
| 18 | 9400 | добывающая | 1 | 9520106 | 5002599 | 2027 |
| 19 | 9401 | добывающая | 1 | 9520059 | 5002459 | 2026 |
| 20 | 9402 | нагнетательная | 1 | 9520242 | 5002547 | 2027 |
| 21 | 9403 | добывающая | 1 | 9520202 | 5002416 | 2026 |
| 22 | 9404 | добывающая | 1 | 9520403,6 | 5002524,6 | 2027 |
| 23 | 9405 | добывающая | 1 | 9520342 | 5002366 | 2026 |
| 24 | 9406 | нагнетательная | 1 | 9520520 | 5002455 | 2027 |

**Продолжение таблицы 1.1.1**

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 25 | 9407 | добывающая | 1 | 9520484 | 5002319 | 2026 |
| 26 | 9408 | добывающая | 1 | 9520659 | 5002410 | 2027 |
| 27 | 9409 | добывающая | 1 | 9520620 | 5002272 | 2027 |
| 28 | 9410 | нагнетательная | 1 | 9520803 | 5002363 | 2027 |
| 29 | 9411 | добывающая | 1 | 9520754 | 5002223 | 2027 |
| 30 | 9412 | добывающая | 1 | 9520946 | 5002313 | 2026 |
| 31 | 9413 | добывающая | 1 | 9520898 | 5002177 | 2027 |
| 32 | 9414 | добывающая | 1 | 9521042 | 5002131 | 2027 |
| 33 | 9415 | добывающая | 1 | 9521186 | 5002085 | 2027 |
| 34 | 9420 | добывающая | 1 | 9521330 | 5002039 | 2027 |
| 35 | 9421 | добывающая | 1 | 9521474 | 5001993 | 2027 |
| 36 | 9423 | добывающая | 1 | 9521618 | 5001947 | 2027 |
| 37 | 9425 | добывающая | 1 | 9521762 | 5001901 | 2027 |
| 38 | 9426 | нагнетательная | 1 | 9521955 | 5001987 | 2027 |
| 39 | 9427 | добывающая | 1 | 9521906 | 5001855 | 2027 |
| 40 | 9428 | добывающая | 1 | 9522099 | 5001940 | 2027 |
| 41 | 9432 | добывающая | 3 | 9521188 | 5001307 | 2027 |
| 42 | 9434 | нагнетательная | 3 | 9521330 | 5001259 | 2027 |
| 43 | 9436 | добывающая | 3 | 9521472 | 5001211 | 2027 |
| 44 | 9500 | добывающая | 1 | 9520020 | 5002808 | 2027 |
| 45 | 9501 | добывающая | 1 | 9520161 | 5002763 | 2027 |
| 46 | 9502 | добывающая | 1 | 9520298 | 5002710 | 2027 |
| 47 | 9503 | добывающая | 1 | 9520437 | 5002664 | 2027 |
| 48 | 9504 | добывающая | 1 | 9520576 | 5002618 | 2027 |
| 49 | 9506 | добывающая | 1 | 9520715 | 5002572 | 2027 |
| 50 | 9507 | добывающая | 1 | 9520854 | 5002526 | 2027 |
| 51 | 9520 | добывающая | 1 | 9520987 | 5001994 | 2027 |
| 52 | 9521 | нагнетательная | 1 | 9521124 | 5001942 | 2027 |
| 53 | 9522 | добывающая | 1 | 9521273 | 5001891 | 2027 |
| 54 | 9523 | нагнетательная | 1 | 9521417 | 5001843 | 2027 |
| 55 | 9524 | добывающая | 1 | 9521555 | 5001790 | 2027 |
| 56 | 9525 | нагнетательная | 1 | 9521696 | 5001746 | 2027 |
| 57 | 9526 | добывающая | 1 | 9521837 | 5001698 | 2027 |
| 58 | 9527 | нагнетательная | 1 | 9521977 | 5001649 | 2027 |
| 59 | 9532 | нагнетательная | 3 | 9520658 | 5001135 | 2027 |
| 60 | 9536 | нагнетательная | 3 | 9520942 | 5001039 | 2027 |
| 61 | 9538 | добывающая | 3 | 9521084 | 5000991 | 2027 |
| 62 | 9540 | нагнетательная | 3 | 9521226 | 5000943 | 2027 |
| 63 | 9542 | добывающая | 3 | 9521368 | 5000895 | 2027 |
| 64 | 9563 | добывающая | 3 | 9520880 | 5000880 | 2027 |

**Продолжение таблицы 1.1.1**

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 65 | 9564 | добывающая | 3 | 9521022 | 5000832 | 2027 |
| 66 | 9565 | добывающая | 3 | 9521165 | 5000784 | 2027 |
| 67 | 9600 | добывающая | 1 | 9519824 | 5002205 | 2026 |
| 68 | 9601 | добывающая | 1 | 9519908 | 5002005 | 2027 |
| 69 | 9602 | добывающая | 1 | 9519963 | 5002159 | 2026 |
| 70 | 9603 | нагнетательная | 1 | 9520052 | 5001963 | 2027 |
| 71 | 9604 | добывающая | 1 | 9520100 | 5002117 | 2026 |
| 72 | 9605 | добывающая | 1 | 9520197 | 5001909 | 2027 |
| 73 | 9606 | добывающая | 1 | 9520247 | 5002073 | 2026 |
| 74 | 9607 | нагнетательная | 1 | 9520332 | 5001865 | 2027 |
| 75 | 9608 | добывающая | 1 | 9520381 | 5002025 | 2026 |
| 76 | 9609 | добывающая | 1 | 9520473 | 5001815 | 2027 |
| 77 | 9610 | добывающая | 1 | 9520523 | 5001972 | 2027 |
| 78 | 9611 | нагнетательная | 1 | 9520616 | 5001769 | 2027 |
| 79 | 9612 | добывающая | 1 | 9520646 | 5001943 | 2027 |
| 80 | 9613 | добывающая | 1 | 9520752 | 5001718 | 2027 |
| 81 | 9614 | добывающая | 1 | 9520805 | 5001878 | 2026 |
| 82 | 9615 | нагнетательная | 1 | 9520895 | 5001673 | 2027 |
| 83 | 9616 | добывающая | 1 | 9520946 | 5001826 | 2027 |
| 84 | 9617 | добывающая | 1 | 9521036 | 5001621 | 2027 |
| 85 | 9618 | добывающая | 1 | 9521085 | 5001778 | 2027 |
| 86 | 9619 | нагнетательная | 1 | 9521175 | 5001575 | 2027 |
| 87 | 9620 | добывающая | 1 | 9521223 | 5001728 | 2026 |
| 88 | 9621 | добывающая | 1 | 9521318 | 5001525 | 2027 |
| 89 | 9622 | добывающая | 1 | 9521365 | 5001681 | 2027 |
| 90 | 9623 | добывающая | 1 | 9521597 | 5001427 | 2027 |
| 91 | 9624 | добывающая | 1 | 9521505 | 5001633 | 2027 |
| 92 | 9625 | нагнетательная | 1 | 9521735 | 5001383 | 2027 |
| 93 | 9626 | добывающая | 1 | 9521645 | 5001586 | 2027 |
| 94 | 9627 | добывающая | 1 | 9521880 | 5001331 | 2027 |
| 95 | 9628 | добывающая | 1 | 9521925 | 5001491 | 2027 |
| 96 | 9630 | добывающая | 1 | 9522066 | 5001439 | 2027 |
| 97 | 9700 | добывающая | 1 | 9519863 | 5001845 | 2027 |
| 98 | 9701 | нагнетательная | 1 | 9519813 | 5001682 | 2027 |
| 99 | 9702 | добывающая | 1 | 9520004 | 5001795 | 2026 |
| 100 | 9703 | добывающая | 1 | 9519954 | 5001638 | 2026 |
| 101 | 9704 | добывающая | 1 | 9520147 | 5001751 | 2026 |
| 102 | 9705 | добывающая | 1 | 9520233 | 5001538 | 2026 |
| 103 | 9706 | добывающая | 1 | 9520283 | 5001701 | 2026 |
| 104 | 9707 | нагнетательная | 1 | 9520374 | 5001489 | 2026 |

**Продолжение таблицы 1.1.1**

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 105 | 9708 | добывающая | 1 | 9520424 | 5001652 | 2026 |
| 106 | 9709 | добывающая | 1 | 9520513 | 5001441 | 2026 |
| 107 | 9710 | добывающая | 1 | 9520562 | 5001607 | 2026 |
| 108 | 9711 | нагнетательная | 1 | 9520653 | 5001396 | 2027 |
| 109 | 9712 | добывающая | 1 | 9520705 | 5001556 | 2027 |
| 110 | 9713 | добывающая | 1 | 9520794 | 5001347 | 2026 |
| 111 | 9714 | добывающая | 1 | 9520846 | 5001507 | 2027 |
| 112 | 9715 | нагнетательная | 1 | 9520935 | 5001298 | 2027 |
| 113 | 9716 | добывающая | 1 | 9520986 | 5001460 | 2027 |
| 114 | 9717 | добывающая | 1 | 9521074 | 5001251 | 2027 |
| 115 | 9718 | добывающая | 1 | 9521125 | 5001412 | 2027 |
| 116 | 9719 | нагнетательная | 1 | 9521216 | 5001204 | 2026 |
| 117 | 9720 | добывающая | 1 | 9521268 | 5001368 | 2027 |
| 118 | 9721 | добывающая | 1 | 9521355 | 5001150 | 2027 |
| 119 | 9722 | добывающая | 1 | 9521411 | 5001314 | 2027 |
| 120 | 9723 | нагнетательная | 1 | 9521498 | 5001105 | 2027 |
| 121 | 9724 | добывающая | 1 | 9521545 | 5001270 | 2027 |
| 122 | 9726 | добывающая | 1 | 9521686 | 5001220 | 2027 |
| 123 | 9800 | добывающая | 1 | 9519901 | 5001475 | 2026 |
| 124 | 9801 | нагнетательная | 1 | 9519849 | 5001317 | 2027 |
| 125 | 9802 | добывающая | 1 | 9520045 | 5001433 | 2026 |
| 126 | 9803 | добывающая | 1 | 9519995 | 5001268 | 2027 |
| 127 | 9804 | добывающая | 1 | 9520178 | 5001384 | 2026 |
| 128 | 9805 | нагнетательная | 1 | 9520133 | 5001223 | 2026 |
| 129 | 9806 | добывающая | 1 | 9520321 | 5001332 | 2026 |
| 130 | 9807 | добывающая | 1 | 9520269 | 5001174 | 2027 |
| 131 | 9808 | добывающая | 1 | 9520461 | 5001286 | 2027 |
| 132 | 9809 | нагнетательная | 1 | 9520415 | 5001126 | 2027 |
| 133 | 9810 | добывающая | 1 | 9520600 | 5001239 | 2027 |
| 134 | 9811 | добывающая | 1 | 9520561 | 5001078 | 2027 |
| 135 | 9812 | добывающая | 1 | 9520742 | 5001190 | 2027 |
| 136 | 9813 | нагнетательная | 1 | 9520693 | 5001028 | 2026 |
| 137 | 9814 | добывающая | 1 | 9520884 | 5001141 | 2027 |
| 138 | 9816 | добывающая | 1 | 9521026 | 5001092 | 2027 |
| 139 | 9818 | добывающая | 1 | 9521168 | 5001043 | 2027 |
| 140 | 9820 | добывающая | 1 | 9521310 | 5000994 | 2027 |
| 141 | 9822 | добывающая | 1 | 9521452 | 5000945 | 2027 |
| 142 | 9840 | добывающая | 1 | 9519922 | 5001115 | 2027 |
| 143 | 9841 | нагнетательная | 1 | 9519877 | 5000972 | 2027 |
| 144 | 9842 | добывающая | 1 | 9520065 | 5001070 | 2027 |

**Продолжение таблицы 1.1.1**

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 145 | 9843 | добывающая | 1 | 9520020 | 5000927 | 2027 |
| 146 | 9844 | добывающая | 1 | 9520208 | 5001025 | 2027 |
| 147 | 9845 | нагнетательная | 1 | 9520154 | 5000867 | 2026 |
| 148 | 9846 | добывающая | 1 | 9520351 | 5000980 | 2027 |
| 149 | 9850 | добывающая | 1 | 9519832 | 5000829 | 2027 |
| 150 | 9852 | добывающая | 1 | 9519975 | 5000784 | 2027 |

**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 |
| Шахтовое направление | 426, 530, 630 | 0 | ≤ 50 | -//- | -//- |
| Кондуктор | 244,5 | 0 | ≤ 260 | -//- | -//- |
| Эксплуатационная колонна | 168,3 | 0 | ≤ 480 | -//- | -//- |

**Таблица 1.3 – Дополнительные сведения для составления сметы**

| Мощность труборемонтных баз или площадок, тыс. м бурильных труб | Наличие тампонажной конторы или тампонажного цеха (ДА, НЕТ) | Среднегодовое количество буровых станков | | Время пребывания турбобура (электробура) на забое, % | Время механического бурения на воде, % | Дежурство, работа бульдозера, трактора на буровой, ч/сут. | Форма оплаты труда буровой бригады (СДЕЛЬНАЯ, ПОВРЕМЕННАЯ) | Категория УБР (УРБ) | Коэффициент оборачиваемости бурильных труб, % |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | в бурении и испытании | в том числе в турбинном бурении | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 15 | ДА | 4 | 3 | - | - | По заявке | Договорная | 1 | - |

**Таблица 1.4 – Дополнительные сведения**

| 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, $м^3$ | Отходы бурения (отработанный раствор, шлам, сточные воды, другие отходы) | Объём отходов, $м^3$ | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| при бурении | | при испытании | | интервал глубины, м | | количество | число смен работы в сутки (одна, две. круглосуточно) | количество | | Число смен работы в сутки (одна, две, круглосуточно) | | | всего | в том числе подлежит | | |
| от (верх) | до (низ) | от (верх) | до (низ) | от (верх) | до (низ) | | | слесарей | электромонтёров | | | | | вывозу | размещению (захоронению) | сбросу |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
| У подрядчика по буровым растворам | | | | Исходя из ожидаемых пластовых давлений и обеспечения устойчивости ствола скважины. (У подрядчика по буровым растворам) | | | | 1 | 1 | 2 | - | Шлам | См. ТОМ II | -//- | -//- | -//- |
| | | | | | | | | | | | | Отработанный буровой раствор | | -//- | -//- | -//- |
| | | | | | | | | | | | | Сточные воды | | -//- | -//- | -//- |

**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 пакеров, м | Жидкость за НКТ | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| название (фонтанный, ШГН, ЭЦН, газлифтный) | период от начала эксплуатации, год | | | | | вид (сероводород-ная, сульфидная и пр.) | активность пластового флюида, мм/год | | тип | плотность, г/см$^3$ |
| | от | до | | глубина, м | диаметр, мм | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| ШГН, винтовой насос | В течении всего срока эксплуатации, с 2026-2027 гг. (см таб. 1.1.1) | | - | ≤ 477 | 127,0 | - | - | - | Вода ингибирован-ная | 1,0 |

**Примечание –** Добывающие скважины, в случае получения слабого притока или его отсутствия, могут использоваться под закачку для поддержания пластового давления, либо для перевода на другой горизонт. В свою очередь, нагнетательные скважины, расположенные внутри контура нефтеносности, вначале могут использоваться как добывающие при получении притоков нефти.

**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 |
| По усмотрению Заказчика, в соответствии с «Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов, и добычи урана приказ МэРК № 200 от 22 мая 2018 г.». | | | |

# 2 ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

**Таблица 2.1 – Список документов, которые являются основанием для проектирования**

| № п/п | Название документа (проекты разработки и эксплуатации, месторождений, задание на проектирование), номер, дата, должность, фамилия и инициалы лица, утвердившего документ |
|---|---|
| 1 | 2 |
| 1 | Заказ-наряд и Договор № 1175419/2025/1 от 26.12.2025 г. |
| 2 | Перечень проектных скважин с координатами устья и забоя, с указанием назначения, объекта эксплуатации, участка, вертикальной глубины, согласно «Дополнения к Проекту разработки месторождения Каражанбас по состоянию на 01.01.2023 г.» и «Анализа разработки месторождения Каражанбас по состоянию на 01.07.2025 г.» |
| 3 | Техническое задание на разработку «Группового технического проекта на строительство вертикальных скважин на месторождении Каражанбас (Западный участок)», согласовано: Заместителем генерального директора по геологии и разработке АО «Каражанбасмунай» Көлдей М., подписанное Директором департамента геологии и разработки АО «Каражанбасмунай» Садуакасовым М.Е. и Директором департамента бурения и ПКРС АО «Каражанбасмунай» Жайман Т.Ө. |

# 3 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

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

| Наименование | Значение (текст, название, величина) |
|---|---|
| 1 | 2 |
| Площадь (месторождение) | Каражанбас |
| Блок (номер и/или название) | Западный участок |
| Административное расположение<br>республика<br>область (край)<br>район | <br>Казахстан<br>Мангистауская<br>Тупкараганский |
| Год ввода площади в бурение | 1980 |
| Год ввода площади (месторождения) в эксплуатацию | 1981 |
| Температура воздуха, С°<br>• среднегодовая<br>• наибольшая летняя<br>• наименьшая зимняя | <br>+ 9,1 °С<br>от +30 °С до +45 °С<br>-30 °С |
| Среднегодовое количество осадков, мм | 100-150 |
| Максимальная глубина промерзания грунта, м | 0,5 |
| Продолжительность отопительного периода в году, сут | 158 |
| Продолжительность зимнего периода в году, сут | 95 |
| Азимут преобладающего направления ветра, град | Северо-Восточный |
| Наибольшая скорость ветра, м/с | 28 |
| Метеорологический пояс (при работе в море) | - |

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

| Наименование | Значение (текст, название, величина) |
|---|---|
| 1 | 2 |
| Рельеф местности | Холмистый, равнинный, пересечённый |
| Состояние местности | Сор, не заболоченное |
| Толщина, см<br>• снежного покрова<br>• почвенного слоя | <br>10-15<br>5-10 |
| Растительный покров | Скудный, полупустынного типа |
| Категория грунта | Вторая |

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

| Назначение участка | Размер | Источник нормы отвода земель |
|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 |
| Строительство буровой установки и размещение оборудования и техники | 0,48 га | СН 459-74 |

**Таблица 3.4 – Источник и характеристики водо- и энергоснабжения, связи и местных стройматериалов**

| Название вида снабжения: (ВОДОСНАБЖЕНИЯ: 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 энергопривода, связи и стройматериалов |
|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| Техническая вода | Водопровод в/промысловый | 7 | Трубопровод Ø114,3 мм |
| 1. Для хозбытовых нужд – пресная вода<br>2. Для питьевых целей – бутилированная | пос. Каражанбас | 7 | Автоцистернами |
| Энергоснабжение | ЛЭП-6 кВт | 0,25 | Низковольтная ЛЭП 100 м на ж/б или метал. опорах $^{3}/_{4}$ – проводная |
| Связь | Радиосвязь на буровой | - | ФМ-1, ФМ-10 |
| Местные стройматериалы | Местный карьер | 12-15 | Автосамосвал |

**Таблица 3.5 – Сведения о подъездных путях**

| Протяжённость, км | Характер покрытия (гравийное, из лесоматериалов и т. д.) | Ширина, м | Высота насыпи, см | Характеристика дороги |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Спланированные бульдозером временные дороги | | | | |

**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 | г. Актау – м. Каражанбас | 225 | НЕТ | - | - |
| ДА | м. Каламкас – м. Каражанбас | 55 | НЕТ | - | - |

# 4 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

**Группового технического проекта**
**на строительство вертикальных скважин**
**на месторождении Каражанбас (Западный участок)**

| | |
|---|---|
| **Цель бурения:** | ***Добыча углеводородного сырья, нагнетание рабочего агента в пласт*** |
| **Проектная глубина по вертикали, м:** | ***≤ 480*** |
| **Проектные горизонты:** | ***Нижний мел (баррем+готерив), средняя юра (бат+байос)*** |

Месторождение Каражанбас было открыто в 1974 г., когда в структурно-поисковой скважине К12 был получен фонтанный приток нефти из нижнемеловых отложений.

С 1980 г. на месторождении Каражанбас было начато эксплуатационное бурение и по состоянию на 01.01.2026 г. в фонде числится 4776 скважин.

Месторождение Каражанбас расположено на территории Тупкараганского района Мангистауской области в северо-западной части полуострова Бузачи в 225 км от г. Актау, с которым месторождение связано асфальтированной дорогой.

Ближайшим населенным пунктом является поселок Шетпе, где имеется железнодорожная станция, расположенная в 150 км от месторождения, посёлок Каламкас – 55 км, поселок Кияхты – 60 км. До магистрального нефтепровода Жанаозен-Атырау – 180 км.

Северо-западная часть полуострова представляет пустынную равнину с отметками рельефа от -19 до -28 м с многочисленными сорами, представляющими собой бессточные впадины, непроходимые автотранспортом. Положительные формы рельефа представлены барханами с останками коренных пород, барханные пески наиболее развиты в средней части полуострова, где отдельные их массивы занимают площадь до 1200 км$^2$. Климат района резко-континентальный с температурами от +30°С до 45°С летом и -30°С зимой. Атмосферные осадки скудные в основном приходятся на осенне-зимний период.

Сложность геологического строения месторождения обусловлена большим количеством продуктивных пластов, невыдержанностью их по площади и разрезу, литологической изменчивостью коллекторов, стратиграфическим выклиниванием среднеюрских горизонтов, наличием многочисленных тектонических нарушений (порядка 130) в меловых и среднеюрских продуктивных пластах.

В пределах месторождения Каражанбас вскрыт разрез, включающий нижнетриасовые, среднеюрские, нижнемеловые и четвертичные отложения с максимальной вскрытой толщиной 3750 м (скв. Г-2).

Нижнетриасовые отложения в пределах месторождения Каражанбас полностью не вскрыты ни в одной скважине. Триасовые отложения представлены только нижним отделом, в составе индского и оленекского ярусов.

В сводовой части месторождения юрская часть разреза отсутствует, и триасовые породы залегают непосредственно под нижнемеловыми отложениями. Среднеюрские отложения вскрыты только на периклиналях и погруженных участках крыльев структуры, а на большей части свода они размыты.

Отложения верхнемелового и палеогенового возраста в пределах рассматриваемой площади отсутствуют.

Четвертичные отложения с размывом залегают на нижнемеловых и сложены песками, суглинками и супесями. Толщина отложений не превышает 10 м.

Месторождение Каражанбас находится в присводовой части Бузачинского поднятия, выделяемого в Северо-Устюртско-Бузачинской системе прогибов и поднятий.

В тектоническом отношении месторождение Каражанбас по III отражающему горизонту (юрско-меловое несогласие), стратиграфически приуроченное к подошве

меловых отложений, структура представляет собой брахиантиклинальную складку субширотного простирания, поделенной серией тектонических нарушений на блоки. В пределах изогипсы – 440 м структура имеет размеры 24,6*4,6 км и амплитуду 110 м.

В центральной части месторождения одноименной изогипсой – 370 м оконтуриваются 2 поднятия, причем одно из них тяготеет к западной части, а второе охватывает обширную площадь восточной периклинали месторождения. Амплитуды поднятий достигают 30 м.

Структура Каражанбас характеризуется высокой тектонической активностью, способствовавшей образованию широкой сети тектонических нарушений, разбивших структуру на блоки. Тектоническими нарушениями ($F_1^1$, $F_1^2$, $F_2$, $F_3$, $F_4$, $F_5$, $F_6$, $F_7$) различной ориентировки Каражанбасская структура разделена на 7 блоков – I, II, III, IV, V, VI, VII.

Восточная периклиналь поднятия характеризуется многочисленными нарушениями различной ориентировки и разбита на блоки со ступенчатым погружением их в восточном направлении. По юрским продуктивным горизонтам помимо вышеперечисленных нарушений прослеживаются непротяженные малоамплитудные нарушения, подтверждаемые результатами опробования скважин – $f_1$, $f_2$, $f_3$, $f_4$, $f_5$ и $f_6$.

Нефтегазоносность месторождения установлена в среднеюрских и нижнемеловых отложениях. В разрезе нижнемеловых отложений выделяются горизонты $А_1$, $А_2$, Б, В, Г, $Д_1$ и $Д_2$, а в разрезе среднеюрских отложений – продуктивные горизонты Ю-I, Ю-II и Ю-III.

Все продуктивные горизонты объединены в 4 объекта разработки: I объект включает в себя залежи нефти, связанные с горизонтами $А_1$, $А_2$, Б и В; II объект – с горизонтами Г и $Д_1$; III объект связан с горизонтом $Д_2$ и горизонтами Ю-I (верхний, средний и нижний пласты) и Ю-II (основной и линзовидный); IV объект – Ю-III.

Сероводород в пластовом флюиде месторождения Каражанбас отсутствует.

Список проектных скважин согласно техническому заданию на разработку группового технического проекта на строительство вертикальных скважин на месторождении Каражанбас приведены в таблице:

**Список проектных скважин**

| Участок | Объект | Количество скважин | №№ добывающих скважин | №№ нагнетательных скважин |
|---|---|---|---|---|
| **Западный** | I | 139 | 953, 1004, 1006, 1008, 1011, 4172, 6271, 6272, 9387, 9396, 9397, 9399, 9400, 9401, 9403, 9404, 9405, 9407, 9408, 9409, 9411, 9412, 9413, 9414, 9415, 9420, 9421, 9423, 9425, 9427, 9428, 9500, 9501, 9502, 9503, 9504, 9506, 9507, 9520, 9522, 9524, 9526, 9600, 9601, 9602, 9604, 9605, 9606, 9608, 9609, 9610, 9612, 9613, 9614, 9616, 9617, 9618, 9620, 9621, 9622, 9623, 9624, 9626, 9627, 9628, 9630, 9700, 9702, 9703, 9704, 9705, 9706, 9708, 9709, 9710, 9712, 9713, 9714, 9716, 9717, 9718, 9720, 9721, 9722, 9724, 9726, 9800, 9802, 9803, 9804, 9806, 9807, 9808, 9810, 9811, 9812, 9814, 9816, 9818, 9820, 9822, 9840, 9842, 9843, 9844, 9846, 9850, 9852 | 1007, 1009, 1013, 6247, 9398, 9402, 9406, 9410, 9426, 9521, 9523, 9525, 9527, 9603, 9607, 9611, 9615, 9619, 9625, 9701, 9707, 9711, 9715, 9719, 9723, 9801, 9805, 9809, 9813, 9841, 9845 |
| | | | **108** | **31** |
| | III | 11 | 9432, 9436, 9538, 9542, 9563, 9564, 9565 | 9434, 9532, 9536, 9540 |
| | | | **7** | **4** |
| **ИТОГО** | | **150** | **115** | **35** |

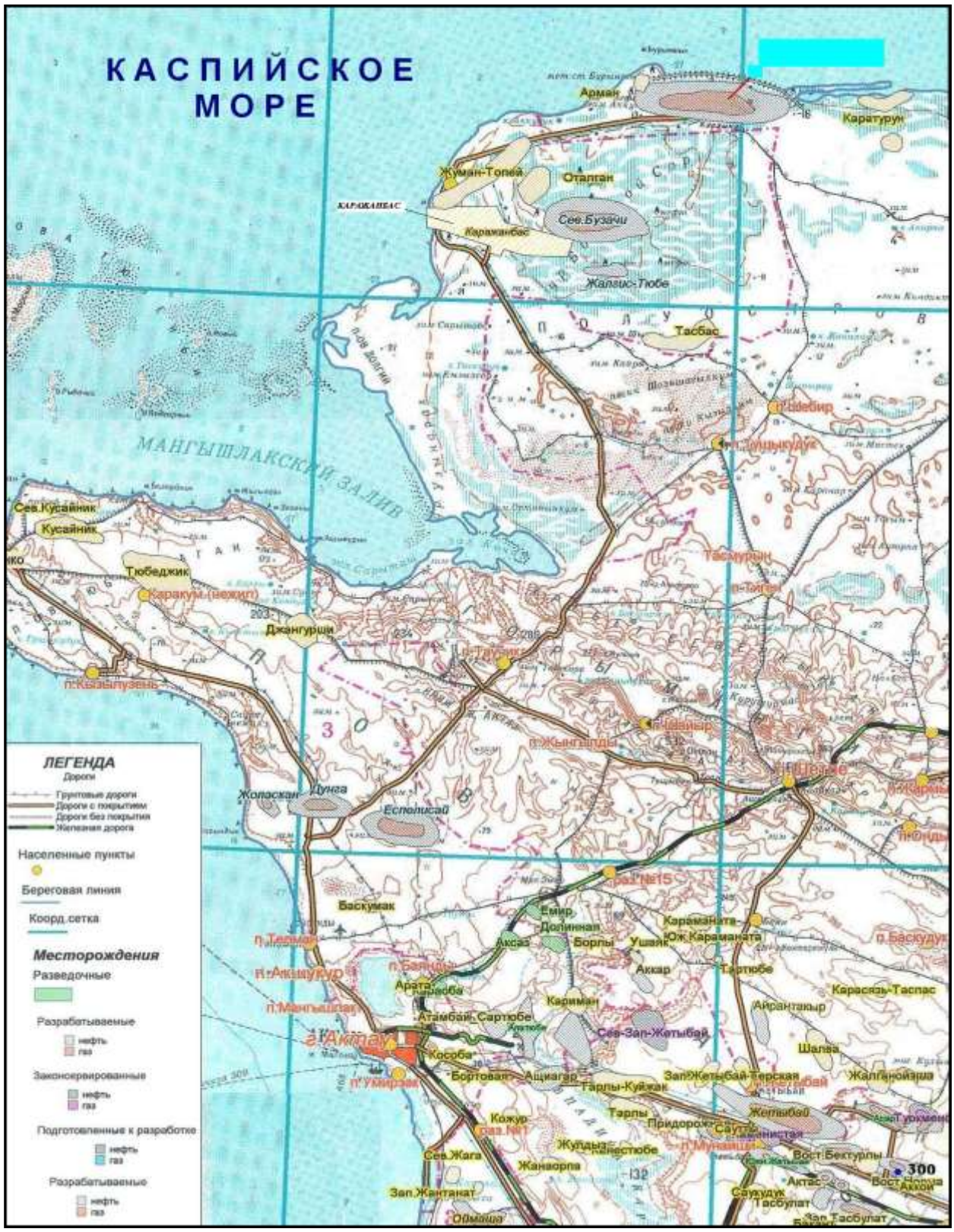



**Рисунок 4.1 – Обзорная карта района работ**

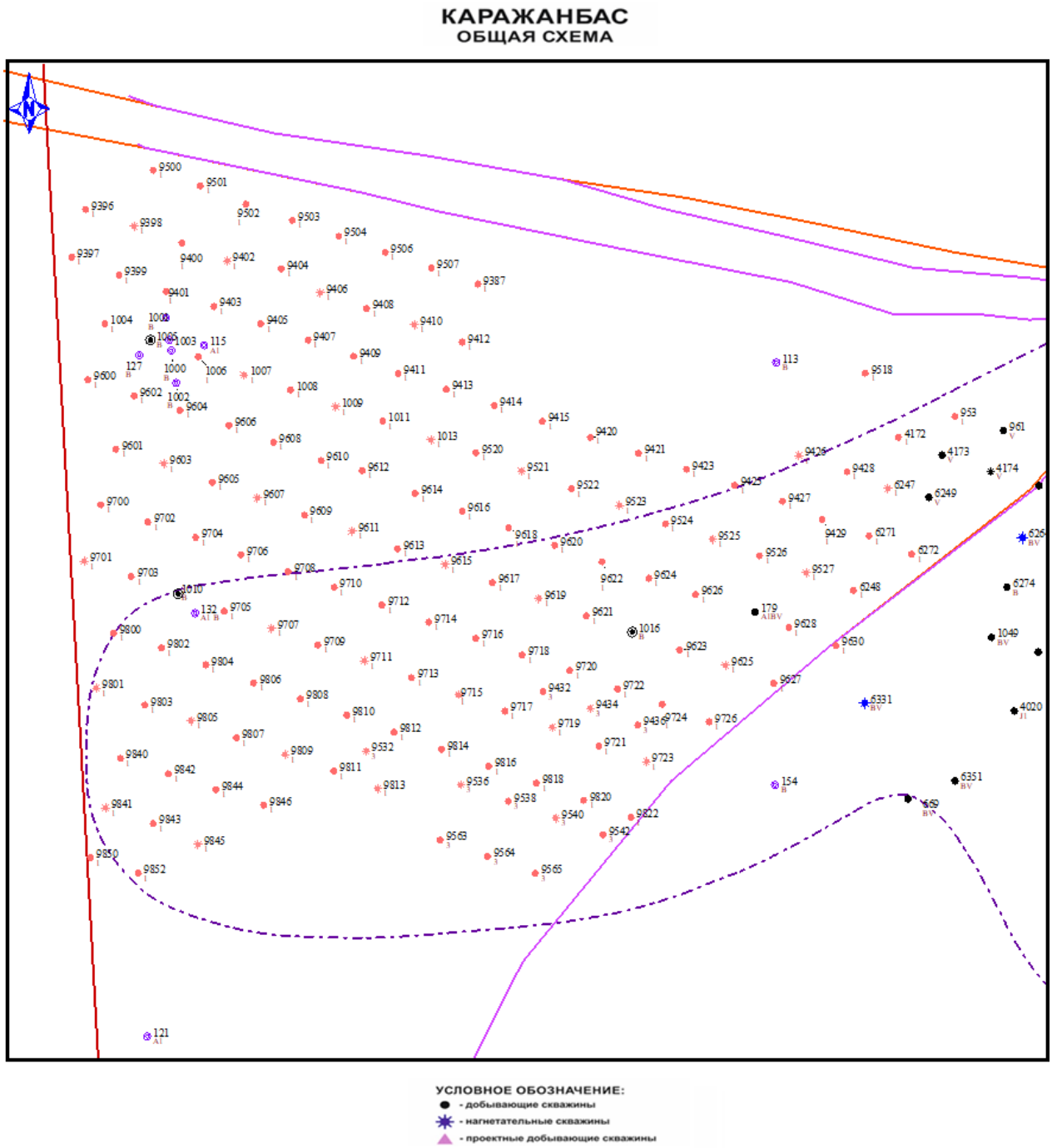



**Рисунок 4.2 – Месторасположение проектных скважин западного участка**

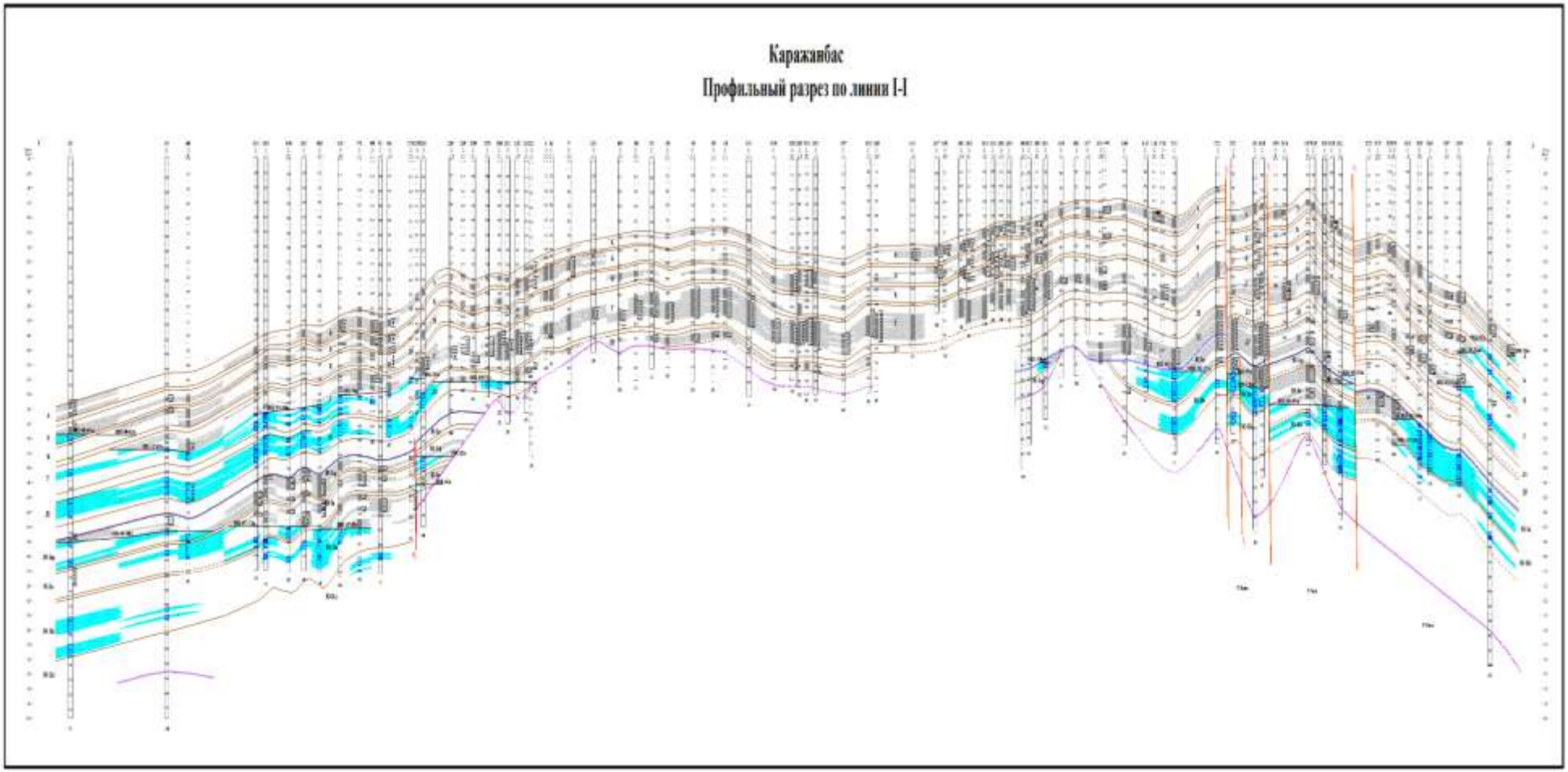



**Рисунок 4.3 – Профильный геологический разрез по линии I-I**

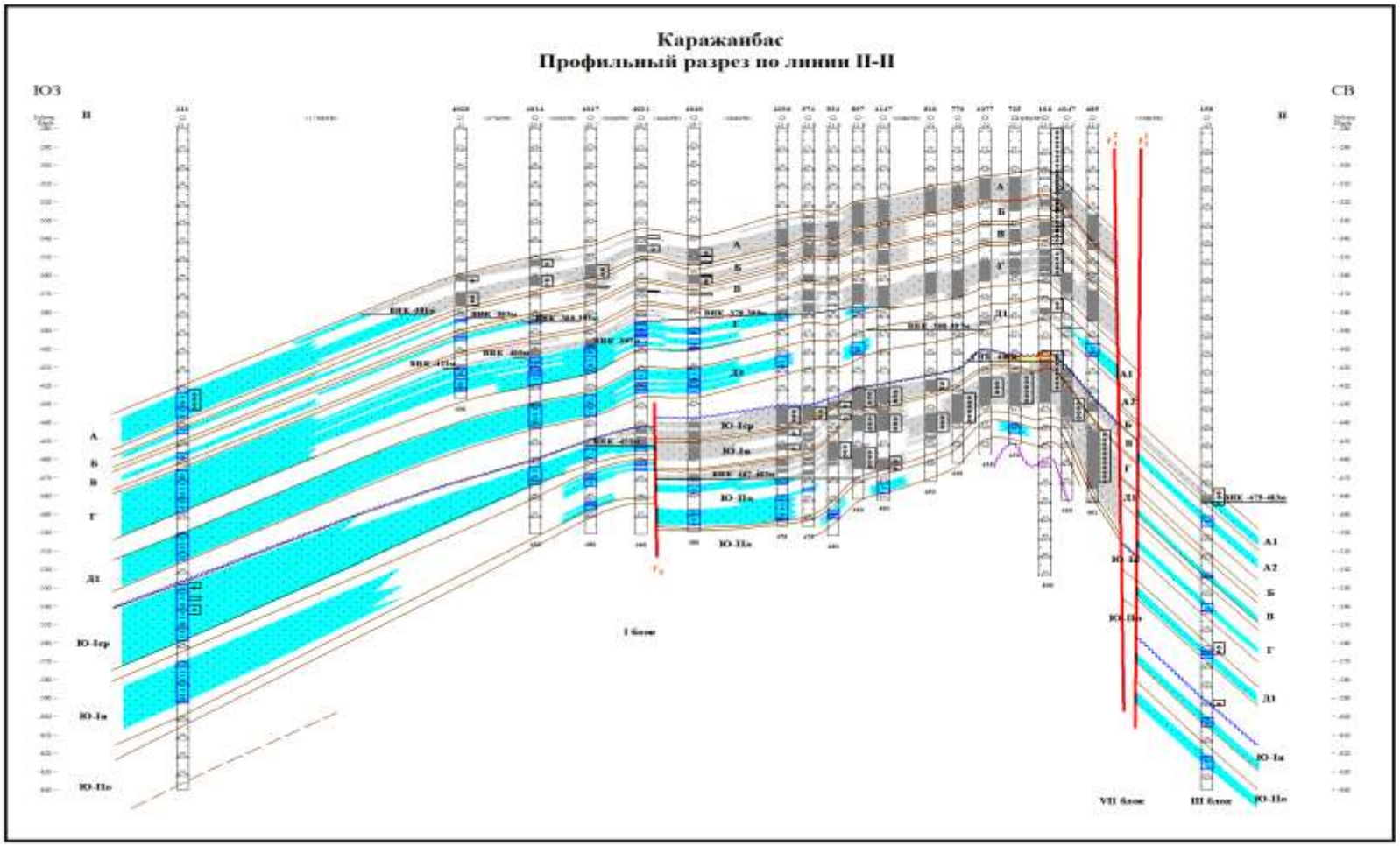



**Рисунок 4.4 – Профильный геологический разрез по линии II-II**

## 4.1 ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА СКВАЖИНЫ

**Таблица 4.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания пластов и коэффициент кавернозности пластов**

| Глубина залегания, м | | Стратиграфическое подразделение | | Элементы залегания (падения) пластов по подошве, град. | | Коэффициент кавернозности в интервале |
|---|---|---|---|---|---|---|
| от (верх) | до (низ) | название | индекс | Угол падения | азимут | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| **Западный участок** | | | | | | |
| 0 | 10 | Четвертичное | Q | - | - | - |
| 10 | 246 | Альб | $K_1a\ell$ | 1-3 | - | 1,25 |
| 246 | 350 | Апт | $K_1a$ | 1-3 | - | 1,25 |
| 350 | 454 | Баррем+готерив | $K_1br+g$ | 3-5 | - | 1,25 |
| 454 | 480 | Бат+байос | $J_2bt+b$ | 3-6 | - | 1,25 |

**Примечание –** В таблице приведены усредненные значения по месторождению.

**Таблица 4.2 – Литологическая характеристика разреза скважины**

| Индекс стратигра-фического подразделения | Интервал, м | | Горная порода | | Стандартное описание горной породы; полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.д.) |
|---|---|---|---|---|---|
| | от (верх) | до (низ) | краткое название | % в ин-тервале | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| **Западный участок** | | | | | |
| Q | 0 | 10 | Суглинки, супеси, глины | 100 | Суглинки, пески и глины с включениями элювиально-делювиального происхождения |
| $K_1a\ell$ | 10 | 246 | Алевролиты | 10 | Алевролиты – глинистые, полимиктовые |
| | | | Глины | 80 | Глины – темно-серые, известковистые, алевролистые, средней плотности |
| | | | Песчаники | 10 | Песчаники – мелкозернистые, слабоуплотненные, рыхлые |
| $K_1a$ | 246 | 350 | Глины | 70 | Глины с редкими прослоями мелких септориевых конкреций |
| | | | Алевролиты | 30 | Алевролиты – серые, крупнозернистые с включениями гальки |
| $K_1br+g$ | 350 | 454 | Глины | 40 | Песчаник мелкозернистый, алевритистый, полимиктовый, нефтенасыщенный, темно-коричневый, с тонкими слойками зеленого глинистого материала, с резким запахом УВ. Песчаник мелкозернистый, алевритистый, полимиктовый, нефтенасыщенный, темно-коричневый, однородный, слабосцементированный до рыхлого, с резким запахом УВ. Глины зеленые, хрупкие, с редкими тонкими прослоями коричневого алевролита. Глины темно-серые с редкими слойками алверолита |
| | | | Алевролиты | 30 | |
| | | | Песчаники | 30 | |
| $J_2bt+b$ | 454 | 480 | Песчаники | 50 | Переслаивание темно-коричневого мелкозернистого, полимиктового, нефтенасыщенного, слабосцементированного песчаника, алевролита коричневого, с резким запахом УВ и серого глинистого материала, с преобладанием прослоев темно-коричневого песчаника и алевролита, слоистость горизонтальная, слабоволнистая. Глины темно-серые с редкими слойками алверолита коричневатого толщиной до 2 см, слоистость горизонтальная. Песчаник мелкозернистый, алевритистый, полимиктовый, нефтенасыщенный, темно-коричневый до черного, с резким запахом УВ, с редкими слойками глинистого материала |
| | | | Алевролиты | 30 | |
| | | | Глины | 20 | |

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

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м | | Краткое название горной породы | Плотность, г/см$^3$ | Пористость, % | Проницаемость, мкм$^2$ | Глинистость, % | Карбонатность, % | Соленость, % | Сплошность породы | Твердость, кгс/мм$^2$ | Расслоенность породы | Абразивность | Категория породы по промысловой классификации (мягкая, средняя и т.д.) | Коэффициент Пуассона | Модуль Юнга, кг/мм$^2$ | 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 |
| **Западный участок** | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Q | 0 | 10 | Суглинки, супеси, глины | 1,72 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | Мягкая | - | - | - |
| $K_1a\ell$ | 10 | 246 | Алевролиты | 1,77 | 20-25 | 0,5-1,0 | - | - | - | - | - | - | - | Мягкая | - | - | - |
| | | | Глины | 1,97 | | | 80 | 3-5 | - | 78 | 93 | - | 0,037-0,047 | | - | - | - |
| | | | Песчаники | 1,76 | | | 20 | 0-5 | - | 10 | 17 | - | 0,098 | | - | - | - |
| $K_1a$ | 246 | 350 | Глины | 1,99 | 20-25 | 0,5-1,0 | 90 | 0-5 | - | 60 | 103 | - | - | Мягкая | 0,36 | - | - |
| | | | Алевролиты | 1,83 | | | 10 | 0 | - | 101 | - | - | 0,006 | | 0,50 | - | - |
| $K_1br+g$ | 350 | 454 | Глины | 2,01 | 25-30 | 0,02-4,0 | 80 | 0-5 | - | 72 | 141 | - | 0,006 | Мягкая | 0,50 | - | - |
| | | | Алевролиты | 1,85 | | | - | - | - | - | - | - | - | | - | - | - |
| | | | Песчаники | 1,79 | | | 20 | 0-5 | - | 82 | 115 | - | 0,047 | | 0,30 | 400 | 0,21 |
| $J_2bt+b$ | 454 | 480 | Песчаники | 1,81 | 25 | 0,02-4,0 | 10 | 0-3 | - | 10-21 | 15-43 | - | 0,12-0,39 | Мягкая | 0,30 | 1,3-2,1 | - |
| | | | Алевролиты | 1,87 | | | - | - | - | - | - | - | 0,50 | | 0,50 | 2,1 | - |
| | | | Глины | 2,02 | | | 90 | 0 | - | 10-21 | 41-162 | - | - | | 0,27 | - | - |

**Таблица 4.4 – Гидрогеологическая характеристика разреза скважины**

| Индекс стратиграфичес-кого 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 СКВАЖИНЫ

**Таблица 4.5 – Нефтеносность**

| Индекс стратиграфического подразделения | | Интервал, м | | Тип коллектора | Плотность г/см³ | | Подвижность мкм²/сП | Содержание серы, % по весу | Содержание парафина, % по весу | Свободный дебит, м³/сут | Параметры растворенного газа | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | от (верх) | до (низ) | | в пластовых условиях | после дегазации | | | | | газовый фактор, м³/м³ | содержание сероводорода, % | содержание углекислого газа, % | относительная по воздуху плотность газа | коэффициент сжимаемости | давление насыщения в пластовых условиях, кгс/см² |
| 1 | | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
| Западный участок | | | | | | | | | | | | | | | | |
| $K_1br+g$ | $A_1$ | 354 | 356 | Поров. | 0,925 | 0,937 | 0,0063 | 1,425 | 2,20 | - | 5,67 | - | 0,18 | 0,546 | 0,826 | 15,50 |
| | Б | 372 | 377 | Поров. | 0,9272 | 0,9385 | 0,0048 | 1,449 | 2,20 | - | 4,18 | - | 0,48 | 0,544 | 0,821 | 1,17 |
| | В | 385 | 389 | Поров. | 0,9272 | 0,9385 | 0,0048 | 1,449 | 2,20 | - | 4,18 | - | 0,48 | 0,544 | 0,822 | 1,17 |
| | Г | 414 | 416 | Поров. | 0,9233 | 0,9429 | 0,0063 | 2,000 | 0,64 | - | 6,07 | - | 0,51 | 0,549 | 0,819 | 1,76 |
| | Д | 432 | 435 | Поров. | 0,9240 | 0,9341 | 0,0048 | 2,030 | 1,06 | - | 4,20 | - | 0,45 | 0,545 | 0,819 | 9,38 |
| $J_2bt+b$ | Ю-I | 457 | 460 | Поров. | 0,9240 | 0,9341 | 0,0063 | 2,030 | 1,06 | - | 4,20 | - | 0,45 | 0,545 | 0,825 | 0,92 |

**Таблица 4.6 – Газоносность**

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м | | Тип коллектора | Состояние (газ, конденсат) | Содержание в % по объему | | Относительная по воздуху плотность газа | Коэффициент сжимаемости газа в пластовых условиях | Свободный дебит, м³/сут | Плотность газоконденсата, г/см³ | | Фазовая проницаемость, мД |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | от (верх) | до (низ) | | | сероводорода | углекислого газа | | | | в пластовых условиях | на устье скважины | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| В аптских отложениях возможно газопроявление | | | | | | | | | | | | |

**Таблица 4.7 – Водоносность**

| Индекс стратигафического подразделения | Интервал, м | | Тип коллектора | Плотность, г/см$^3$ | Свободный дебит, м$^3$/сут | Фазовая проницаемость, мД | Химический состав воды мг-эквивалентной форме | | | | | | Степень минерализации, мг-экв/л | Тип воды по Сулину<br>СФН - сульфатонатриевый<br>ГКН – гидрокарбонат-нонатриевый<br>ХЛМ - хлормагниввый<br>ХЛК – хлоркальциевый | Относится к источнику питьевого водоснабжения (ДА, НЕТ) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | анионы | | | катионы | | | | | |
| | от (верх) | до (низ) | | | | | Cℓ | $SO_4$ | $HCO_3$ | Na+k | Mg | Ca | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
| **Западный участок** | | | | | | | | | | | | | | | |
| $K_1a\ell$ | 10 | 246 | Поров. | 1,045 | - | - | 1268,8 | 0,60 | 1,70 | 170,0 | 130,0 | 971 | 2542 | Х/К | НЕТ |
| $K_1a$ | 246 | 350 | Поров. | 1,045 | - | - | 1268,8 | 0,60 | 1,70 | 170,0 | 130,0 | 971 | 2542 | Х/К | НЕТ |
| $K_1br+g$ | 350 | 454 | Поров. | 1,026 | - | - | 721,26 | 0,29 | 3,42 | 614,05 | 41,11 | 69,8 | 1449,94 | Х/К | НЕТ |
| $J_2bt+b$ | 454 | 480 | Поров. | 1,035 | - | - | 677,01 | - | 5,00 | 562,01 | 60,0 | 60,0 | 1364,02 | Х/К | НЕТ |

**Таблица 4.8 – Давление и температура по разрезу скважины (в графах 6, 9, 12, 15, 17 проставляются условные обозначения источника получения градиентов: ПСР – прогноз по сейсморазведочным данным, ПГФ – прогноз по геофизическим исследованиям и РФЗ – расчет по фактическим замерам в скважинах), по ГРП (по данным проведенных ГРП)**

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м | | Градиент давления | | | | | | Градиент | | | | | | Температура в конце интервала | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | от (верх) | до (низ) | пластового | | | порового | | | гидроразрыва пород | | | горного давления | | | | |
| | | | кгс/см$^2$ на м | | источник получения | кгс/см$^2$ на м | | источник получения | кгс/см$^2$ на м | | источник получения | кгс/см$^2$ на м | | источник получения | $^0$С | источник получения |
| | | | от (верх) | до (низ) | | от (верх) | до (низ) | | от (верх) | до (низ) | | от (верх) | до (низ) | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
| **Западный участок** | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Q | 0 | 10 | - | - | ПГФ | - | - | ПГФ | - | - | ПГФ | - | - | ПСР | - | ПГФ |
| $K_1a\ell$ | 10 | 246 | 0,117 | 0,118 | -//- | 0,117 | 0,118 | -//- | 0,175 | 0,190 | -//- | 0,175 | 0,190 | -//- | 24 | -//- |
| $K_1a$ | 246 | 350 | 0,118 | 0,117 | -//- | 0,118 | 0,117 | -//- | 0,180 | 0,185 | -//- | 0,180 | 0,185 | -//- | 26 | -//- |
| $K_1br+g$ | 350 | 454 | 0,077 | 0,090 | РФЗ | 0,092 | 0,089 | РФЗ | 0,185 | 0,186 | РФЗ | 0,185 | 0,186 | -//- | 27 | -//- |
| $J_2bt+b$ | 454 | 480 | 0,094 | 0,082 | -//- | 0,069 | 0,069 | -//- | 0,190 | 0,190 | -//- | 0,190 | 0,190 | -//- | 35 | -//- |

**Примечания**

1) Источник получения градиентов давления РФЗ на 01.07.2025 г.
2) Для каждой конкретной скважины данные градиента давления должны быть представлены за 10 дней до начала бурения геологической службой НГДУ, по замерам непосредственно по соседним 2-3 скважинам.
3) Перед началом бурения останавливаются соседние влияющие скважины.

## 4.3 ВОЗМОЖНЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ

**Таблица 4.9 – Поглощение бурового раствора**

| Индекс стратиграфичес-кого подразделения | Интервал, м | | Максимальная интенсивность поглощения $м^3/ч$ | Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м | Имеется ли потеря циркуляции (ДА, НЕТ) | Градиент давления поглощения, кгс/($см^2$ м) | | Условия возникновения |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | от (верх) | до (низ) | | | | при вскрытии | после изоляционных работ | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| **Западный участок** | | | | | | | | |
| $K_1br+g$ | 350 | 454 | Полное | - | ДА | - | - | Отклонение величины удельного веса бурового раствора от проектных значений |
| $J_2bt+b$ | 454 | 480 | Полное | - | НЕТ | - | - | |

**Таблица 4.10 – Осыпи и обвалы стенок скважины**

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м | | Буровые растворы, применявшиеся ранее | | | Время до начала осложнения, сут | Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | от (верх) | до (низ) | тип раствора | плотность, $г/см^3$ | дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| **Западный участок** | | | | | | | |
| $K_1a$ | 246 | 350 | Полимерхлор-калиевый | 1,15-1,44 | - | В процессе вскрытия | Проработка, снижение эффекта поршневания |
| $K_1br+g$ | 350 | 454 | | 1,05-1,30 | | | |
| $J_2bt+b$ | 454 | 480 | | 1,15-1,25 | | | Проработка, увеличение удельного веса бурового раствора |

**Таблица 4.11 – Нефтегазоводопроявления**

| Индекс стратиграфического подразделения | | Интервал, м | | Вид проявляемого флюида (газ, нефть, вода, конденсат) | Длина столба газа при ликвидации газо-проявления м | Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, г/см$^3$ | | Условия возникновения | Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т.д.) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | от (верх) | до (низ) | | | внутреннего | наружного | | |
| 1 | | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| **Западный участок** | | | | | | | | | |
| $K_1a\ell$ | | 10 | 246 | Вода | - | 1,0450 | 1,0450 | При вскрытии | Слабый перелив воды |
| $K_1a$ | | 246 | 350 | Газ | - | - | - | | Пузырьков газа |
| $K_1br+g$ | $A_1$ | 354 | 356 | Нефть | - | 0,925 | 0,925 | При вскрытии водо и нефтеносных горизонтов | Приток нефти и воды |
| | Б | 372 | 377 | Нефть | - | 0,9272 | 0,9272 | | |
| | В | 385 | 389 | Нефть | - | 0,9272 | 0,9272 | | |
| | Г | 414 | 416 | Нефть | - | 0,9233 | 0,9233 | | |
| | | 416 | 428 | Вода | - | 1,026 | 1,026 | | |
| | Д | 432 | 435 | Нефть | - | 0,9240 | 0,9240 | | |
| | | 438 | 445 | Вода | - | 1,035 | 1,035 | | |
| $J_2bt+b$ | Ю-I | 457 | 460 | Нефть | - | 0,9240 | 0,9240 | | |
| | | 469 | 473 | Вода | - | 1,0350 | 1,0350 | | |

**Таблица 4.12 – Прихватоопасные зоны**

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м | | Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальнико-образования и т.д.) | Раствор, при применении которого произошел прихват | | | | Наличие ограничения на оставление инструмента без движения или промывки (ДА, НЕТ) | Условия возникновения |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | от (верх) | до (низ) | | тип | плотность, г/см$^3$ | водоотдача, см$^3$/30 м | смазывающие добавки (название) | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| **Западный участок** | | | | | | | | | |
| $K_1a\ell$ | 10 | 246 | Затяжки | Полимер-хлор-калиевый | 1,20 | 4,0 | - | ДА | Прихваты при СПО, возможны посадки, затяжки и прихваты |
| $K_1a$ | 246 | 350 | | | 1,25 | | | | |
| $K_1br+g$ | 350 | 454 | | | | | | | |
| $J_2bt+b$ | 454 | 480 | | | 1,24 | 6,0 | | | |

**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$^3$ | Условия возникновения |
|---|---|---|---|---|---|
| | от (верх) | до (низ) | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Текучие породы в разрезе отсутствуют | | | | | |

**Таблица 4.14 – Прочие возможные осложнения**

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м | | Вид (название) осложнения: желобообразование, перегиб ствола, искривление, грифонообразование | Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения |
|---|---|---|---|---|
| | от (верх) | до (низ) | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| **Западный участок** | | | | |
| Q | 0 | 10 | Размыв устья | Некачественный цементаж колонны |
| $K_1a\ell$ | 10 | 246 | Грифонообразование | |
| $K_1a$ | 246 | 350 | Газопроявление | - |
| $K_1br+g$ | 350 | 454 | Газопроявление | При Y-1,11 г/см$^3$, T-42 сек. Водоотдача – 4,6 см$^3$ за 30 мин. |
| $J_2bt+b$ | 454 | 480 | Проявление | При Y-1,18-1,51 г/см$^3$, T-48 сек. Водоотдача – 5 см$^3$ за 30 мин. |

## 4.4 ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЕ РАБОТЫ

**Таблица 4.15 – Отбор керна, шлама и грунтов**

| Индекс стратиграфического подразделения | Параметры отбора керна | | Интервал, 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 пород, шт |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | минимальный диаметр, мм | максимальная проходка за рейс, м | от (верх) | до (низ) | | | от (верх) | до (низ) | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| Отбор керна, шлама и грунтов не предусмотрен | | | | | | | | | | | | | |

**Таблица 4.16 – Геофизические исследования**

| Наименование исследований | Масштаб записи | Замеры и отборы производятся | | | Скважинная аппаратура и приборы | | Промыслово-геофизическая партия | | Номер таблиц СНВ на ПГИ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | на глубине, м | в интервале, м | | | | | | |
| | | | от (верх) | до (низ) | тип | группа сложности | название | дежурство на буровой, сут | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 1. ПС, ДС, ГК, БК, ВИКИЗ, ННК, ГГК-П, АК, Резистивиметрия, ТМ | 1:500<br>1:200 | забой | от башмака кондуктора | забой | - | - | - | - | - |
| 2. Инклинометрия | Шаг 10 м | забой | от башмака кондуктора | забой | - | - | - | - | - |
| 3. АКЦ, ЛМ, ГК, ТМ | 1:500<br>1:200 | В интервалах спуска колонн | | | - | - | - | - | - |

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

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

**Таблица 4.18 – Прочие виды исследований**

| Название работы | Единица измерения | Объем работы |
|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 |
| Лабораторные анализы нефти (количество проб по каждой скважине) | проба | по необходимости |

## 4.5 РАБОТЫ ПО ИСПЫТАНИЮ В ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЕ И ОСВОЕНИЕ СКВАЖИНЫ, СВЕДЕНИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

**Таблица 4.19 – Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины) в эксплуатационной колонне**

| Индекс стратиграфического подразделения | | Номер объекта (снизу вверх) | 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 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | от (верх) | до (низ) | от (верх) | до (низ) | | |
| 1 | | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| Западный участок | | | | | | | | |
| $K_1br+g$ | $A_1$ | III | 354 | 356 | не устанавл. | | колонна | ПЕРЕДВИЖНАЯ |
| | Б | | 372 | 377 | | | | |
| | В | | 385 | 389 | | | | |
| | Г | II | 414 | 416 | | | | |
| | Д | | 432 | 435 | | | | |
| $J_2bt+b$ | Ю-I | I | 457 | 460 | | | | |

**Окончание табл. 4.19**

| Пласт фонтанирующий (ДА, НЕТ) | Количество режимов (штуцеров) испытания, шт. | Диаметр штуцеров, мм | Последовательный перечень операций вызова притока или освоения нагнетательной скважины: смена раствора на воду (РАСТВОР-ВОДА), смена раствора на нефть (РАСТВОР-НЕФТЬ), смена воды на нефть (ВОДА-НЕФТЬ), аэрация (АЭРАЦИЯ), понижение уровня компрессорами (КОМПРЕССОР) | Опорожнение колонны при испытании (освоении) | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | | максимальное снижение уровня, м | плотность жидкости, г/см$^3$ |
| 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| Западный участок | | | | | |
| - | - | - | Смена раствора на воду (РАСТВОР-ВОДА) | - | - |

**Примечание –** Интервалы испытания продуктивных горизонтов корректируются по результатам ГИС.

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

| Номер объекта (см. табл. 4.19) | Перфорационная среда | | Мощность перфораций, м | Вид перфорации: КУМУЛЯТИВНАЯ, ПУЛЕВАЯ, СНАРЯДНАЯ, ГИДРОПЕСКОСТРУЙНАЯ, ГИДРОСТРУЙНАЯ | Типоразмер перфоратора | Количество отверстий на 1 м. шт | Количество одновременно спускаемых зарядов, шт | Количество спусков перфоратора | Предусмотрен ли спуск перфоратора на НКТ? (ДА, НЕТ) | Насадки для гидропескоструйной перфорации | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | вид: РАСТВОР, НЕФТЬ, ВОДА | плотность, г/см$^3$ | | | | | | | | диаметр мм | количество, шт |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| **Западный участок** | | | | | | | | | | | |
| III | Перфорационная жидкость | 1,05 | 2 | КУМУЛЯТИВНАЯ | Predator – 4 ½ или HXM 4505 ½ | 16 | 16-48 | 1-2 | НЕТ | - | - |
| | | | 5 | | | | | 2-5 | | | |
| | | | 4 | | | | | 2-4 | | | |
| II | | | 2 | | | | | 1-2 | | | |
| | | | 3 | | | | | 1-3 | | | |
| I | | | 3 | | | | | 1-3 | | | |

**Примечания**

1. Плотность раствора при перфорации уточняется по результатам исследований в открытом стволе в процессе бурения.
2. Вид перфорации и тип перфоратора может быть изменен по усмотрению Заказчика, в целях сохранения целостности цементного камня и во избежание заколонного перетока.
3. Мощность интервала перфорации по каждой скважине будет уточняться фактически.
4. Количество одновременно спускаемых зарядов и количество спусков перфоратора будет уточняться по фактически имеющимся в наличии (длины) перфораторов.
5. Спуск перфоратора на НКТ возможен, по усмотрению Заказчика.

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

| Номер объекта (см. табл. 4.19) | Название процесса: СОЛЯНОКИСЛОТНАЯ ОБРАБОТКА, ОБР. КЕРОСИНО-КИСЛ. ЭМУЛЬС., УСТАНОВКА КИСЛОТНОЙ ВАННЫ, ДОБАВ. КУМУЛЯТ. ПЕРФОР., ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА, ГИДРОПЕСКОСТРУЙН. ПЕРФОР., ОБРАБОТКА ПАВ., МЕТОД ПЕРЕМЕННЫХ ДАВЛЕНИЙ, ЗАКАЧКА ИЗОТОПОВ и другие операции, выполняемые по местным нормам | Количество операций установок, импульсов, спусков перфоратора | Плотность жидкости в колонне, г/см$^3$ | Давление на устье, кг/см$^2$ | Температура закачиваемой жидкости, °С | Глубина установки пакера, м | Мощность перфорации, м | Типоразмер перфоратора | Количество отверстий на 1 м, шт | Количество одновременно спускаемых зарядов, шт | Местные нормы времени, сут |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| Интенсификация притока не планируется | | | | | | | | | | | |

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

| Номер объекта (см. табл. 4.19) | Название работы: ПРОМЫВКА ПЕСЧАНОЙ ПРОБКИ; ПОВЫШЕНИЕ ПЛОТНОСТИ БУРОВОГО РАСТВОРА ДО; ПОВТОРНОЕ ПОНИЖЕНИЯ УРОВНЯ АЭРАЦИЕЙ; ТЕМПЕР. 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 при испытании (освоении) не планируются | | | | |

**Таблица 4.23 – Данные по эксплуатационным объектам**

| Номер объекта (см. табл. 4.19) | Плотность жидкости в колонне, г/см³ | | Пластовое давление на период поздней эксплуатации, кгс/см² | Максимальный динамический уровень при эксплуатации, м | Установившаяся при эксплуатации температура, °С | | Данные по объекту, содержащему свободный газ | | 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 | длина столба газа по вертикали, м | коэффициент сжимаемости газа в стволе скважины | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| **Западный участок** | | | | | | | | | |
| III | 0,925<br>0,9272 | 0,937<br>0,9385 | 24,59 | - | 21 | 27 | - | 0,821<br>0,826 | - |
| II | 0,9233<br>0,9240 | 0,9429<br>0,9341 | 38,70 | - | 21 | 27 | - | 0,819 | - |
| I | 0,9240 | 0,9341 | 39,37 | - | 21 | 35 | - | 0,825 | - |

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

| Номер объекта (см. табл. 4.19) | Относится ли к объектам, которые (ДА, НЕТ) | | Для эксплуатационных скважин предусмотрено ли (ДА, НЕТ) | | Работы по испытанию проводятся 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 6 м имеют подошвенную воду | задавка скважины через НКТ | использование норм для разведочных скважин | | вызов притока в нагнетательной скважине | гидрогазодинамические исследования в эксплуатационной скважине | освоение, очистку и гидрогазодинамические исследования | шаблонирование обсадной колонны |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| I-III | НЕТ | НЕТ | ДА | НЕТ | 2 | ДА | ДА | ДА | 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 | | | | | Пакер | | Жидкость за НКТ | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | от (верх) | до (низ) | | плотность жидкости, г/см$^3$ | относительная по воздуху плотность нагнетаемого газообразного агента | интенсивность нагнетания, м$^3$/сут | давление на устье, кгс/см$^2$ | температура нагнетаемого агента, °С | шифр | глубина установки, м | тип | плотность, г/см$^3$ |
| 1 | | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| $K_1$br+g | $A_1$ | III | 354 | 356 | ВОДА | - | - | 60-80 | 10-30 | 20-35 | - | - | - | - |
| | Б | | 372 | 377 | | | | | | | | | | |
| | В | | 385 | 389 | | | | | | | | | | |
| | Г | II | 414 | 416 | | - | - | 60-80 | 10-30 | 20-35 | - | - | - | - |
| | Д | | 432 | 435 | | | | | | | | | | |
| $J_2$bt+b | Ю-I | I | 457 | 460 | | - | - | 60-80 | 10-30 | 20-35 | - | - | - | - |

**Таблица 4.26 – Сведения об осложнениях по пробуренным скважинам-аналогам**

| Номер скважины | Площадь | Интервал осложнения, м | | Индекс стратиграфического подразделения | Вид осложнения | Условия возникновения (тип, параметры бурового раствора, глубина спуска предыдущей колонны, диаметр ствола и т.д.) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | от (верх) | до (низ) | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 1005 | Западный участок | 402 | 421 | $K_1br+g$ | Проявление | Остановка бурения из за проявления скв-ны, герметизация устья и регистрация Рзатр. – 7,0 атм, вес раствора 1,20 г/см$^3$ |
| 6567 | | 369 | | $K_1br+g$ | Поглощение | Поглощение бурового раствора при бурении под эксплуатационную колонну на глубине 369 м. Y-1,16 г/см$^3$, Т-42 сек., В-4,6. Глубина спуска – 168,63 м. Ø 222,25 мм |
| | | 369 | | $K_1br+g$ | Газопроявление | Газопроявление при устранении поглощения бурового раствора на глубине 369 м. Y-1,11 г/см$^3$, Т-42 сек., В-4,6. Глубина спуска – 168,63 м. Ø 222,25 мм |
| 6005 | | 397 | | $J_2bt+b$ | Поглощение | Поглощение бурового раствора при бурении под эксплуатационную колонну на глубине 397 м. Y-1,20 г/см$^3$, Т-45 сек., В-5,0. Глубина спуска – 165,39 м. Ø 222,25 мм |
| 6053 | | 424 | 482 | $J_2bt+b$ | НГВП | Y-1,18-1,51 г/см$^3$, Т-48 сек., В-5,0. Глубина спуска – 164,32 м. Ø 222,25 мм |
| 4173 | | 410 | | $J_2bt+b$ | Осыпание | Промывка скважины до забоя, утяжеление до 1,30 г/см$^3$ в связи с осыпанием скважины |
| 4174 | | 410 | | $J_2bt+b$ | Осыпание | Промывка скв-ны с увеличением УВ до 1,23 г/см$^3$ в связи с осыпями |
| 6028 | | 293 | 394 | $J_2bt+b$ | Поглощение | При бурении на глубине 394 м было поглощение бурового раствора с УВ 1,14 г/см$^3$. Ликвидация поглощения с установкой и разбуриванием цементного моста в интервале 393-293 м |

# 5 КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

Интервал установки, диаметр, тип соединения обсадных колонн приняты в соответствии с действующими в РК «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр. Астана, 15.06.2018 г. № 239», «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности. Астана, 30.12.2014 г.», с учетом опыта ранее пробуренных скважин.

График совмещенных давлений приведен на рисунке 5.1. Принятая конструкция скважины приведена в таблице 5.2; общая характеристика обсадных колонн – в таблице 5.3; в таблице 5.4 приведены технико-технологические мероприятия, которые обусловлены особенностями геологического строения. В таблице 5.5 – максимально-допустимые гидродинамические давления в открытом стволе при выполнении технологических операций в процессе бурения скважины.

С целью охраны недр, подземных вод и предотвращения возможных осложнений при строительстве скважины предусматривается следующая конструкция:

Шахтовое направление ∅ 426 мм, 530 мм, 630 мм × ≤ 50 м устанавливается с целью предотвращения размыва устья при бурении под кондуктор и возврата восходящего потока бурового раствора из скважины в циркуляционную систему. Кольцевое пространство за шахтовым направлением заполняют по всей длине тампонажным раствором.

Кондуктор ∅ 244,5 мм × ≤ 260 м устанавливается с целью перекрытия напорных водоносных горизонтов альба, а также для предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных флюидопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну. Цементируется по всей длине. Устье скважины оборудуется подвеской обсадных колонн и противовыбросовым оборудованием (ПВО).

Эксплуатационная колонна ∅ 168,3 мм × ≤ 480 м устанавливается с целью разобщения пластов, освоения и эксплуатации продуктивных горизонтов. Цементируется по всей длине.

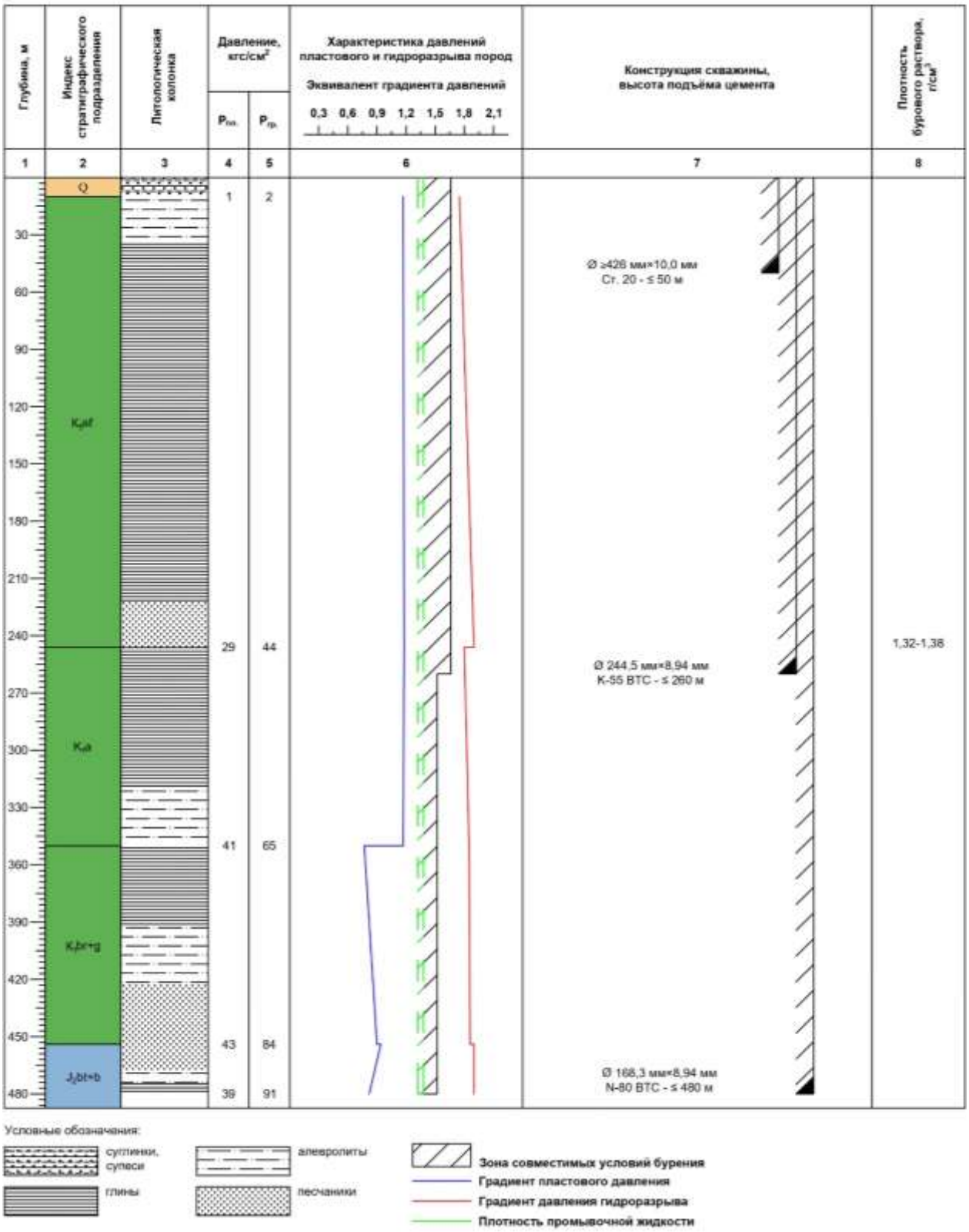



**Рисунок 5.1 – График совмещенных давлений (Западный участок)**

**Таблица 5.1** – **Характеристика и устройство шахтового направления**

| Характеристика трубы | | | | | | Подготовка шахты или ствола, спуск и крепление направления |
|---|---|---|---|---|---|---|
| наружный диаметр, м | длина, м | марка (группа прочности) материала | толщина стенки, мм | масса, т | ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т. д. на изготовление | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| ≥ 426 | ≤ 50 | Ст. 20 | 10,0 | 5,13 | ГОСТ 10704-91 | Бурение шнековым способом до глубины ≤ 50 м, спуск шахтового направления (трубы стальные электросварные прямошовные) и цементирование по всей длине, с последующим сооружением шахты железобетонными кольцами или 3-ёх мм железным листом и железобетонным дном |

**Примечание –** Работа по установке шахтового направления проводится Подрядной организацией.

**Таблица 5.2** – **Глубина спуска и характеристика обсадных колонн**

| Номер колонны в порядке спуска | Название колонны (направление, кондуктор, первая и последующие промежуточные, заменяющая, надставка, эксплуатационная) или открытый ствол | Интервал по стволу скважины (установка колонны или открытый ствол | | Номинальный диаметр ствола скважины (долото) в интервале, мм | Расстояние от устья скважины до уровня подъёма тампонажного раствора за колонной, м |
|---|---|---|---|---|---|
| | | от (верх) | до (низ) | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1 | Кондуктор | 0 | ≤ 260 | 311,1 или 295,3 | 0 |
| 2 | Эксплуатационная колонна | 0 | ≤ 480 | 222,3 или 215,9 | 0 |

**Окончание табл. 5.2**

| Количество раздельно спускаемых частей колонны, шт. | Номер раздельно спускаемой части в порядке спуска | Интервал установки раздельно спускаемой части, м | | Глубина забоя при повороте секции, установке надставки или заменяющей, м | Необходимость (причина) спуска колонны (в том числе в один прием или секциями), установки надставки, смены или поворота секции |
|---|---|---|---|---|---|
| | | от (верх) | до (низ) | | |
| 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| 1 | 1 | 0 | ≤ 260 | - | Перекрытие напорных водоносных горизонтов альба, а также для предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных флюидопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну. Монтаж подвески обсадных колонн и ПВО для безопасного вскрытия продуктивных горизонтов |
| 1 | 1 | 0 | ≤ 480 | - | Разобщение пластов, освоение и эксплуатация продуктивных горизонтов |

**Таблица 5.3 – Характеристика раздельно 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 одноразмерной части в порядке спуска | наружный диаметр, мм | интервал установки одноразмерной части, м | | ограничение на толщину стенки не более, мм | соединение обсадных труб в каждой одноразмерной части | | | | | |
| | | | | | от (верх) | до (низ) | | количество типов соединений, шт. | номер в порядке спуска | тип соединения | максимальный наружный диаметр, мм | интервал установки труб с заданным типом соединения, м | |
| | | | | | | | | | | | | от (верх) | до (низ) |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| 1 | 1 | 1 | 1 | 244,5 | 0 | ≤ 260 | - | 1 | 1 | муфтовое разъемное с резьбой ВТС | 269,9 | 0 | ≤ 260 |
| 2 | 1 | 1 | 1 | 168,3 | 0 | ≤ 480 | - | 1 | 1 | муфтовое разъемное с резьбой ВТС | 187,7 | 0 | ≤ 480 |

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

| № п/п | Наименование мероприятия или краткое описание | Причина проведения мероприятия |
|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 |
| 1 | Бурение ствола скважины до проектной глубины должно производиться с компоновками и нагрузками на долото в соответствии с техническим проектом.<br>Ведущая труба и УБТ должны быть, прямолинейным и в пределах технических условий согласно паспорту и инструкции по эксплуатации РД 39-013-90.<br>Центрирование вышки в процессе бурения контролировать систематически, не реже одного раза в неделю, проверять горизонтальность стола ротора уровнем и соосность вышки и ротора с геометрическим центром скважины. п. 102 ПОПБОПО НГОП | Обеспечение технико-технологического режима бурения наклонно-направленного участка ствола скважины |
| 2 | До вскрытия продуктивных горизонтов произвести дополнительное обучение буровой бригады по методам раннего обнаружения и ликвидации НГВП и проверку их знаний. Дальнейшая периодичность учебных тревог устанавливается буровым предприятием в соответствии пунктом 3.8 инструкции по предупреждению НГВП. Москва, 1999 | Предупреждение и борьба с НГВП |
| 3 | Монтаж средств контроля и сигнализации за уровнями бурового раствора в приёмной и доливной ёмкостях. п. 77 ПОПБОПО НГОП | Раннее обнаружение НГВП |
| 4 | Ограничение притока пластового флюида в соответствии с РД 39-2-803-82. Допустимый объём притока при этом составит:<br>- в процессе бурения 1,5 м$^3$,<br>- при СПО – 1,0 м$^3$.<br>Пункт 85-6 ПОПБОПОНГОП,<br>Пункт 4.36 инструкции по предупреждению НГВП. Москва, 1999 г. | Раннее обнаружение НГВП |
| 5 | Долив скважины при подъёме бурильной колонны производить:<br>- бурильные трубы – через 5 свечей,<br>- УБТ – через каждую свечу.<br>В процессе СПО производить постоянный контроль долива раствора при подъёме бурильной колонны и объём вытесняемого раствора при её спуске. В процессе бурения и после окончания долбления ведущую и первую свечу поднимать из скважины на первой скорости согласно пункта 3.9 инструкции по предупреждению НГВП. Москва, 1999 | Предупреждение, раннее обнаружение НГВП |
| 6 | При ликвидации НГВП в процессе СПО спуск бурильной колонны без герметизации устья производить до максимально возможной глубины. Приложение 3 п. 2 ПОПБОПО НГОП (действия вахты при СПО скважин) | Предупреждение разрушения обсадных колонн |
| 7 | Ликвидацию возникших НГВП производить в соответствии с «Методикой глушения при НГП». Москва, 1979 г. | Обеспечение безопасности, успешности работ |
| 8 | Использовать для ведущих труб переводники с протекторными кольцами. п. 886 ПОПБОПО НГОП | Защита верхних обсадных труб от истирания |
| 9 | На случай возможных поглощений при бурении продуктивных горизонтов на буровой необходимо иметь запас кислоторастворимых наполнителей. п. 1023 ПОПБОПО НГОП | Ликвидация поглощений |
| 10 | Осуществлять контроль газопоказаний (газокаротаж) бурового раствора на устье скважины. п. 68 ПОПБОПО НГОП | Предупреждение, раннее обнаружение НГВП |
| 11 | Проверять работоспособность ПВО каждую неделю. Опрессовка ПВО не реже чем один раз в 2-3 недели | Предупреждение и борьба с НГВП |
| 12 | Контроль параметров бурового раствора в процессе бурения и промывки: плотность и вязкость — через 10–15 мин; остальные параметры — каждые 4 часа. п. 85-5 ПОПБОПО НГОП | Предупреждение, раннее обнаружение флюидопроявлений. |

**Продолжение таблицы 5.4**

| 1 | 2 | 3 |
|---|---|---|
| 13 | В процессе бурения производить шаблонировку ствола скважины:<br>- для вертикального участка – через каждые 150 м;<br>- для наклонно-направленного участка – через каждые 100 м.<br>п. 70 ПОПБОПО НГОП | Предупреждение об осложнениях в открытом стволе |
| 14 | Через 40-50 рейсов бурильной колонны, измерять износ обсадной колонны геофизическими методами с целью определения её остаточного ресурса. п. 90 ПОПБОПО НГОП | Предупреждение аварий с обсадными колоннами |
| 15 | Во время ОЗЦ необходимо герметизировать устье скважины закрытием превентора | Предупреждение ГНВП во время ОЗЦ |

**Таблица 5.5** – **Максимально-допустимые гидравлические давления в открытом стволе скважины при выполнении технологических операций**

| Интервал, м | | Допустимая гидродинамическая составляющая репрессии на границе интервала, кгс/см$^2$ | | Допустимая гидродинамическая составляющая депрессии на границе интервала, кгс/см$^2$ | |
|---|---|---|---|---|---|
| от (верх) | до (низ) | верхней | нижней | верхней | нижней |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| По условию предупреждения поглощений | | | | Депрессия в процессе бурения не предусматривается | |
| 350 | 454 | - | - | | |
| 454 | 480 | - | - | | |
| По условию предупреждения гидроразрыва | | | | В процессе освоения | |
| **Северный участок** | | | | - в интервалах освоения и эксплуатации | |
| 50 | 260 | 2 | 11 | | |
| 260 | 480 | 11 | 25 | | |

# 6 ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Проектные скважины – вертикальные.

Необходимо принять все меры по недопущению значительного искривления ствола скважины, не более 3°-5° согласно Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности (пункт 71).

# 7 БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

Данные проектные решения по буровым растворам разработаны с учётом геолого-технических условий бурения добывающих и нагнетательных вертикальных скважин проектной глубиной до 480 м на Западном участке месторождения Каражанбас, изложенных в подразделе 4 «Геологическая характеристика» раздела 1 настоящего технического проекта, в том числе с учётом всех ожидаемых осложнений, указанных в том же разделе.

## 7.1 ОБОСНОВАНИЕ ПЛОТНОСТИ БУРОВОГО РАСТВОРА

### *7.1.1 Общие методические указания*

Проектная плотность бурового раствора по интервалам бурения при проектировании строительства скважин рассчитывается на основании действующего нормативного документа РК «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» от 30 декабря 2014 года № 355 (с изменениями и дополнениями от 15.01.2023 г.), параграф 2 «Бурение скважин», пункт 85-2, согласно которому:

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 1200 м включительно), но не более 1,5 МПа (15 кгс/см$^2$);

2) 5-10% - для скважин глубиной до 2500 м (интервалов от 1200 до 2500 м включительно), но не более 2,5 МПа (25 кгс/см$^2$);

3) 4-7% - для скважин глубиной более 2500 м, но не более 3,5 МПа (35 кгс/см$^2$).

На основании вышеприведенных нормативных указаний, плотности буровых растворов для бурения различных интервалов рассчитываются, исходя из максимальных градиентов пластового (порового) давления для соответствующего интервала, указанных в табл. 4.8. геологической части настоящего Технического проекта.

Расчёт производится по следующим формулам:

$$\rho_{р.р} = \frac{K_{п.д.макс.} \times K_{пр} \times 10^2}{g} \quad (7.1),$$

но не более чем

$$\rho_{р.м.д.} = \frac{(\Delta_{пр.макс.} + K_{п.д.макс.} \times H) \times 10^2}{g \times H} \quad (7.2),$$

где

$\rho_{р.р.}$ – расчётная плотность бурового раствора, г/см$^3$;

$\rho_{р.м.д.}$ – максимально допустимая плотность бурового раствора, г/см$^3$;

$K_{п.д.макс.}$ – наибольший градиент пластового (порового) давления в данном интервале бурения в соответствии с табл. 4.8 настоящего проекта, кгс/см$^2$/м;

$K_{пр}$ – нормативный коэффициент превышения гидростатического давления столба бурового раствора над пластовым (поровым) давлением в данном интервале бурения;

В соответствии с вышеуказанными Правилами $K_{пр}$ принимается равным:

1,10÷1,15 - для скважин глубиной по вертикали до 1200 м (интервалов глубиной по вертикали от 0 до 1200 м включительно);

1,05÷1,10 - для скважин глубиной по вертикали до 2500 м (интервалов глубиной по вертикали от 1200 до 2500 м включительно);

1,04÷1,07 - для скважин глубиной по вертикали свыше 2500 м (интервалов глубиной по вертикали свыше 2500 м включительно);

$\Delta_{пр.макс}$ – абсолютное значение максимально допустимого нормативного превышения гидростатического давления столба бурового раствора над пластовым (поровым) давлением, кгс/см$^2$.

В соответствии с вышеуказанными Правилами, $\Delta_{пр.макс.}$ в формуле (2) принимается равным:

15 кгс/см$^2$ – для скважин глубиной по вертикали до 1200 м (интервалов от 0 до 1200 м включительно);

25 кгс/см$^2$ – для скважин глубиной по вертикали до 2500 м (интервалов от 1200 до 2500 м включительно);

35 кгс/см$^2$ – для скважин глубиной по вертикали свыше 2500 м;

H – глубина скважины (подошвы интервала) по вертикали, м;

g – ускорение свободного падения, м/сек$^2$ (для расчётов принимается g=9,81 м/сек$^2$).

Расчётные значения плотности, находящиеся в диапазоне, полученном для каждого интервала бурения между минимальным и максимальным значениями $K_{пр,}$ по формуле (7.1) с учётом условия по формуле (7.2), принимаются как проектный диапазон допустимых значений плотности бурового раствора для соответствующего интервала.

В случае получения различающихся между собой диапазонов плотностей бурового раствора в разных частях рассматриваемого интервала бурения, в целях соблюдения совместимости условий бурения во всём интервале по критерию плотности раствора, в качестве допустимого проектного диапазона плотности по всему интервалу принимается тот, который умещается в диапазоны всех частей интервала.

Для целей последующих необходимых расчётов по настоящему проекту выбирается наибольшее из расчётных значений принятого допустимого диапазона плотностей.

***7.1.2. Обоснование плотности бурового раствора для бурения данных скважин***

**Интервал 0-260 м:**

$$\rho_{р.р} = \frac{0{,}118 \times (1{,}1 \div 1{,}15) \times 10^2}{9{,}81} = 1{,}32 \div 1{,}38 \text{ г/см}^3$$

$$\rho_{м.д} = \frac{(15 + 0{,}118 \times 260) \times 10^2}{9{,}81 \times 260} = 1{,}79 \text{ г/см}^3$$

Условие $\rho_{р.р} \leq \rho_{м.д}$ выполняется, поэтому для бурения этого интервала допускается применение раствора плотностью 1,32÷1,38 г/см$^3$.

Для целей последующих расчётов по настоящему проекту принимаем максимально допустимую плотность бурового раствора в данном интервале **1,38 г/см$^3$**.

**Интервал 260-480 м:**

$$\rho_{р.р} = \frac{0{,}118 \times (1{,}1 \div 1{,}15) \times 10^2}{9{,}81} = 1{,}32 \div 1{,}38 \text{ г/см}^3$$

$$\rho_{м.д} = \frac{(15 + 0{,}118 \times 480) \times 10^2}{9{,}81 \times 480} = 1{,}52 \text{ г/см}^3$$

Условие $\rho_{р.р} \leq \rho_{м.д}$ выполняется, поэтому для бурения этого интервала допускается применение раствора плотностью 1,32÷1,38 г/см$^3$.

Для целей последующих расчётов по настоящему проекту принимаем максимально допустимую плотность бурового раствора в данном интервале **1,38 г/см$^3$**.

## 7.2. ВЫБОР ТИПА И КОМПОНЕНТНОГО СОСТАВА БУРОВОГО РАСТВОРА

### *7.2.1 Основные ожидаемые проблемы и осложнения при бурении скважин*

- размыв устья скважин в рыхлых четвертичных породах;
- грифонообразования в альбе;
- полные поглощения бурового раствора в барреме+готериве и юре;
- осыпи и обвалы стенок скважин в апте, барреме+готериве и юре;
- посадки, затяжки и прихваты бурильного инструмента из-за сальникообразования, осыпей/обвалов стенок и сужения ствола скважины в альбе, апте, барреме+готериве и юре;
- водопроявления в альбе;
- газопроявления в апте
- нефтеводопроявления в барреме+готериве и юре.

### *7.2.2 Проектные решения*

Основные параметры бурового раствора по интервалам бурения приведены в табл. 7.1. Конкретные концентрации компонентов, входящих в состав бурового раствора, и их расходы на 1 м$^3$ раствора и необходимые количества на каждый интервал и на скважину в целом приведены в таблицах 7.2-7.6.

- Для предупреждения или минимизации возможности возникновения вышеперечисленных осложнений в интервале бурения под кондуктор (в четвертичных отложениях и в альбе) предусматривается применение ингибирующего хлоркалиевого бентонит-полимерного бурового раствора, имеющего следующие преимущества:
  - достигается ингибирование гидратации активных глин разреза за счёт содержания хлористого калия;
  - достигается достаточная глинизация бентонитом рыхлых, слабосцементированных пород, что способствует повышению их устойчивости к размыву и кавернообразованию;
  - обеспечивается формирование плотной, малопроницаемой фильтрационной корки на стенках скважины за счёт содержания в исходном растворе коммерческого бентонита и полимеров;

– обеспечивается пониженное увлажнение стенок скважины за счёт обработки бурового раствора понизителями фильтрации - комбинацией низковязкой и высоковязкой полианионной целлюлозы.

- Буровой раствор, сохранённый после окончания бурения интервала под кондуктор, используется дальше как часть ингибирующего хлоркалиевого полимерного раствора для бурения под эксплуатационную колонну, но уже без добавления бентонита, т.к. к этому времени в растворе содержится уже достаточное количество коммерческого бентонита плюс глинистая фаза, наработанная из разреза скважины.
- При бурении под эксплуатационную колонну хлористый калий в буровом растворе играет роль ингибитора гидратации глин, не только слагающих разрез скважины, но также и внутрипоровой глины, являющейся частью скелета продуктивных коллекторов.
- Вследствие наличия в разрезе скважины пластов с коэффициентами аномальности 1,17 – 1,18 в интервалах бурения как под кондуктор, так и под эксплуатационную колонну, минимальная плотность бурового раствора в обоих интервалах должна составлять не ниже 1,32 г/см$^3$, для достижения которой и выше неё (до 1,35 г/см$^3$) применяется кислоторастворимый утяжелитель - фракционированный карбонат кальция. который одновременно с утяжелением выполняет функцию сводообразующего закупоривающего агента (кольматанта), уменьшающего риск возникновения поглощения бурового раствора и дифференциальных прихватов.
- Ещё более снижается риск поглощений и дифференциальных прихватов при дополнительной обработке раствора специальным хлопьевидным (чешуированным) карбонатом кальция, что предусмотрено в интервале бурения под эксплуатационную колонну.
- Для повышения плотности бурового раствора выше 1,35 г/см$^3$ применяется баритовый утяжелитель.
- В качестве структурообразователя, позволяющего эффективно повышать реологические параметры бурового раствора, прежде всего, ДНС, в обоих интервалах бурения применяется биополимер на основе ксантановой камеди.
- Фильтрация (водоотдача) бурового раствора регулируется полианионной целлюлозой низковязкого и высоковязкого сортов.
- Тенденция к сальникообразованию и налипанию глины на бурильные трубы и элементы КНБК устраняется применением бурового детергента.
- Для недопущения бактериального заражения и деструкции полимеров буровой раствор обрабатывается биоцидом (бактерицидом).

***Примечания***

1) Допускается вместо хлористого калия применять другие типы эффективных ингибиторов гидратации глин, такие как: полигликоли, полиамины, поликатионный сополимер полидиаллилдиметиламмония хлорида (ПолиДАДМАХ) с малеиновым ангидридом.
2) Вместо полианионной целлюлозы в качестве понизителя фильтрации в интервале бурения под кондуктор возможно применение модифицированного или карбоксиметилированного крахмалов. Особенно это предпочтительно в случае

применения поликатионного реагента - сополимера ПолиДАДМАХ с малеиновым ангидридом

3) В случае применения поликатионного реагента - сополимера ПолиДАДМАХ с малеиновым ангидридом, во избежание снижения его эффективности, применение танниновых или лигносульфонатных дефлокулянтов-разжижителей не рекомендуется.

- Полный перечень компонентов, упомянутых в запроектированных буровых растворах, их краткое описание и функциональное назначение представлены в таблице ниже.

**КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ И ФУНКЦИИ КОМПОНЕНТОВ БУРОВОГО РАСТВОРА**

| Название (тип) компонента бурового раствора | Краткое описание и функции |
|---|---|
| 1 | 2 |
| Вода | Основа, дисперсионная среда, растворитель водорастворимых компонентов |
| Хлористый калий | Хлорид калия. Неорганический ингибитор гидратации глин |
| Каустическая сода | Гидроокись натрия. Регулятор щёлочности |
| Кальцинированная сода | Карбонат натрия. Регулятор жёсткости водной фазы бурового раствора |
| Бентонит | Монтмориллонитовая глина. Структуробразователь, загуститель, понизитель фильтрации, коркообразующий агент |
| Ксантановый биополимер (порошок) | Ксантановая камедь. Структурообразователь, агент, повышающий реологические характеристики раствора. Не ухудшает колекторские свйства продуктивных пластов, вследствие чего отностится к "неповреждающим" агентам |
| Полианионная целлюлоза низковязкая 95-98% | Полианионная целлюлоза низкой вязкости 95-98% чистоты. Понизитель фильтрации (водоотдачи) бурового раствора |
| Полианионная целлюлоза высоковязкая 95-98% | Полианионная целлюлоза средней и высокой вязкости 95-98% чистоты. Понизитель фильтрации (водоотдачи) бурового раствора |
| Карбоксиметилированный крахмал | Понизитель фильтрации, не ухудшающий коллекторские свойства продуктивных пластов, вследствие чего относится к "неповреждающим" агентам |
| Смесь полигликолей | Органический ингибитор гидратации глин |
| Сополимер хлорида полидиаллилдиметиламмония (ПолиДАДМАХ) с малеиновым ангидридом | Высокоэффективный поликатионный ингибитор гидратации глин, устойчивый против агрессии пластовых вод с высоким содержанием катионов кальция и магния |
| Разжижитель-дефлокулянт танниновый бесхромовый | Обработанный таннин, не содержащий хромовых соединений. Экологически безопасный рзжижитель и дефлокулянт буровых растворов |
| Биоцид | Бактерицид. Может иметь различную химическую природу. Предотвращает бактериальное заражение буровых растворов и вызванную этим их бактериальную деструкцию |
| Пеногаситель кремнийорганический | Кремнийорганическая жидкость. Пеногаситель буровых растворов различных типов |
| Буровой детергент | Смесь ПАВ разичной природы, диспергированных в гидрофобной среде. Противосальнковая добавка, устраняющая налипание выбуренной глины на долоте и элементах КНБК |
| Смазочная добавка (жидкая) | Смесь различных производных жирных кислот нефтяного и/или растительного происхождения |
| Карбонат кальция (молотый мрамор) фракционированный | Молотый мрамор различных фракций по размеру частиц (от 2 до 1000 мкм и выше). Кислоторастворимый утяжелитель, временно закупоривающая добавка (кольматант), наполнитель для предупреждения поглощений и дифференциальных прихватов |

**Продолжение таблицы**

| 1 | 2 |
|---|---|
| Карбонат кальция (хлопьевидный) фракционированный | Молотый мрамор или метаморфизованный известняк со специальной, хлопьевидной формой частиц. Кислоторастворимая временно закупоривающая добавка (кольматант), повышающая эффективность обычного молотого мрамора для предупреждения поглощений и дифференциальных прихватов |
| Баритовый утяжелитель | Сульфат бария молотый. Самый распространённый утяжелитель буровых растворов |
| Бикарбонат натрия | Бикарбонат (гидрокарбонат) натрия. Регулятор щёлочности, эффективно снижает жёсткость бурового раствора при разбуривании цемента |
| Лимонная кислота | Кислота лимонная моногидрат. Эффективно снижает pH бурового раствора при разбуривании цемента |

## 7.3 КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА БУРОВОГО РАСТВОРА И ОСНОВНЫЕ ИНЖЕНЕРНЫЕ РЕКОМЕНДАЦИИ

- Согласно «Правилам обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (пункт 85-4), рецептура и методика приготовления, обработки, утяжеления и очистки бурового раствора контролируются специалистами авторского надзора за строительством скважин.
- На буровой необходимо обеспечить жёсткий контроль за физико-химическими и реологическими свойствами бурового раствора, для чего, согласно пункту 85-5 вышеуказанных Правил, 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 (пластическая 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.
- Суточные отчёты (рапорты) с результатами анализа и данными ежесуточного учёта прихода/расхода/остатков химреагентов и материалов для приготовления и обработки бурового раствора должны своевременно отсылаться назначенным ответственным специалистам недропользователя, бурового подрядчика, супервайзинговой компании и сервисной компании, осуществляющей инженерное сопровождение бурового раствора.
- Инженер по буровым растворам обязан оперативно и адекватно реагировать на все изменения свойств бурового раствора, а также совместно и согласованно с ответственными на буровой представителями недропользователя, бурового подрядчика и супервайзинговой компании реагировать на любые осложнения, возникающие при бурении скважины.
- В случае возникновения осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины в активных глинах, необходимо увеличить концентрацию ингибитора гидратации глин, а в слоистых породах (сланцах), склонных к осыпям, применять добавки микрокольматантов.
- Если же осыпи и обвалы стенок скважины продолжаются, необходимо ступенчато увеличить плотность бурового раствора до прекращения этих осложнений, при этом не вызывая поглощений.

- Ступенчатое увеличение плотности бурового раствора необходимо применять также и в случае газо-нефте-водопроявлений до их прекращения, при этом не вызывая поглощений раствора.
- Для недопущения нефтегазоводопроявлений требуется непрерывное слежение за технологическими показателями бурового раствора и уровнем бурового раствора в рабочих ёмкостях с использованием специальных приборов.
- В случае возникновения поглощений в надпродуктивной толще, использовать в необходимом количестве и сочетании разные по форме и размеру частиц наполнители, такие как: зернистые пластиковая и резиновая крошка, волокнистые древесные опилки и обрезки целлофана, чешуйчатые слюда и пластиковые хлопья, а также другие всевозможные материалы-наполнители.
- В случае возникновения поглощения бурового раствора в продуктивных пластах использовать исключительно зернистый (обычный) и чешуйчатый карбонат кальция разных фракций.
- В целях своевременного реагирования на возникающие вышеуказанные осложнения, на буровой необходимо иметь достаточный запас утяжелителя для поднятия плотности бурового раствора в циркуляционной системе до необходимой, а также достаточный запас различных по своему вещественному составу, форме и фракционному составу наполнителей.
- С целью более эффективной очистки ствола скважины, особенно в его кавернозной части, периодически в процессе бурения, а также при подготовке ствола к спуску обсадных колонн, необходимо прокачивать специально приготовленные пачки раствора той же плотности с ДНС, увеличенным на 40-50% по сравнению с рабочим раствором. Объём пачек должен быть таким, чтобы обеспечивать высоту их столба в затрубном пространстве ±100 м.
- Компоненты бурового раствора, предусмотренные настоящим проектом, поставляются компанией-подрядчиком по бурению или специализированной сервисной компанией. Возможно использование материалов и химреагентов различного производства с различными брендовыми наименованиями, идентичных по своему функциональному назначению и влиянию на свойства бурового раствора запроектированным, не ухудшающих свойства раствора в данных конкретных геолого-технических условиях бурения.
- Во время бурения скважины рецептуру обработки бурового раствора можно скорректировать в зависимости от того, как диктуют скважинные условия.
- Копии технических паспортов (описаний) всех используемых материалов (химических реагентов), а также разрешительных документов на их применение (сертификатов, паспортов безопасности и т.п.) должны находится у инженера по буровым растворам и бурового мастера.
- Особые требования предъявляются к системе контроля за содержанием твёрдой фазы в буровом растворе и ею регулированию, для чего циркуляционная система буровой установки должна быть оснащена самым современным оборудованием для очистки и регулирования содержания твёрдой фазы (вибрационные сита, оснащённые сетками с

ячейками от 40-80 меш для грубой очистки до 180-270 меш для тонкой очистки, гидроциклонные пескоотделитель, илоотделитель и центрифуга). Надлежащее использование системы очистки с совокупным коэффициентом эффективности удаления выбуренной породы из бурового раствора не ниже 90% позволит обеспечить поддержание запроектированных параметров раствора, сократить затраты на его обработку (избежать максимального разбавления) и обеспечить минимальную степень загрязнения продуктивных пластов тонкодисперсной твёрдой фазой.

- Перечень оборудования по очистке бурового раствора представлен в таблице 7.7.
- С целью существенного снижения количества отходов бурения в виде отработанного раствора, необходимо в максимальной степени использовать на каждой секции скважины буровой раствор, оставшийся после окончания бурения предыдущих секций.

## 7.4 ПЕРФОРАЦИОННАЯ ЖИДКОСТЬ

Скважины по данному проекту будут перфорированы и испытаны на продуктивность в интервалах залегания коллекторов нижнего мела (баррем+готерив) и средней юры (бат+байос), в которых максимальный градиент пластового давления $к_{п.д.}$ составляет 0,094 кгс/см$^2$/м. Тогда плотность перфорационной жидкости $\rho_{п.ж}$ должна составлять:

$$\rho_{п.ж.} = \frac{0{,}094 \times (1{,}1 \div 1{,}15) \times 10^2}{9{,}81} = 1{,}05 \div 1{,}10 \text{ г/см}^3$$

Исходя из условия создания минимально возможной репрессии на продуктивный пласт, принимаем плотность перфорационной жидкости **1,05 г/см$^3$**.

Проектируем перфорационную жидкость на основе пресной воды с добавкой ингибитора гидратации внутрипорового глинистого цемента коллектора – хлористого калия, одновременно выполняющего роль водорастворимого утяжелителя. С целью ограничения радиуса обводнения призабойной зоны пласта за счёт снижения инфильтрации перфорационной жидкости внутрь пласта, предусматривается обработка этой жидкости понизителем фильтрации – модифицированным или карбоксиметиллированным крахмалом, а с целью снижения риска пенообразования вводится обработка перфорационной жидкости кремнийорганическим пеногасителем.

**Компонентный состав перфорационной жидкости**

| Наименование компонента | Назначение | Концентрация, кг/м$^3$ |
|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 |
| Вода | Основа перфорационной жидкости | 960,2 |
| Хлористый калий (KCl) | Ингибитор гидратации внутрипоровой глины | 66,7 |
| Каустическая сода | Регулятор pH среды | 0,2 |
| Крахмал модифицированный или карбоксиметилированный | Понизитель фильтрации водных жидкостей, не повреждающий продуктивные пласты | 20,0 |
| Пеногаситель кремнийорганический | Кремнийорганическая жидкость. Пеногаситель буровых растворов различных типов | 0,5 |
| Биоцид | Бактерицид | 0,1 |
| Неионогенный ПАВ | Понизитель поверхностного натяжения на границе раздела фаз | 0,5 |

**Примечания**

1) Вместо Хлористого калия в качестве ингибитора гидратации внутрипластовой глины допускается и рекомендуется применение полиаминных ингибиторов или поликатионного реагента – сополимера полиДАДМАХ с малеиновым ангидридом.

2) Данными перфорационными жидкостями необходимо заполнять всю эксплуатационную колонну от устья до нижних отверстий перфорации или до искусственного забоя.

**Таблица 7.1 – Типы и параметры буровых растворов**

| Название (тип) раствора | Интервал, м | | Параметры бурового раствора | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | от (верх) | до (низ) | плотность, г/см$^3$ | условная вязкость, с | водоотдача, см$^3$/30 мин | СНС, фунт/100 фут$^2$ через 10 сек | СНС, фунт/100 фут$^2$ через 10 мин | корка, мм | содержание твердой фазы, % коллоидной (активной) части | содержание твердой фазы, % песка | содержание твердой фазы, % всего | pH | минерализация, мг/л | пластическая вязкость, сП | динамическое напряжение сдвига, фунт/фут2 | плотность до утяжеления, г/см$^3$ |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
| Ингибирующий хлоркалиевый бентонит-полимерный | 0 | 260 | 1,32-1,38 | 35-45 | ≤ 6 | 6-12 | 10-20 | ≤ 0,5 | ≤ 3 % об. (≤ 78 кг/м$^3$ по тесту МВТ) | ≤ 1 | ≤16,5 | 9-10 | $K^+$ >27 000 | как можно ниже | 12-24 | - |
| Ингибирующий хлоркалиевый полимерный | 260 | 480 | 1,32-1,38 | 40-50 | ≤ 5 | 8-16 | 12-24 | ≤ 0,5 | ≤ 1,35 % об. (≤ 35 кг/м$^3$ по тесту МВТ) | ≤ 0,5 | ≤16,5 | 9-10 | $K^+$ >38 000 | как можно ниже | 14-28 | - |

**Таблица 7.2 – Компонентный состав бурового раствора и характеристика компонентов**

| Номер интервала с одинаковым долевым составом бурового раствора | Интервал, м | | Название (тип) раствора | Плотность раствора, г/см$^3$ | Смена раствора для бурения интервала (ДА, НЕТ) | Название компонента | Плотность, г/см$^3$ | Содержание вещества в товарном продукте (жидкости), % | Влажность, % | Сорт | Содержание товарного продукта в буровом растворе, кг/м$^3$ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | от (верх) | до (низ) | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| I | 0 | 260 | Ингибирующий хлоркалиевый бентонит-полимерный | 1,32-1,38 | НЕТ | Вода | 1,00 | | | | 773,9 |
| | | | | | | Хлористый калий (KCl) | 1,98 | - | - | - | 53,0 |
| | | | | | | Каустическая сода (NaOH) | 2,13 | - | - | - | 3,0 |
| | | | | | | Кальцинированная сода ($Na_2CO_3$) | 2,53 | - | - | - | 1,0 |
| | | | | | | Бентонит | 2,60 | - | - | - | 30,0 |
| | | | | | | Ксантановый биополимер (порошок) | 1,50 | - | - | - | 2,0 |
| | | | | | | Полианионная целлюлоза низковязкая | 1,50 | - | - | - | 7,0 |
| | | | | | | Полианионная целлюлоза высоковязкая | 1,50 | - | - | - | 1,0 |
| | | | | | | Разжижитель-дефлокулянт танниновый бесхромовый | 1,50 | - | - | - | 2,0 |
| | | | | | | Пеногаситель кремнийорганический | 1,02 | - | - | - | 0,5 |
| | | | | | | Биоцид | 1,05 | - | - | - | 0,5 |
| | | | | | | Буровой детергент | 1,00 | - | - | - | 2,0 |
| | | | | | | Смазочная добавка (жидкая) | 0,90 | - | - | - | 5,0 |
| | | | | | | Карбонат кальция (молотый мрамор) фракционированный | 2,70 | - | - | - | 378,0 |
| | | | | | | Баритовый утяжелитель | 4,20 | - | - | - | 39,0 |

**Продолжение таблицы 7.2**

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| II | 260 | 480 | Ингибирующий хлоркалиевый полимерный | 1,32-1,38 | НЕТ | Раствор, переведённый из предыдущего интервала | 1,38 | | | | 915,7 |
| | | | | | | Вода | 1,00 | | | | 241,9 |
| | | | | | | Хлористый калий (KCl) | 1,98 | - | - | - | 28,4 |
| | | | | | | Каустическая сода (NaOH) | 2,13 | - | - | - | 1,5 |
| | | | | | | Кальцинированная сода ($Na_2CO_3$) | 2,53 | - | - | - | 0,5 |
| | | | | | | Ксантановый биополимер (порошок) | 1,50 | - | - | - | 1,0 |
| | | | | | | Полианионная целлюлоза низковязкая | 1,50 | - | - | - | 3,3 |
| | | | | | | Полианионная целлюлоза высоковязкая | 1,50 | - | - | - | 0,5 |
| | | | | | | Разжижитель-дефлокулянт таннинoвый бесхромовый | 1,50 | - | - | - | 1,0 |
| | | | | | | Пеногаситель кремнийорганический | 1,02 | - | - | - | 0,3 |
| | | | | | | Биоцид | 1,05 | - | - | - | 0,3 |
| | | | | | | Буровой детергент | 1,00 | - | - | - | 1,0 |
| | | | | | | Смазочная добавка (жидкая) | 0,90 | - | - | - | 12,7 |
| | | | | | | Карбонат кальция (молотый мрамор) фракционированный | 2,70 | - | - | - | 99,4 |
| | | | | | | Карбонат кальция (хлопьевидный) фракционированный | 2,70 | - | - | - | 29,4 |

**Примечания**

1) Допускается применение компонентов с различными брендовыми наименованиями, соответствующих их функциональному назначению, указанному в текстовой части данного раздела 7 и обеспечивающих параметры буровых растворов не ниже указанных в табл. 7.1.

2) Содержание компонентов в растворе для тех интервалов, где частично используется раствор, переведённый из предыдущей секции скважины, рассчитано с учётом уже имеющегося содержания этих компонентов в переведённом растворе, т.е в таблице дана совокупная концентрация только вновь вводимых компонентов, необходимых дообработки переведённого раствора и приготовления свежего, с учётом соотношения объёмов этих растворов.

3) Допускается вместо хлористого калия рименять другие типы эффективных ингибиторов гидратации глин, такие как: полигликоли, полиамины, поликатионный сополимер полидиаллилдиметиламмония хлорида (ПолиДАДМАХ) с малеиновым ангидридом.

4) Вместо полианионной целлюлозы в качестве понизителя фильтрации возможно применение карбоксиметилированного крахмала. Особенно это предпочтительно в случае применения поликатионного реагента - сополимера ПолиДАДМАХ с малеиновым ангидридом.

5) В случае применения поликатионного реагента - сополимера ПолиДАДМАХ с малеиновым ангидридом, во избежание снижения его эффективности, применение танниновых или лигносульфонатных дефлокулянтов-разжижителей не рекомендуется.

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

| Интервал, м | | Коэффициент запаса раствора на поверхности | Название (тип) бурового раствора и его компонентов | Нормы расхода бурового раствора, м³/м и его компонентов, кг/м³ в интервале * | | | Потребность бурового раствора, м³ и его компонентов, кг | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| от (верх) | до (низ) | | | величина | источник норм | поправочный коэффициент | на запас на поверхности | на исходный объём | на бурение интервала | суммарная в интервале |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| 0 | 260 | - | **Ингибирующий хлоркалиевый бентонит-полимерный, м³** | | | | | 25,0 | 53,2 | 78,2 |
| | | | Вода | 773,9 | - | - | - | 19347,5 | 41171,5 | 60519,0 |
| | | | Хлористый калий (KCl) | 53,0 | - | - | - | 1325,0 | 2819,6 | 4144,6 |
| | | | Каустическая сода (NaOH) | 3,0 | - | - | - | 75,0 | 159,6 | 234,6 |
| | | | Кальцинированная сода ($Na_2CO_3$) | 1,0 | - | - | - | 25,0 | 53,2 | 78,2 |
| | | | Бентонит | 30,0 | - | - | - | 750,0 | 1596,0 | 2346,0 |
| | | | Ксантановый биополимер (порошок) | 2,0 | - | - | - | 50,0 | 106,4 | 156,4 |
| | | | Полианионная целлюлоза низковязкая | 7,0 | - | - | - | 175,0 | 372,4 | 547,4 |
| | | | Полианионная целлюлоза высоковязкая | 1,0 | - | - | - | 25,0 | 53,2 | 78,2 |
| | | | Разжижитель-дефлокулянт танниновый бесхромовый | 2,0 | - | - | - | 50,0 | 106,4 | 156,4 |

**Продолжение таблицы 7.3**

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 0 | 260 | - | Пеногаситель кремнийорганический | 0,5 | - | - | - | 12,5 | 26,6 | 39,1 |
| | | | Биоцид | 0,5 | - | - | - | 12,5 | 26,6 | 39,1 |
| | | | Буровой детергент | 2,0 | - | - | - | 50,0 | 106,4 | 156,4 |
| | | | Смазочная добавка (жидкая) | 5,0 | - | - | - | 125,0 | 266,0 | 391,0 |
| | | | Карбонат кальция (молотый мрамор) фракционированный | 378,0 | - | - | - | 9450,0 | 20109,6 | 29559,6 |
| | | | Баритовый утяжелитель | 39,0 | - | - | - | 975,0 | 2074,8 | 3049,8 |
| 260 | 480 | 1,0 | **Ингибирующий хлоркалиевый полимерный, м³** | | | | 21,2 | 31,8 | 10,6 | 63,6 |
| | | | Раствор, переведённый из предыдущего интервала | 915,7 | - | - | 19412,8 | 29119,3 | 9706,4 | 58238,5 |
| | | | Вода | 241,9 | - | - | 5128,3 | 7692,4 | 2564,1 | 15384,8 |
| | | | Хлористый калий (KCl) | 28,4 | - | - | 602,1 | 903,1 | 301,0 | 1806,2 |
| | | | Каустическая сода (NaOH) | 1,5 | - | - | 31,8 | 47,7 | 15,9 | 95,4 |
| | | | Кальцинированная сода ($Na_2CO_3$) | 0,5 | - | - | 10,6 | 15,9 | 5,3 | 31,8 |
| | | | Ксантановый биополимер (порошок) | 1,0 | - | - | 21,2 | 31,8 | 10,6 | 63,6 |
| | | | Полианионная целлюлоза низковязкая | 3,3 | - | - | 70,0 | 104,9 | 35,0 | 209,9 |
| | | | Полианионная целлюлоза высоковязкая | 0,5 | - | - | 10,6 | 15,9 | 5,3 | 31,8 |
| | | | Разжижитель-дефлокулянт танниновый бесхромовый | 1,0 | - | - | 21,2 | 31,8 | 10,6 | 63,6 |
| | | | Пеногаситель кремнийорганический | 0,3 | - | - | 6,4 | 9,5 | 3,2 | 19,1 |

**Продолжение таблицы 7.3**

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 260 | 480 | 1,0 | Биоцид | 0,3 | - | - | 6,4 | 9,5 | 3,2 | 19,1 |
| | | | Буровой детергент | 1,0 | - | - | 21,2 | 31,8 | 10,6 | 63,6 |
| | | | Смазочная добавка (жидкая) | 12,7 | - | - | 269,2 | 403,9 | 134,6 | 807,7 |
| | | | Карбонат кальция (молотый мрамор) фракционированный | 99,4 | - | - | 2107,3 | 3160,9 | 1053,6 | 6321,8 |
| | | | Карбонат кальция (хлопьевидный) фракционированный | 29,4 | - | - | 623,3 | 934,9 | 311,6 | 1869,8 |
| **0** | **480** | | **Общая потребность бурового раствора на скважину** | | | | **21,2** | | **78,4** | **99,6** |

**Примечания**

1) Нормы расхода химреагентов даны согласно их техническим характеристикам и рекомендациям по обработке бурового раствора в зависимости от горно-геологических условий бурения.

2) Нормы расхода и потребность компонентов в растворе для тех интервалов, где частично используется раствор, переведённый из предыдущей секции скважины, рассчитано с учётом уже имеющегося содержания этих компонентов в переведённом растворе, т.е в таблице даны совокупные нормы расхода и потребности только вновь вводимых компонентов, необходимых дообработки переведённого раствора и приготовления свежего, с учётом соотношения объёмов этих растворов.

3) Допускается вместо хлористого калия применять другие типы эффективных ингибиторов гидратации глин, такие как: полигликоли, полиамины, поликатионный сополимер полидиаллилдиметиламмония хлорида (ПолиДАДМАХ) с малеиновым ангидридом.

4) Вместо полианионной целлюлозы в качестве понизителя фильтрации возможно применение карбоксиметилированного крахмала. Особенно это предпочтительно в случае применения поликатионного реагента - сополимера ПолиДАДМАХ с малеиновым ангидридом.

5) В случае применения поликатионного реагента – сополимера ПолиДАДМАХ с малеиновым ангидридом, во избежание снижения его эффективности, применение таннинoвых или лигносульфонатных дефлокулянтов-разжижителей не рекомендуется.

**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, кг |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | плотность, г/см³ | влажность, % | содержание вещества в товарном продукте (жидкости), % | сорт | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| 1 | Кондуктор | 1 | 1 | Бикарбонат натрия | 2,20 | - | >90 | в/с | 3,0 | 234,6 |
| | | | | Лимонная кислота | 1,67 | - | >90 | в/с | 1,0 | 78,2 |

**Таблица 7.5 – Потребность компонентов для обработки бурового раствора при спуске обсадных колонн**

| Номер колонны в порядке спуска | Название колонны | Название компонентов для обработки раствора | Характеристика компонента | | | | Норма расхода на обработку 1 м³ раствора, кг/м³ | Количество, кг |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | плотность, г/см³ | влажность, % | содержание вещества в товарном продукте (жидкости), % | сорт | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| 1 | Кондуктор | Разжижитель-дефлокулянт танниновый (бесхромовый) | 1,5 | - | >90 | в/с | 1,0 | 131,4 |
| 2 | Эксплуатационная колонна | Разжижитель-дефлокулянт танниновый (бесхромовый) | 1,5 | - | >90 | в/с | 2,0 | 148,4 |

**Таблица 7.6 – Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину**

| Название компонентов бурового раствора | ГОСТ, ОСТ, МРТУ, МУ и т. д. на изготовление | Потребность компонентов бурового раствора, т | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | запасного раствора в интервале, м | номера колонн (см. табл. 5.2, гр. 1) | | суммарная на скважину | |
| | | | 1 | 2 | | |
| | | | для раствора на бурение в интервале, м | | | |
| | | 260-480 | 0-260 | 260-480 | на бурение | всего с запасом |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| Вода | | 5,128 | 60,519 | 10,257 | 70,776 | 75,904 |
| Хлористый калий (KCl) | - | 0,602 | 4,145 | 1,204 | 5,349 | 5,951 |
| Каустическая сода (NaOH) | - | 0,032 | 0,235 | 0,064 | 0,298 | 0,330 |
| Кальцинированная сода ($Na_2CO_3$) | - | 0,011 | 0,078 | 0,021 | 0,099 | 0,110 |
| Бентонит | - | - | 2,346 | - | 2,346 | 2,346 |
| Ксантановый биополимер (порошок) | - | 0,021 | 0,156 | 0,043 | 0,199 | 0,220 |
| Полианионная целлюлоза низковязкая | - | 0,070 | 0,547 | 0,140 | 0,687 | 0,757 |
| Полианионная целлюлоза высоковязкая | - | 0,011 | 0,078 | 0,021 | 0,099 | 0,110 |
| Разжижитель-дефлокулянт танниновый (безхромовый) | - | 0,021 | 0,288 | 0,191 | 0,479 | 0,500 |
| Пеногаситель кремнийорганический | - | 0,006 | 0,039 | 0,013 | 0,052 | 0,058 |
| Биоцид | - | 0,006 | 0,039 | 0,013 | 0,052 | 0,058 |
| Буровой детергент | - | 0,021 | 0,156 | 0,043 | 0,199 | 0,220 |
| Смазочная добавка (жидкая) | - | 0,269 | 0,391 | 0,539 | 0,930 | 1,199 |
| Карбонат кальция (молотый мрамор) фракционированный | - | 2,107 | 29,560 | 4,215 | 33,775 | 35,882 |
| Карбонат кальция хлопьевидный фракционированный | - | 0,623 | - | 1,247 | 1,247 | 1,870 |
| Баритовый утяжелитель | | - | 3,050 | - | 3,050 | 3,050 |
| Бикарбонат натрия | - | - | 0,235 | - | 0,235 | 0,235 |
| Лимонная кислота | - | - | 0,078 | - | 0,078 | 0,078 |

**Примечания**

1) Допускается применение химических реагентов, производимых по стандартам и ТУ отечественных и зарубежных производителей.

2) Допускается вместо хлористого калия применять другие типы эффективных ингибиторов гидратации глин, такие как: полигликоли, полиамины, поликатионный сополимер полидиаллилдиметиламмония хлорида (ПолиДАДМАХ) с малеиновым ангидридом.
3) Вместо полианионной целлюлозы в качестве понизителя фильтрации возможно применение карбоксиметилированного крахмала. Особенно это предпочтительно в случае применения поликатионного реагента – сополимера ПолиДАДМАХ с малеиновым ангидридом.
4) В случае применения поликатионного реагента – сополимера ПолиДАДМАХ с малеиновым ангидридом, во избежание снижения его эффективности, применение таннинoвых или лигносульфонатных дефлокулянтов-разжижителей не рекомендуется.

**Таблица 7.7 – Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов**

| Название | Типоразмер или шифр | Количество, шт. | ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ МУ и т. д. на изготовление | Использование очистных устройств | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | ступенчатость очистки: 1-вибросито; 2-1+пескоотделитель; 3-2+илоотделитель | интервал, м | |
| | | | | | от (верх) | до (низ) |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| **«XJ-550»** | | | | | | |
| Вибрационные сита | HS270-4P-PTS | 2 | - | 1-вибросито | 0 | 480 |
| Пескоотделитель | HD300×2-C | 1 | - | 2-1+пескоотделитель | -“- | -“- |
| Илоотделитель | HM100×12-C | 1 | - | 3-2+илоотделитель | -“- | -“- |
| Центрифуга | LW450×842N | 1 | - | - | -“- | -“- |
| Дегазатор | HV-240 | 1 | - | - | -“- | -“- |
| Газосепаратор | HLGS800-1.0 | 1 | - | - | -“- | -“- |
| **«ZJ-15» или «ZJ-20»** | | | | | | |
| Вибрационные сита | Pu Yang Zhong | 2 | - | 1-вибросито | 0 | 480 |
| Ваккумный дегазатор | ZCQ/4 | 1 | - | - | -“- | -“- |
| Пескоотделитель | ZQJ300X2 | 1 | - | 2-1+пескоотделитель | -“- | -“- |
| Илоотделитель | ZQJ100X10 | 1 | - | 3-2+илоотделитель | -“- | -“- |

**Примечания**

1) Возможно использование оборудования другого типа с аналогичными техническими характеристиками для приготовления и очистки бурового раствора от выбуренной породы.
2) Буровой подрядчик на буровой площадке должен иметь запас сеток от 40 до 270 меш на всю скважину.

# 8 УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

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

| Интервал, м | | Вид технологической операции | Способ бурения | Условный номер КНБК (см. таб. 8.2) | Режим бурения | | | Скорость выполнения технологической операции, м/ч |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 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 |
| 50 | 260 | Бурение под 244,5 мм (9-5/8") колонну, проработка, промывка | СВП или роторный | 1 | 3-7 | 70-110 | 40 | 7,8 |
| | | | Винтовым забойным двигателем (ВЗД) | 1* | | 161 | | |
| 260 | 480 | Бурение под 168,3 мм (6-5/8") колонну, проработка, промывка | СВП или роторный | 2 | 3-5 | 80-110 | 26 | 4,8 |
| | | | Винтовым забойным двигателем (ВЗД) / роторный или СВП | 2* | | 156/30 | | |
| 248 | 260 | Разбуривание цементного стакана | СВП или роторный | 2 | 2-3 | 80-110 | 26 | 27,3 |

**Примечание** – Бурение на глубину до 50 м под колонну Ø 426 мм (шахтовое направление) производится шнековым способом, на сухую без бурового раствора с применением передвижных буровых установок ПБУ-1 на базе ЗИЛ-131, ПБУ-2 на базе ЗИЛ-131, ПБУ-50 на базе ЗИЛ-131, АЗА-3 на базе КАМАЗ-4310, SWDM10 на гусеничном ходу, БКМ-2012 на базе КАМАЗ-53228, 65111-42, 65111-46 либо аналогичная спец. техника для бурения и крепления шахтовых направлений.

* КНБК с применением винтового забойного двигателя (ВЗД).

**Таблица 8.2 – Компоновка низа бурильных колонн (КНБК)**

| Условный номер КНБК | Элементы КНБК (до бурильных труб) | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | номер по порядку | типоразмер, шифр | расстояние от забоя до места установки, м | техническая характеристика | | | | суммарная длина КНБК, м | суммарная масса КНБК, т | примечание |
| | | | | наружный диаметр, м | длина, м | масса, кг | угол перекоса осей отклонителя, град | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| 1 | 1 | Долото (12 $^{1}/_{4}$")* | 0 | 311,1 | 0,30 | 102,68 | | | | |
| | 2 | Наддолотный переводник (8") | 0,30 | 203,2 | 1,07 | 238,85 | | | | |
| | 3 | УБТ (8") | 1,37 | 203,2 | 9,14 | 2041,17 | | | | |
| | 4 | КЛС (12 $^{1}/_{4}$") | 10,51 | 311,1 | 3,03 | 992,02 | | | | |
| | 5 | Переводник (8"×6 $^{1}/_{2}$") | 13,54 | 203,2 | 0,77 | 171,88 | | | | |
| | 6 | УБТ (6 $^{1}/_{2}$") | 14,31 | 165,1 | 45,72 | 6055,46 | | | | |
| | 7 | ТБТ (5") | 60,03 | 127,0 | 47,24 | 3542,06 | | 107,27 | 13,14 | |
| 1** | 1 | Долото (12 $^{1}/_{4}$")* | 0 | 311,1 | 0,30 | 102,68 | | | | |
| | 2 | Винтовой забойный двигатель (8 $^{1}/_{4}$")* | 0,30 | 209,5 | 8,70 | 1500,00 | - | | | |
| | 3 | УБТ (8") | 9,00 | 203,2 | 9,14 | 2041,17 | | | | |
| | 4 | КЛС (12 $^{1}/_{4}$") | 18,14 | 311,1 | 3,03 | 992,02 | | | | |
| | 5 | Переводник (8"×6 $^{1}/_{2}$") | 21,17 | 203,2 | 0,77 | 171,88 | | | | |
| | 6 | УБТ (6 $^{1}/_{2}$") | 21,94 | 165,1 | 45,72 | 6055,46 | | | | |
| | 7 | ТБТ (5") | 67,66 | 127,0 | 47,24 | 3542,06 | | 114,90 | 14,41 | |

**Продолжение таблицы 8.2**

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2 | 1 | Долото (8 $^{3}/_{4}$")* | 0 | 222,3 | 0,23 | 34,23 | | | | |
| | 2 | Наддолотный переводник (6 $^{3}/_{4}$") | 0,23 | 171,4 | 0,50 | 75,15 | | | | |
| | 3 | УБТ (6 $^{1}/_{2}$") | 0,73 | 165,1 | 9,14 | 1211,09 | | | | |
| | 4 | КЛС (8 $^{11}/_{16}$" МС) | 9,87 | 220,7 | 1,50 | 208,0 | | | | |
| | 5 | УБТ (6 $^{1}/_{2}$") | 11,37 | 165,1 | 36,58 | 4844,37 | | | | |
| | 6 | Яс (6 $^{1}/_{2}$") | 47,95 | 165,1 | 5,49 | 645,0 | | | | |
| | 7 | УБТ (6 $^{1}/_{2}$") | 53,44 | 165,1 | 9,14 | 1211,09 | | | | |
| | 8 | ТБТ (5") | 62,58 | 127,0 | 47,24 | 3542,06 | | 109,82 | 11,77 | |
| 2** | 1 | Долото (8 $^{3}/_{4}$")* | 0 | 222,3 | 0,23 | 34,23 | - | | | |
| | 2 | Винтовой забойный двигатель (6 $^{3}/_{4}$")* | 0,23 | 171,4 | 8,44 | 1031,00 | | | | |
| | 3 | Переводник (6 $^{3}/_{4}$"×6 $^{1}/_{2}$") | 8,67 | 171,4 | 0,82 | 123,25 | | | | |
| | 4 | УБТ (6 $^{1}/_{2}$") | 9,49 | 165,1 | 9,14 | 1211,09 | | | | |
| | 5 | КЛС (8 $^{11}/_{16}$" МС) | 18,64 | 220,7 | 1,50 | 208,0 | | | | |
| | 6 | УБТ (6 $^{1}/_{2}$") | 20,14 | 165,1 | 36,58 | 4844,37 | | | | |
| | 7 | Яс (6 $^{1}/_{2}$") | 56,71 | 165,1 | 5,49 | 645,0 | | | | |
| | 8 | УБТ (6 $^{1}/_{2}$") | 62,20 | 165,1 | 9,14 | 1211,09 | | | | |
| | 9 | ТБТ (5") | 71,34 | 127,0 | 47,24 | 3542,06 | | 118,59 | 12,85 | |

**Примечания**

1) Фактическая КНБК при необходимости может быть изменена в зависимости от состояния ствола. Также может быть изменен способ бурения в зависимости от горно-геологических условий бурения – роторный, СВП или винтовым забойным двигателем (ВЗД).
2) При бурении под кондуктор ∅ 244,5 мм допустимо использование долот ∅ 295,3 мм, при бурении под эксплуатационную колонну ∅ 168,3 мм допустимо использование долот ∅ 215,9 мм.

* Тип используемых долот (шарошечное, PDC), винтовых забойных двигателей (ВЗД) при необходимости может быть изменен.
** КНБК с применением винтового забойного двигателя (ВЗД).

**Таблица 8.3 – Потребное количество элементов КНБК**

| Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК | Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширка, проработка) | Интервал работ по стволу, м | | Норма проходки | | Потребное количество на интервал, шт. (для УБТ комплектов) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | от (верх) | до (низ) | величина, м | источник нормы | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| Долото Ø 311,1 мм (12 $^{1}/_{4}$") | Бурение, проработка, промывка | 50 | 260 | - | - | 1 |
| Наддолотный переводник 203,2 мм (8") | | | | - | | 1 |
| УБТ Ø 203,2 мм (8") | | | | - | | 1 |
| КЛС Ø 311,1 мм (12 $^{1}/_{4}$") | | | | - | | 1 |
| Переводник (8"×6 $^{1}/_{2}$") | | | | - | | 1 |
| УБТ Ø 165,1 мм (6 $^{1}/_{2}$") | | | | - | | 1 комплект |
| ТБТ Ø 127,0 мм (5") | | | | - | | 1 комплект |
| Винтовой забойный двигатель Ø 209,5 мм (8 $^{1}/_{4}$") | | | | - | | 1 |
| Долото Ø 222,3 мм (8 $^{3}/_{4}$") | Бурение, проработка, промывка | 260 | 480 | - | - | 1 |
| Наддолотный переводник 171,4 мм (6 $^{3}/_{4}$") | | | | - | | 1 |
| КЛС (8 $^{11}/_{16}$" МС) | | | | - | | 1 |
| УБТ Ø 165,1 мм (6 $^{1}/_{2}$") | | | | - | | 1 |
| Яс 165,1 мм (6 $^{1}/_{2}$") | | | | - | | 1 |
| Винтовой забойный двигатель Ø 171,4 мм (6 $^{3}/_{4}$") | | | | - | | 1 |
| Переводник (6 $^{3}/_{4}$"×6 $^{1}/_{2}$") | | | | - | | 1 |

**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. д. на изготовление | Суммарная величина | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | количество элементов КНБК, шт. | | | 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 |
| Кондуктор | Долото Ø 311,1 мм (12 $^{1}/_{4}$") | ст. АНИ | - | - | 1,0 | 102,68 |
| | Наддолотный переводник 203,2 мм (8") | ст. АНИ | - | - | 1,0 | 238,85 |
| | КЛС Ø 311,1 мм (12 $^{1}/_{4}$") | ст. АНИ | - | - | 1,0 | 992,02 |
| | Переводник (8"×6 $^{1}/_{2}$") | ст. АНИ | - | - | 1,0 | 171,88 |
| | Винтовой забойный двигатель Ø 209,5 мм (8 $^{1}/_{4}$") | ст. АНИ | - | - | 1,0 | 1500,00 |
| Эксплуатационная колонна | Долото Ø 222,3 мм (8 $^{3}/_{4}$") | ст. АНИ | - | - | 1,0 | 34,23 |
| | Наддолотный переводник 171,4 мм (6 $^{3}/_{4}$") | ст. АНИ | - | - | 1,0 | 75,15 |
| | КЛС (8 $^{11}/_{16}$" МС) | ст. АНИ | - | - | 1,0 | 208,0 |
| | Яс 165,1 мм (6 $^{1}/_{2}$") | ст. АНИ | - | - | 1,0 | 645,0 |
| | Винтовой забойный двигатель Ø171,4 мм (6 $^{3}/_{4}$") | ст. АНИ | - | - | 1,0 | 1031,00 |
| | Переводник (6 $^{3}/_{4}$"×6 $^{1}/_{2}$") | ст. АНИ | - | - | 1,0 | 123,25 |

**Таблица 8.5** – **Рекомендуемые бурильные трубы**

| Обозначение бурильной трубы | Наружный диаметр, мм | Толщина стенки, мм | Марка (группа прочности) материала | Тип замкового соединения | Количество труб, м | Наличие труб (есть, нет) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| СБТ (5") трубы по стандарту 5 АХ АНИ | 127,0 | 9,19 | G-105 | NC50 (4 $^{1}/_{2}$ IF) | 480 | есть |

**Примечание –** Допустимо применение бурильных труб других наружных диаметров, марок (групп прочности) и толщин стенок, при условии, что их прочность не ниже проектной.

**Таблица 8.6** – **Конструкция бурильных колонн**

| Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента) | Интервал по стволу, м | | Допустимая глубина спуска на клиньях, м | Номер секции бурильной колонны снизу вверх без КНБК | Характеристика бурильной трубы | | | | | Длина секции, м | Масса, т | | Коэффициент запаса прочности трубы на | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | от (верх) | до (низ) | | | тип (dфит) | наружный диаметр, мм | марка (группа прочности) материала | толщина стенки, мм | тип замкового соединения | | секции | нарастающая с учётом КНБК | статическую прочность | выносливость |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
| Бурение под кондуктор | 0 | 260 | 260 | 1 | СБТ | 127,0 | G-105 | 9,19 | NC50 (4 1/2 IF) | 152,72 | 5,03 | 18,18 | 13,66 | >3 |
| | | | | | | | | | | 145,10 | 4,78 | 19,19 | 12,94 | |
| Бурение под эксплуатационную колонну | 0 | 480 | 480 | 1 | | | | | | 370,18 | 12,20 | 23,97 | 10,36 | >3 |
| | | | | | | | | | | 361,41 | 11,91 | 24,76 | 10,03 | |

**Примечание –** Скорость спуска, бурильного инструмента ограничивается величиной 0,3-0,4 м/сек., с учетом допустимого колебания гидродинамического давления. Циркуляцию бурового раствора необходимо осуществлять после вращения бурильной колонны.

**Таблица 8.7 – Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения**

| 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 замкового соединения (присоединительной резьбы) | | теоретическая | с плюсовым допуском | с нормативным запасом |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| Кондуктор | 0 | 260 | УБТ (8") | 203,2 | AISI 4145 H | 65,88 | NC 56 | 9,14 | 2,04 | - | - |
| | | | УБТ (6 $^1/_2$") | 165,1 | AISI 4145 H | 44,45 | NC 50 (4 $^1/_2$ IF) | 45,72 | 6,06 | - | - |
| | | | ТБТ (5") | 127,0 | AISI 4145 H | 25,4 | NC 50 (4 $^1/_2$ IF) | 47,24 | 3,54 | - | - |
| | | | СБТ (5") | 127,0 | G-105 | 9,19 | NC 50 (4 $^1/_2$ IF) | 152,72 | 5,03 | - | - |
| | | | СБТ (5") | 127,0 | G-105 | 9,19 | NC 50 (4 $^1/_2$ IF) | 145,10 | 4,78 | - | - |
| Эксплуатационная колонна | 0 | 480 | УБТ (6 $^1/_2$") | 165,1 | AISI 4145 H | 44,45 | NC 50 (4 $^1/_2$ IF) | 9,14 | 1,21 | - | - |
| | | | СБТ (5") | 127,0 | G-105 | 9,19 | NC 50 (4 $^1/_2$ IF) | 217,46 | 7,17 | - | - |
| | | | СБТ (5") | 127,0 | G-105 | 9,19 | NC 50 (4 $^1/_2$ IF) | 216,32 | 7,13 | - | - |

**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 | 480 | Бурение, спуск обсадных колонн | 4 | 5 |

**Таблица 8.9 – Режим работы буровых насосов**

| Интервал, м | | Вид технологической операции (бурение, проработка, промывка и т.д.) | Тип буровых насосов | Количество насосов, шт. | Режим работы бурового насоса | | | | | | Суммарная произ-водитель-ность насосов в интервале, л/с |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| от (верх) | до (низ) | | | | коэффициент использования гидравлической мощности | диаметр цилиндровых втулок, мм | допустимое давление, кгс/см$^2$ | коэффициент наполнения | число двойных ходов в минуту | производительность, л/с | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| **I-вариант** | | | | | | | | | | | |
| 50 | 260 | Бурение, промывка, проработка | Triplex pump Цинчжоу (Китай) QZ3NB-1000 | 2 | 0,75/0,74 | 152,4/139,7 | 214,1/244,7 | 0,90 | 98/96 | 22,0/18,0 | 40,0 |
| 260 | 480 | | | 2 | 0,49/0,48 | 152,4/139,7 | 214,1/244,7 | 0,90 | 64/62 | 14,3/11,7 | 26,0 |
| **II-вариант** | | | | | | | | | | | |
| 50 | 260 | Бурение, промывка, проработка | Triplex pump Continental-Emsco F-800 | 2 | 0,69/0,67 | 158,8/152,4 | 161,4/175,1 | 0,90 | 104/100 | 21,2/18,8 | 40,0 |
| 260 | 480 | | | 2 | 0,48/0,40 | 158,8/152,4 | 161,4/175,1 | 0,90 | 72/60 | 14,7/11,3 | 26,0 |

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

| Интервал, м | | Вид технологической операции (см. табл. 8.9) | Давление на стояке в конце интервала, кгс/см$^2$ | Потери давлений (кгс/см$^2$) для конца интервала в | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | элементах КНБК | | бурильной колонне | кольцевом пространстве | обвязке буровой установки |
| от (верх) | до (низ) | | | долоте (насадках) | забойном двигателе | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| 50 | 260 | Бурение, промывка, проработка | 37,9 | 17,1 | - | 15,8 | 0,4 | 4,6 |
| | | | 58,3 | | 17,7 | 18,1 | 0,8 | |
| 260 | 480 | | 51,4 | 36,5 | | 11,4 | 1,4 | 2,1 |
| | | | 83,0 | | 31,0 | 11,3 | 2,1 | |

**Таблица 8.11 – Гидравлические показатели промывки**

| Интервал, м | | Вид технологической операции (см. табл. 8.9) | Наибольшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с | Удельный расход, л/с. см$^2$ | Схема промывки долота (центральная, периферийная, комбинированная) | Диаметр сопла на центральном отверстии, мм | Гидромониторные насадки | | Скорость истечения, м/с | Мощность, срабатывающая на долоте, л.с. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| от (верх) | до (низ) | | | | | | количество, шт. | диаметр, мм | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| 50 | 260 | Бурение, промывка, проработка | 0,54 | 0,053 | Периферийная | - | 3 | 19,1 | 49 | 90 |
| | | | 0,49 | | | | | | | |
| 260 | 480 | | 0,96 | 0,067 | Периферийная | - | 3 | 12,7 | 72 | 125 |
| | | | 0,73 | | | | | | | |

# 9 КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

## 9.1 Обсадные колонны

Крепление скважины обсадными колоннами следует производить в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» [4], «Методическими указаниями по креплению нефтяных и газовых скважин» [20], «Инструкцией по испытанию скважин на герметичность» [16] и с учетом рекомендаций фирм поставщиков, если они не противоречат нормам и правилам РК.

### Расчет обсадных колонн

Расчет обсадных колонн произведен в соответствии с «Инструкцией по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин» [17] по максимальным значениям избыточных наружных и внутренних давлений, а также осевых нагрузок.

Прочностные характеристики обсадных труб приняты по Инструкции [17].

Критические наружные давления для обсадных труб определены с учетом растягивающих нагрузок при двухосном нагружении.

### Выбор обсадных труб

Типы обсадных труб и их соединений приняты в соответствии с проектными условиями спуска и эксплуатации обсадных колонн, расчетными давлениями и осевыми нагрузками, а также с учетом опыта строительства и освоения существующих скважин и приведены в таблице 9.4.

В соответствии с выше приведенным для кондуктора приняты обсадные трубы марки К-55, с муфтовым разъемным соединением и резьбой ВТС, а для эксплуатационной колонны марки N-80, с муфтовым разъемным соединением и резьбой ВТС, изготовленные по стандарту АНИ.

**Таблица 9.1 – Способы расчёта наружных давлений и опрессовки обсадных колонн**

| Номер колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 1) | Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 8) | Признаки: ДА, НЕТ | | | Опрессовочный агент | | Рекомендуемая глубина установки пакеров для опрессовки (сверху вниз), м |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | допустима ли поэтапная опрессовка | Рекомендуется ли вести расчёт наружного давления по: | | краткое название, тип, шифр (буровой раствор, вода, воздух и т.д.) | плотность (для газообразного агента- относительно воздуха), г/см$^3$ | |
| | | | пластовому давлению | столбу бурового раствора | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 1 | 1 | НЕТ | ДА | НЕТ | Буровой раствор | 1,38 | - |
| 2 | 1 | НЕТ | ДА | НЕТ | Вода техническая | 1,0 | - |

**Таблица 9.1.1 – Исходные данные для расчета обсадных колонн**

| Параметры | Обсадные колонны | |
|---|---|---|
| | Кондуктор | Эксплуатационная |
| 1 | 2 | 3 |
| 1. Диаметр обсадной колонны, мм | 244,5 | 168,3 |
| 2. Расстояние по стволу от устья до: | | |
| - башмака колонны L (интервал спуска), м | 260 | 480 |
| - уровня цементного раствора h (интервал цементирования), м | 0 | 0 |
| - нефтегазоводопроявляющего пласта *l*, м | 457 | 457 |
| 3. Плотность бурового раствора $\rho_{б.р.}$, г/см$^3$ | 1,38 | 1,38 |
| 4. Плотность продавочной жидкости $\rho_{пр.}$, г/см$^3$ | 1,38 | 1,0 |
| 5. Плотность опрессовочной жидкости $\rho_{опр.}$, г/см$^3$ | 1,38 | 1,0 |
| 6. Плотность цементного раствора $\rho_{ц.р.}$, г/см$^3$ (на интервале, м) | Yц_1 = 1,61 (0-125 м)<br>Yц_2 = 1,81 (125-260 м) | Yц_1 = 1,61 (0-155 м)<br>Yц_2 = 1,89 (155-480 м) |
| 7. Плотность флюида при НГВП, кг/м$^3$ | 0,924 | 0,924 |
| 8. Пластовое давление у башмака колонны $P_{пл.L}$, кгс/см$^2$ | 31 | 39 |
| 9. Давление гидроразрыва у башмака колонны $P_{г.р.}$, кгс/см$^2$ | 47 | 91 |
| 10. Коэффициент запаса прочности на: | | |
| - избыточное наружное давление; | 1,125 | 1,25 |
| - избыточное внутреннее давление; | 1,1 | 1,1 |
| - растягивающую нагрузку (для резьбового соединения) | 1,75 | 1,75 |

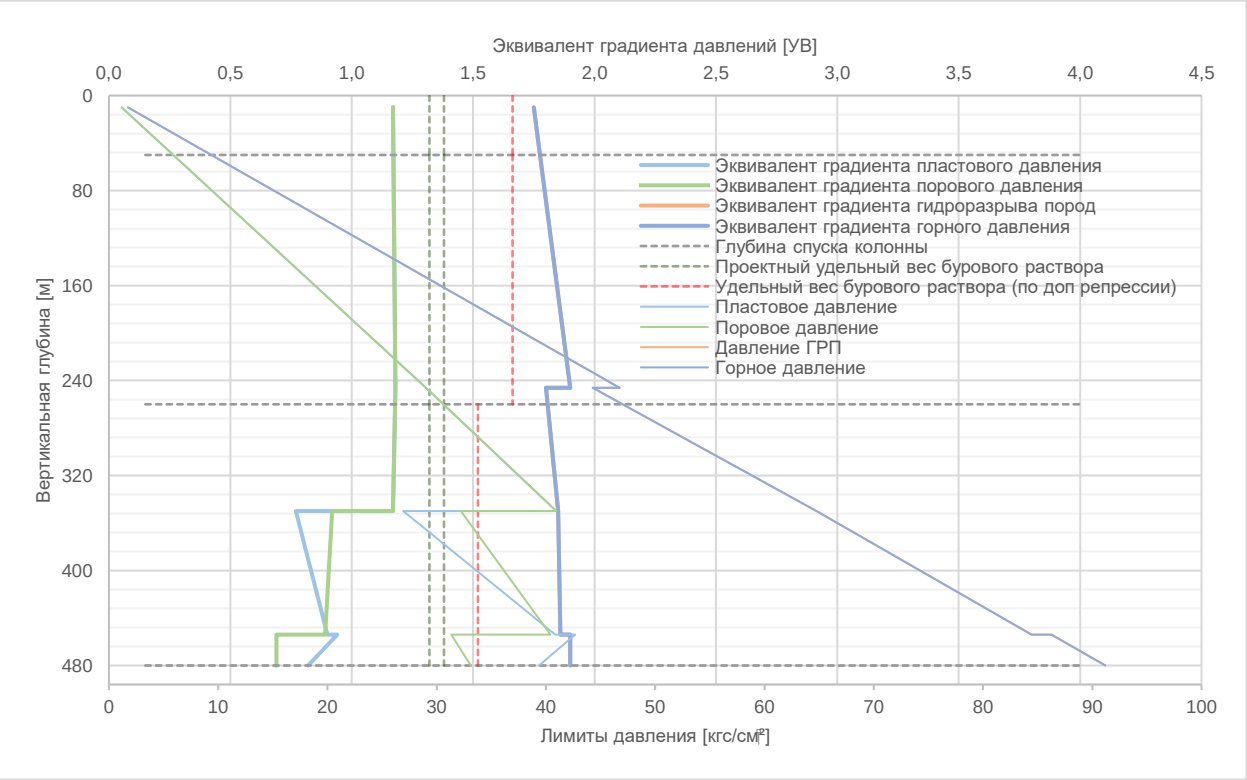



**Рисунок 9.1 – Эпюры давлений**

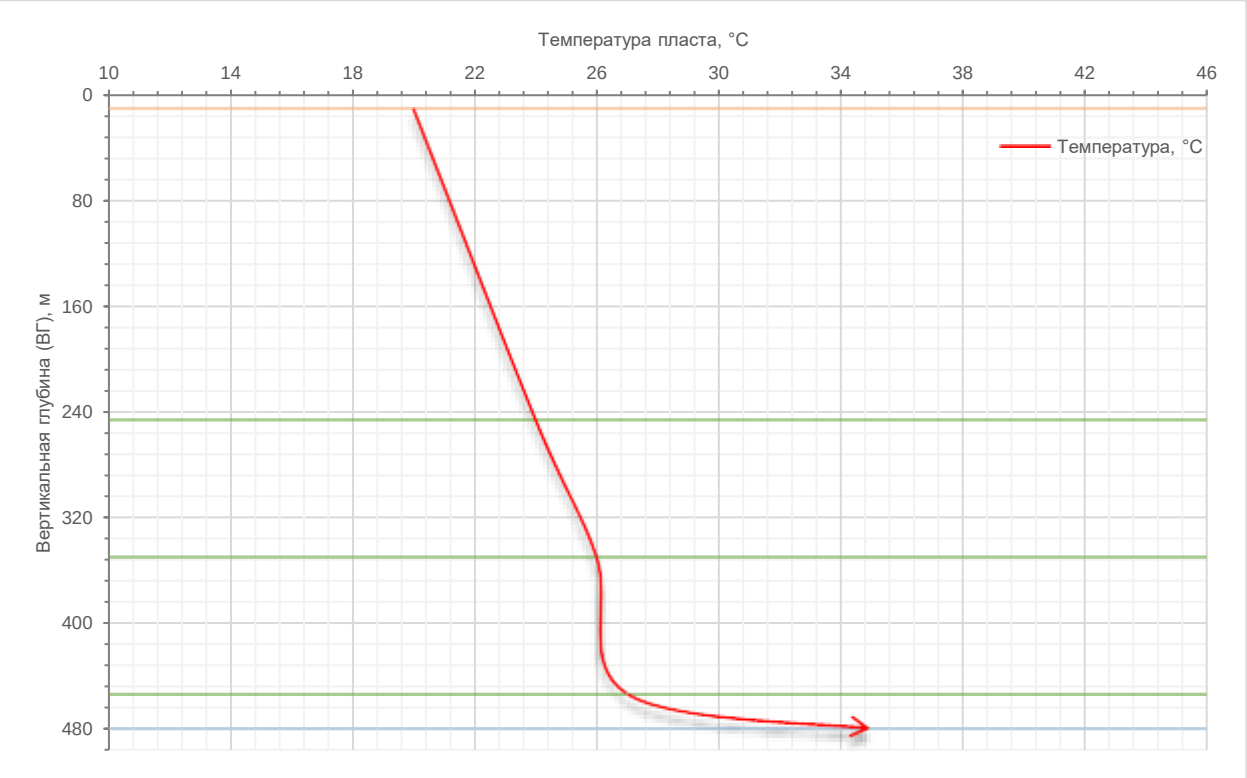



**Рисунок 9.2 – Эпюра температур**

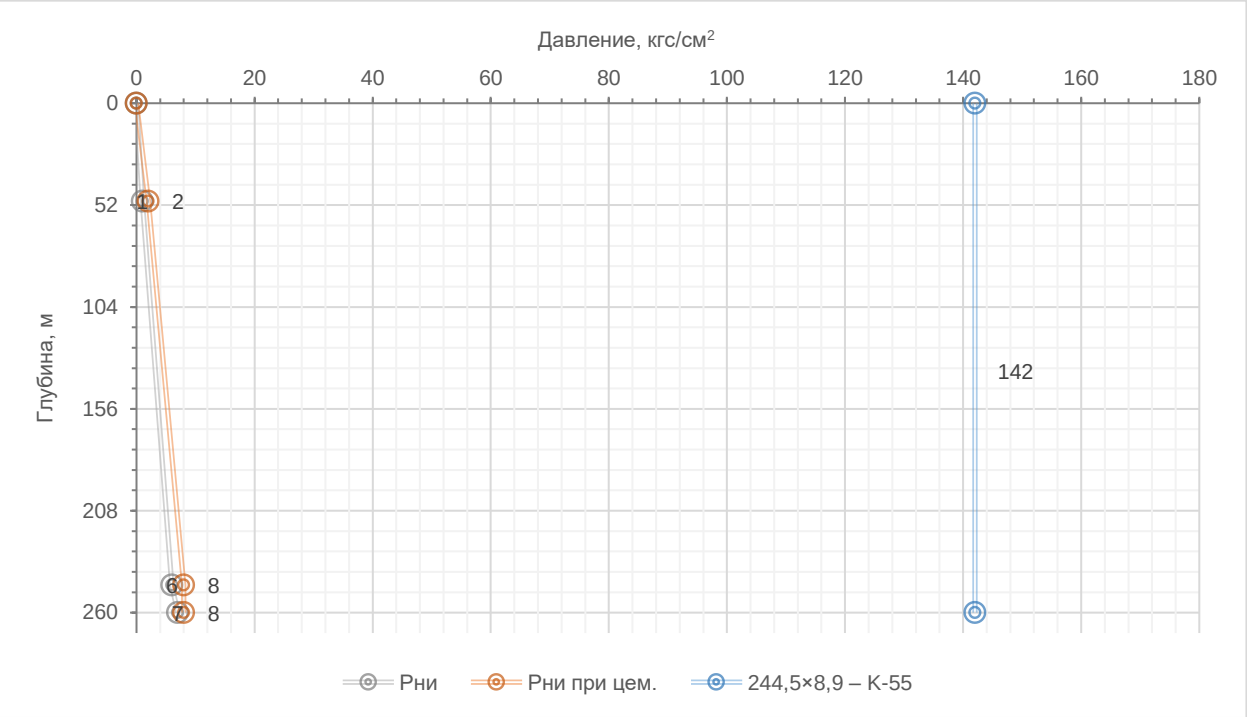



**Рисунок 9.3 – Эпюры избыточных наружных давлений, действующих на кондуктор**

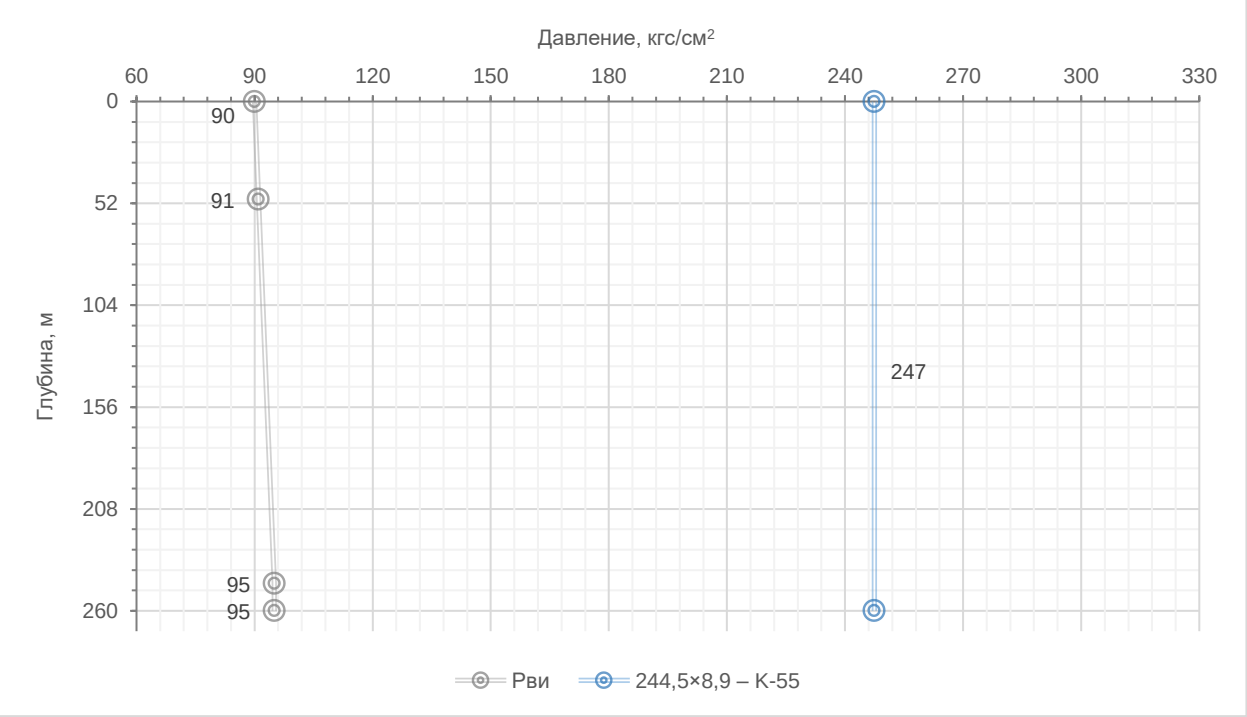



**Рисунок 9.4 – Эпюры избыточных внутренних давлений, действующих на кондуктор**

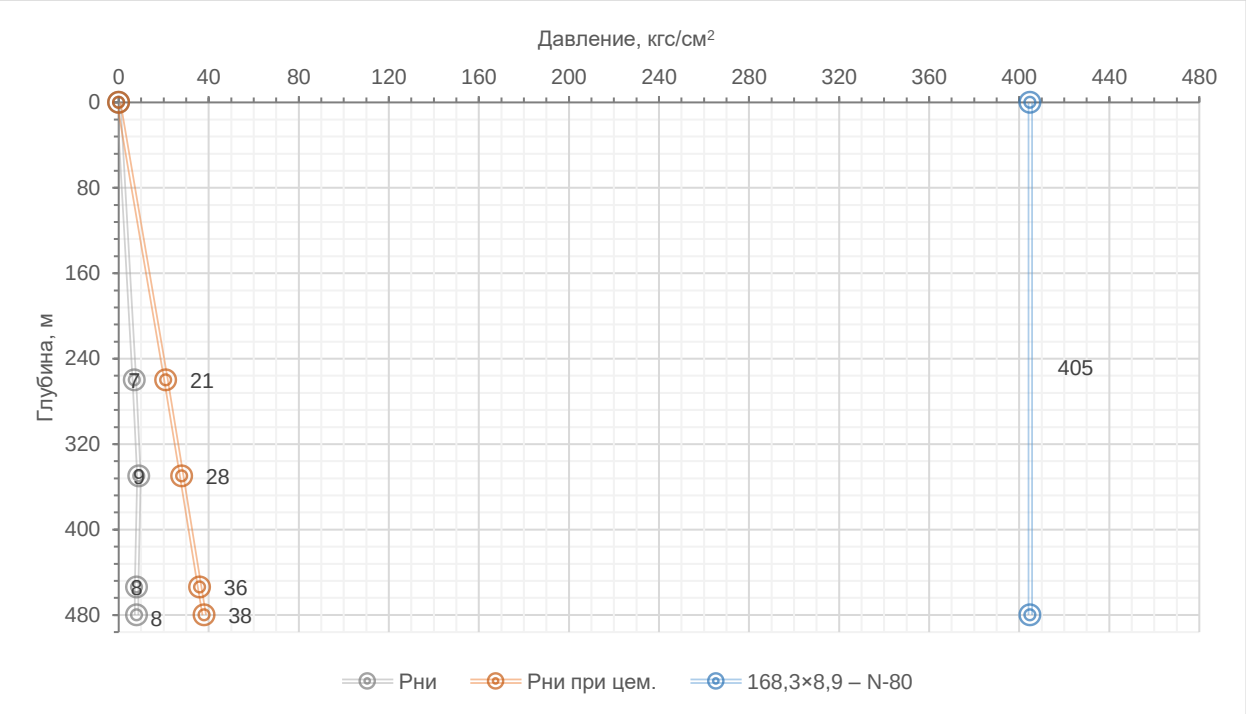



**Рисунок 9.5 – Эпюры избыточных наружных давлений, действующих на эксплуатационную колонну**

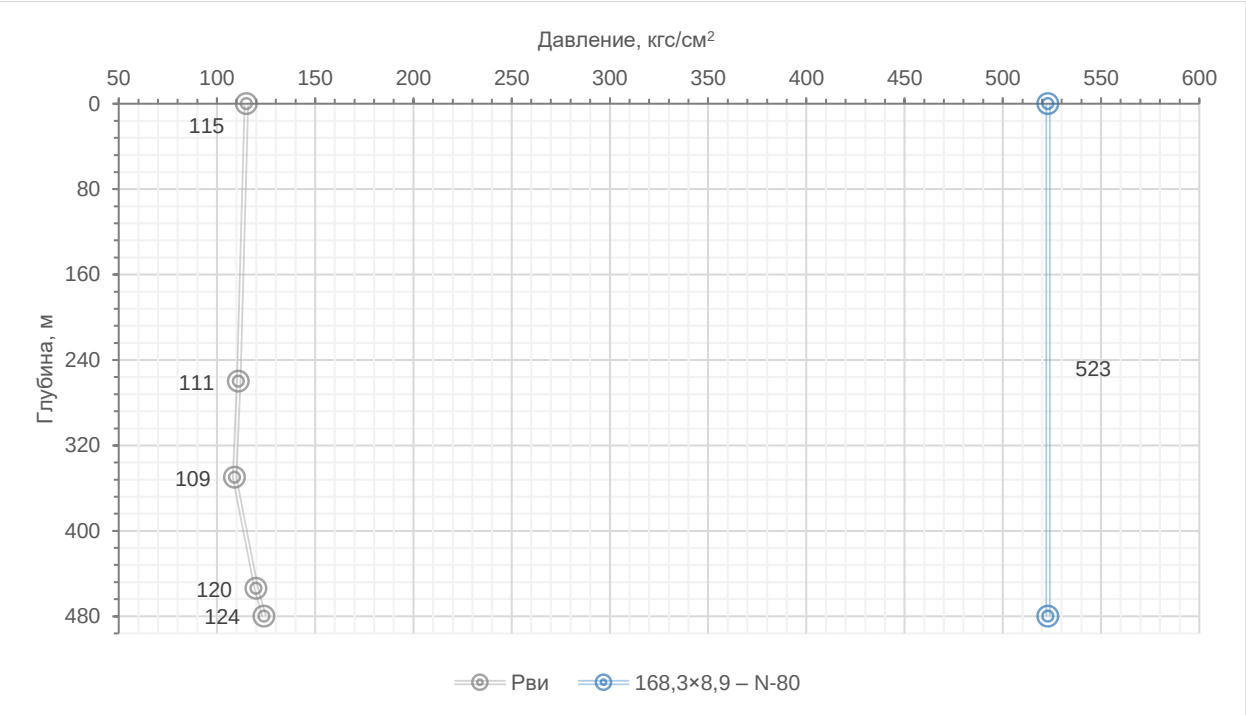



**Рисунок 9.6 – Эпюры избыточных внутренних давлений, действующих на эксплуатационную колонну**

**Таблица 9.2– Распределение давлений по длине колонны**

| Номер колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, 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, кгс/см$^2$ | | внутреннее, кгс/см$^2$ | |
| | | | от (верх) | до (низ) | от (верх) | до (низ) | от (верх) | до (низ) |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| 1 | Кондуктор | 1 | 0 | 50 | 0 | 2 | 90 | 91 |
| | | | 50 | 246 | 2 | 8 | 91 | 95 |
| | | | 246 | 260 | 8 | 8 | 95 | 95 |
| 2 | Эксплуатационная колонна | 1 | 0 | 260 | 0 | 21 | 115 | 111 |
| | | | 260 | 350 | 21 | 28 | 111 | 109 |
| | | | 350 | 454 | 28 | 36 | 109 | 120 |
| | | | 454 | 480 | 36 | 38 | 120 | 124 |

**Таблица 9.3 – Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб**

| Характеристика обсадных труб | | | | | Рекомендуется к использованию: ДА, НЕТ |
|---|---|---|---|---|---|
| наружный диаметр, мм (см. табл. 5,3, гр. 5) | производство: отечественное, импортное | условный код типа соединения (см. табл. 5.3, гр. 11 и табл. 16.2, гр. 4) | марка (группа прочности) труб | толщина стенки, мм | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 244,5 | импортное (ст. АНИ) | муфтовое разъемное с резьбой ВТС | K-55 | 8,94 | ДА |
| 168,3 | импортное (ст. АНИ) | муфтовое разъемное с резьбой ВТС | N-80 | 8,94 | ДА |

**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 (см. табл. 5.2, гр. 8) | 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 | | | | Коэффициент запаса прочности при | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | от (верх) | до (низ) | | | | номинальный наружный диаметр, мм | код типа соединения (см. табл. 16.2, гр. 2) | марка (группа прочности) материала труб | толщина стенки, мм | избыточном давлении | | растяжении |
| | | | | | | | | | | | | наружном | внутреннем | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
| 1 | 1 | 1 | 0 | 260 | 260 | 13,93 | 13,93 | 244,5 | муфтовое разъемное с резьбой ВТС | K-55 | 8,94 | 18,22 | 2,61 | 18,37 |
| 2 | 1 | 1 | 0 | 480 | 480 | 17,14 | 17,14 | 168,3 | муфтовое разъемное с резьбой ВТС | N-80 | 8,94 | 10,75 | 4,21 | 14,68 |

**Примечание** – Допустимо применение обсадных труб из стали других групп прочности, марок и толщин стенок, при условии, что их прочность не ниже проектной, которые соответствуют требованиям к коррозионной защите оборудования и труб в соответствии с Параграф 2. п.20 « Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности (с изменениями и дополнениями от 15.01.2023 г.).

**Таблица 9.5** – **Суммарная масса обсадных труб**

| Характеристика трубы | | Масса труб с заданной характеристикой, т | | |
|---|---|---|---|---|
| тип соединения | условное обозначение трубы | теоретическая | с плюсовым допуском | с нормативным запасом |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| муфтовое разъемное с резьбой ВТС | 244,5×8,94 – K-55 | 13,93 | - | - |
| муфтовое разъемное с резьбой ВТС | 168,3×8,94 – N-80 | 17,14 | - | - |

**Таблица 9.6 – Технологическая оснастка обсадных колонн**

| Номер колонны в порядке спуска | Название колонны | Номер части колонны в порядке спуска | Элементы технологической оснастки колонны | | | | | | Суммарное на колонну | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | наименование, шифр, типоразмер | ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т. д. на изготовление | масса элемента, кг | Интервал установки, м (по стволу) | | количество элементов на интервале, шт. | количество, шт. | масса, кг |
| | | | | | | от (верх) | до (низ) | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| 1 | Кондуктор | 1 | Направляющий башмак БКМ-245 | - | 53 | - | 260 | 1 | 1 | 53 |
| | | | Обратный клапан ЦКОД-245-2 | - | 57,2 | - | 248 | 1 | 1 | 57,2 |
| | | | Центраторы ЦЦ 245/295-320 | - | 13,8 | 0 | 248 | 10 | 10 | 138 |
| | | | Скребки СК-245/295-320 | - | 3,9 | 0 | 260 | 7 | 7 | 27,3 |
| | | | Пробка продавочная ПРП-Ц-245 | - | 10 | - | - | 1 | 1 | 10 |
| 2 | Эксплуатацион-ная колонна | 1 | Направляющий башмак БКМ-168 | - | 23 | - | 480 | 1 | 1 | 23 |
| | | | Обратный клапан ЦКОД-168-1 | - | 25 | - | 477 | 1 | 1 | 25 |
| | | | Центраторы ЦЦ-168/216-245 | - | 9,7 | 0 | 477 | 20 | 20 | 194 |
| | | | Скребки СК-168/214 | - | 2,4 | 0 | 480 | 13 | 13 | 31,2 |
| | | | Турбулизаторы ЦТ-168/212-216 | - | 4,5 | 0 | 477 | 13 | 13 | 58,5 |
| | | | Пробка продавочная ПРП-Ц-168 | - | 3,5 | - | - | 1 | 1 | 3,5 |

**Примечания**

1) Допускается использование технологической оснастки других фирм-производителей при условии соответствия требованиям отечественных или зарубежных стандартов;
2) Количество и интервал установки центраторов, скребков и турбулизаторов должно быть откорректировано по результатам геофизических исследований для обеспечения степени центрирования не менее 80%.

**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, м | Периодичность долива колонны, м | Промежуточные промывки | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| номер колонны в порядке спуска | название колонны | номер части колонны в порядке спуска | | шифр или название | ГОСТ, ОСТ, МУ, МРТУ, и т.д. на изготовлени е | от (верх) | до (низ) | | | | глубина, м | продолжитель-ность, мин | расход, л/с |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| 1 | Кондуктор | 1 | Элеватор, спайдер-элеватор | Р-402 | ТУ 38-101-708-78 | 0 | 200 | 0,6-0,4 | - | - | 50 | 1 цикл | 36 |
| | | | | | | 200 | 260 | 0,4-0,3 | | | 260 | 1,5 цикла | |
| 2 | Эксплуатационная колонна | 1 | Элеватор, спайдер-элеватор | Р-402 | ТУ 38-101-708-78 | 0 | 250 | 0,6-0,4 | - | - | 260 | 1 цикл | 26 |
| | | | | | | 250 | 450 | 0,4-0,3 | | | 480 | 1,5 цикла | |
| | | | | | | 450 | 480 | 0,25-0,2 | | | | | |

**Примечания**

1) Частоту промежуточных промывок следует уточнять в соответствии с фактическим состоянием ствола скважины.
2) Скорость спуска обсадных колонн принята в соответствии с рекомендациями СТ РК 1746-2008.

**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 экс. колонны, тс | Плотность жидкости для опрессовки, г/см$^3$ | | Давление на устье скважины при опрессовке, кгс/см$^2$ | | | Глубина установки пакера, м | Давление на устье скважины при опрессовке труб ниже пакера, кгс/см$^2$ | Номер равнопрочной секции в раздельно спускаемой части (снизу-вверх) (см. табл. 9.4) | Давление опрессовки труб равнопрочной секции на поверхности, кгс/см$^2$ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | раздельно спускаемой части | цементного кольца | раздельно спускаемой части | цемент-ного кольца | части колонны ниже муфты для двухступенчатого цементирования | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| 1 | Кондуктор | 1 | - | 1,38 | 1,38 | 90 | 9 | - | - | - | 1 | 95 |
| 2 | Эксплуатационная колонна | 1 | - | 1,0 | - | 115 | - | - | - | - | 1 | 121 |

## 9.2 ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

**Таблица 9.9 – Общие сведения о цементировании обсадных колонн**

| Номер колонны в порядке спуска | Наименование колонны (см. табл. 5.2, гр. 2) | Способ цементирования (прямой, ступенчатый, обратный) | Данные по раздельно спускаемой части колонны | | | | Данные о каждой ступени цементирования | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | номер в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 8) | интервал установки, м (по стволу) | | глубина установки муфты для ступенчатого цементирования, м | номер ступени цементирования | высота цементного стакана | название порции тампонажного раствора | интервал глубины цементирования, м (по стволу) | |
| | | | | от (верх) | до (низ) | | | | | от (верх) | до (низ) |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| 1 | Кондуктор | Прямой | 1 | 0 | 260 | - | 1 | 12 | Тампонажный-1 | 0 | 125 |
| | | | | | | | | | Тампонажный-2 | 125 | 260 |
| 2 | Эксплуатационная колонна | Прямой | 1 | 0 | 480 | - | 1 | 3 | Тампонажный-1 | 0 | 155 |
| | | | | | | | | | Тампонажный-2 | 155 | 480 |

**Таблица 9.10 – Характеристика жидкостей для цементирования**

| Номер колонны в порядке спуска | Наименование 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 | объём порции, $м^3$ | плотность, $г/см^3$ | пластическая вязкость, сП | динамическое напряжение сдвига, $фунт/фут^2$ | время загустевания, мин | время ОЗЦ, ч |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| 1 | Кондуктор | 1 | 1 | Буферная | 4,0 | 1,45 | - | - | - | - |
| | | | | Тампонажный-1* | 7,7 | 1,61 | 13-17 | 14-18 | 95 | 16 |
| | | | | Тампонажный-2* | 7,0 | 1,81 | 18-23 | 19-24 | 105 | 16 |
| | | | | Продавочная** | 10,3 | 1,38 | миним. | 12-24 | - | - |
| 2 | Эксплуатационная колонна | 1 | 1 | Буферная | 5,0 | 1,03 | - | - | - | - |
| | | | | Тампонажный-1* | 2,0 | 1,61 | 13-17 | 14-18 | 75 | 72 |
| | | | | Тампонажный-2* | 8,6 | 1,89 | 18-23 | 19-24 | 105 | 72 |
| | | | | Продавочная*** | 8,7 | 1,0 | - | - | - | - |

**Примечания**

1) В случае осложнений при бурении в виде поглощения или проявления допускается изменение объёма буферной жидкости и цементного раствора, удельного веса цементного раствора для крепления колонн в меньшую или большую сторону;

2) На период ОЗЦ устье скважины необходимо герметизировать превентором.

---

* Объемы тампонажных растворов определены с учетом среднего коэффициента кавернозности (табл.4.1), который уточняется по результатам фактических геофизических исследований;

** Буровой раствор;

*** Техническая вода.

**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$^3$ | Влажность, % | Сорт | Норма расхода компонента, кг/м$^3$ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 1 | Кондуктор | 1 | 1 | Буферная | Вода техническая | 1,0 | - | - | 846,9 |
| | | | | | Диспергатор** | 1,10 | - | - | 4,2 |
| | | | | | Буферный реагент** | 1,60 | - | - | 16,9 |
| | | | | | Утяжелитель $BaSO_4$ | 4,20 | - | - | 582,0 |
| | | | | Тампонажный-1 | Цемент ПЦТ-G-СС-1 (ПЦТ ДО-100)* | 3,15 | - | - | 707,8 |
| | | | | | Пре-смешанная смесь** | - | - | - | 141,6 |
| | | | | | Понизитель водоотдачи** | 1,28 | - | - | 14,2 |
| | | | | | Антикор. усилитель** | - | - | - | 49,5 |
| | | | | | Расширитель** | 3,2 | - | - | 21,2 |
| | | | | | Ускоритель схватывания** | 2,15 | - | - | 21,2 |
| | | | | | Пеногаситель** | 0,88 | - | - | 2,6 |
| | | | | | Вода техническая | 1,0 | - | - | 651,9 |
| | | | | Тампонажный-2 | Цемент ПЦТ-G-СС-1 (ПЦТ ДО-100)* | 3,15 | - | - | 1141,9 |
| | | | | | Расширитель** | 3,20 | - | - | 11,4 |
| | | | | | Ускоритель схватывания** | 2,15 | - | - | 34,3 |
| | | | | | Понизитель водоотдачи** | 1,28 | - | - | 22,8 |
| | | | | | Пеногаситель** | 0,88 | - | - | 4,2 |
| | | | | | Вода техническая | 1,0 | - | - | 595,3 |
| | | | | Продавочная | Буровой раствор | 1,38 | - | - | - |

**Продолжение таблицы 9.11**

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2 | Эксплуатационная колонна | 1 | 1 | Буферная | Вода техническая | 1,0 | - | - | 983,2 |
| | | | | | Диспергатор** | 1,10 | - | - | 4,9 |
| | | | | | Буферный реагент** | 1,60 | - | - | 19,7 |
| | | | | Тампонажный-1 | Цемент ПЦТ-G-СС-1 (ПЦТ ДО-100)* | 3,15 | - | - | 649,4 |
| | | | | | Кварцевый песок** | 1,62 | - | - | 129,9 |
| | | | | | Пре-смешанная смесь** | - | - | - | 129,9 |
| | | | | | Антикор. усилитель** | - | - | - | 45,5 |
| | | | | | Понизитель водоотдачи** | 1,28 | - | - | 13,0 |
| | | | | | Диспергатор** | 1,10 | - | - | 6,5 |
| | | | | | Расширитель** | 3,20 | - | - | 19,5 |
| | | | | | Ускоритель схватывания** | 2,15 | - | - | 19,5 |
| | | | | | Пеногаситель** | 0,88 | - | - | 2,4 |
| | | | | | Вода техническая | 1,0 | - | - | 594,5 |
| | | | | Тампонажный-2 | Цемент ПЦТ-G-СС-1 (ПЦТ ДО-100)* | 3,15 | - | - | 954,1 |
| | | | | | Кварцевый песок** | 1,62 | - | - | 333,9 |
| | | | | | Антикор. усилитель** | - | - | - | 66,8 |
| | | | | | Расширитель** | 3,20 | - | - | 47,7 |
| | | | | | Ускоритель схватывания** | 2,15 | - | - | 66,8 |
| | | | | | Диспергатор** | 1,10 | - | - | 9,5 |
| | | | | | Пеногаситель** | 0,88 | - | - | 3,5 |
| | | | | | Вода техническая | 1,0 | - | - | 407,6 |
| | | | | Продавочная | Вода техническая | 1,0 | - | - | 1000,0 |

* Допускается использование цементов других марок при условии их соответствия требованиям ГОСТ 1581-96 или стандарта API 10A;
** Допускается использование других химических реагентов и добавок при условии обеспечения ими требований, представленных в табл. 9.10.

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

| Номер колонны в порядке спуска | Номер части колонны в порядке спуска (снизу-вверх) | Номер ступени цементирования части колонны (снизу-вверх) | Наименование технологической операции | Тип или название жидкости | Тип (шифр) агрегата или бурового насоса | Назначение агрегата или бурового насоса | Количество агрегатов (буровых насосов), работающих на одном режиме | Режим работы агрегатов (буровых насосов) | | | | | | Время выполнения технологической операции, мин | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | | диаметр цилиндровых втулок, мм | скорость агрегата или число двойных ходов бурового насоса | суммарная производительность агрегатов (буровых насосов), л/с | давление, кг/см$^2$ | | объём порции на данном режиме, м$^3$ | в данном режиме | нарастающее 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 | Цементирование кондуктора | Буферная | ЦА-320 | закачка | 1 | 127 | IV | 13,3 | - | - | 4,0 | 5 | 5 |
| | | | | Тампонажный-1 | | затворен. | 1 | 127 | IV | 10,6 | - | - | 7,7 | 12 | 12 |
| | | | | Тампонажный-1 | | закачка | 1 | 127 | IV | 10,6 | - | - | 7,7 | 12 | 24 |
| | | | | Тампонажный-2 | | затворен | 1 | 127 | IV | 10,6 | - | - | 7,0 | 11 | 35 |
| | | | | Тампонажный-2 | | закачка | 1 | 127 | IV | 10,6 | - | - | 7,0 | 11 | 46 |
| | | | | Сброс пробки | | - | - | - | - | - | - | - | - | 5 | 51 |
| | | | | Бур. раствор | | продавка | 1 | 127 | IV | 13,3 | - | - | 8,3 | 10 | 61 |
| | | | | Бур. раствор | | продавка | 1 | 127 | II | 5,3 | - | 8 | 2,0 | 6 | **67** |
| 2 | 1 | 1 | Цементирование эксплуатацион-ной колонны | Буферная-1 | ЦА-320 | закачка | 1 | 127 | IV | 13,3 | - | - | 5,0 | 6 | 6 |
| | | | | Тампонажный-1 | | затворен. | 1 | 127 | IV | 10,6 | - | - | 2,0 | 3 | 3 |
| | | | | Тампонажный-1 | | закачка | 1 | 127 | IV | 10,6 | - | - | 2,0 | 3 | 6 |
| | | | | Тампонажный-2 | | затворен. | 1 | 127 | IV | 10,6 | - | - | 8,6 | 14 | 20 |
| | | | | Тампонажный-2 | | закачка | 1 | 127 | IV | 10,6 | - | - | 8,6 | 14 | 34 |

**Продолжение таблицы 9.12**

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2 | 1 | 1 | Цементирование эксплуатационной колонны | Сброс пробки | ЦА-320 | - | - | - | - | - | - | - | - | 5 | 39 |
| | | | | Тех. вода | | продавка | 1 | 127 | IV | 13,3 | - | - | 6,7 | 8 | 47 |
| | | | | Тех. вода | | продавка | 1 | 127 | II | 5,3 | - | 38 | 2,0 | 6 | **53** |

**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.

**Таблица 9.13** – **Схема обвязки и потребность в цементировочных агрегатах**

| Номер колонны в порядке спуска | Номер части колонны | Номер ступени цементирования | Интервал, м (по стволу) | | Номер схемы обвязки цементировочной техники | Потребное количество ЦА | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | основных | | | | | | | | дополнительных | | |
| | | | от (верх) | до (низ) | | тип | всего | в том числе для | | | | | | тип | всего | в том числе резерв |
| | | | | | | | | затворения | перемешивания | закачки | продавки | амбара | резерва | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
| 1 | 1 | 1 | 0 | 260 | - | ЦА-320 | 7 | 2 | - | 3 | 1 | - | 1 | - | - | - |
| 2 | 1 | 1 | 0 | 480 | - | | 7 | 2 | - | 3 | 1 | - | 1 | - | - | - |

**Примечания**

1) Допускается применение цементировочных агрегатов других фирм-производителей при условии обеспечения требуемых режимов цементирования (табл. 9.12).
2) При применении цементировочных агрегатов других фирм-производителей (Halliburton, Schlumberger-Dowell и т.д.), потребное количество ЦА будет составлять:
   I-ый флот (ЦА – 1 ед., цементовоз – 1 ед., осреднительная емкость – 1 ед.) в работе;
   II-ой флот (ЦА – 1 ед., цементовоз – 1 ед., осреднительная емкость – 1 ед.) запасной.

**Таблица 9.14 – Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах**

| Номер колонны в порядке спуска | Номер части колонны | Номер ступени цементирования | Интервал, м (по стволу) | | Потребное количество | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | смесительных машин | | | | цементовозов | | | | автоцистерн | | | | |
| | | | | | | | в том числе для | | | | в том числе для | | | | в том числе для доставки жидкости | | |
| | | | от (верх) | до (низ) | тип | всего | тампонажа 1 | тампонажа 2 | тип | всего | тампонажа 1 | тампонажа 2 | тип | всего | буферной | затворения | продавочной |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 |
| 1 | 1 | 1 | 0 | 260 | СМН-20 | 2 | 1 | 1 | - | - | - | - | АЦН-20 | 1 | 1 | -//- | - |
| 2 | 1 | 1 | 0 | 480 | | 2 | 1 | 1 | - | - | - | - | | 1 | 1 | -//- | -//- |

**Примечание** – Допускается применение цементировочной техники других фирм-производителей при условии обеспечения выполнения требований проекта.

**Таблица 9.15 – Потребное для цементирования обсадных колонн количество цементировочной техники**

| № п/п | Название или шифр | Потребное количество | | |
|---|---|---|---|---|
| | | номера колонн (см. табл. 5.2, гр. 1) | | суммарное на скважину |
| | | 1 | 2 | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1 | Цементировочный агрегат ЦА-320 | 7 | 7 | 14 вызовов |
| 2 | Смесительная машина СМН-20 | 2 | 2 | 4 вызова |
| 3 | Блок-манифольд БМ-700 | 1 | 1 | 2 вызова |
| 4 | Станция контроля цементирования СКЦ-2 | 1 | 1 | 2 вызова |
| 5 | Автоцистерн АЦН-20 | 1 | 1 | 2 вызова |
| 6 | Осреднительная емкость | 2 | 2 | 4 вызова |

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

| № п/п | Наименование или шифр | ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ и т. д. на изготовление | Единицы измерения | Потребное количество | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | номера колонн (см. табл. 5.2, гр.1) | | суммарное на скважину |
| | | | | 1 | 2 | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 1 | Цемент ПЦТ-G-СС-1 (ПЦТ ДО-100) | API 10A, ГОСТ 1581-96 | т | 14,12 | 9,98 | 24,10 |
| 2 | Утяжелитель $BaSO_4$ | СТ РК 1261-04 | -//- | 2,40 | - | 2,40 |
| 3 | Кварцевый песок | API 10A | -//- | - | 3,23 | 3,23 |
| 4 | Ускоритель схватывания | API 10A<br>ГОСТ 450-77 | кг | 415,44 | 631,88 | 1047,32 |
| 5 | Пеногаситель | API 10A | -//- | 50,90 | 35,95 | 86,85 |
| 6 | Диспергатор | API 10A | -//- | 17,30 | 122,78 | 140,08 |
| 7 | Буферный реагент | API 10A<br>ТУ 2148-215-00147001-2000 | -//- | 69,63 | 101,46 | 171,09 |
| 8 | Расширитель | API 10A | -//- | 250,33 | 462,70 | 713,03 |
| 9 | Понизитель водоотдачи | API 10A<br>ТУ 2231-009-40912231-2003 | -//- | 277,01 | 26,78 | 303,79 |
| 10 | Пре-смешанная смесь | API 10A | -//- | 1123,03 | 267,59 | 1390,62 |
| 11 | Антикор. усилитель | API 10A | -//- | 392,58 | 685,44 | 1078,02 |
| 12 | Вода техническая для затворения | - | $м^3$ | 10,11 | 5,16 | 15,27 |
| 13 | Вода техническая для буфера | - | -//- | 3,73 | 5,41 | 9,14 |
| 14 | Вода техническая для продавки | - | -//- | - | 8,73 | 8,73 |
| 15 | Всего технической воды | - | -//- | 13,84 | 19,30 | 33,14 |

**Примечания**

1) Допускается использование цементов марки ПЦТ I-G-СС-1 или марки “G” других фирм-производителей при условии их соответствия требованиям ГОСТ 1581-96 и стандарта API 10A;
2) Допускается использование химических реагентов других фирм-производителей (отечественных или зарубежных) при условии обеспечения ими требований, предъявляемых к данному цементному раствору (табл. 9.10);
3) Для расчёта необходимого количества материалов использовались коэффициенты, учитывающие потери: для цемента К=1,05, для хим. реагентов – К=1,03, для воды затворения К=1,1 [17].

## 9.3 ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ

**Таблица 9.17 – Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО)**

| Обсадная колонна | | Номер схемы обвязки ПВО | Давление опрессовки устьевого оборудования и ПВО, кгс/см² | | Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого оборудования и ПВО | ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т. д. на изготовление | Количество, шт. | Допустимое рабочее давление, кгс/см² | 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 |
| 1 | Кондуктор | 42 | 90 | 9 | Противовыбросовое оборудование: ОП 42-280/80×21 К1, в том числе: | ГОСТ 13862-2003 | 1 к-т | 210 | | 7,2 |
| | | | | | - превентор универсальный (кольцевой) (ПУГ) | | | | 3,0 | |
| | | | | | - два плашечных превентора (сдвоенный) (ППГ) | | | | 2×2,1 | |
| | | | | | Оборудование устья скважины: «А» секция – Головка: колонная, 11”×9-5/8”, «А» | - | 1 к-т | 140 | - | - |
| 2 | Эксплуатационная колонна | - | 115 | - | «В» секция – Головка: НКТ, 7-1/16”×6-5/8”, «В» | | | | | |
| | | | | | «С» секция - Арматура: запорная, насосная, секция «С» в сборе: Адаптер НКТ, 7-1/16" 2000 x 2-7/8"EU "C" Темпер.класс U (+121°C) класс матер. - AA | | | | | |
| | | | | | «С» Секция - Арматура: водонагнетательная, 7-1/16" API фланцевый низ на 2-9/16" x 2000, Температура класс-PU (до 121°C), класс матер. - EE. | | | | | |

**Примечания**

1) Колонная головка должна обеспечивать возможность контроля давления в межколонном пространстве и закачку в него скважинной среды;
2) На корпусе колонной головки должны быть два боковых отвода, предназначенных для установки запорных устройств и манометра;
3) Резьба нижнего присоединительного резьбового конца корпуса однофланцевой колонной головки (секция «А») должна соответствовать резьбе обсадных труб (без применения сварных соединений).

# 10 ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИНЫ

## 10.1 Испытание пластов в процессе бурения

**Таблица 10.1 – Продолжительность работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах**

| Объект испытания | | Вид операции (ОПРОБОВАНИЕ, ИСПЫТАНИЕ, ИСПЫТАНИЕ С ГЕОФИЗИЧЕСКИМИ ИССЛЕДОВАНИЯМИ) | Затраты времени на испытание | | | | | | | Суммарное время по всем объектам, сут | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | для буровой организации | | | | для геофизической организации | | | | |
| | | | нормативное время, ч | | | всего на объект, сут | нормативное время, ч | | всего на объект, сут | | |
| номер | глубина нижней границы, м | | проработка по нормам | промывка по нормам | испытание (опробование) по нормам | | ожидание притока по нормам | испытание (опробование) по нормам | | для буровой организации | для геофизической организации |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| Испытание пластов в процессе бурения не предусматривается | | | | | | | | | | | |

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

| Номер объекта испытания (см. табл. 10.1) | Количество одновременно испытываемых объектов | Характеристика КИИ | | | | | Количество отбираемых проб, шт. | Режим работы | | Режим испытания объекта | | | Длина зумпфа, м | Диаметр долота для бурения под зумпф, мм | Хвостовик | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | тип испытателя пластов | количество, шт | | шифр пакера | тип пробоотборника | | осевая нагрузка, тс | начальный перепад давления, кгс/см$^2$ | депрессия, передаваемая, на пласт, кгс/см$^2$ | количество циклов исследования | время ожидания притока, ч | | | диаметр, мм | длина, м |
| | | | испытателей пластов | пакеров | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
| Таблица информации не несет | | | | | | | | | | | | | | | | |

**Таблица 10.3 – Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле**

| Номер объекта | Интервал залегания объекта | | 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 |
| Опробование пластов в процессе бурения не предусматривается | | | | | | | |

## 10.2 ИСПЫТАНИЕ ГОРИЗОНТОВ НА ПРОДУКТИВНОСТЬ В ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЕ

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

| Номер лифтовой колонны НКТ | Номер секции труб в лифтовой колонне (снизу-вверх) | Интервал установки секции, м | | Характеристика трубы | | | | | Длина секции, м | Масса секции, т | | | Коэффициент запаса прочности | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | | | | | с учётом | | | на избыточное давление | |
| | | от (верх) | до (низ) | номинальный наружный диаметр, мм | тип | марка (группа прочности) стали | толщина стенки, мм | теоретическая масса 1 м, кг | | теоретическая | плюсового допуска | запаса при спуске при наличии в скважине сероводорода | на растяжение | наружное | внутреннее |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
| 1 | 1 | 0 | 447,0 | 73,0 | гладкие | J-55 | 5,51 | 9,52 | 447,0 | 4,26 | - | - | 7,71 | >1,15 | >1,32 |

**Примечания**

1) Глубина спуска НКТ при испытании вышележащих объектов принимается на 10 м выше верхней границы интервала перфорации, который намечается по результатам ГИС;
2) Можно применять аналогичные насосно-компрессорные трубы соответствующей прочности стали.

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

| Номер объекта испытания | Интервал установки моста, м | | Характеристика жидкости | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | название или тип | объём порции, м | плотность, г/см$^3$ | пластическая вязкость, сП | динамическое напряжение сдвига, мгс/см$^2$ | составляющие компоненты | | | | |
| | от (верх) | до (низ) | | | | | | название | плотность, г/см$^3$ | влажность, % | сорт | удельный расход на 1 м$^3$ раствора, кг/м$^3$ |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| Цементные мосты не предусматриваются | | | | | | | | | | | | |

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

| Номер объекта | Название или шифр | Потребное количество, шт. |
|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 |
| Цементные мосты не предусматриваются | | |

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

| Номер объекта | Наименование или шифр | ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ и т. д. на изготовление | Единица измерения | Потребное количество |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Цементные мосты не предусматриваются | | | | |

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

| Номер объекта | Название процесса, операции по испытанию (освоению) и интенсификации | Нормы на испытание или МЕСТНЫЕ нормы | Продолжительность, сут | |
|---|---|---|---|---|
| | | | процесса, операции | суммарная по объекту |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| I | ПЗР перед испытанием | Техническое задание | 2,0 | 2,0 |
| | Шаблонирование эксплуатационной колонны | | | |
| | Перфорация обсадной колонны | | | |
| | Вызов притока | | | |
| | Суммарная по объекту (с учетом проведения испытания скважины в 2 смены) | | | |

**Таблица 10.9 – Продолжительность работы агрегатов при испытании (освоении) скважины в эксплуатационной колонне**

| Номер объекта | Название процесса, операции по испытанию (освоению) и интенсификации | Название или шифр агрегата | Количество вызовов | Источник норм времени | Продолжительность работы, ч |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| I | Опрессовка НКТ | ЦА-320 | 1 | ЕНВИ §§ 7, 8 | 4,16 |
| | Опрессовка колонны, колонной головки и ФА | ЦА-320 | 1 | ЕНВИ § 17 | 1,74 |
| | Смена бурового раствора на перфорационную жидкость | ЦА-320 | 1 | ЕНВИ §§ 29 (а), 30 | 1,44 |
| | Опрессовка устья скважины после установки противовыбросовой задвижки | ЦА-320 | 1 | ЕНВИ § 26 (б) | 1,96 |
| | Дежурство при перфорации обсадной колонны | ЦА-320 | 1 | таблица 10.8 | 6,4 |
| | Смена перфорационной жидкости на воду | ЦА-320 | 1 | ЕНВИ §§ 29 (а), 30 | 1,44 |

**Таблица 10.10** – **Потребное количество материалов для испытания (освоения) скважины в эксплуатационной колонне**

| Номер объекта | Название или шифр | ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т. д. на изготовление | Единица измерения | Потребное количество |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| **Западный участок** | | | | |
| I | Перфорационная жидкость плотностью 1,05 г/см$^3$, объем: | | м$^3$ | 8,73 |
| | состав: | | | |
| | Вода техническая (основа перфорационной жидкости) | Местный | -"- | 8,38 |
| | Хлористый калий KCl (ингибитор гидратации внутрипоровой глины) | -"- | кг | 582,29 |
| | Каустическая сода (регулятор pH среды) | -"- | -"- | 1,75 |
| | Крахмал модифицированный или карбоксиметилированный (понизитель фильтрации водных жидкостей, не повреждающий продуктивные пласты) | -"- | -"- | 174,60 |
| | Пеногаситель кремнийорганический (кремнийорганическая жидкость, пеногаситель буровых растворов различных типов) | -"- | -"- | 4,37 |
| | Биоцид (бактерицид) | -"- | -"- | 0,87 |
| | Неионогенный ПАВ (понизитель поверхностного натяжения на границе раздела фаз) | -"- | -"- | 4,37 |
| | Вода (для смены перфорационной жидкости на воду и промывки – 2 цикла) | Местный | м$^3$ | 17,46 |

**Примечание –** Обеспечить запас бурового раствора в количестве не менее двух объемов скважины без учета объема жидкости, находящейся в скважине.

**Таблица 10.11** – **Отработка газовых (газоконденсатных) объектов на факел**

| Номер объекта | Продолжительность, ч | Расход газа, м$^3$ | Диаметр штуцера, мм |
|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| Отработка объекта на факел не производится | | | |

**Примечание –** Выход нефтяного флюида на поверхность не производится. После перфорации станок освоения убирают со скважины. После проведения работ по обустройству скважины (отдельный рабочий проект), а именно обвязке скважины с нефтяным трубопроводом, к скважине подводится нефтесборный трубопровод, трубопровод обвязывается с фонтанной арматурой и далее нефтяной флюид направляется в этот трубопровод на сепараторы по отделению воды, газа и т.д.

# 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 | Методы проверки износа и коррозионного состояния | Глубина скважины при проведении операции, м | Время механического бурения между очередными проверками, сут | 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 | Визуальный, магнитопорош-ковый контроль, ультразвуковой, проникающими веществами | 260 | 30 | Наддолотный переводник (8") | 2 | Трубные резьбы СБТ, УБТ, ТБТ и переводники | 2,4 | 0,05 |
| | | | 30 | УБТ (8") | 2 | | 2,4 | 0,05 |
| | | | 30 | КЛС (12 $^{1}/_{4}$") | 2 | | 2,4 | 0,05 |
| | | | 30 | Переводник (8"×6 $^{1}/_{2}$") | 2 | | 2,4 | 0,05 |
| Эксплуатационная колонна | | 480 | 30 | Наддолотный переводник (6 $^{3}/_{4}$") | 2 | | 2,4 | 0,05 |
| | | | 30 | КЛС (8 $^{1}/_{16}$") | 2 | | 2,4 | 0,05 |
| | | | 30 | Переводник (6 $^{3}/_{4}$"×6 $^{1}/_{2}$") | 2 | | 2,4 | 0,05 |
| | | | 30 | УБТ (6 $^{1}/_{2}$") | 12 | | 2,4 | 0,27 |
| | | | 30 | ТБТ (5") | 10 | | 2,4 | 0,23 |
| | | | 60 | СБТ (5") | 80 | | 2,4 | 1,81 |

**Примечания**

1) Периодичность проверки дефектоскопией элементов бурильной колонны принята по таблице 4.1 РД39 – 013 – 90 [13];
2) Периодичность проверки элементов бурильной колонны – каждые 6 месяцев, из расчета 3,0 сут. работы бурильной колонны на скважину.

**Таблица 11.2 – Опрессовка оборудования и используемая техника**

| Название обсадной колонны | Название контролируемого объекта | Глубина скважины при проведении операции, м | Используемая для выполнении операции техника | | Максимальное давление, создаваемое агрегатами при опрессовке, кгс/см$^2$ | Источник норм времени | Продолжительность проведения операции, ч |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | тип (шифр) | количество, шт. | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| Кондуктор | Кондуктор совместно с ПВО | 260 | ЦА-320* | 1 | 90 | ЕНВБ §109 | 1,35 |
| | Цементное кольцо и горные породы | 263 | | 1 | 9 | ЕНВБ §112 | 1,53 |
| Эксплуатационная колонна | Эксплуатационная колонна с секцией «А» – Головка: колонная, 11”×9-5/8”, «А» и секцией «В» – Головка: НКТ, 7-1/16”×6-5/8”, «В» | 480 | ЦА-320* | 1 | 115 | ЕНВБ §109 | 1,35 |
| | «С» секция – Арматура: запорная, насосная, секция «С» в сборе: Адаптер НКТ, 7-1/16” 2000×2-7/8”EU «С» Темпер. класс U (+121 $^0$C) класс матер. – АА. | 480 | | 1 | 115 | ЕНВИ §17 | 1,74 |
| | «С» Секция - Арматура: водонагнетательная, 7-1/16" API фланцевый низ на 2-9/16" x 2000, Температура класс-PU (до 121°C), класс матер. - EE. | | | | | | |

**Примечание** – Фонтанная арматура до установки на устье скважины должна быть опрессована на величину пробного давления, а после установки – на давление, равное давлению опрессовки эксплуатационной колонны (глава 5, параграф 17 п. 509 ПОПБОПО НГОП). Величина пробного давления равна 2 Рр (согласно п. 3.3, таблицы 3, ГОСТ 13846-2003 Арматура фонтанная и нагнетательная).

* Допустимо применение опрессовочных агрегатов других типов с соответствующими рабочими давлениями.

# 12 СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ

## 12.1 Подготовительные работы к строительству скважины

Выбор буровой установки

Основными критериями выбора комплекта буровой установки являются:

- глубина скважины;
- вес спускаемых бурильных и обсадных колонн;
- грузоподъемность и монтажеспособность;
- мобильность, экологичность;
- экономичность эксплуатации;
- уровень механизации технологических процессов.

Строительство, монтаж и демонтаж буровой установки, наземных сооружений производится при наличии:

- плана организации работ (далее – ПОР) по монтажу-демонтажу буровой установки, строительству наземных сооружений, жилого комплекса с бытовыми и санитарно-гигиеническими помещениями, в соответствии с техническим проектом на строительство скважины;
- нарядов-допусков на выполнение строительно-монтажных работ в охранной зоне наземных и подземных коммуникаций, трубопроводов и электрических линий;
- технологического регламента на строительно-монтажные работы;
- положения о производственном контроле.

Для бурения проектной скважины до глубины 480 м, при максимальном весе бурильной колонны – 24,76 т, обсадной колонны – 17,14 т, а так же исходя из вышеперечисленного, руководствуясь «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» (п.120) выбираем буровую установку грузоподъёмностью не ниже 24,76×1,4 = 34,7 т. Исходя из наличия буровых установок у Буровых Подрядчиков, выбраны буровые установки: «XJ-550» грузоподъемностью 147 т., «ZJ-15» грузоподъемностью 135 т., «ZJ-20» грузоподъемностью 158 т. Возможно использование анологичных типов других буровых станков, соответствующих по грузоподъемности.

Буровое оборудование скомпоновано, в основном, крупными блоками, модулями, мелкими блоками, которые транспортируются со скважины на скважину на тяжеловозах тягачами, на трайлерах без разборки на отдельные агрегаты. Крупные блоки, модули, мелкие блоки с оборудованием устанавливаются на железобетонные плиты (фундамент) многократного использования. Все это существенно повышает монтажеспособность установки и значительно сокращает затраты времени и средств на монтаж, демонтаж оборудования и его транспортировку.

Буровое оборудование должно иметь технические паспорта и формуляры установленного образца фирмы изготовителя. Паспорта должны хранится в службах главного механика и главного энергетика, которые вносят в них сведения об эксплуатации, ремонте, дефектоскопии оборудования и периодичности контрольных испытаний. Монтаж

и эксплуатация бурового оборудования допускается только при наличии сертификатов на безопасность.

Устройство электроустановок нефтегазодобывающей промышленности должно соответствовать «Правилам устройств электроустановок» (ПУЭ), а их эксплуатация – «Правилам технической эксплуатации электроустановок потребителей» (ПТЭ) и «Правилам техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей» (ПТБ).

Буровая установка оснащена необходимыми средствами механизации рабочих процессов, контроля и управления процессами бурения.

Система приготовления и циркуляции 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.

В холодное время буровая обогревается паровым котлом.

**Таблица 12.1 – Объемы подготовительных работ к бурению (строительству) скважины**

| № п/п | Номер расценки по ЕРЕР или разовая | Наименование работ (с указанием шифра или характеристики) | Единицы измерения | Номер варианта под-готовительных работ | Номера скважин по варианту под-готовительных работ | Количество |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 1* | - | Снятие с буровой площадки плодородного слоя почвы толщиной 15+5 см | | | См. таблицу 1.1.1 | 1 |
| | | V = 50 м × 80 м × 0,2 м = 800 м$^3$ | 100 м$^3$ | 1; 2 | См. таблицу 1.1.1 | 0,8 |
| 2* | - | Обваловка площадки ГСМ (20 м × 2 + 15 м × 2) × 1,25 м | - | - | - | 0,875 |
| 3* | - | Установка емкости на отводах ПВО для сбора пластового флюида в случае НГВП | - | - | - | 2 |
| 4* | - | Планировка буровой площадки механическим способом при, грунт II кат.<br>а) при монтаже<br>50 м × 80 м × 0,2 м = 800<br>б ) при демонтаже<br>50 м × 80 м × 0,2 м = 800 | 1000 м$^3$ | - | - | 1,6 |
| 5* | - | Топливопровод, из труб ∅ 25-50 мм (подача к агрегатам) | 100 м | - | - | 1,5 |
| 6* | - | Задвижки стальные ∅ 70-100 мм на водопровод в ящиках (колодцах) | шт. | - | - | 2 |

**Продолжение таблицы 12.1**

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 7* | - | Изоляция противокоррозионная трубопроводов (спускные линии, подающие линии топлива, бур. раствор, пар) | 100 м | - | - | 3 |
| 8* | - | Теплоизоляция трубопроводов войлоком или аналогичными материалами | 10 м | - | - | 3 |
| 9* | - | Пожарные стояки (гидранты) | шт. | - | - | 2 |
| 10* | - | Ящики деревянные для задвижек и гидрантов глубиной 1 м | - | - | - | 4 |
| 11 | - | Низковольтная осветительная линия | 100 м | - | - | 1,5 |
| 11.1 | - | Установка металлических опор** | шт. | - | - | 8 |
| 11.2 | - | Подвеска алюминиевых 3-х проводов ∅ 16 мм | - | - | - | 1,5 |

**Примечания**

1) Буровой подрядчик до начала работ по монтажу, демонтажу и строительству буровой установки должен иметь:
   - план организации работ (далее – ПОР);
   - наряды-допуски на выполнение строительно-монтажных работ в охранной зоне наземных и подземных коммуникаций, трубопроводов и электрических линий;
   - технологический регламент на строительно-монтажные работы;
   - положения о производственном контроле;
   - план ликвидации аварий.
2) При планировании площадки используется:
   - бульдозер Т-170, N-125 кВт 1 единица;
   - экскаватор N-110 кВт 1 единица;
   - автотранспорт Камаз 1 единица.

* Низковольтная осветительная линия предусматривается на случай установки внешнего дополнительного освещения буровой площадки и для возможных нужд жилгородка;

** Допускается установка опор из другого материала.

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

| № п/п | Номер расценки по ЕРЕР или разовая | Наименование работ (ПЕРЕНЕСЕНИЕ В НАТУРУ МЕСТОПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛАНОВО-ВЫСОТНОГО ПОЛОЖЕНИЯ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЕ АЗИМУТА) | Номер скважины | Количество скважин |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1 | - | Рекогносцировка участка работ | См. таблицу 1.1.1 | 150 |
| 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 высоты устья скважины методом технического нивелирования | -«- | -«- |
| 6 | - | Определение азимута | -«- | -«- |
| 7 | - | Ведение полевой документации | -«- | -«- |
| 8 | - | Камеральная обработка материалов | -«- | -«- |
| 9 | - | Переезды на участке работ | -«- | -«- |

**Примечание –** Работы производятся Заказчиком.

## 12.2 Объемы строительных и монтажных работ для строительства скважины

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

| Номер варианта | Номер расценки по ЕРЕР или разовая | Номер скважины | Номер комплекта бурового оборудования | Вид привода (электрический, ДВС) | Вид строительства (первичное, повторное, передвижка до 5 м, на 15-20 м, на 45-50 м, без передвижки с наклоном вышки) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1 | - | См. таблицу 1.1.1 | «XJ-550» | Дизель-гидравлический | первичное |
| 2 | - | | «ZJ-15» | ДВС | |
| 3 | - | | «ZJ-20» | | |

**Таблица 12.4 – Объёмы работ по комплекту бурового и силового оборудования «XJ-550»**

| № п/п | Номер расценки по ЕРЕР или разовая | Наименование работ (с указанием шифра или характеристики) | Единица измерения | Номер варианта | Количество | Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| | | **Буровая установка «XJ-550» Грузоподъемность - 147 т** | к-т | | **1** | - |
| | | **Привод буровой установки - ДВС** | | | | - |
| | | **Дизельный двигатель CAT 3412 DITA, N-429 кВт** | -"- | | **1** | - |
| | | **Дизельный двигатель CAT KT38-P780, N-582 кВт** | -"- | | **2** | - |
| | | **Дизель-генератор Volvo penta, N-200 кВт** | -"- | | **1** | - |
| | | **Дизель-генератор Volvo penta, N-120 кВт (резервный)** | -"- | | **1** | - |
| 1 | - | Буровая автоплатформа 6,6 м × 4,9 м × 4,5 м в том числе | | | | - |
| 1.1 | - | Вышка мачтовая XJ-550 высотой 32 м | к-т | 1;2 | 1 | - |
| 1.2 | - | Талевый блок XJ-550 грузоподъемностью (г/п) 147 тн. | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.3 | - | Крюкоблок XJ-550 г/п 147 тн. | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.4 | - | Вертлюг SL-160 г/п 160 тн на рабочее давление 350 атм. | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.5 | - | Система аварийного спуска верхового рабочего | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.6 | - | Буровая лебедка SIX 547OT -200, N-550 кВт | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.6.1 | - | главный тормоз (ленточный) | -"- | 1 | 1 | - |
| 1.6.2 | - | вспомогательный гидротормоз | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.6.3 | - | гидравлическая катушка | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.6.4 | - | тартальный барабан | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.7 | - | Приспособление для крепления мертвого конца талевого каната ZJ120 | -"- | 1;2 | 1 | - |
| 1.8 | - | Лебедка гидравлическая YC г/п 5 тн. | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.9 | - | Лебедка гидравлическая YC г/п 3 тн. | -"- | -"- | 1 | - |

**Продолжение таблицы 12.4**

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1.10 | - | Аварийное силовое устройство N-55кВт | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.11 | - | Дизель CAT KT38-P780, N-582 кВт для привода лебедки и ротора | -"- | -"- | 2 | - |
| 1.12 | - | Коробка передач CLBT-6061 ALLISON | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.13 | - | Редуктор XJ-550 | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.14 | - | Воздушный компрессор – TU-FLO1000 | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.15 | - | Гидравлическая система с масляным насосом BEIU25-7 (P25*37B) | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.16 | - | Электрическая система | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.17 | - | Основание по вышку | -"- | -"- | 1 | - |
| 2 | - | Рабочая площадка 5,4 м × 7,4 м с основанием высотой 5 м (4,5 м – под ротором) | к -т | 1;2 | 1 | - |
| 2.1 | - | Ротор XJ-550 г/п 196 тн. | -"- | -"- | 1 | - |
| 2.2 | - | Универсальный механический ключ УМК – Q100 макс. момент вращения - 35 кН.м | -"- | -"- | 1 | - |
| 2.3 | - | Стояк 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 | - |
| 2.8 | - | Модуль бурильщика: | | | | - |
| 2.8.1 | - | Пульт управления бурильщика: | -"- | -"- | 1 | - |
| 2.8.2 | - | индикатор веса на крюке | -"- | 1 | 1 | - |
| 2.8.3 | - | индикатор давления на стояке | -"- | -"- | 1 | - |
| 2.8.4 | - | индикатор числа ходов поршня бурового насоса | -"- | -"- | 1 | - |

**Продолжение таблицы 12.4**

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 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 противопотока 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 | - |
| 5 | - | Энергетический модууль: | -"- | -"- | 1 | - |
| 6 | - | Дизель-генератор Volvo penta, N-200 кВт | -"- | 1;2 | 1 | - |
| 6.1 | - | электрокомпрессор с электродвигателем N-37 кВт | -"- | -"- | 1 | - |
| 6.2 | - | воздухосборник с устройством для осушки воздуха в металлическом контейнере | -"- | -"- | 1 | - |
| 7 | - | Циркуляционная система: | | | | - |
| 7.1 | - | буровой насос QZ3NB-1000 | -"- | 1;2 | 2 | - |
| 7.2 | - | привод бурового насоса дизель | -"- | -"- | 1 | - |
| 7.3 | - | привод бурового насоса дизель | -"- | 1;2 | 1 | - |
| 7.5 | - | всасывающая линия низкого давления бурового раствора буровых насосов Ø 305 мм | -"- | -"- | 1 | - |
| 7.6 | - | задвижки низкого давления на всасывающей линии Ø 300 мм | шт | -"- | 2 | - |
| 7.7 | - | выкидная линия бурового насоса высокого давления Ø 75 мм (от насоса до манифольда) | к-т | -"- | 1 | - |
| 7.8 | - | линия высокого давления Ø 75 мм 350 кгс/см для подачи бурового | -"- | -"- | 1 | - |

**Продолжение таблицы 12.4**

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | раствора | | | | |
| 7.9 | - | задвижки высокого давления Ø 75 мм на манифольде | шт. | -"- | 2 | - |
| 7.10 | - | выкидная линия бурового раствора Ø 406 мм (скважина - вибросито) | м | 1;2 | 5 | - |
| 7.11 | - | Емкость для очистки бурового раствора на 5 отсеков V-40 м$^3$ | -"- | -"- | 1 | - |
| 7.11.1 | - | вибросито сдвоенное HS270-4P-PTS | -"- | 1 | 1 | - |
| 7.11.2 | - | Дегазатор HV-240 | -"- | -"- | 1 | - |
| 7.11.3 | - | шламовый насос SB-6×8-12 эл/двигателем к нему N-55 кВт | -"- | -"- | 2 | - |
| 7.11.4 | - | перемешиватель бурового раствора лопастной с эл/двигателем N-5,5 кВт | -"- | -"- | 1 | - |
| | - | гидроперемешиватель | -"- | -"- | 1 | - |
| 7.11.5 | - | центрифуга LN450×842N производ. 40 м$^3$/час | | | | - |
| | - | (по требованию заказчика) | -"- | 1;2 | 1 | - |
| 7.12 | - | Емкость 25 м$^3$ для сбора отходов бурения | -"- | -"- | 1 | - |
| 7.13 | - | Емкость рабочая (всасывающая) V-40 м$^3$ | -"- | -"- | 1 | - |
| 7.13.1 | - | пескоотделитель HD300×2-C | -"- | 1 | 1 | - |
| 7.13.2 | - | илоотделитель HM100×12-C с ц/бежным насосом и эл/двигателем к нему N-55 кВт | -"- | -"- | 1 | - |
| 7.13.3 | - | перемешиватель бурового раствора лопастной с эл/двигателем N-11 кВт | -"- | 1 | 2 | - |
| 7.13.4 | - | гидроперемешиватель | -"- | -"- | 1 | - |
| 7.13.5 | - | емкость дозировочная для химреагентов V=2,5 м$^3$ | -"- | -"- | 1 | - |
| 7.13.6 | - | модуль лаборатории буровых растворов | -"- | 1;2 | 1 | - |
| 7.13.7 | - | Емкость для смешивания бурового раствора на два отсека V=40 м$^3$ | -"- | -"- | 1 | - |
| 7.13.8 | - | перемешиватель бурового раствора лопастной с эл/двигателем N-11 кВт | -"- | 1 | 2 | - |
| 7.13.9 | - | гидроперемешиватель | -"- | -"- | 1 | - |

**Продолжение таблицы 12.4**

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 7.13.10 | - | емкость V=7 м$^3$ для приготовлении бурового раствора | -"- | -"- | 1 | - |
| 7.13.11 | - | перемешиватель бурового раствора лопастной с эл/двигателем N-11 кВт | -"- | -"- | 1 | - |
| 7.14 | - | Емкость для запаса бурового раствора V=40 м$^3$ | -"- | 1;2 | 1 | - |
| 7.14.1 | - | перемешиватель бурового раствора лопастной с эл/двигателем N-11 кВт | к-т | 1 | 2 | - |
| 7.14.2 | - | Гидроперемешиватель | к-т | 1 | 2 | - |
| 7.15 | - | Емкость доливная V= 7-12 м$^3$ | -"- | 1;2 | 1 | - |
| 7.16 | - | Обвязка емкостей трубопроводами | -"- | -"- | 6 | - |
| 8 | - | Система приготовления бурового раствора: | -"- | | | - |
| 8.1 | - | Бункер (контейнер) для материалов | -"- | -"- | 1 | - |
| 8.2 | - | Емкость V=2,5- 4 м$^3$ на смесительной емкости | -"- | -"- | 1 | - |
| 8.3 | - | Центробежный насос с эл/двигателем N-55 кВт | -"- | 1;2 | 2 | - |
| 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) | | | | - |
| 11 | - | Емкость для сбора пластового флюида V-50 м на концах линий ПВО | -"- | -"- | 2 | - |
| 12 | - | Емкость для воды малого V-30 м$^3$ и большого V-70 м$^3$ | -"- | -"- | 2 | - |
| 13 | - | Емкость для дизтоплива расходная V-30 м$^3$ с центробежным насосом и электроприводом к нему | -"- | 1 | 1 | - |
| 14 | - | Бак для дизтоплива расходная V-2 м$^3$ | -"- | -"- | 1 | - |
| 15 | - | Бак двухсекционный для смазочного масла | -"- | 1 | 1 | - |
| 16 | - | Обвязка емкостей трубопроводами ( воды, топлива) | -"- | -"- | 4 | - |

**Продолжение таблицы 12.4**

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 17 | - | Противовыбросовое оборудование (аналог ОП 42-280/80×21 ГОСТ 13862- | -"- | -"- | 1 | - |
| | - | 2003 ) в том числе: | | | | - |
| 17.1 | - | универсальный (кольцевой) превентор на 210 кгс/см$^2$ | -"- | 1 | 1 | - |
| 17.2 | - | два плашечных на 210 кгс/см$^2$ (сдвоенный) | -"- | -"- | 2 | - |
| 17.3 | - | четырехходовой переводник на 210 кгс/см$^2$ | -"- | 1;2 | 1 | - |
| 17.4 | - | Блок управления ПВО FKQ640-7 | -"- | -"- | 1 | - |
| 17.5 | - | дистанционная панель управления JY-35A | -"- | 1;2 | 1 | - |
| 17.6 | - | Манифольд линии дросселирования | к-т | 1;2 | 1 | - |
| 17.7 | - | Манифольд для глушения | -"- | | 1 | - |
| 18 | - | Пульт управления гидравлическим штуцером (тип манометра Y40, на 400 атм) | -"- | -"- | 1 | - |
| 18.1 | - | Сепаратор газа из бурового раствора NQF800/0,7 | -"- | -"- | 1 | - |
| 18.2 | - | Воздушный насос QYB-40.60L | -"- | -"- | 1 | - |
| 18.3 | - | Гидравлическая лебедка г/п 3 тн | -"- | 1 | 1 | - |
| 18.4 | - | гидравлические линии к пультам управления ПВО 35 мм × 25 м | -"- | -"- | 2 | - |
| 19 | - | Оборудование устья скважины:<br>• «А» секция – Головка: колонная, 11”×9-5/8”, “А”;<br>• «В» секция – Головка: НКТ, 7-1/16”×6-5/8”, “В”;<br>• «С» секция – Арматура: запорная, насосная, секция «С» в сборе: Адаптер НКТ, 7-1/16” 2000×2-7/8”EU “С” Темпер. класс U (+121 $^0$C) класс матер. – АА.;<br>• «С» Секция - Арматура: водонагнетательная, 7-1/16" API фланцевый низ на 2-9/16" x 2000, Температура класс-PU (до 121°C), класс матер. - ЕЕ. | -"- | | 1 | - |
| 20 | - | Приемный мост металлический горизонтальный | -"- | 1;2 | 1 | - |
| 21 | - | Приемный мост наклонный | -"- | -"- | 1 | - |
| 22 | - | Стеллажи металлические для труб со стойками на обоих концах высотой 1,25 м | -"- | | 6 | - |
| 23 | - | Инструментальная площадка | -"- | -"- | 1 | - |

**Продолжение таблицы 12.4**

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 24 | - | Бойлер (котельная) или ПКН-2С или 2электрокотла по 100 кВт | -"- | -"- | 1 | - |
| 25 | - | Емкость V-20 м$^3$ для воды (питание котла) с центробежным насосом и электроприводом к нему | -"- | -"- | 1 | - |
| 26 | - | Емкость V-4 м$^3$ для дизтоплива (питание котла) с центробежным насосом | -"- | -"- | 1 | - |
| 27 | - | Обвязка оборудования коммуникациями: | -"- | -"- | | - |
| 27.1 | - | Водопроводы | -"- | -"- | 1 | - |
| 27.2 | - | Топливопроводы | -"- | -"- | 1 | - |
| 27.3 | - | Воздухопроводы | -"- | -"- | 1 | - |
| 27.4 | - | Паропроводы | -"- | -"- | 1 | - |
| 28 | - | Металлические ограждения бурового оборудования | -"- | -"- | 1 | - |
| 29 | - | Металлические кожухи для укрытия коммуникаций | -"- | -"- | 1 | - |
| 30 | - | Электромонтаж оборудования | -"- | -"- | 1 | - |
| 31 | - | Электроосвещение буровой установки | -"- | -"- | 1 | - |
| 32 | - | Контур заземления | к-тур | -"- | 3 | - |
| 33 | - | Центрирование вышки в процессе бурения | вышка | -"- | 1 | - |
| 34 | - | Радиостанция в режиме диспетчерской связи | к-т | -"- | 1 | - |
| 35 | - | Система внутренней связи | к-т | 1;2 | 1 | - |
| 36 | - | Демонтаж бурового оборудования | -"- | 2 | 1 | - |
| 37 | - | Подготовительные работы к транспортировке вышечно-лебедочного блока | -"- | -"- | 1 | - |
| 38 | - | Транспортировка бурового оборудования со скважины на скважину | -"- | -"- | 1 | - |
| 39 | - | Мобильный кран г/п 16-25 тн.(по условиям контракта) | -"- | 1;2 | 1 | - |
| 40 | - | Датчики стационарных газосигнализаторов, имеют звук. и свет. сигналы с вых-м на диспетчерский (пульт управления) и по месту установки датчиков. У ротора, в начале желобной системы, у вибросит, в нас. помещении – (2 шт), у приемных емкостей (2 шт) и в помещении отдыха персонала | к-т | 1;2 | 8 | - |

**Продолжение таблицы 12.4**

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 41 | - | Стационарные газосигнализаторы имеют звуковой и световой сигналы с выходом на диспетчерский пункт (пульт управления) и по месту установки датчиков, проходят проверку перед монтажом, государственную поверку в процессе эксплуатации в установленные сроки | к-т | 1;2 | 8 | - |

**Таблица 12.5 – Объёмы работ по комплекту оборудования для освоения скважины**

| № п/п | Номер расценки по ЕРЕР или разовая | Наименование работ (с указанием шифра или характеристики) | Единица измерения | Номер варианта | Количество | Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 1 | - | Установка мобильная для освоения скважин («ПАП-60/80», «АПРС-40» или аналогичные подъемные установки, соответствующие по грузоподъемности, высоте мачт и требованиям промышленной безопасности) | -"- | -"- | 1 | - |
| 2 | - | Оттяжки к вышке | -"- | -"- | 4 | - |
| 3 | - | Дизельный двигатель 176 кВт | -"- | -"- | 1 | - |
| 4 | - | Прожектор | -"- | -"- | 4 | - |
| 5 | - | Выкидная линия 73 мм для промывки скважины на металл. стойках в бетоне | -"- | -"- | 30/1 | - |
| 6 | - | Задвижка Ø 80 мм высокого давления на выкидных линиях | шт. | -"- | 4 | - |
| 7 | - | Приемные мостки со стеллажами для НКТ | -"- | -"- | 1 | - |
| 8 | - | Приемная емкость V-50 м$^3$ для раствора | -"- | -"- | 2 | - |
| 9 | - | Емкость V-50 м$^3$ для запаса воды | -"- | -"- | 2 | - |
| 10 | - | Обвязка емкостей трубопроводами | -"- | -"- | 7 | - |

**Таблица 12.6– Объёмы работ по комплекту бурового и силового оборудования «ZJ-15»**

| № п/п | Номер расценки по ЕРЕР или разовая | Наименование работ (с указанием шифра или характеристики) | Единица измерения | Номер варианта | Количество | Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| | | **Буровая установка «ZJ-15» Грузоподъемность – 135 т** | к-т | | **1** | - |
| | | **Привод буровой установки - ДВС** | | | | - |
| | | **Дизельный двигатель CAT C-16, N-450 кВт** | -"- | | **1** | - |
| | | **Дизельный двигатель Chidong 190, N-410 кВт** | | | **2** | - |
| | | **Дизель-генератор TAD 1641 GE, N-430 кВт** | | | **1** | - |
| | | **Дизель-генератор TAD 1641 GE, N-430 кВт (резервный)** | | | **1** | - |
| 1 | - | Буровая автоплатформа 14,6 м×3,05 м×1,1 м (безвышки) | | | | - |
| 1.1 | - | Вышка мачтовая JJ135/35, высотой 35 м | к-т | 1;2 | 1 | - |
| 1.2 | - | Кронблок TC150 грузоподъемностью (г/п) 150 т | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.3 | - | Крюкоблок YG150, г/п 150 т | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.4 | - | Вертлюг SL135, г/п 135 т на рабочее давление 350 ат. | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.5 | - | Балкон верхового рабочего | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.6 | - | Страховочный канат верхового рабочего | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.6.1 | - | Система аварийного спуска верхового рабочего | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.7. | - | Буровая лебедка, N-485 кВт; г/п 21 т: | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.7.1 | - | главный тормоз (ленточный) | -"- | 1 | 1 | - |
| 1.7.2 | - | вспомогательный гидротормоз модель 202 | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.7.3 | - | гидравлическая катушка | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.7.4 | - | тартальный барабан, противозатаскиватель | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.8 | - | Приспособление для крепления мертвого конца талевого каната ZJ200 | -"- | 1;2 | 1 | - |

**Продолжение таблицы 12.6**

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1.9 | - | Лебедка гидравлическая, г/п 3 и 5 т | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.10 | - | Аварийное силовое устройство N-55 кВт | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.11 | - | Дизельный двигатель CAT C-16, N-450 кВт для привода лебедки и ротора | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.12 | - | Коробка передач S5610HR | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.13 | - | Угловая приводная коробка передач E630-09 | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.14 | - | Пневматическая система с компрессором (0,7 м$^3$/мин.) и воздухосборником 0,155 м$^3$ | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.15 | - | Гидравлическая система с масляным насосом (165 л/мин.) | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.16 | - | Электрическая система | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.17 | - | Основание по вышку | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.18 | - | Система подъема вышки | -"- | -"- | 1 | - |
| 2 | - | Рабочая площадка 5 м×8 м с основанием высотой 4,5 м (3,6 м - подротором) | к -т | 1;2 | 1 | - |
| 2.1 | - | Ротор ZP-175, N-478 кВт, г/п 175 т | -"- | -"- | 1 | - |
| 2.2 | | Гидравлический трубный ключ с приводом и моментомером | -"- | -"- | 2 | - |
| 2.3 | - | Стояк 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 т | -"- | -"- | 1 | - |
| 2.8 | - | Модуль бурильщика: | | | | - |
| 2.8.1 | - | Пульт управления бурильщика: | -"- | -"- | 1 | - |
| 2.8.2 | - | индикатор веса на крюке | -"- | 1 | 1 | - |
| 2.8.3 | - | индикатор давления на стояке | -"- | -"- | 1 | - |

**Продолжение таблицы 12.6**

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 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 противопотока 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 | - |
| 5 | - | Средства телеметрии (по условиям контракта) | к-т | 1;2 | 1 | - |
| 6 | - | Энергетический модуль: | -"- | -"- | 1 | - |
| 6.1 | - | Дизель-генератор TAD 1641 GE, N-430 кВт (один резервный) | -"- | -"- | 2 | - |
| 7 | - | воздухосборник с устройством для осушки воздуха в металлическом контейнере | -"- | -"- | 1 | - |
| 7.1 | - | Циркуляционная система: | | | | - |
| 7.2 | - | буровой насос F-800, N-557 кВт с консольным краном и тельфером 0,5 т | -"- | 1;2 | 2 | - |
| 7.3 | - | металлическая рама (сани) | -"- | | 2 | - |
| 7.4 | - | всасывающая линия низкого давления бурового раствора буровых насосов Ø 305 мм | -"- | -"- | 2 | - |
| 7.5 | - | задвижки низкого давления на всасывающей линии Ø 300 мм | шт | -"- | 4 | - |
| 7.6 | - | выкидная линия бурового насоса высокого давления Ø 75 мм (от насоса до манифольда) | к-т | -"- | 2 | - |
| 7.7 | - | линия высокого давления Ø 75 мм 350 кгс/см, для подачи бурового раствора от насоса в циркуляционную систему | -"- | -"- | 1 | - |

**Продолжение таблицы 12.6**

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 7.8 | - | задвижки высокого давления Ø 75 мм на манифольде | шт. | -"- | 2 | - |
| 7.9 | - | выкидная линия бурового раствора Ø 406 мм (скважина - вибросито) | м | 1;2 | 10 | - |
| 7.10 | - | Емкость для очистки бурового раствора на 5 отсеков V-40 м$^3$ | -"- | -"- | 1 | - |
| 7.10.1 | - | вибросито сдвоенное Pu Yang Zhong, с эл. двигателем к нему N=11 кВт | -"- | 1 | 1 | - |
| 7.10.2 | - | вакуумный дегазатор ZCQ/4, с эл. двигателем к нему N=55 кВт | -"- | -"- | 1 | - |
| 7.10.3 | - | шламовый насос SB-6×8-12 с эл. двигателем к нему N-55 кВт | -"- | -"- | 2 | - |
| 7.10.4 | - | перемешиватель бурового раствора лопастной с эл. двигателем N-5,5 кВт | -"- | -"- | 1 | - |
| 7.10.5 | - | центрифуга LW450×842NA производ. 40 м$^3$/час (по требованию заказчика) | -"- | 1;2 | 1 | - |
| 7.11 | - | Емкость 25 м$^3$ для сбора отходов бурения | -"- | -"- | 1 | - |
| 7.12 | - | Емкость рабочая (всасывающая) V-40 м$^3$: | -"- | -"- | 1 | - |
| 7.12.1 | - | пескоотделитель ZQJ300×2, с эл. двигателем к нему N-55 кВт | -"- | 1 | 1 | - |
| 7.12.2 | - | илоотделитель ZQJ100×10 с ц/бежным насосом и эл. двигателем к нему N-55 кВт | -"- | -"- | 1 | - |
| 7.12.3 | - | перемешиватель бурового раствора лопастной с эл/двигателем N-11кВт | -"- | 1 | 2 | - |
| 7.12.4 | - | гидроперемешиватель | -"- | -"- | 1 | - |
| 7.12.5 | - | емкость дозировочная для химреагентов V=2,5 м$^3$ | -"- | -"- | 1 | - |
| 7.12.6 | - | Емкость для смешивания бурового раствора на два отсека V=40 м$^3$ | -"- | -"- | 1 | - |
| 7.12.7 | - | перемешиватель бурового раствора лопастной с эл/двигателем N-11 кВт | -"- | 1 | 2 | - |
| 7.12.8 | - | гидроперемешиватель | -"- | -"- | 1 | - |
| 7.12.9 | - | емкость V=7 м$^3$ для приготовлении бурового раствора | -"- | -"- | 1 | - |
| 7.12.10 | - | перемешиватель бурового раствора лопастной с эл/двигателем N-11 кВт | -"- | -"- | 1 | - |
| 7.13 | - | Емкость для запаса бурового раствора V=40 м$^3$ | -"- | 1;2 | 1 | - |
| 7.13.1 | - | перемешиватель бурового раствора лопастной с эл/двигателем N-11кВт | к-т | 1 | 2 | - |

**Продолжение таблицы 12.6**

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 7.13.2 | - | Гидроперемешиватель | к-т | 1 | 2 | - |
| 7.14 | - | Емкость доливная V= 7-12 м$^3$ | -"- | 1;2 | 1 | - |
| 7.15 | - | Обвязка емкостей трубопроводами | -"- | -"- | 6 | - |
| 8 | - | Система приготовления бурового раствора: | -"- | | | - |
| 8.1 | - | Бункер (контейнер) для материалов | -"- | -"- | 1 | - |
| 8.2 | - | Емкость V=2,5-4 м$^3$ на смесительной емкости | -"- | -"- | 1 | - |
| 8.3 | - | Центробежный насос с эл/двигателем N-55 кВт | -"- | 1;2 | 2 | - |
| 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) | | | | - |
| 11 | - | Емкость для сбора пластового флюида V-50 м$^3$ на концах линий ПВО | -"- | -"- | 2 | - |
| 12 | - | Емкость для технической воды V-40 м$^3$ с центробежным насосом и эл/двигателем к ним N-7,5 кВт | -"- | -"- | 2 | - |
| 13 | - | Емкость для дизтоплива расходная V-2 м$^3$ с центробежным насосом и электроприводом к нему N-7,5 кВт | -"- | 1 | 1 | - |
| 14 | - | Бак для диз. топлива расходная V-2 м$^3$ | -"- | -"- | 1 | - |
| 15 | - | Бак двух секционный для смазочного масла | -"- | 1 | 1 | - |
| 16 | - | Обвязка емкостей трубопроводами (воды, топлива) | -"- | -"- | 4 | - |
| 17 | - | Противовыбросовое оборудование (аналог ОП 42-280/80×21 ГОСТ 13862-2003 ) в том числе: | -"- | -"- | 1 | - |
| 17.1 | - | универсальный (кольцевой) превентор на 210 кгс/см$^2$ | -"- | 1 | 1 | - |
| 17.2 | - | два плашечных на 210 кгс/см$^2$ (сдвоенный) | -"- | -"- | 2 | - |

**Продолжение таблицы 12.6**

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 17.3 | - | четырех ходовой переводник | -"- | 1;2 | 1 | - |
| 17.4 | - | Блок управления ПВО FKQ640-7 | -"- | -"- | 1 | - |
| 17.5 | - | дистанционная панель управления JY-35A | -"- | 1;2 | 1 | - |
| 17.6 | - | Манифольд линии дросселирования | к-т | 1;2 | 1 | - |
| 17.7 | - | Манифольд для глушения скважины | -"- | | 1 | - |
| 18.1 | - | Штуцерный манифольд (1 гидравлический) | -"- | -"- | 1 | - |
| 18.2 | - | Пульт управления гидравлическим штуцером (тип манометра Y40, на 400 атм) | -"- | -"- | 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 т | -"- | 1 | 1 | - |
| 18.8 | - | гидравлические линии к пультам управления ПВО 35 мм × 25 м | -"- | -"- | 2 | - |
| 19 | - | Оборудование устья скважины:<br>• «А» секция – Головка: колонная, 11”×9-5/8”, “А”;<br>• «В» секция – Головка: НКТ, 7-1/16”×6-5/8”, “В”;<br>• «С» секция – Арматура: запорная, насосная, секция «С» в сборе: Адаптер НКТ, 7-1/16” 2000×2-7/8”EU “С” Темпер. класс U (+121 $^0$С) класс матер. – АА.;<br>• «С» Секция - Арматура: водонагнетательная, 7-1/16" API фланцевый низ на 2-9/16" x 2000, Температура класс-PU (до 121°С), класс матер. - ЕЕ. | -"- | | 1 | - |
| 20 | - | Приемный мост металлический горизонтальный | -"- | 1;2 | 1 | - |
| 21 | - | Приемный мост наклонный | -"- | -"- | 1 | - |
| 22 | - | Стеллажи металлические для труб со стойками на обоих концах высотой 1,25 м | -"- | | 6 | - |
| 23 | - | Инструментальная площадка | -"- | -"- | 1 | - |

**Продолжение таблицы 12.6**

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 24 | - | 2 электрокотла по 100 кВт | -"- | -"- | 2 | - |
| 25 | - | Емкость V-20 м$^3$ для воды (питание котла) с центробежным насосом и электроприводом к нему | -"- | -"- | 1 | - |
| 26 | - | Емкость V-4 м$^3$ для дизтоплива (питание котла) с центробежным насосом | -"- | -"- | 1 | - |
| 27 | - | Обвязка оборудования коммуникациями: | -"- | -"- | | - |
| 27.1 | - | Водопроводы | -"- | -"- | 1 | - |
| 27.2 | - | Топливопроводы | -"- | -"- | 1 | - |
| 27.3 | - | Воздухопроводы | -"- | -"- | 1 | - |
| 27.4 | - | Паропроводы | -"- | -"- | 1 | - |
| 28 | - | Металлические ограждения бурового оборудования | -"- | -"- | 1 | - |
| 29 | - | Металлические кожухи для укрытия коммуникаций | -"- | -"- | 1 | - |
| 30 | - | Электромонтаж оборудования | -"- | -"- | 1 | - |
| 31 | - | Электроосвещение буровой установки | -"- | -"- | 1 | - |
| 32 | - | Контур заземления | к-тур | -"- | 3 | - |
| 33 | - | Опрессовка обвязки буровых насосов | агр/оп | -"- | 1 | - |
| 34 | - | Центрирование вышки в процессе бурения | вышка | -"- | 1 | - |
| 35 | - | Радиостанция в режиме диспетчерской связи | к-т | -"- | 1 | - |
| 36 | - | Система внутренней связи | к-т | 1;2 | 1 | - |
| 37 | - | Демонтаж бурового оборудования | -"- | 2 | 1 | - |
| 38 | - | Подготовительные работы к транспортировке вышечно-лебедочного блока | -"- | -"- | 1 | - |
| 39 | - | Транспортировка бурового оборудования со скважины на скважину | -"- | -"- | 1 | - |
| 40 | - | Мобильный кран г/п 16-25 т (по условиям контракта) | -"- | 1;2 | 1 | - |

**Таблица 12.7– Объёмы работ по комплекту бурового и силового оборудования «ZJ-20»**

| № п/п | Номер расценки по ЕРЕР или разовая | Наименование работ (с указанием шифра или характеристики) | Единица измерения | Номер варианта | Количество | Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| | | **Буровая установка «ZJ-20» Грузоподъемность – 158 т** | к-т | | **1** | - |
| | | **Привод буровой установки - ДВС** | | | | - |
| | | **Дизельный двигатель CAT C-16, N-450 кВт** | -"- | | **1** | - |
| | | **Дизельный двигатель Chidong 190, N-410 кВт** | | | **2** | - |
| | | **Дизель-генератор TAD 1641 GE, N-430 кВт** | | | **1** | - |
| | | **Дизель-генератор TAD 1641 GE, N-430 кВт (резервный)** | | | **1** | - |
| 1 | - | Буровая автоплатформа 13,55 м×3,1 м×2,9 м (безвышки) | | | | - |
| 1.1 | - | Вышка мачтовая JJ1580/35-K высотой 35 м | к-т | 1;2 | 1 | - |
| 1.2 | - | Кронблок TC150 грузоподъемностью (г/п) 150 т | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.3 | - | Крюкоблок YG160B г/п 160 т | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.4 | - | Вертлюг SL160 г/п 160 т на рабочее давление 350 ат. | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.5 | - | Балкон верхового рабочего | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.6 | - | Страховочный канат верхового рабочего | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.6.1 | - | Система аварийного спуска верхового рабочего | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.7. | - | Буровая лебедка ZJ-20, N-450 кВт; г/п 210 т: | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.7.1 | - | главный тормоз (ленточный) | -"- | 1 | 1 | - |
| 1.7.2 | - | вспомогательный гидротормоз модель 202 | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.7.3 | - | гидравлическая катушка | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.7.4 | - | тартальный барабан, противозатаскиватель | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.8 | - | Приспособление для крепления мертвого конца талевого каната ZJ200 | -"- | 1;2 | 1 | - |

**Продолжение таблицы 12.7**

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1.9 | - | Лебедка гидравлическая YC г/п 3 и 5 т | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.10 | - | Аварийное силовое устройство N-55 кВт | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.11 | - | Дизельный двигатель CAT C-16, N-450 кВт для привода лебедки и ротора | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.12 | - | Коробка передач ALLISON S6610 | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.13 | - | Угловая приводная коробка передач E630-09 | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.14 | - | Пневматическая система с компрессором (0,7 м$^3$/мин.) и воздухосборником 0,155 м$^3$ | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.15 | - | Гидравлическая система с масляным насосом (165 л/мин.) | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.16 | - | Электрическая система | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.17 | - | Основание по вышку | -"- | -"- | 1 | - |
| 1.18 | - | Система подъема вышки | -"- | -"- | 1 | - |
| 2 | - | Рабочая площадка 5 м×8 м с основанием высотой 4,5 м (3,6 м - подротором) | к -т | 1;2 | 1 | - |
| 2.1 | - | Ротор ZP-175, N-478 кВт, г/п 175 т | -"- | -"- | 1 | - |
| 2.2 | | Гидравлический трубный ключ с приводом и моментомером | -"- | -"- | 2 | - |
| 2.3 | - | Стояк 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 т | -"- | -"- | 1 | - |
| 2.8 | - | Модуль бурильщика: | | | | - |
| 2.8.1 | - | Пульт управления бурильщика: | -"- | -"- | 1 | - |
| 2.8.2 | - | индикатор веса на крюке | -"- | 1 | 1 | - |
| 2.8.3 | - | индикатор давления на стояке | -"- | -"- | 1 | - |

**Продолжение таблицы 12.7**

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 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 противопотока 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 | - |
| 5 | - | Средства телеметрии (по условиям контракта) | к-т | 1;2 | 1 | - |
| 6 | - | Энергетический модуль: | -"- | -"- | 1 | - |
| 6.1 | - | Дизель-генератор TAD 1641 GE, N-430 кВт (один резервный) | -"- | -"- | 2 | - |
| 7 | - | воздухосборник с устройством для осушки воздуха в металлическом контейнере | -"- | -"- | 1 | - |
| 7.1 | - | Циркуляционная система: | | | | - |
| 7.2 | - | буровой насос F-800, N-557 кВт с консольным краном и тельфером 0,5 т | -"- | 1;2 | 2 | - |
| 7.3 | - | металлическая рама (сани) | -"- | | 2 | - |
| 7.4 | - | всасывающая линия низкого давления бурового раствора буровых насосов Ø 305 мм | -"- | -"- | 2 | - |
| 7.5 | - | задвижки низкого давления на всасывающей линии Ø 300 мм | шт | -"- | 4 | - |
| 7.6 | - | выкидная линия бурового насоса высокого давления Ø 75 мм (от насоса до манифольда) | к-т | -"- | 2 | - |
| 7.7 | - | линия высокого давления Ø 75 мм 350 кгс/см, для подачи бурового раствора от насоса в циркуляционную систему | -"- | -"- | 1 | - |

**Продолжение таблицы 12.7**

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 7.8 | - | задвижки высокого давления Ø 75 мм на манифольде | шт. | -"- | 2 | - |
| 7.9 | - | выкидная линия бурового раствора Ø 406 мм (скважина - вибросито) | м | 1;2 | 10 | - |
| 7.10 | - | Емкость для очистки бурового раствора на 5 отсеков V-40 м$^3$ | -"- | -"- | 1 | - |
| 7.10.1 | - | вибросито сдвоенное Pu Yang Zhong, с эл. двигателем к нему N=11 кВт | -"- | 1 | 1 | - |
| 7.10.2 | - | вакуумный дегазатор ZCQ/4, с эл. двигателем к нему N=55 кВт | -"- | -"- | 1 | - |
| 7.10.3 | - | шламовый насос SB-6×8-12 с эл. двигателем к нему N-55 кВт | -"- | -"- | 2 | - |
| 7.10.4 | - | перемешиватель бурового раствора лопастной с эл. двигателем N-5,5 кВт | -"- | -"- | 1 | - |
| 7.10.5 | - | центрифуга LW450×842NA производ. 40 м$^3$/час (по требованию заказчика) | -"- | 1;2 | 1 | - |
| 7.11 | - | Емкость 25 м$^3$ для сбора отходов бурения | -"- | -"- | 1 | - |
| 7.12 | - | Емкость рабочая (всасывающая) V-40 м$^3$: | -"- | -"- | 1 | - |
| 7.12.1 | - | пескоотделитель ZQJ300×2, с эл. двигателем к нему N-55 кВт | -"- | 1 | 1 | - |
| 7.12.2 | - | илоотделитель ZQJ100×10 с ц/бежным насосом и эл. двигателем к нему N-55 кВт | -"- | -"- | 1 | - |
| 7.12.3 | - | перемешиватель бурового раствора лопастной с эл/двигателем N-11кВт | -"- | 1 | 2 | - |
| 7.12.4 | - | гидроперемешиватель | -"- | -"- | 1 | - |
| 7.12.5 | - | емкость дозировочная для химреагентов V=2,5 м$^3$ | -"- | -"- | 1 | - |
| 7.12.6 | - | Емкость для смешивания бурового раствора на два отсека V=40 м$^3$ | -"- | -"- | 1 | - |
| 7.12.7 | - | перемешиватель бурового раствора лопастной с эл/двигателем N-11 кВт | -"- | 1 | 2 | - |
| 7.12.8 | - | гидроперемешиватель | -"- | -"- | 1 | - |
| 7.12.9 | - | емкость V=7 м$^3$ для приготовлении бурового раствора | -"- | -"- | 1 | - |
| 7.12.10 | - | перемешиватель бурового раствора лопастной с эл/двигателем N-11 кВт | -"- | -"- | 1 | - |
| 7.13 | - | Емкость для запаса бурового раствора V=40 м$^3$ | -"- | 1;2 | 1 | - |
| 7.13.1 | - | перемешиватель бурового раствора лопастной с эл/двигателем N-11кВт | к-т | 1 | 2 | - |

**Продолжение таблицы 12.7**

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 7.13.2 | - | Гидроперемешиватель | к-т | 1 | 2 | - |
| 7.14 | - | Емкость доливная V= 7-12 м$^3$ | -"- | 1;2 | 1 | - |
| 7.15 | - | Обвязка емкостей трубопроводами | -"- | -"- | 6 | - |
| 8 | - | Система приготовления бурового раствора: | -"- | | | - |
| 8.1 | - | Бункер (контейнер) для материалов | -"- | -"- | 1 | - |
| 8.2 | - | Емкость V=2,5-4 м$^3$ на смесительной емкости | -"- | -"- | 1 | - |
| 8.3 | - | Центробежный насос с эл/двигателем N-55 кВт | -"- | 1;2 | 2 | - |
| 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) | | | | - |
| 11 | - | Емкость для сбора пластового флюида V-50 м$^3$ на концах линий ПВО | -"- | -"- | 2 | - |
| 12 | - | Емкость для технической воды V-40 м$^3$ с центробежным насосом и эл/двигателем к ним N-7,5 кВт | -"- | -"- | 2 | - |
| 13 | - | Емкость для дизтоплива расходная V-2 м$^3$ с центробежным насосом и электроприводом к нему N-7,5 кВт | -"- | 1 | 1 | - |
| 14 | - | Бак для диз. топлива расходная V-2 м$^3$ | -"- | -"- | 1 | - |
| 15 | - | Бак двух секционный для смазочного масла | -"- | 1 | 1 | - |
| 16 | - | Обвязка емкостей трубопроводами (воды, топлива) | -"- | -"- | 4 | - |
| 17 | - | Противовыбросовое оборудование (аналог ОП 42-280/80×21 ГОСТ 13862-2003 ) в том числе: | -"- | -"- | 1 | - |
| 17.1 | - | универсальный (кольцевой) превентор | -"- | 1 | 1 | - |
| 17.2 | - | два плашечных превентора (сдвоенный) | -"- | -"- | 2 | - |

**Продолжение таблицы 12.7**

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 17.3 | - | четырех ходовой переводник | -"- | 1;2 | 1 | - |
| 17.4 | - | Блок управления ПВО FKQ640-7 | -"- | -"- | 1 | - |
| 17.5 | - | дистанционная панель управления JY-35A | -"- | 1;2 | 1 | - |
| 17.6 | - | Манифольд линии дросселирования | к-т | 1;2 | 1 | - |
| 17.7 | - | Манифольд для глушения скважины | -"- | | 1 | - |
| 18.1 | - | Штуцерный манифольд (1 гидравлический) | -"- | -"- | 1 | - |
| 18.2 | - | Пульт управления гидравлическим штуцером (тип манометра Y40, на 400 атм) | -"- | -"- | 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 т | -"- | 1 | 1 | - |
| 18.8 | - | гидравлические линии к пультам управления ПВО 35 мм × 25 м | -"- | -"- | 2 | - |
| 19 | - | Оборудование устья скважины:<br>• «А» секция – Головка: колонная, 11”×9-5/8”, “А”;<br>• «В» секция – Головка: НКТ, 7-1/16”×6-5/8”, “В”;<br>• «С» секция – Арматура: запорная, насосная, секция «С» в сборе: Адаптер НКТ, 7-1/16” 2000×2-7/8”EU “С” Темпер. класс U (+121 $^0$C) класс матер. – АА.;<br>• «С» Секция - Арматура: водонагнетательная, 7-1/16" API фланцевый низ на 2-9/16" x 2000, Температура класс-PU (до 121°C), класс матер. - EE. | -"- | | 1 | - |
| 20 | - | Приемный мост металлический горизонтальный | -"- | 1;2 | 1 | - |
| 21 | - | Приемный мост наклонный | -"- | -"- | 1 | - |

**Продолжение таблицы 12.7**

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 22 | - | Стеллажи металлические для труб со стойками на обоих концах высотой 1,25 м | -"- | | 6 | - |
| 23 | - | Инструментальная площадка | -"- | -"- | 1 | - |
| 24 | - | 2 электрокотла по 100 кВт | -"- | -"- | 2 | - |
| 25 | - | Емкость V-20 м$^3$ для воды (питание котла) с центробежным насосом и электроприводом к нему | -"- | -"- | 1 | - |
| 26 | - | Емкость V-4 м$^3$ для дизтоплива (питание котла) с центробежным насосом | -"- | -"- | 1 | - |
| 27 | - | Обвязка оборудования коммуникациями: | -"- | -"- | | - |
| 27.1 | - | Водопроводы | -"- | -"- | 1 | - |
| 27.2 | - | Топливопроводы | -"- | -"- | 1 | - |
| 27.3 | - | Воздухопроводы | -"- | -"- | 1 | - |
| 27.4 | - | Паропроводы | -"- | -"- | 1 | - |
| 28 | - | Металлические ограждения бурового оборудования | -"- | -"- | 1 | - |
| 29 | - | Металлические кожухи для укрытия коммуникаций | -"- | -"- | 1 | - |
| 30 | - | Электромонтаж оборудования | -"- | -"- | 1 | - |
| 31 | - | Электроосвещение буровой установки | -"- | -"- | 1 | - |
| 32 | - | Контур заземления | к-тур | -"- | 3 | - |
| 33 | - | Опрессовка обвязки буровых насосов | агр/оп | -"- | 1 | - |
| 34 | - | Центрирование вышки в процессе бурения | вышка | -"- | 1 | - |
| 35 | - | Радиостанция в режиме диспетчерской связи | к-т | -"- | 1 | - |
| 36 | - | Система внутренней связи | к-т | 1;2 | 1 | - |
| 37 | - | Демонтаж бурового оборудования | -"- | 2 | 1 | - |
| 38 | - | Подготовительные работы к транспортировке вышечно-лебедочного блока | -"- | -"- | 1 | - |
| 39 | - | Транспортировка бурового оборудования со скважины на скважину | -"- | -"- | 1 | - |
| 40 | - | Мобильный кран г/п 16-25 т (по условиям контракта) | -"- | 1;2 | 1 | - |

**Таблица 12.8 – Объёмы работ под конструктивные узлы вышки и привышечных сооружений к комплекту**

| № п/п | Номер расценки по ЕРЕР или разовая | Наименование работ (с указанием шифра или характеристики) | Единица измерения | Номер варианта | Количество | Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 1 | - | Обшивка балкона верхового рабочего синтетической тканью | балкон | 1; 2 | 1 | - |
| 2 | - | Обшивка рабочей площадки металлическими щитами или синтетической тканью | площадка | -"- | 1 | - |
| 3 | - | Обшивка подвышечного основания синтетической тканью | осн | -"- | 1 | - |
| 4 | - | Сарай (навес для бур. насоса с приводом 8 м×4,0 м×2,6 м (каркас металл., обшивка синтетической тканью | сарай | -"- | 1 | - |
| 5 | - | Сарай для котельной 2,5 м×4 м×3 м обтянут синтетической тканью | -"- | -"- | 1 | - |
| 6 | - | Лестницы на буровой установке согласно схеме: | | | | - |
| 6.1 | - | - для прохода на рабочую площадку со стороны приемного моста | лестница | | 1 | - |
| 6.2 | - | - для прохода с рабочей площадки на поверхность земли | -"- | -"- | 1 | - |
| 6.3 | - | - для прохода с платформы на поверхность земли | -"- | -"- | 2 | - |
| 6.4 | - | - для прохода с циркуляционной системы на поверхность земли | -"- | -"- | 2 | - |
| 7 | - | Аварийный спуск | желоб | -"- | 1 | - |
| 8 | - | Оттяжки к вышке с устройством якорей | оттяж. | -"- | 4 | - |
| 9 | - | Санитарно-бытовые помещения (за пределами буровой площадки на расстоянии-высота вышки+10 м.) | к-т | -"- | 7 | - |
| 9.1 | - | Офис со складским отделением | -"- | -"- | 1 | - |
| 9.2 | - | Электромонтаж помещения (вагончиков) | -"- | -"- | 2 | - |

**Таблица 12.9 – Объёмы работ по фундаментам под комплект (и вышку)**

| № п/п | Номер расценки по ЕРЕР или разовая | Наименование работ (с указанием шифра или характеристики) | Единицы измерения | Номер варианта | Количество | Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 1* | - | Фундамент из железобетонных плит 3 м×1,5 м×0,2 м под: | плита | 1; 2 | | - |
| 1.1 | - | вышечное основание | -"- | -"- | 7 | - |
| 1.2 | - | автоплатформу | -"- | -"- | 8 | - |
| 1.5 | - | емкости циркуляционной системы | -"- | -"- | 8 | - |
| 1.6 | - | блок приготовления бурового раствора | -"- | -"- | 5 | - |
| 1.7 | - | буровой насос и привод к нему | -"- | -"- | 6 | - |
| 1.8 | - | энергоблок | -"- | -"- | 5 | - |
| 1.9 | - | склад ГСМ | -"- | -"- | 8 | - |
| 2 | - | Фундамент из железобетонных блоков 2 м×1 м×0,6 м под КПБ-3 | -"- | -"- | 4 | - |
| 3 | - | Изоляция синтетической пленкой площадок под вышечным блоком, блоком приготовления раствора, насосами | $м^2$ | -"- | 100 | - |
| 4 | - | Металлические стойки через 10 м, забетонированные в земле. | -"- | -"- | 10 | - |

* Допускается сооружать фундаменты из других плит с аналогичной несущей способностью.

# 13 ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ

**Таблица 13.1 – Продолжительность строительства скважины**

| Строительно-монтажные работы для перевозки вышко-монтажной бригады, сут | 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 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| - | 13,0 | 1,5 | 0,5 | 6,0+3,0* | 2,0 | - | 2,0 |
| - | Техническое задание | | | | | | |

$$T_{бур.} = \frac{480 \times 30}{2400} = 6{,}0 \text{ сут}$$

$T_{бур.}$ – продолжительность бурения и крепления, сут.

2400 – проектная скорость бурения, м/ст. мес.

* Продолжительность ОЗЦ эксплуатационой колонны – 3 сут. Во время ОЗЦ на скважине производственные работы не проводятся и персонал отсутствует.

**Таблица 13.2 – Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин**

| Номер обсадной колонны | Название колонны | Продолжительность крепления, сут | Интервал бурения, м | | Продолжительность бурения, сут | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | от (верх) | до (низ) | забойными двигателями | роторным способом | совмещённым способом |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| - | Шахтовое направление | - | 0 | 50 | - | - | - |
| 1 | Кондуктор | 1,2 | 50 | 260 | -//- | 1,1 | - |
| 2 | Эксплуатационная колонна | 1,8+3,0* | 260 | 480 | - | 1,9 | -//- |
| **Итого:** | **6,0+3,0*** | **3,0+3,0*** | | | **-** | **3,0** | **-** |

* Продолжительность ОЗЦ эксплуатационой колонны – 3 сут. Во время ОЗЦ на скважине производственные работы не проводятся и персонал отсутствует.

# 14 МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ

Средства механизации и автоматизации при бурении и креплении скважины должны соответствовать «Спецификации основного оборудования буровой установки».

Кроме этого, проектом предусматривается оснащение буровой установки при бурении скважины средствами, повышающими безопасность труда в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (ПОПБОПО НГОП) по следующему перечню:

**Таблица 14.1 – Основные требования и мероприятия по технике безопасности и противопожарной технике**

| № п/п | Наименование средств безопасности | Наименование объекта | Количество |
|---|---|---|---|
| 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 комплект |
| 3 | Тали ручные для ремонта гидравлической части буровых насосов и замены дизелей | БУ | 1 шт. |
| 4 | Притовозатаскиватель талевого блока (ограничитель переподъема) и ограничитель нагрузки талевой системы ОБЛ и др. | БУ | по 1 комплекту |
| 5 | Якорь или крюк для вспомогательных работ | БУ | 1 шт. |
| 6 | Механизм для крепления и перепуска неподвижной ветви талевого каната | БУ | 1 комплект |
| 7 | Приспособление для правильной навивки талевого каната на барабан лебедки (успокоитель типа УТК-1 и др.) | БУ | 1 шт. |
| 8 | Приспособление для безопасной рубки стальных канатов | БУ | 1 шт. |
| 9 | Приспособление для безопасного бурения шурфа под ведущую трубу | БУ | 1 шт. |
| 10 | Приспособление для установки ведущей трубы в шурф | БУ | 1 комплект |
| 11 | Устройство для безопасного выброса бурильных труб (желоб и т.п.) | БУ | 1 комплект |
| 12 | Инструмент для замера износа замковых соединений бурильных труб | БУ | 1 комплект |
| 13 | Приспособление для очистки от глинистого раствора труб при подъеме их из скважины | БУ | 1 комплект |
| 14 | Предохранительное устройство против падения бурильных свечей в направлении привышечного сарая и приемного моста | БА | 2 комплекта |
| 15 | Система обогрева в зимнее время (паровой котел, эл. калорифер, и т.п.) подсвечника, подставки для бурильщика, ПВО | БУ | 1 комплект |
| 16 | Крючок для подвески штропов | БУ | 1 шт. |
| 17 | Пневматический раскрепитель бурильных труб | БУ | 1 комплект |
| 18 | Автоматический ключ буровой (АКБ) или пневматический буровой ключ (ПБК) в комплекте с ПКР | БУ | 1 комплект |
| 19 | Приспособление для завинчивания и отвинчивания долот | БУ | 1 шт. |
| 20 | Блокирующие устройства ротора при поднятых клиньях ПКР, а также произвольное открывание дверей кожуха лебедки с ее приводом | БУ | по 1 комплекту |

**Продолжение таблицы 14.1**

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|---|---|---|---|
| 21 | Моментомер для замера крутящего момента на роторе | БУ | 1 шт. |
| 22 | Сигнальное или переговорное устройство между постом бурильщика, люлькой верхового рабочего и насосным отделением | БУ | 1 шт. |
| 23 | Патрубки подъемные по диаметрам УБТ | БУ | 2 комплекта |
| 24 | Обратный клапан и шаровой кран для бурильных труб с ключом и комплектом переводников по размерам труб | БУ | 1 комплект (по 2 переводника на типоразмер труб) |
| 25 | 3 - фазная розетка для подключения промыслово-геофизической аппаратуры | БУ | 1 шт. на всех типах буровых |
| 26 | Вилка для захвата вкладышей ротора | БУ | 1 шт. |
| 27 | Устройство против разбрызгивания бурового раствора при СПО | БУ | 1 шт. |
| 28 | Устройство для долива скважины при подъеме бурильных свечей (доливочная емкость с уровнемером и др.) | БУ | 1 комплект |
| 29 | Струбцины (стяжки) и зажимы («невольки») для растяжек вышек и мачт | БУ | по 1 стяжке и по 3 зажима на канатную растяжку |
| 30 | Шаблон для обсадных труб по диаметрам | БУ | по 1 шт. на каждый диаметр |
| 31 | Колпачок для безопасного перемещения долот | БУ | 1 комплект |
| 32 | Комплект приборов для измерения параметров бурового раствора | БУ | 1 комплект (полевая лаборатория) |
| 33 | Устройство для перемешивания бурового раствора в резервуарах | БУ | 1 комплект |
| 34 | Комплект механизмов для очистки бурового раствора от твердых частиц и газонасыщения (вибросита, пескоилоотделители и др.) | БУ | 1 комплект |
| 35 | Защитные очки и др. СИЗ для приготовления бурового раствора с химреагентами | БУ | по 1 шт. на рабочего |
| 36 | Страховочный канат для подвески и защиты нагнетательного шланга | БУ | 1 шт. |
| 37 | Приспособление для быстроразъемного соединения и разъединения нагнетательного шланга со стояком (фланцевое соединение и пр.) | БУ | 1 шт. |
| 38 | Устьевое противовыбросовое оборудование | БУ | 1 комплект |
| 39 | Запас сжатого азота для заправки гидроаккумуляторов превенторных установок | БУ | не < 2 заправки |
| 40 | Комплект ключей во взрывобезопасном исполнении для фланцевых соединений превенторной установки | БУ | 1 комплект |
| 41 | Указатель “Открыто”, «Закрыто” к задвижке высокого давления | БУ | 1 шт. |
| 42 | Демпфер (предохранитель) к манометру буровых насосов | БУ | по 1 шт. на манометр |
| 43 | Пусковая задвижка с дистанционным управлением | БУ | 1 шт. |
| 44 | Приспособление для снятия поршней со штоков буровых насосов и выемки втулок | БУ | 1 комплект |
| 45 | Устройство для безопасной замены резинового разделителя для блока воздушных колпаков буровых насосов | БУ | 1 шт. |

**Продолжение таблицы 14.1**

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|---|---|---|---|
| 46 | Гидравлический съемник для выпрессовки седел клапанов буровых насосов | БУ | 1 шт. |
| 47 | Автоматический сигнализатор уровня промышленной жидкости в емкости | емк. | 1 шт. на насос |
| 48 | Устройство по предупреждению перегрузки бурового насоса | насос | 1 шт. |
| 49 | Ключ патронный для загибания втулочно-роликовых цепей | БУ | 1 шт. |
| 50 | Машинка для стягивания втулочно-роликовых цепей | БУ | 1 шт. |
| 51 | Отводные крючки | БУ | 4-5 шт. |
| 52 | Устройство, предупреждающее падение посторонних предметов в скважину | устье скв. | 1 шт. |
| 53 | Комплект аварийного ловильного инструмента | БУ | 1 комплект |
| 54 | Пояс предохранительный для верхового рабочего | БУ | 2-3 шт. |
| 55 | Влагоотделитель для пневмосистемы | БУ | 1 комплект |
| 56 | Автоматическое устройство по отключению компрессоров | компр. | 1 комплект |
| 57 | Искрогаситель выхлопных газов с выводом его в емкость с водой (гидрозатвор) | ДВС | по 1 шт. на выхлопную трубу |
| 58 | Стеллажи для хранения баллонов с газов высокого давления | БУ | 1 комплект |
| 59 | Приспособление против скатывания труб со стеллажей (съемные упоры и др.) | БУ | 1 комплект |
| 60 | Верстак столярный с т исками и набором слесарных инструментов | БУ | 1 комплект |
| 61 | Ограничитель напряжения холостого хода эл/сварочного трансформатора | эл/свар. трансф. | 1 шт. |
| 62 | Светильник переносной во взрывозащищенном исполнении напряжением 12 В. | БУ | 2 шт. |
| 63 | Диэлектрические средства защиты от поражения эл/током (перчатки, подставки, коврики, боты) | БУ | 1 комплект |
| 64 | Защитные каски с подшлемниками | БУ | 1 на работающего |
| 65 | Вкладыши противошумные “Беруши” или противошумные наушники | БУ | 1 на работающего |
| 66 | Средства связи с базой (рация, телефон) | БУ | 1 комплект |
| 67 | Контрольно-измерительные приборы | БУ | 1 комплект |

**Примечание –** Допускается работа буровой или отдельного ее оборудования при замене перечисленных в настоящих “Нормативах” средств защиты их аналогами, не снижающими уровня безопасности труда.

С учетом типа установки, используемой при испытании скважины производится ее оснащение дополнительными средствами по следующему перечню:

**Таблица 14.2 – Средства механизации и автоматизации**

| № п/п | Наименование средств безопасности | Наименование объекта | Количество |
|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1 | Механизмы или приспособления для свинчивания и развинчивания НКТ и штанг | БУ | 1 комплект |
| 2 | Механизированный ключ буровой или приспособление для регулировки высоты его подвески | “ | “ |
| 3 | Ключ круговой для насосных штанг | “ | “ |
| 4 | Безопасный ключ буровой для отвинчивания насосных штанг | “ | “ |
| 5 | Воронки для направления труб и спуска насосных штанг | “ | “ |
| 6 | Вилки для подтаскивания НКТ | “ | “ |
| 7 | Траверса для погрузки и разгрузки насосных штанг | “ | 2 шт. |
| 8 | Приспособление для выброса труб (салазки, лоток, желоб) | “ | 1 шт. |
| 9 | Подсвечник с обогревом в зимнее время | “ | “ |
| 10 | Вилка подкладная | “ | “ |
| 11 | Штангодержатель разрезной | “ | “ |
| 12 | Индикатор веса колонны труб | “ | “ |
| 13 | Ограничитель переподъема крюкоблока | “ | “ |
| 14 | Ролик оттяжной с ограждением | “ | “ |
| 15 | Ролик предохранительный 1-го пояса | ВБ | “ |
| 16 | Якорь для вспомогательных работ | “ | “ |
| 17 | Безопасная шпилевая катушка с направляющим роликом | Лебедка | “ |
| 18 | Устройство против разбрызгивания бурового раствора | БУ | “ |
| 19 | Устьевое противовыбросовое оборудование | “ | “ |
| 20 | Вилка для захвата вкладышей ротора | “ | “ |
| 21 | Ключ для разгибания шплинтов втулочно-роликовых цепей | “ | “ |
| 22 | Приспособление для отвинчивания и завинчивания долот | “ | “ |
| 23 | Колпачок для безопасного перемещения долот | “ | “ |
| 24 | Приспособление для безопасной рубки стальных канатов | “ | “ |
| 25 | Приспособление для снятия фонтанной арматуры с устья скважины | “ | “ |
| 26 | Крючок для подвески и надевания штропов на однорогий крюк | “ | “ |
| 27 | Струбцины и зажимы для растяжек | вышка, мачта | по 1 и 3 для растяжки |
| 28 | Предохранительная пластина или шпилька | поршневой насос | 5 шт. на каждую ступень |
| 29 | Страховочный канат для подвески и защиты промывочного шланга | БУ | 1 шт. |
| 30 | Приспособление для быстроразъемного соединения и разъединения промывочного шланга | БУ | “ |
| 31 | Сигнализатор уровня жидкости в емкостях | Емкости | “ |
| 32 | Клапан обратный в обвязке “устье-компрессор” | БУ | “ |
| 33 | Клапан предохранительный многократного действия | насос поршневой | “ |

**Продолжение таблицы 14.2**

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|---|---|---|---|
| 34 | Устройство по предупреждению перегрузки бурового насоса | стационарный насос | “ |
| 35 | Указатель “Открыто”, ”Закрыто” | Задвижка | “ |
| 36 | Шаблоны на каждый диаметр труб | БУ | 1 комплект |
| 37 | Комплект контрольно-измерительных приборов (КИП) согласно перечня | “ | “ |
| 38 | Лубрикатор для спуска КИП под давлением | “ | “ |
| 39 | Задвижка с катушкой и патрубком для герметизации пространства между колонной и НКТ | “ | “ |
| 40 | Воронка, не дающая искрения над верхней задвижкой фонтанной арматуры | “ | 1 шт. |
| 41 | Патрубки подъемные для каждого диаметра труб | “ | 1 комплект |
| 42 | Патрубки монтажные на каждый диаметр труб | “ | “ |
| 43 | Пояса предохранительные | “ | |
| 44 | Искрогаситель выхл. труб ДВС с выводом его в емкость с водой (гидрозатвор) | ДВС | 2 шт. на каждую выхл. трубу |
| 45 | Успокоитель талевого каната | лебедка БУ | 1 шт. |
| 46 | Аварийное освещение (аккумуляторные лампы) | “ | 2 шт. |
| 47 | Диэлектрические средства защиты (перчатки, подставки, коврики, боты) | “ | “ |
| 48 | Средства связи (рация, телефон) | “ | “ |
| 49 | Комплект СИЗ: защитные очки, каски с подшлемниками, вкладыши “Беруши” или противошумные наушники (при работе на объектах с повышенным шумом) | “ | 1 шт. на каждого работника |

**Примечания**

1) Объекты нефтяной и газовой промышленности оснащаются средствами защиты, серийно выпускаемыми промышленностью.
2) Перечисленные средства эксплуатируются в соответствии с инструкциями изготовителя и производственными инструкциями, разработанными в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (ПОПБОПО НГОП).

**Таблица 14.3 – Средства контроля**

| № п/п | Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д. | ГОСТ, ТУ на изготовление | Количество, шт. |
|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1 | Гидравлический индикатор веса | импортные | 1 |
| 2 | Индикаторы давления, показывающие (манометры) | импортные | 4 |
| 3 | Роторный моментомер | - | 1 |
| 4 | Шаблоны для контроля за износом центраторов и калибраторов | - | 2 |
| 5 | Мерные скобы для контроля диаметров бурильных труб и УБТ | - | 4 |
| 6 | Уровнемер в доливной емкости | - | 1 |
| 7 | Лаборатория буровых растворов | - | 1 |
| 7.1 | Прибор для определения удельного веса | - | 1 |
| 7.2 | Прибор для определения условной вязкости | - | 1 |
| 7.3 | Вискозиметр | - | 1 |
| 7.4 | Вискозиметр FANN | - | 1 |
| 7.5 | Секундомер | - | 1 |
| 7.6 | Прибор для определения содержания песка | - | 1 |
| 7.7 | Фильтропресс со сжатым $CO_2$ | - | 1 |
| 7.8 | Высокотемпературный фильтропресс высокого давления со сжатым воздухом | - | 1 |
| 8 | Станция геолого-технологического контроля (с глубины 50 м) | - | 1 |

**Примечание** – Допускается замена средств контроля зарубежными аналогами.

# 15 ПРОМЫШЛЕННАЯ И ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ, ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА ТРУДА, САНИТАРНО-ГИГИЕНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН

При проектировании и строительстве скважин выполняются требования законодательства, нормативных актов и документов, стандартов Республики Казахстан по промышленной, пожарной, экологической безопасности, чрезвычайным ситуациям природного и техногенного характера, охране труда, санитарно- гигиеническим условиям, лицензирования, технического регулирования в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (ПОПБОПО НГОП). Перечень документов указан в разделе 19. Мероприятия и проектные решения по промышленной безопасности (ПБ) разработаны с целью защиты от опасных, аварийных и чрезвычайных ситуаций и их последствий при строительстве скважины и включают организационные, технические условия предупреждения аварий, пожаров, ЧС, воздействия опасных и вредных факторов.

**Таблица 15.1 – Мероприятия и проектные решения по промышленной безопасности**

| № п/п | Наименование и содержание производственного процесса, мероприятия ПБ | Ответственное лицо |
|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 |
| 1 | Общие требования к строительству опасного объекта | |
| 1.1 | Выполнение условий технического регулирования по допуску оборудования и выдачи разрешений на его применение. | Руководитель организации (службы) |
| 1.2 | Наличие на объекте утвержденной и согласованной проектной документации с мероприятиями ПБ и оценки риска опасных ситуаций, декларации безопасности. | Руководитель организации (службы)<br>Руководитель объекта |
| 1.3 | Обеспечение объекта производственными инструкциями, плакатами, знаками безопасности, журналами, схемами | служба ТБ,<br>Руководитель объекта |
| 1.4 | Разработка плана ликвидации возможных аварий и действий персонала | служба ТБ,<br>Руководитель объекта |
| 1.5 | Приемка объекта в эксплуатацию, составление документации | Руководитель организации (службы) |
| 1.6 | Режимный доступ на объект, защита от несанкционированного воздействия, терактов | Руководитель объекта |
| 1.7 | Осуществление производственного контроля | |
| 1.8 | Производство работ по наряду-допуску, газоопасных и огнеопасных работ | Руководитель объекта |
| 1.9 | Контроль воздуха рабочей зоны | Руководитель объекта |
| 1.10 | Ремонтные работы | Руководитель объекта |
| 1.11 | Ведение технической документации по опасным работам | Руководитель объекта |
| 2 | Строительные работы | Руководитель объекта |
| 2.1 | Организация строительной площадки, рабочих мест, эксплуатация машин и механизмов, инструмента, транспорт, электрогазосварочные и газопламенные работы | Руководитель объекта |
| 2.2 | Безопасность земляных работ | Руководитель объекта |
| 2.3 | Безопасность погрузочно-разгрузочных и высотных работ | Руководитель объекта |
| 2.4 | Электромонтажные и пуско-наладочные работы | Руководитель объекта |
| 3 | Подготовительные и вышкомонтажные работы | Руководитель объекта |
| 3.1 | Безопасность монтажа-демонтажа буровой установки, согласование трассы | Руководитель объекта |

**Продолжение таблицы 15.1**

| 1 | 2 | 3 |
|---|---|---|
| 3.2 | Комплектация буровых установок средствами безопасности, механизации | Руководитель объекта |
| 3.3 | Безопасность при строительстве буровых установок | Руководитель объекта |
| 3.4 | Территория и помещения буровой распределяется по классу взрывоопасности на В-1 и В-1г. К классу В-1 относятся: устьевая шахта, буровая с редукторным блоком, желобная система, ёмкости для бурового раствора, насосный блок.<br>К классу В-1г относятся все остальные помещения, территория вокруг закрытых устройств и фонтанной арматуры, ограниченная расстоянием 3 м и территория вокруг открытых устройств ограниченная расстоянием 5 м. В котельных помещениях не допускается хранение легковоспламеняющихся и горючих жидкостей. Запрещается сушка на котлах и возле них лесоматериалов, одежды, а также устройство на котлах и над ними деревянных помостов.<br>Дымовые трубы котлов следует очищать от сажи не реже 3 раз в месяц.<br>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.<br>Запрещается подогрев топлива выше допустимой температуры, а температура нагрева должна быть не менее чем на $100^0$ С ниже температуры вспышки паров нефтепродукта. При сжигании жидкого топлива должен быть предусмотрен отвод вытекающего из форсунок топлива, исключающий возможность попадания его на пол котельной. Не разрешается подавать топливо при потухших форсунках или газовых горелках. | Руководитель объекта |
| 4 | Безопасность при строительстве скважин | Руководитель объекта |
| 4.1 | Применение буровых растворов, в т.ч. на углеводородной основе | Руководитель объекта |
| 4.2 | Охранные зоны | Руководитель объекта |
| 4.3 | Безопасность технологических процессов | Руководитель объекта |
| 4.4 | Безопасность при бурении наклонно-направленных и горизонтальных стволов | Руководитель объекта |
| 4.5 | Безопасность при наличии сероводорода | Руководитель объекта |
| 4.6 | Безопасность конструкции скважин и крепления ствола | Руководитель объекта |
| 4.7 | Безопасность монтажа и эксплуатации противовыбросового оборудования | Руководитель объекта |
| 4.8 | Безопасная эксплуатация бурильного инструмента | Руководитель объекта |
| 4.9 | Безопасность спуско-подъемных операций | Руководитель объекта |
| 4.10 | Безопасность при освоении и испытании скважин | Руководитель объекта |
| 4.11 | Безопасность ремонтных работ на скважине | Руководитель объекта |
| 4.12 | Безопасность геофизических работ и исследований | Руководитель объекта |
| 4.13 | Безопасность по предупреждению и ликвидации осложнений и аварий | Руководитель объекта |
| 4.14 | Безопасная эксплуатация бурового оборудования и инструмента | Руководитель объекта |
| | **Примечание –** Проектные решения предусматривают соблюдение промышленной безопасности по указанным работам и подробно указаны в соответствующих разделах и положениях технического проекта в соответствии с ПОПБОПО НГОП | Руководитель объекта |

**Продолжение таблицы 15.1**

| 1 | 2 | 3 |
|---|---|---|
| 5 | Пожарная безопасность при строительстве скважин | Руководитель объекта |
| 5.1 | Мероприятия по пожарной безопасности регламентируются специальным регламентом, правилами и нормами | Руководитель организации, объекта, службы |
| 5.2 | Оформление разрешения на огневые работы | Руководитель объекта |
| 5.3 | Установка предупредительных и запрещающих знаков на объекте | Руководитель объекта |
| 5.4 | Обеспечение пожарных проездов и безопасных расстояний, хранение грузов, пожарные гидранты | Руководитель объекта |
| 5.5 | Огнезащитные средства | Руководитель объекта |
| 5.6 | Безопасность при осмотре резервуаров, отогрев оборудования | Руководитель объекта |
| 5.7 | Проверка герметичности оборудования | Руководитель объекта |
| 5.8 | Допуск автотранспорта, спецтехники с искрогасителями, размещение служебных и бытовых помещений на безопасном расстоянии | Руководитель объекта |
| 5.9 | Требования к помещениям | Руководитель объекта |
| 5.10 | Обеспечение средствами пожаротушения | Руководитель объекта |
| 5.11 | Хранение горючих веществ и материалов, очистка помещения и площадок | Руководитель объекта |
| 5.12 | Средства связи и сигнализации | Руководитель объекта |
| 6 | Предупреждение и ликвидация чрезвычайных ситуаций. Оценки вероятности ЧС | Руководитель объекта |
| 6.1 | Система оповещения | Руководитель объекта |
| 6.2 | Схема места эвакуации | Руководитель объекта |
| 6.3 | Действия персонала по ПЛВА при ЧС | Руководитель объекта |
| 7 | Экологическая безопасность | |
| 7.1 | Мероприятия предусматривают защиту окружающей среды согласно ОВОС | Руководитель объекта |
| 7.2 | Применение безопасного метода | Руководитель объекта |
| 7.3 | Природоохранные мероприятия | Руководитель объекта |
| 7.4 | Оценки рисков ЧС воздействия на ОС | Руководитель объекта |
| 8 | Безопасность и охрана труда | |
| 8.1 | Мероприятия по безопасности и охране труда (БОТ) разработаны с целью защиты работников от воздействия опасных производственных факторов и включают организационно- технические, санитарно-гигиенические условия и требования | Руководитель организации, руководитель объекта |
| 8.2 | Проведение мониторинга ОТ | служба ТБ<br>Руководитель объекта |
| 8.3 | Учет и расследование травматизма | служба ТБ<br>Руководитель объекта |
| 8.4 | Медицинский осмотр персонала | служба ТБ<br>Руководитель объекта |
| 8.5 | Обучение, инструктаж и проверка знаний персонала | служба ТБ<br>Руководитель объекта |
| 8.6 | Применение оборудования соответствующего допустимому уровню шума и вибрации | служба ТБ<br>Руководитель объекта |
| 8.7 | Применение системы управления охраной труда | Руководитель объекта, службы ТБ |
| 8.8 | Контроль и информация по охране труда | Руководитель объекта, службы ТБ |
| 8.9 | Требования по допуску персонала, применение средств защиты | Руководитель объекта, службы ТБ |

**Продолжение таблицы 15.1**

| 1 | 2 | 3 |
|---|---|---|
| 8.10 | Системы отопления и вентиляции | Руководитель объекта, службы ТБ |
| 8.11 | Обеспечение инструкциями, плакатами и знаками по ТБ | Руководитель объекта, службы ТБ |
| 8.12 | Безопасное обустройство территории объекта, площадок | Руководитель объекта, службы ТБ |
| 8.13 | Контроль воздуха рабочей зоны, шума, вибрации | Руководитель объекта, службы ТБ |
| 8.14 | Устройство и безопасное содержание ограждений, лестниц, площадок | Руководитель объекта, службы ТБ |
| 8.15 | Безопасная эксплуатация оборудования и инструмента | Руководитель объекта, службы ТБ |
| 8.16 | Опрессовка трубопроводов, арматуры на пробное давление | Руководитель объекта, службы ТБ |
| 8.17 | Техническое освидетельствование оборудования, сосудов, грузоподъемных механизмов | Руководитель объекта, службы ТБ |
| 8.18 | Мероприятия по электробезопасности | Руководитель объекта, службы ТБ |
| 8.19 | Контроль стальных канатов | Руководитель объекта, службы ТБ |
| 8.20 | Контроль безопасности при монтаже–демонтаже буровой установки | Руководитель объекта, службы ТБ |
| 8.21 | Безопасные условия погрузочно-разгрузочных работ и транспорта | Руководитель объекта, службы ТБ |
| 8.22 | Контроль ответственности персонала | Руководитель объекта, службы ТБ |
| 8.23 | Комплектное содержание буровой установки | Руководитель объекта, службы ТБ |
| 8.24 | Опрессовка пневматической системы | Руководитель объекта, службы ТБ |
| 8.25 | Опрессовка манифольда бурового насоса | Руководитель объекта, службы ТБ |
| 8.26 | Установка предохранительного устройства на буровых насосах | Руководитель объекта, службы ТБ |
| 8.27 | Безопасная подвеска и крепление машинных ключей рабочим и страховым канатом | Руководитель объекта, службы ТБ |
| 8.28 | Обеспечение комплектности буровой бригады | Руководитель объекта, службы ТБ |
| 8.29 | Проверка исправности оборудования перед спуском обсадной колонны | Руководитель объекта, службы ТБ |
| 8.30 | Применение средств механизации и автоматизации при СПО | Руководитель объекта, службы ТБ |
| 8.31 | Безопасная эксплуатация противозатаскивателя | Руководитель объекта, службы ТБ |
| 8.32 | Ежесменный контроль оборудования | Руководитель объекта, службы ТБ |
| 8.33 | Безопасность при спуско-подъемных операциях (СПО) | Руководитель объекта, службы ТБ |
| 8.34 | Проведение осмотра буровой вышки и регистрация в журнале | Руководитель объекта, службы ТБ |
| 8.35 | Безопасное проведение работ по ликвидации отложений, аварий, газонефтеводопроявлений | Руководитель объекта, службы ТБ |
| 8.36 | Безопасность при опробовании и испытании скважин | Руководитель объекта, службы ТБ |

**Продолжение таблицы 15.1**

| 1 | 2 | 3 |
|---|---|---|
| 8.37 | Безопасность при геофизических работах | Руководитель объекта, службы ТБ |
| 8.38 | Для создания безопасных условий труда при строительстве скважины необходимо оснастить буровую установку техническими средствами (устройствами и приспособлениями), позволяющими устранять опасные и трудоёмкие 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:<br>– Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности (ПОПБОПО НГОП);<br>– Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр. Астана, 15.06.2018 г. № 239<br>– Отраслевая инструкция по безопасности труда при бурении с использованием газообразных агентов РД-08-47-94;<br>– Отраслевая инструкция по безопасности труда при проводке скважин роторным и турбинным способом РД-08-44-94;<br>– Отраслевая инструкция по безопасности труда при приготовлении бурового раствора РД-08-43-94;<br>– Отраслевая инструкция по безопасности труда при спуске в скважину колонны обсадных труб РД-08-46-94;<br>– Отраслевая инструкция по безопасности труда при эксплуатации буровых насосов и их обвязок РД-08-01-94;<br>– Сборник типовых инструкций по безопасному ведению работ для рабочих буровых бригад РД-08-22-94;<br>– Сборник типовых инструкций по технике безопасности при обслуживании и ремонте бурового оборудования;<br>– Отраслевая инструкция по технике безопасности при исследованиях скважин и пластов РД-08-41-94;<br>– Сборник типовых инструкций по технике безопасности по видам работ при глубоком бурении и креплении скважин;<br>– Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда при строительно- монтажных работах в бурении;<br>– Инструкция по предупреждению открытых фонтанов;<br>– План ликвидации возможных аварий при ГНВП;<br>– Практические действия членов буровой вахты при НГВП и выбросах;<br>– Обязанности должностных лиц предприятий по обеспечению безопасных и здоровых условий труда (ЕСУОТ) в нефтяной промышленности;<br>– Правила пожарной безопасности в нефтегазодобывающей промышленности. ППБС РК-10-98. | Руководитель объекта, службы ТБ |
| 8.39 | Наличие средств индивидуальной и коллективной защиты, медицинской аптечки, газоанализаторов, средств связи | Руководитель объекта, службы ТБ |

# ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРОМЫШЛЕННОЙ САНИТАРИИ И ГИГИЕНЕ ТРУДА

**Таблица 15.2 – Требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда**

| №№ п/п | Основные требования и мероприятия (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, спец. обувью, средствами защиты от шума и вибрации, средствами защиты органов дыхания, а также средствами контроля воздушной среды и необходимым уровнем освещённости. |
| 2 | Для обеспечения безопасности работающих на буровых установках и профилактики профессиональных заболеваний необходимо предусмотреть средства индивидуальной защиты: спецодежду, спец. обувь, средства защиты органов дыхания, органов слуха, рук, лица, головы. Применение средств индивидуальной защиты предусмотрено в обязательном порядке отраслевыми правилами техники безопасности. Выдача спецодежды, спец. обуви и других индивидуальных средств защиты регламентировано "Отраслевыми нормами выдачи спецодежды, спец. обуви и других средств защиты". Согласно указанным документам весь рабочий персонал, участвующий в строительстве скважины, должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты, представленными в таблице 15.4. |
| 3 | Учитывая наличие паров органических веществ: углеводородов, эфиров, спиртов, альдегидов в воздухе рабочей зоны и 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 24000-26000 мг/м$^3$ (по бензолу) (см. таблицу 15.4) |
| 4 | Учитывая, что в процессе бурения работающие подвергаются воздействию повышенного уровня шума и вибрации и в соответствии с требованиями СанПиН РК № 236 от 20 марта 2015 года по ограничению действующих уровней шума и вибрации буровая установка должна быть оснащена коллективными средствами снижения уровня шума и вибрации, представленными в таблице 15.3. |
| 5 | Для создания необходимого и достаточного уровня освещённости на рабочих местах с целью обеспечения безопасных условий труда необходимо руководствоваться "Отраслевыми нормами проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности, а также соблюдать требования СП РК 2.04-104-2012. "Естественное и искусственное освещение", "Инструкции по проектированию осветительного электрооборудования промышленных предприятий", "Правила устройства электроустановок (ПУЭ РК 2003)", "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 неосвещённых 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, нормы освещённости которых представлены в таблице 15.7. Для общего освещения помещений основного производственного назначения (вышечно-лебёдочный 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.<br>Допускается для освещения помещений основного производственного назначения, применение ламп накаливания. Для освещения производственных площадок - не отапливаемых производственных помещений, проездов следует также применять газоразрядные источники света. Выбор типа светильников производится с учётом 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 взрыво-непроницаемое, взрывозащищённое исполнение, в зависимости от категории взрыво- и пожароопасности помещения по классификации ПУЭ (правила устройства электроустановок). |

**Продолжение таблицы 15.2**

| 1 | 2 |
|---|---|
| 7 | Для улучшения условий видения и уменьшения слепимости, световые приборы на буровых вышках должны иметь жалюзные насадки или козырьки, экранизирующие источники света или отражатель от бурильщика и верхового рабочего. При устройстве общего освещения для пультов управления источники света необходимо располагать таким образом, чтобы отражённые 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 освещённости не должен превышать 20 %. Светильники производственных помещений следует чистить не реже раз в год. Для всех остальных помещений чистить светильники необходимо не реже 4 раза в год. |
| 8 | В соответствии с СанПиН «Санитарно-эпидемиологические требования к проектированию производственных объектов» и СанПиН «Санитарно-эпидемиологические требования к обьектам нефтедобывающей промышленности», строящаяся буровая при стационарном, вахтовом и вахтово-экспедиционном методе организации труда должна быть обеспечена санитарно-бытовыми помещениями, представленными в таблице 15.10. |

## ЗАЩИТА ОТ ШУМА И ВИБРАЦИИ

Замеры шума, вибрации, других опасных и вредных производственных факторов производить по плану исполнителя работ (владельца оборудования). Уровень звукового давления регламентируется СанПиН РК № 236 от 20 марта 2015 года «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам нефтедобывающей промышленности».

Основными источниками шума на буровой площадке являются оборудование буровой установки, установка для приготовления цементных растворов, насосы бурового раствора, центрифуга, вибросита, платформа дегазатора, дизель-генераторы, подъемные механизмы, транспортные средства и др. (действительные замеры уровня шума будут проводится в разных местах на буровых установках с помощью шумомера после монтажа станка на месте).

Допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах в производственных помещениях и на территории буровой следует принимать в соответствии с «Шум. Общие требования безопасности».

С целью снижения уровня звукового давления, все работники должны быть обеспечены средствами защиты органов слуха, а также пройти курс обучения по воздействию вредных факторов высоких уровней шума.

Основные мероприятия по уменьшению уровней шума предусматривают:

- уменьшение шума в его источнике (замена шумных технологических процессов и механизмов бесшумными или менее шумными);
- систему сборки деталей агрегата, при которой сводятся к минимуму ошибки в сочленениях деталей (перекосы, неверные расстояния между центрами и т.п.);
- широкое применение смазки соударяющихся деталей вязкими жидкостями;
- оснащение агрегатов, создающих чрезмерный шум вследствие вихреобразования или выхлопа воздуха и газов (вентиляторы, воздуходувки, пневматические инструменты и машины, ДВС и т.п.) специальными глушителями;
- изменение направленности излучения шума (рациональное ориентирование источников шумообразования относительно рабочих мест);

- уменьшение шума на пути распространения (устройство звукоизолирующих ограждений, кожухов, экранов);
- применение для защиты органов слуха средств индивидуальной защиты (беруши, наушники, шлемы).

Выполненные расчеты уровня звукового давления при проведении буровых работ на расстоянии 100 м равен 56 дБ, 150 м равен 50.12 дБ, и 200 м равен 45.96 дБ от источника шума, а также в офисе на расстоянии 50 м равен 39 дБ удовлетворяют санитарным нормам, т.е. меньше допустимых уровней шума на рабочих местах (80 дБ).

## СРЕДСТВА КОЛЛЕКТИВНОЙ ЗАЩИТЫ ОТ ШУМА И ВИБРАЦИИ

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

| № п/п | Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д. | Место установки на буровой |
|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 |
| 1 | Кожух (ДБА 20031-25) | Вертлюжки-разрядники шинно-пневматических муфт пневмосистемы |
| 2 | Виброизолирующая площадка | У пульта бурильщика |

Принятые технологические решения, обеспечивают допустимый уровень звука (шума) на рабочих местах не выше 80 дБ (согласно СанПиН № 236 от 20 марта 2015 года). Согласно проектным данным все работники в соответствии с «Санитарными правилами и нормами по гигиене труда в промышленности» будут обеспечены специальной одеждой, обувью и средствами индивидуальной защиты (СИЗ).

## СРЕДСТВА ИНДИВИДУАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ

Проектом предусматривается обеспечение членов бригады по «Типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и др. средств индивидуальной защиты» (Инструкция РД 08-33-94).

Настоящая инструкция определяет средства индивидуальной защиты (СИЗ), которые используются для защиты от вредных факторов, воздействие которых на организм человека нельзя предотвратить иными способами, а также в случаях, когда по соображениям практичности невозможно использовать иной вид защиты.

Помимо СИЗ данная инструкция рассматривает также Стандартизированное защитное оборудование, используемое в компании АО «Каражанбасмунай».

## НАЗНАЧЕНИЕ

В настоящей инструкции приведены основные положения по определению случаев, в которых требуется использование СИЗ, а также описаны методы ухода за ними. В инструкции также предлагается список защитного оборудования, одобренного компанией АО «Каражанбасмунай» для закупки.

## СФЕРА ПРИМЕНЕНИЯ

Действие настоящей инструкции распространяется на всех сотрудников компании АО «Каражанбасмунай», подрядчиков и посетителей, находящихся с визитом на объектах компании АО «Каражанбасмунай». Ссылки:

ТБ Защита органов дыхания;

ТБ Знаки безопасности и сигнальные цвета.

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕРМИНОВ

Средства индивидуальной защиты (СИЗ) – оборудование или одежда, которые разработаны таким образом, чтобы предохранять организм человека от воздействия вредных факторов в процессе выполнения работ, когда невозможно применить методы инженерного контроля.

Непроницаемые одежда и перчатки защищают от проникновения химических веществ, углеводородов и других жидких веществ.

Защитное оборудование – оборудование, используемое для защиты персонала от вредного воздействия на рабочем месте или в случае аварийной ситуации.

## РОЛИ И ОБЯЗАННОСТИ

**Все сотрудники:**

- Соблюдают требования настоящей инструкции и рекомендации изготовителя.
- Проводят визуальные проверки СИЗ ежедневно или непосредственно перед их использованием.
- Заменяют порванные или поврежденные СИЗ.
- Обеспечивают надлежащий уход и условия хранения для используемых СИЗ.
- По всем вопросам, связанным с использованием СИЗ, обращаются к своему непосредственному руководителю.

**Руководители:**

- Обеспечивают, наличие необходимых СИЗ, и отвечают за их правильное использование персоналом.
- Принимают решение о замене или чистке СИЗ, которые были подвержены воздействию химических веществ.

**Отдел закупок:**

- Приобретает защитное оборудование, утвержденное Менеджером по технике безопасности. Вопросы по типу перчаток, приобретаемых для отдельных видов работ, следует решать со специалистами по технике безопасности.

**Служба материального обеспечения:**

- Ведет учет запасов СИЗ и защитного оборудования.

## ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

**Подбор СИЗ и оборудования:**

Руководитель обеспечивает правильный подбор наиболее подходящих СИЗ и защитного оборудования, при условии невозможности применения методов инженерного контроля. При подборе СИЗ и оборудования следует опираться на следующие критерии:

- Уровень защиты каждого отдельного наименования СИЗ, должен соответствовать реальным условиям работы;
- СИЗ, должны быть просты в обращении, не в ущерб эффективности защиты.

**Обязательное использование СИЗ:**

Персонал обязан носить, средства индивидуальной защиты в местах обязательного использования СИЗ, а также в условиях появления опасных факторов, которые могут нанести ущерб здоровью человека в результате прямого физического контакта, либо через органы дыхания или контакт с кожей:

Для объектов, расположенных на территории компании АО «Каражанбасмунай» таких как: объекты, строительные участки, складских помещений и баз, - обязательно ношение следующих видов СИЗ:

- каска;
- защитные очки;
- защитная обувь.

Для отдельных видов работ или на определенных производственных участках сверх предписанного минимума могут потребоваться дополнительные СИЗ. В таком случае использование дополнительных СИЗ должно оговариваться в наряде-допуске на проведение работ, или же предписываться специальным знаком.

Утвержденный список защитного оборудования

Защитное оборудование должно быть стандартизовано для того, чтобы облегчить контроль затрат и обеспечить требуемое качество защиты.

Все СИЗ, должны быть разрешены для использования и отвечать иным установленным Казахстанским и международным стандартам.

Соответствие СИЗ определенным видам опасных факторов.

СИЗ, должны обеспечивать защиту от воздействия опасных факторов, выявленных для определенного вида работ.

Требования, предъявляемые к посетителям.

Требования к посетителям производственной зоны идентичны требованиям, которые соблюдают и выполняют рабочий персонал и персонал ИТР на объектах подконтрольных компании АО «Каражанбасмунай».

Невыполнение данных положений может быть санкционировано менеджером того отдела, к кому прибыл посетитель, или его/её уполномоченным представителем.

**Замена СИЗ**

Замена защитной обуви производится в соответствии с процедурой отдела ТБ по выдаче рабочей одежды сотрудникам компании АО «Каражанбасмунай».

## СРЕДСТВА ЗАЩИТЫ ГОЛОВЫ

**Общие положения**

Каски предохраняют голову от воздействия и проникновения, падающих или летящих предметов, а также от удара током, если каска изготовлена из токонепроводящего материала. Каски должны отвечать требованиям ГОСТ 12.4084-2000 Казахстанским стандартам.

Общие требования по использованию касок:

Запрещается изменять конструкцию внутренней оснастки каски. Несущая лента всегда должна быть застегнута соответствующим образом. Нельзя использовать пустое пространство меж корпусом каски и несущей лентой для хранения перчаток, сигарет,

берушей и т.д. Дизайн каски предусматривает наличие пустого пространства для того, чтобы несущая лента смягчила силу удара.

Запрещается делать отверстия в корпусе каски.

Запрещается красить каски.

Необходимо регулярно проводить осмотр касок. При обнаружении трещин, вмятин или иных повреждений, необходимо заменить каску.

Каски, которые нельзя использовать, необходимо уничтожить.

Запрещается использовать спортивные каски вместо защитных касок.

Каски следует чистить с использованием мыла и теплой воды. Для чистки касок нельзя использовать растворители, химические вещества, бензин и другие подобные вещества.

Запрещается длительное хранение касок под воздействием прямого солнечного света.

Каски должны храниться в сухом и чистом помещении с соблюдением умеренного температурного режима, так как воздействие сильного холода или высокой температуры может повлиять на срок эксплуатации каски.

При проверке, техобслуживании и замене касок следуйте инструкции завода-изготовителя.

Утепляющие подшлемники

Сотрудникам, работающим вне помещений в холодное время года, выдаются утепляющие подшлемники универсального размера.

Утепляющие подшлемники могут использоваться многократно, и при загрязнении их необходимо стирать.

## СРЕДСТВА ЗАЩИТЫ ГЛАЗ И ЛИЦА

**Общие положения**

Использование средств защиты глаз и лица требуется, когда в процессе работы сотрудники подвергаются риску получить травму лица и глаз от отлетающих твердых частиц, обрабатываемых материалов, или агрессивных жидкостей, раздражающих газов. На объектах компании АО «Каражанбасмунай», разрешается использование только защитных очков, защитных лицевых щитков и шлемов сварщиков, отвечающих требованиям стандарта РК "Защита глаз и лица" или иных признанных казахстанских стандартов.

Очки для защиты от воздействия химических веществ и закрытые защитные очки.

Для защиты глаз от брызг, осколков, пыли и от любого воздействия химических веществ, способных вызвать повреждения глаз, должны использоваться специальные очки для защиты от воздействия химических веществ.

Очки для защиты от воздействия химических веществ должны использоваться постоянно при проведении работ на участках, обведенных желтой линией, согласно предписывающему знаку.

Обычные защитные очки (даже очки, с боковой защитой) не должны использоваться вместо закрытых защитных очков или очков для защиты от воздействия химических веществ. Закрытые защитные очки и очки для защиты от воздействия химических веществ

обеспечивают защиту глаз спереди, сверху, снизу и с боков. Их конструкция позволяет носить их поверх оптических очков, когда это необходимо.

Закрытые защитные очки выполнены таким образом, что могут выдержать удары мелких частиц, и используются для защиты глаз при колке, дроблении камня, резке металла, при шлифовании или сверлении с использованием ручного инструмента, при ручной клепке и т.д.

При проведении шлифовальных и подобных видов работ (работы со щеточной электрической машинкой или проволочной дисковой щеткой), минимальный набор СИЗ, должен включать лицевой щиток и закрытые ударопрочные очки.

Очки для защиты от воздействия химических веществ или закрытые защитные очки не разрешается использовать вместо очков сварщика.

**Защитные лицевые щитки.**

Защитные лицевые щитки должны использоваться для защиты лица и шеи от частиц и брызг агрессивных жидкостей и горячих растворов.

Использование только лицевых защитных щитков не обеспечивает соответствующей защиты глаз. Защитный лицевой щиток должен быть использован в комбинации с другими средствами защиты глаз, такими как защитные очки или защитные очки от воздействия химических веществ.

Исключение: Ношение закрытых защитных очков или защитных очков от воздействия химических веществ не требуется при использовании разрешенных пожарных шлемов, имеющих защитные лицевые щитки.

**Очки сварщика.**

Затемненные очки сварщика предохраняют глаза от яркого света и излучения, а также от сварочного шлака при проведении сварки, резки и сжигания. При работе с газовыми резаками или при газовой сварке, использование этих очков обязательно.

Сотрудники должны использовать защитные очки с фильтрующими стеклами, имеющими показатель затемнения, соответствующий виду выполняемых работ и обеспечивающий защиту от опасного светового излучения. Показатель защитного затемнения стекол определяется током дуги и видом проводимой пайки, резки или газовой сварки.

Если требуется использование затемнения с показателем, превышающим номер 8, необходимо использовать шлем сварщика с фильтрующим стеклом для того, чтобы предохранить кожу лица и глаза от ожогов.

Запрещается надевать лицевой щиток поверх очков сварщика.

Очки сварщика не предохраняют от брызг. Запрещается их использование вместо очков для защиты от воздействия химических веществ.

Шлем сварщика.

Использование шлема сварщика требуется при проведении дуговой сварки, так как он обеспечивает защиту глаз и лица, а также защищает кожу лица от ожогов.

Фильтрующее стекло должно иметь показатель затемнения, обеспечивающий защиту от ожогов при проведении дуговой сварки. Показатель затемнения стекол изменяется от номера 8 до номера 14, в зависимости от типа сварки и тока дуги.

Рекомендуется использовать шлемы с откидывающимся вверх стеклом.

Сварщики несут ответственность за техническое обслуживание, текущий ремонт и хранение своих шлемов.

Требования по хранению и уходу за защитными очками, лицевыми щитками и шлемами сварщиков.

Защитные очки, шлемы сварщиков и лицевые щитки следует промыть мыльной водой, тщательно прополоскать и высушить, прежде чем положить их на хранение.

Для чистки стекол необходимо использовать мягкую или неабразивную ткань.

Закрытые защитные очки следует хранить в футлярах. Запрещается подвешивать очки за ремни.

Стекла в шлемах сварщиков необходимо заменять, если они сломаны или, если царапины и прожоги от сварки затрудняют работу.

**Замена оборудования**

Защитные очки необходимо заменять, если стекла потрескались, на них образовались вмятины, царапины или, если уплотнение очков стало хрупким и ломким. Очки также необходимо заменять, если повреждены боковые части очков или, если ремешки не удерживают очки в нужном положении.

Лицевые щитки необходимо заменять, когда они покрываются царапинами, когда появляются трещины, а также, когда материал становится хрупким от времени.

Шлемы сварщиков необходимо заменять при появлении трещин или признаков деформации, а также когда стекло держатель и/или внутренняя оснастка повреждены и/или не работают должным образом.

## СРЕДСТВА ЗАЩИТЫ РУК

**Общие положения**

Сотрудники должны использовать защитные перчатки во время проведения работ, при которых их руки подвержены воздействию опасных веществ, острых предметов, очень высоких или же очень низких температур.

**Типы защитных перчаток**

Выбираемый тип защитных перчаток должен максимально предохранять руки от опасных факторов, но при этом обеспечивать свободу движений для проведения работ. Сначала необходимо определить потенциально опасные факторы характерные для проводимых работ, после чего выбрать соответствующий тип перчаток:

**Перчатки с кожаными накладками**

Перчатки с кожаными накладками на ладонях предохраняют руки от воздействия тепла, искр, острых и шероховатых предметов, а также обеспечивают некоторое смягчение при ударах. Работники, проводящие ремонтные работы, и стропальщики часто используют этот тип защитных перчаток. Перчатки с кожаными накладками на ладонях необходимо использовать при работе с грузовыми поддонами, деревянными конструкциями, проволокой, горячим оборудованием, сосудами для хранения образцов и/или бочками. Перчатки с кожаными накладками на ладонях обеспечивают минимальную защиту от углеводородов и иных жидкостей и поэтому не рекомендуются для использования при работе с данными веществами.

Непроницаемые перчатки (из неопрена, поливинилхлорида, нитрила)

- Непроницаемые перчатки необходимо использовать при работе с углеводородами и агрессивными химическими веществами, такими как кислоты и щелочи. Перчатки должны быть изготовлены из материала, устойчивого к воздействию используемого в работе вещества.
- Защитные краги, которые закрывают запястья и предплечья, необходимо использовать при возможном образовании брызг.
- Непроницаемые перчатки необходимо использовать при работе с загрязненными нефтепродуктами трубами, а также при продолжительной работе с предметами, загрязненными смазочными материалами.

**Хлопчатобумажные перчатки**

Хлопчатобумажные перчатки предохраняют руки от загрязнения и ссадин. Тем не менее, они не являются достаточно прочными, чтобы их можно было использовать при работе с шероховатыми или острыми предметами. Хлопчатобумажные перчатки, имеющие вкрапления резинообразного материала на ладонях и пальцах обеспечивают лучший захват.

**Латексные перчатки**

Тонкие перчатки из латекса общего назначения (хирургический тип) обеспечивают максимальную свободу действий, и при этом способны защитить от воздействия кислот и щелочей. Этот тип перчаток применяется при проведении легких видов работ для предотвращения попадания нефти, смазочных материалов и жидкости на кожу рук. Латексные перчатки служат недолго и используются при работах с низким уровнем риска.

**Одноразовые перчатки**

Одноразовые перчатки изготавливаются из тонкого пластика и используются в лаборатории для предотвращения попадания нефти и смазочных материалов на кожу рук. Одноразовые перчатки также используются медицинским персоналом в поликлиниках и больнице. Перчатки данного типа используются только один раз.

**Различные типы защитных перчаток**

К таким перчаткам относятся защитные перчатки специального назначения, например, перчатки сварщиков, пожарных, электриков. Указанные ниже перчатки выдаются индивидуально.

- Перчатки сварщиков изготовлены из обработанной кожи, которая обеспечивает защиту от высоких температур, искр от сварки, и горячего шлака.
- Перчатки пожарных изготовлены из кожи и обшиты жароотталкивающим, неплавким текстильным материалом с ворсом.
- Перчатки электриков используются для защиты от удара электрическим током, который может произойти в результате случайного контакта с электрооборудованием, находящимся под напряжением. Перчатки электриков состоят из двух частей. Внутренняя часть изготовлена из резины, а внешняя из кожи.

**Примечания**

1) Перчатки категории 0, типа 1 обеспечивают защиту до 1000 В.
2) Перчатки категории 4, типа 1 обеспечивают защиту до 36000 В.

**Проверка состояния защитных перчаток**

Непроницаемые перчатки необходимо проверять на наличие микроотверстий, надувая их. Если перчатки растрескались или порвались, их необходимо заменить.

Внутреннюю часть перчаток для электриков необходимо проверять на наличие микроотверстий, надувая их и затем опуская в мыльный раствор. Внешнюю часть перчаток необходимо визуально проверить на наличие трещин или дыр. Перчатки категории 4 должны ежегодно проверяться независимым ведомством.

**Чистка и уход**

Загрязненные непроницаемые перчатки можно мыть в горячем мыльном растворе. При мытье перчаток запрещается использовать растворители, за исключением случаев, когда известно, что перчатки устойчивы к воздействию данного материала.

Для снижения воздействия пота внутренняя часть перчаток может быть покрыта талькообразным порошком.

Если перчатки загрязнились или пропитались маслом настолько, что загрязнение попадает на кожу рабочего, то такие перчатки следует уничтожить.

## ЗАЩИТНАЯ ОДЕЖДА

**Общие положения**

Для предотвращения попадания кислотных, коррозирующих, нефтяных, загрязненных или пыльных материалов на тело, необходимо использовать соответствующую защитную одежду.

Непроницаемая защитная одежда

Непроницаемая одежда (например, водонепроницаемый или противокислотный костюм) обеспечивает защиту от брызг и должна использоваться во время проведения работ, при которых возможен контакт с кислотными или коррозирующими материалами или жидкими углеводородами.

Непроницаемую защитную одежду требуется использовать при открытии линий, вскрытии оборудования, а также во время проведения работ, при которых возможно разбрызгивание коррозирующих или углеводородных материалов.

Непроницаемую защитную одежду требуется использовать в условиях повышенной влажности, при проведении ремонтных работ, когда возможно воздействие коррозирующих материалов, а также при очистке резервуаров от жидкого материала.

Порванная или поврежденная защитная одежда должна быть незамедлительно заменена на новую.

Одноразовые комбинезоны и костюмы

Одноразовые комбинезоны и костюмы предназначены для того, чтобы предохранять тело работника от пыли и сухих материалов. Они обеспечивают минимальную защиту от жидких и нефтесодержащих материалов.

Одноразовые комбинезоны должны использоваться во время проведения чистки, очистки резервуаров и работе с определенными сухими материалами.

Существуют также специальные одноразовые комбинезоны, обеспечивающие защиту от некорродирующих жидкостей.

**Защитные фартуки**

Защитные фартуки необходимо использовать для предотвращения попадания грязи и материалов на одежду рабочего во время разливания жидкостей, при работе с сухими материалами или при работе с грязным оборудованием. Непроницаемые защитные фартуки (из поливинилхлорида) обеспечивают защиту от брызг нефти, растворителей и смазочных материалов, а также от попадания сухих материалов.

**Опознавательные жилеты**

При проведении работ на проезжей части дорог или вдоль них рабочие должны использовать яркие опознавательные дорожные жилеты, изготовленные из сетчатой ткани. Такими жилетами могут также пользоваться наблюдатели, пожарные наблюдатели и ответственные за эвакуацию персонала, чтобы их можно было легко узнать.

## ЗАЩИТНАЯ ОБУВЬ

**Общие положения**

При проведении работ на тех участках, где существует потенциальная опасность получения травмы ног от падающих и катящихся предметов сотрудники АО «Каражанбасмунай», должны носить защитную обувь со стальным носком. Участки и виды работ, требующие использования защитной обуви определяются руководителем объекта. Если использование защитной обуви не требуется, сотрудники АО «Каражанбасмунай»,должны носить обувь, соответствующую условиям на рабочем месте.

Сотрудники подрядных организаций должны использовать защитную обувь, если во время выполняемой ими работы существует потенциальная опасность получения травмы ног.

От посетителей и представителей контролирующих органов не требуется ношение защитной обуви, если только их работа не связана с потенциальной опасностью получить травму ног. Однако посетители должны носить обувь, соответствующую условиям объекта, который они посещают.

На объектах, базах, в складских помещениях и на внешних объектах запрещается ношение следующей обуви:

- теннисные и тряпичные туфли;
- ботинки с глубоким протектором;
- ботинки и туфли с каучуковой, неровной, толстой или гладкой кожаной подошвой;
- туфли на высоком каблуке;
- сандалии и босоножки;
- обувь с тонкой или сильно изношенной подошвой.

**Требования, предъявляемые к защитной обуви**

Защитная обувь должна соответствовать требованиям казахстанских стандартов. Носки защитной обуви должны быть прочными на сжатие и обеспечивать сопротивление ударам. Подошвы защитной обуви должны обеспечивать сопротивление скольжению и быть стойкими к воздействию химических веществ.

Обувь, изготовленная из кожи экзотических животных, не может использоваться в качестве защитной обуви. Этот материал легко впитывает масла и химические вещества и не поддается эффективной чистке.

**Право на получение защитной обуви**

Защитная обувь будет выдаваться тем сотрудникам и подрядчикам АО «Каражанбасмунай», которые работают на участках, где ношение защитной обуви является обязательным.

Офисные сотрудники, которые не работают постоянно в производственной зоне, защитной обувью не обеспечиваются.

**Резиновые сапоги**

Резиновые сапоги необходимо использовать, когда требуется предохранить ноги и обычную обувь от скопившейся воды, нефти, грязи, от грунта, вынутого при земляных работах или от корродирующих материалов. Резиновые сапоги служат для того, чтобы предохранить ноги и штанины от загрязнения и влаги.

**Сапоги из пожарного снаряжения**

Специальные сапоги выдаются персоналу пожарной бригады для использования вместе с боевым снаряжением. Эти сапоги изготовлены из огнестойкого материала (например, номекс, кевлар и т.д.) и имеют стальные вставки в носке и подошве.

## АВАРИЙНЫЕ ДУШИ И ПУНКТЫ ДЛЯ ПРОМЫВАНИЯ ГЛАЗ

**Общие положения**

На объектах компании АО «Каражанбасмунай», где при выполнении производственных операций работающие могут подвергнуться воздействию агрессивных веществ (кислоты, щелочи, едкие реагенты и т.д.), обязательно устройство аварийного душа, а также пунктов для промывания глаз.

**Примечание –** Технологические объекты, где производство работ, связанных с использованием агрессивных веществ носит не постоянный характер, должны обеспечиваться аварийными переносными душами.

**Требования к аварийным душам и пунктам для промывания глаз**

Для обеспечения единых условий эксплуатации, технического обслуживания и порядка приобретения аварийных душевых и пунктов для промывания глаз они должны быть единого типа (См. приложение «Стандартизированный список СИЗ и защитного оборудования»).

Аварийные души должны быть подсоединены к системе питьевого водоснабжения. Система водоснабжения должна быть такого диаметра, чтобы обеспечить 110 литров воды в минуту (30 галлонов в минуту) к разбрызгивающей головке, и 4 литра в минуту (1 галлон в минуту) к фонтанчику пункта для промывки глаз.

Аварийные души и пункты для промывания глаз следует располагать в местах свободного доступа и иметь опознавательные знаки (Инструкция «Знаки Безопасности и сигналы света»).

Их следует располагать внутри производственных объектов, там, где это возможно, но не ближе 3 метров и не дальше 15 метров от потенциально опасного места получения воздействия агрессивной среды.

Надземные линии водоснабжения или не обогреваемые здания должны быть оснащены теплоизоляцией, для того чтобы не допустить их нагревания (летом) или замерзания (зимой).

Температура воды, подаваемой в аварийные души / пункты промыва глаз, должна быть примерно 24 ºC (75 ºF) но могут быть отклонения +/- 5.5 ºC (10 ºF).

**Ответственность за исправное техническое состояние**

Руководитель объекта или специально назначенное лицо, должны регулярно (по крайней мере, еженедельно) следить за исправным состоянием аварийного душа и пунктом для промывания глаз, обеспечивая своевременное техническое обслуживание или, при необходимости, их замену.

**Требования к пересмотру инструкции**

Менеджер по ТБ, как представитель АО «Каражанбасмунай» является владельцем данной инструкции и несет ответственность за внесение необходимых изменений.

Инструкция должна пересматриваться через каждые 5 лет для внесения необходимых изменений.

**Таблица 15.4 – Средства индивидуальной защиты, спецодежда**

| № п/п | Наименование, а также тип, вид, шифр и т. д. | ГОСТ, ТУ, и т.д. на изготовление | Потребное количество для буровой бригады |
|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1 | Куртка, брюки х/б от пониженных температур с пропиткой | Европейский стандарт EN - 531 | б/мастер, бурильщик, пом. бурильщики, электромонтер, слесарь по обсл. буровой, дизелист |
| 2 | Летний костюм; куртка, брюки, части которых выполнены из лавсано-вискозной ткани | Европейский стандарт EN - 531 | б/мастер, бурильщик, пом. бурильщики, электромонтер, слесарь по обсл. буровой, дизелист |
| 3 | Куртка утеплённая | Европейский стандарт EN - 531 | электромонтёр, дизелист, слесарь по обсл. буровой |
| 4 | Брюки утеплённые | Европейский стандарт EN - 531 | электромонтёр, дизелист, слесарь по обсл. буровой |
| 5 | Летний костюм; куртка, полукомбинезон и рубаха сосъёмным капюшоном | Европейский стандарт EN - 531 | б/мастер |
| 6 | Куртка, брюки с пропиткой отпониженных температур (женские) | Европейский стандарт EN - 531 | лаборант-коллектор |
| 7 | Куртка, брюки из х/б с пропиткой (женские) | Европейский стандарт EN - 531 | лаборант-коллектор |
| 8 | Валенки | ГОСТ 18724-88 | всем |
| 9 | Сапоги резиновые | ТУ 38.306004-95 | всем |
| 10 | Сапоги нефтемаслозащитные | ГОСТ 5394-89 | всем |
| 11 | Респиратор противопылевой У-2К | | всем |
| 12 | Фартук прорезиненный | | то же (2шт) |
| 13 | Каска защитная с подшлемником | ТУ 13-983-93 | всем |
| 14 | Рукавицы нефтеморозостойкие | Европейский стандарт EN - 531 | всем |

**Продолжение таблицы 15.4**

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|---|---|---|---|
| 15 | Плащ непромокаемый | ГОСТ 12.4.131.83 | б/мастерам |
| 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 | Дыхательные аппараты АСВ 2М или фирмы "Дрэгер" типа РА 80/1800-1 | - | 2 шт. аварийный запас |
| 19 | Аппарат искусственногодыхания переносной | - | 1 шт на объект |
| 20 | Противогазы изолирующие (ИП-4) или дыхательные аппараты АВС-2М или фирмы "Дрэгер" типа РА 80/1800-1 | ГОСТ 12.4.121.83 | всем при освоении |
| 21 | Шкаф-аптечка | - | 1 |

**Примечания**

Рабочим, которым по нормам предусмотрена выдача костюма брезентового или х/б с водоотталкивающей пропиткой, в зависимости от производственных и климатических условий, могут выдаваться одновременно два костюма – брезентовый и х/б с в/о пропиткой сроком носки 24 месяца.

Рабочим, занятым на работах по бурению, освоению и ремонту скважин по добыче нефти и газа, которым по нормам предусмотрена выдача валенок в случае необходимости и по условиям работы могут выдаваться галоши на валенки со сроком носки 12 мес.

Рабочим, занятым на работах по бурению, освоению и ремонту скважин, при работе с буровыми растворами на УВ-основе, вместо костюма х/б с в/о пропиткой выдается костюм из лавсано-вискозной ткани с нефтемаслозащитной пропиткой на этот же срок носки.

Работникам всех профессий, занятых бурением и добычей нефти и газа, в летнее время может выдаваться костюм летний для нефтяников на сезон с увеличением срока носки костюма х/б или брезентового, предусмотренного указанным работникам по нормам, с 12 до 16 мес.

В зависимости от условий работы, администрация предприятия по согласованию с профсоюзной организацией и техническим инспектором труда устанавливает конкретные виды перечисленных средств индивидуальной защиты рабочим и служащим.

**Таблица 15.5 – Оборудование для безопасности и средства индивидуальной защиты**

| № пп | Оборудование для безопасности и средства индивидуальной защиты |
|---|---|
| 1 | 2 |
| 1 | Лазарет / аптечка первой медицинской помощи: минимальный набор материалов |
| 2 | Линии аварийного спуска с вышки / ремни безопасности |
| 3 | Станции для промыва глаз / Душевые |
| 4 | Одежда пожарных |
| 5 | Одеяла для тушения |
| 6 | Лицевые маски |
| 7 | Пылевые маски |
| 8 | Ремни безопасности |
| 9 | Звуковые ушные протекторы |
| 10 | Наглазники |
| 11 | Спасательный набор |
| 12 | Индивидуальное защитное оборудование |
| 13 | Переносной кислород |
| 14 | Одеяла |

**Продолжение таблицы 15.5**

| 1 | 2 |
|---|---|
| 15 | Стетоскоп |
| 16 | Электрокардиограмма (переносная) |
| 17 | Диагностический набор |
| 18 | Сумка |
| 19 | Персональные дыхательные аппараты |
| 20 | Резиновые сапоги |
| 21 | Перчатки резиновые |
| 22 | Перчатки для работ с буровым раствором |
| 23 | Запасные цилиндры |
| 24 | Компрессор для воздушных цилиндров |
| 25 | Резиновые фартуки |

## КЛАСИФИКАЦИЯ ПОМЕЩЕНИЙ И ОТКРЫТОГО ПРОСТРАНСТВА ПО КЛАССУ ВЗРЫВОБЕЗОПАСНОСТИ

**Таблица 15.6 – Классификация помещений и открытого пространства по классу взрывобезопасности**

| № п/п | Помещения и пространства | Класс |
|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 |
| 1 | Закрытые помещения, в которых установлены открытые технологические устройства для бурового раствора, содержащего нефть и нефтяные газы. | В-1 |
| 2 | Внутренние объемы шахт, каналов и других подобных конструкций, которые могли бы быть отнесены к зоне В-1 а, но в которых затруднена возможность рассеивания газов. | В-1 |
| 3 | Закрытые помещения, в которых установлены закрытые технологические устройства, оборудование, аппараты, трубопроводы, узлы регулирующих и отключающих устройств для бурового раствора, содержащего нефть и нефтяные газы, легковоспламеняющиеся жидкости, нефть и горючие газы, а также помещения насосных для сточных вод. | В-1 а |
| 4 | Пространство, простирающееся во все стороны от устья бурящейся скважины до обшивки. | В-1 г |
| 5 | Открытые пространства вокруг открытых технологических устройств, оборудования, аппаратов, узлов отключающихся устройств для бурового раствора, содержащего нефть и нефтяные газы, или для легковоспламеняющихся жидкостей, ограниченные расстоянием 5 м во все стороны. | В-1 г |
| 6 | Открытые пространства вокруг закрытых технологических устройств, оборудования, аппаратов, узлов отключающих устройств для бурового раствора, легковоспламеняющихся жидкостей, а также вокруг фонтанной арматуры, ограниченные расстоянием 3 м во все стороны. | В-1 г |
| 7 | Полузакрытые пространства в которых установлены технические устройства, оборудование, аппараты, узлы отключающих устройств для бурового раствора, содержащего нефть и нефтяные газы, или для легковоспламеняющихся жидкостей, - в пределах ограждения. | В-1 г |
| 8 | Полузакрытые пространства в которых расположена ариатура, -в пределах ограждения | В-1 г |

## ОСВЕЩЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ РАБОЧИХ МЕСТ

Проектом устанавливаются нормы электрического освещения оборудования рабочих мест, территории, согласно Санитарно-эпидемиологическим правилам и нормам «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» от 20 марта 2015 года № 236 и в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» от 30.12.2014 г. № 355, следующего значения:

**Таблица 15.7 – Нормы освещённости**

| № п/п | Рабочие места | Рабочая поверхность, на которой нормируется освещённость | Плотность формирования освещённости: Г-горизонтальная; В-вертикальная | Разряд и под разряд зрительной работы | Рабочее освещение | | | | Аварийное освещение (освещенность), лк |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | освещённость, лк | | показатель ослеплённости не более, % | Дополнительные указания | |
| | | | | | при лампах накаливания | при газоразрядных лампах | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 1 | Измерительная аппаратура, пульт и щит управления 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 аппаратчика, 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, приёмный мост | Бурильные трубы, обсадные колонны, приёмный мост | Г | XI | 10 | 10 | | - | |
| 6 | Лестничные марши, площадки, сходы с рабочей площадки. Вышечно-лебёдочный 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 | Освещённость установлена | - | |
| 9 | Буровая лебёдка | Барабан | В | X | 30 | 30 | | - | |

**Продолжение таблицы 15.7**

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 10 | Подсвечник | Место установки свеч | Г | X | 30 | 30 | эксперимен-тально | - | |
| 11 | Путь движения талевого блока | Талевый блок | В | X | 30 | 30 | | - | |
| 12 | Механизм спуска и подъёма бурильных труб (МСП) | Механизм захвата | Г | IX | 50 | 50 | | - | |
| 13 | Элеватор на уровне площадки верхнего рабочего, магазин для свеч | Замковое устройство, место установки свеч | В | IX | 50 | 50 | | - | |
| 14 | Рабочее место верхнего рабочего (люлька, балкон) | Пол | Г | IX | 50 | 50 | | - | 10 |
| 15 | Кронблочная площадка, кронблок | Рабочие блоки | Г; В | X | 30 | 30 | | - | |
| 16 | Силовое помещение<br>Редуктор (коробка скоростей) | Места замера уровня масла | В | VIII а | 30 | 75 | | - | |
| 17 | Раствор провод (желобная система) | Поверхность раствора | Г | XI | 10 | 10 | | - | |
| 18 | Глиномешалка, смеситель, сепаратор, сито, пескоотделитель | Рабочая поверхность | В | VIII а | 30 | 75 | | - | |
| 19 | Ёмкость (резервуар) для хранения запасного раствора | Место замера уровня раствора | В | VIII в | 20 | 50 | | - | |
| 20 | Насосное помещение. Воздушный компенсатор бурового насоса | Диафрагменный разделитель | В | VI | 75 | 150 | Во время смены разделителя | - | 5 |
| 21 | Дизельное помещение (освещённость снижена на одну ступень шкалы освещённости) | 0,8 м от стола | Г | VI | 50 | 100 | | - | 5 |
| 22 | Противовыбросовое оборудование. Превентор, штурвал, дистанционное управление превентором | Превентор, штурвал | В | VIII а | 30 | 75 | | - | |
| 23 | Пульт дистанционного управления превентором (освещённость снижена на одну ступень шкалы освещённости) | Пульт | В | IV г | 75 | 100 | | - | 10 |

**Продолжение таблицы 15.7**

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 24 | Цементировочная головка (освещённость повышена на одну ступень шкалы освещённости) | Кран | В | X | 50 | 50 | | - | |
| 25 | Мерный бак цементировочного агрегата, бочек для цементного раствора | Поверхность раствора | Г | X | 30 | 30 | | - | |
| 26 | Место заряжания прострелочных и взрывных аппаратов (ПБД) | Место заряжания | Г | V г | 75 | 100 | | - | |
| 27 | Каротажный подъёмник<br>Путь движения геофизического кабеля: от каротажного подъёмника до блока баланса от подвесного ролика до устья скважины | Барабан, пульт кабины машиниста, кабель | Г<br>В<br>Г | X<br>XI | 30<br>50<br>10 | 30<br>50<br>10 | Освещённость установлена эксперимен-тально | - | |
| 28 | Блок-баланс | Кабель<br>Блок-баланс | В | X | 30 | 30 | | - | |
| 29 | Рабочее место у устья скважины | Рабочее место | В | X | 30 | 30 | | - | |
| 30 | Каротажная лаборатория | 0,8 м от пола | Г | | 75 | 75 | Освещённость установлена эксперимен-тально | - | |
| 31 | Путь переноса заряженных ПВА | Земля, пол мостков | Г | XI | 10 | 10 | | - | |
| 32 | Территория опасной зоны при проведении прострелочных и взрывных работ | Земля, пол мостков | Г | | 2 | 2 | | - | |

## СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ ВОЗДУШНОЙ СРЕДЫ

В процессе вскрытия продуктивного горизонта предусматривается контроль воздушной среды стационарными и переносными газоанализаторами для обнаружения признаков ГНВП (поступление пластового флюида в скважину).

Порядок контроля определяется «Отраслевой инструкцией по контролю воздушной среды на предприятиях нефтяной промышленности», «Предельно допустимые концентрации и ориентировочные безопасные уровни вредных веществ в воздухе рабочей зоны». Для контроля иметь на объекте стационарный и не менее 3 (2 основных, один резервный) переносных газоанализаторов.

Предельно-допустимая концентрация (ПДК) углеводородных газов в воздухе рабочей зоны составляет 300 мг/м$^3$, окиси углерода – 20 мг/м$^3$, сероводорода – 1 мг/м$^3$. При превышении ПДК весь персонал обязан применять СИЗ ОД (фильтрующие противогазы).

**Таблица 15.8** – **Средства контроля воздушной среды**

| № п/п | Наименование, а также тип, вид, шифр и т. д. | Количество, шт. | Место установки датчиков стационарного газоанализатора |
|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1 | Газоанализатор-универсальный для контроля ПДК вредных веществ (сероводород, окись углерода, окись азота и др.) переносной или станционарный | 1 | сито, выкидная линия, направляющий патрубок, пол буровой, шурф, отстойник,штуцерный манифольд |
| 2 | Датчики стационарных газосигнализаторов, имеют звуковой и световой сигналы с выходом на диспетчерский (пульт управления) и по месту установки датчиков. | 8 | У ротора, в начале желобной системы, у вибросит, в насосном помещении – (2 шт.), у приемных емкостей (2 шт.) и в помещении отдыха персонала. |
| 3 | Карманный газоанализатор ES-80 HS | всем | БУ |
| 4 | Индикатор ФЛП-2,1 переносной, Газосигнализатор УГ-2, Газоопределитель ГХ-2 | Каждый по 1 шт. | БУ |

**Примечание** – Допускается замена приборов контроля воздушной среды зарубежными или отечественными аналогами не снижающими уровня безопасности труда.

## МЕРОПРИЯТЯИ ПО ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ

Проектом предусматривается выполнение следующих основных мероприятий по технике безопасности:

**Таблица 15.9 – Мероприятия по технике безопасности**

| № пп | Наименование, содержание мероприятия | Исполнитель |
|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 |
| 1 | Общие МТБ при всех видах работ. | - |
| 1.1 | Наличие на объекте согласованных и утвержденных инструкций по ТБ по профессиям и видам работ, плакатов и предупредительных знаков. | руководитель объекта, служба ТБ |
| 1.2 | Комиссионный пуск объектов и наличие пусковой документации. | руководитель предприятия |
| 1.3 | Обеспечение объекта средствами пожаротушения. | “ |
| 1.4 | Наличие на объекте плана ликвидации возможных аварий. | руководитель объекта, служба ТБ |
| 1.5 | Допуск персонала к производству работ после обучения, инструктажа, проверки знаний правил безопасности. | “ |
| 1.6 | Соблюдение проектной документации и обустройство территории объекта. | “ |
| 1.7 | Организация и проведение контроля опасных и вредных производственных факторов. | руководитель предприятия |
| 1.8 | Обеспечение освещенности рабочих мест по действующим нормам (ПОПБОПО НГОП). | руководитель объекта |
| 1.9 | Устройство и исправное содержание ограждений оборудования, лестниц, площадок. | “ |
| 1.10 | Организация безопасной эксплуатации оборудования и инструмента. | “ |
| 1.11 | Проведение опрессовки нагнетательных трубопроводов арматуры и деталей трубопроводов после сборки на заводе, а также ремонта с применением сварки на пробное давление (ПОПБОПО НГОП). | “ |
| 1.12 | Обеспечение грузоподъемных машин и механизмов, сосудов, работающих под давлением обозначениями и надписями о предельной грузоподъемности, давлении, температуре и сроках проведенного и следующего технического освидетельствования и гидравлического испытания (ПОПБОПО НГОП). | Ответственное лицо, руководитель объекта |
| 1.13 | Обеспечение эл./безопасности | руководитель объекта |
| 1.14 | Регулярный контроль и отбраковка стальных канатов. | “ |
| 1.15 | Выполнение технических условий монтажа буровой вышки. | руководитель ВМБ, руководитель объекта |
| 1.16 | Обеспечение безопасности при погрузочно-разгрузочных работах, перемещении тяжестей и транспортировании грузов. | “ |
| 1.17 | Контроль за соблюдением правил безопасности на объекте и привлечение к ответственности работников, виновных в допущенных нарушениях. | руководитель предприятия, |
| 2 | МТБ при строительстве скважин (монтаж, бурение) | - |
| 2.1 | Наличие документации и инструкции изготовителя бурового оборудования. | главный механик, руководитель объекта |
| 2.2 | В период эксплуатации содержать буровую установку в комплектном состоянии. | руководитель объекта |
| 2.3 | Опрессовка пневматической системы не менее 3 мин на давление Ропр=1,25 Р расч. раб. | “ |
| 2.4 | Опрессовка манифольда буровых насосов, стояка не менее 5 минут на давление Ропр= 1,5 Р макс. раб. | “ |

**Продолжение таблицы 15.9**

| 1 | 2 | 3 |
|---|---|---|
| 2.5 | Установка предохранительного устройства на буровом насосе, на 10 % превышающем рабочее давление. | “ |
| 2.6 | Подвеска и крепление машинных ключей рабочим и страховым канатом диаметром не менее 17,5 мм. | “ |
| 2.7 | Обеспечение комплектности буровой бригады. | руководитель предприятия, руководитель объекта |
| 2.8 | Проверка исправности буровой установки перед спуском обсадных колонн. | руководители объекта, вахт |
| 2.9 | Монтаж и эксплуатация противовыбросового оборудования в соответствии с ПОПБОПО НГОП. | “ |
| 2.10 | Обеспечение СПО средствами механизации и автоматизации (ПОПБОПО НГОП). | “ |
| 2.11 | Постоянное включение и исправность противозатаскивателя (ПОПБОПО НГОП), ежесменный контроль (осмотр, отключение-включение). | “ |
| 2.12 | Ежесменный профилактический осмотр подъемного оборудования (лебедка, талевая система, вышка, ротор, вертлюг, штропа, элеваторы, спайдеры и др.) (ПОПБОПО НГОП) с записью в регистрационном журнале. | руководитель объекта, вахт |
| 2.13 | В процессе СПО строго запрещается:<br>- производить раскрепление резьбовых соединений ротором (ПОПБОПО НГОП);<br>- использовать неисправный спускоподъемный инструмент (ПОПБОПО НГОП);<br>- находиться в опасной зоне при использовании ключей УМК, АКБ;<br>- использовать ПРС без направляющего ролика (ПОПБОПО НГОП);<br>- переключать скорости на ходу и при нагруженной талевой системе. | “ |
| 2.14 | Производить осмотр вышки механиком и руководителем буровой каждые 3 месяца с записью в Журнале, а также после экстремальных условий и предельных нагрузок. | руководитель объекта, главный механик |
| 2.15 | Ликвидацию аварий, осложнений, ГНВП проводить при непосредственном участии руководителя объекта с вызовом ответственного ИТР предприятия, в соответствии с (ПОПБОПО НГОП); | руководитель объекта, вахт, предприятия |
| 2.16 | Перед вскрытием продуктивного горизонта проводить обучение и тренировку бригады практическим действиям по ликвидации ГНВП и открытых фонтанов (ПОПБОПО НГОП). | руководитель объекта |
| 2.17 | При обнаружении ГНВП буровая вахта обязана герметизировать устье скважины, канал бурильных труб, немедленно информировать руководителя объекта, руководство предприятия, противофонтанную службу и действовать по ПЛА (ПОПБОПО НГОП). | руководитель объекта, вахт |
| 3 | Освоение и испытание скважины производить в соответствии с (ПОПБОПО НГОП). | руководитель объекта |

## МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРОМЫШЛЕННОЙ САНИТАРИИ

Производственные помещения должны выполняться в соответствии с санитарными нормами проектирования промышленных предприятий.

Производственные помещения должны иметь:

- удобные и безопасные входы и выходы;
- твердый, ровный пол, удобный для очистки и ремонта;
- размещение оборудования, позволяющее производить беспрепятственный и безопасный осмотр, обслуживание, ремонт, монтаж и демонтаж;
- устройства для естественного освещения и проветривания;

- искусственное освещение по нормам «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» РК (№ 355 от 30.12.2014 г.).

При бурении скважины предусмотрена круглосуточная работа. Максимальное количество технического персонала, обслуживающих буровые работы составляет – 30 человек (в одну смену – 15 человек).

Основные строительные требования к помещениям для обслуживания работающих принимаются в проектах в соответствии с СНиП, а санитарно-гигиенические требования и отдельные строительные требования специального характера – по санитарным нормам проектирования производственных объектов.

Состав санитарно-бытовых помещений определяется в соответствии с группой производственных процессов по классификации, в составе которой заложены признаки загрязнения тела и спецодежды (СанПин РК № 236 от 20 марта 2015 года «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам нефтедобывающей отрасли»).

При отсутствии на буровой вахтового комплекса, вне буровой на безопасном расстоянии (высота вышки + 10 м) размещается вагон бурового мастера, культбудка - помещение для обогрева и отдыха персонала, устройство кипячения воды, аптечка с набором медикаментов и материалов для оказания первой доврачебной помощи, комната для приема пищи, туалетная комната, комната для переодевания, хранения и сушки спецодежды. В его состав входит: 5 жилых вагонов для персонала общей вместимостью 30 человек, душевая (туалет) для 1 рабочей смены (15 человек) – 5 душевых сеток, 2 умывальника согласно табл. 15.12 (СанПин РК № 236 от 20 марта 2015 года «Санитарно-эпидемиологические требования к обьектам нефтедобывающей отрасли»), продуктовый склад для хранения продуктов питания, столовая на 15 мест. Количество гардеробных отделений на 1 человека – 2 отделения.

Уборные и места утилизации отходов размещаются на расстоянии не менее 30 м от помещений.

Все санитарно-бытовые помещения должны иметь отопление и освещение, содержаться в чистоте, проветриваться, периодически дезинфицироваться.

**1. Водоснабжение**

Расчет расхода воды выполнен в соответствии с СП РК. – см. раздел 2 «ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА».

**2. Вентиляция**

Вагончики оборудуются системой кондиционирования воздуха.

**3. Отопление**

В жилых вагончиках отопление осуществляется от электрокаминов или электрокалориферов.

## САНИТАРНО-БЫТОВЫЕ ПОМЕЩЕНИЯ

**Таблица 15.10 – Санитарно-бытовые помещения**

| № п/п | Наименование, а также тип, вид, шифр, число мест и т.д. | Количество, шт |
|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 |
| 1 | Вагон-домик буровых мастеров | 1 |
| 2 | Сушилка | 1 |
| 3 | Слесарка | 1 |
| 4 | Душевая-раздевалка | 1 |
| 5 | Вагон-склад | 1 |
| 6 | Жилой вагон-домик для вахты, тампонажников, геофизиков | 6 |
| 7 | Вагон-домик женского персонала | 1 |
| 8 | Вагон-культбудка | 1 |
| Итого: | | 13 |

**Примечания**

1) Допускается замена типов и количества санитарно-бытовых помещений зарубежными аналогами;
2) На период вышкостроения, бурения и крепления, освоения 1 объекта – одинаковое количество вагон-домиков;
3) Вагончики оборудуются необходимой мебелью, бытовыми электроприборами, сушилкой, кондиционерами, водопроводной системой, фильтрационной установкой для воды и установкой для очистки сточных вод, туалетами и канализацией;
4) На территории устанавливаются емкости под жидкие и твердые отходы.

## ОТОПЛЕНИЕ, ВЕНТИЛЯЦИЯ И КОНДИЦИОНИРОВАНИЕ ВОЗДУХА

Вентиляцию, отопление и кондиционирование воздуха производственных зданий и сооружений (включая помещения пультов управления, кабины крановщиков и др. изолированные помещения) проектируется из расчета на обеспечение в рабочей зоне (на постоянных и не постоянных рабочих местах) во время проведения основных и ремонтно-вспомогательных работ метеорологических условий и содержание вредных веществ в воздухе.

При естественной или механической вентиляции в производственных помещениях обеспечивается подача наружного воздуха на одного работающего в соответствии с таблицей 15.11.

## МИНИМАЛЬНЫЙ РАСХОД НАРУЖНОГО ВОЗДУХА

**Таблица 15.11 – Минимальный расход наружного воздуха**

| Помещение с естественным проветриванием, расход в м³/ч на человека | Без естественного проветривания | | | Приточные системы |
|---|---|---|---|---|
| | Расход | | | |
| | м³/ч на человека | об/ч | % общего воздухообмена, не более | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 30*<br>20** | 60 | 1 | - | Без рециркуляции или с рециркуляцией при кратности воздухообмена 10 обменов в час и менее. |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | 60<br>90<br>120 | -<br>-<br>- | 20<br>15<br>10 | С рециркуляцией при кратности общего воздухообмена менее 10 обменов в час. |

* При объеме помещения (участка, зоны) на 1 чел. менее 20 м$^3$.
** При объеме помещения (участка, зоны) на 1 чел. 20 м$^3$ и более.

Под помещением "без естественного проветривания" следует понимать помещение без открываемых окон и проемов в наружных стенах или помещение с открываемыми окнами и проемами площадью менее 20 % общей площади окон, а также зоны помещений с открывающимися окнами, расположенными на расстоянии, превышающем пятикратную высоту помещений.

Концентрации вредных веществ в воздухе, поступающем внутрь зданий и сооружений через приемные отверстия систем вентиляции и кондиционирования воздуха и через приемы для естественной приточной вентиляции, не должны превышать 30 % предельно допустимых для воздуха рабочей зоны.

Нагревательные приборы в производственных помещениях с пылевыделениями надлежит предусматривать с гладкими поверхностями, допускающими легкими очистку. Применение лучистого отопления с инфракрасными газовыми излучениями допускается предусматривать только с удалением продуктов сгорания непосредственно от газовых горелок наружу.

В системах водяного отопления со встроенными в строительные конструкции нагревательными элементами и стояками (системы панельного и панельно-лучистого отопления) средняя температура на обогреваемой поверхности не должно превышать (градусов Цельсия):

- для полов с постоянными рабочими местами – 26 ºС;
- для полов с временным пребыванием людей – 3 ºС;
- для потолков при высоте помещения от 2,5 до 2,8 м – 28 ºС;
- для потолков при высоте помещения от 2,8 до 3,0 м – 30 ºС;
- для потолков при высоте помещения от 3,0 до 3,5 м – 33 ºС;
- для потолков при высоте помещения от 3,5 до 4,0 м – 36 ºС;
- для потолков при высоте помещения от 4,0 м до 6,0 м – 38 ºС.

В системах отопления с низкотемпературными источниками тепла радиационное напряжения на рабочих местах при высоте 1,5-2,0 м от пола не должно превышать 35 Вт/м$^2$ (27 ккал/м$^2$ч).

Отчистка от пыли наружного и рециркулируемого воздух, подаваемого в помещения, должно быть предусмотрена:

- в системах кондиционирования;
- в системах воздушного душирования;
- в системах, подающих воздух непосредственно в зону дыхания работающих (в шлемы, маски, щитки, защищающие голову или лицо, и др.);
- в вентиляционных системах при специальном обосновании, в частности, когда запыленность наружного и рециркуляционного воздуха превышает 30 % допустимых концентраций пыли или когда это требуется по технологическим требованиям.

Системы кондиционирования, предназначенные для круглогодичной и круглосуточной работы в помещениях, а также для помещений без естественного проветривания, следует проектировать с резервным кондиционером, обеспечивающим не менее 50 % требуемого воздухообмена и заданную температуру в холодную период года.

Воздушное и воздушно-тепловые завесы следует рассчитывать так, чтобы на время открывания ворот, дверей и технологических проемов температура смеси воздуха, поступающего в помещение, была не ниже:

- 14 ºС при легкой физической работе;
- 12 ºС при работе средней тяжести;
- 8 ºС при тяжелой работе.

При отсутствии рабочих мест вблизи ворот (на расстоянии до 6 м), дверей и технологических проемов допускается понижение температуры воздуха этой зоне при их открывании до 5 ºС, если это не противоречит технологическим требованиям.

Аварийную вентиляцию в производственных помещениях, в которых возможно внезапное поступление в воздух рабочей зоны больших количеств вредных или пожароопасных веществ, предусматривается в соответствии с нормами технологического проектирования и требованиями ведомственных нормативных документов, утвержденных в установленным порядке.

Аварийную вентиляцию следует ставить, руководствуясь требованиями главы СНиП по проектированию отопления, вентиляция и кондиционирования воздуха, а также другими утвержденными нормативными документами.

Включение аварийной вентиляции и открывание проемов для удаления воздуха следует проектировать дистанционным из доступных мест как изнутри, так и снаружи помещений.

Предусматривается специальные помещение мастерских, оборудованных для ремонта, наладки и контроля систем отопления, вентиляции, кондиционирования и установок очистки вентиляционных выбросов.

## ПРОТИВОПОЖАРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ И МЕРОПРИЯТИЯ

Планировка производственной площади должна обеспечить сток технологической жидкости от устья скважины, очистных устройств. Под силовым блоком и в насосном блоке предусматривается сбор и отвод отходов ГСМ. Бетонирование площадок предусматривается под основанием вышки насосами и их приводами дизельными эл/станциями. Для сбора пластового флюида при бурении испытании или ГНВП устанавливаются ёмкости 50 м$^3$ в конце выкидных линий с ограждением (обозначением). Вокруг блоков хранения ГСМ устраивается обвалование соответственно объему хранения с установкой знаков пожарной опасности. Для пожарного водоснабжения используется напорная ёмкость объемом не менее 50 м$^3$. На линиях подачи воды устраиваются 2 пожарных стояка с пожарными рукавами длиной по 20 м, вблизи вышечно-силового блока и насосного блока. На объекте устанавливаются 3 щита с противопожарным инвентарем один в вахтовом комплексе, второй в силовом, насосном блоке буровой установки, третий возле склада ГСМ. Места установки должны иметь свободный доступ.

Комплектность первичных средств пожаротушения на один щит устанавливается ППБ РК 2022 и должна быть следующей:

**Таблица 15.12 – Первичные средства пожаротушения**

| № п/п | Наименование | ГОСТ, ТУ, и т.д. на изготовление | Кол-во, шт. | Примечания |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1 | Ящики с песком вместимостью 0,5 м$^3$ | ППБС РК 10-98 | 4 | V=0,5 м$^3$ |
| 2 | Ёмкость пожарная | стальная | 2 | V=50 м$^3$ |
| 3 | Щит пожарный деревянный ЩПД | ТУ 220 | 2 | |
| 4 | Лопаты | ГОСТ-19586-87 | 4 | |
| 5 | Лом пожарный лёгкий | ГОСТ-16714-71 | 2 | |
| 6 | Топоры | ГОСТ-18587-89 | 2 | |
| 7 | Багор пожарный | ГОСТ-16714-71 | 2 | |
| 8 | Ведро пожарное | ТУ 220 | 4 | |
| 9 | Кошма размером 2×2 м (или асбестовое полотно) | | 4 | |
| 10 | Ящик с песком вместимостью 1,0 м$^3$ | ППБС РК 10-98 | 1* | V=1,0 м$^3$ |
| 11 | Переносные огнетушители размещаемые: | | | |
| | 1) на площадке ГСМ | ГОСТ-51057-97 | 2 | порошковые по 100 кг |
| | 2) на площадке дизельного генератора | | 2<br>2 | $CO_2$ (углекислотные) по 5 кг<br>порошковые по 50 кг |
| | 3) в электрощитовой | | 2 | $CO_2$ (углекислотные) по 5 кг |
| | 4) на участке резервуаров бурового раствора | | 4 | порошковые по 12 кг |
| | 5) на участке буровых насосов | | 2 | порошковые по 12 кг |
| | 6) площадке аккумулятора ПВО | | 1 | порошковые по 12 кг |
| | 7) на участке пола буровой | | 2<br>2 | порошковые по 12 кг<br>$CO_2$ (углекислотные) по 5 кг |
| | 8) офисных и жилых модулях | | 3<br>3 | порошковые по 12 кг<br>$CO_2$ (углекислотные) по 5 кг |

* На центральном пожарном щите.

В насосном блоке должен находиться передвижной огнетушитель ОВП-100 (ОП-10).

При выполнении огневых и сварочных работ на объекте в обязательном порядке должны выполняться требования ОСТ РК 153.39.016-2004 «Инструкция по организации безопасного проведения газоопасных работ».

При выполнении всех видов работ на объекте должны выполняться следующие основные мероприятия по противопожарной безопасности:

- запрещение курения и разведения открытого огня в производственных помещениях, под основанием буровой.
- отведение для курения специально оборудованных мест вне буровой,
- наличие на объекте «Табеля боевого расчета» и тренировки вахт, инструктаж по ППБ,
- запрещение использования оборудования, инвентаря для всех работ кроме прямого назначения.

## ОЦЕНКА ВЕРОЯТНОСТИ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ

**Общие положения**

Чрезвычайная ситуация – состояние, при котором в результате возникновения источника чрезвычайной ситуации на объекте (буровой), определенной территории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения и приводящее к разрушению зданий, сооружений, оборудования и транспортного процесса, а также народному хозяйству и окружающей среде.

Под источником чрезвычайной ситуации понимают опасное природное явление, аварию или опасное техногенное происшествие.

Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков. Так, по происхождению ЧС можно подразделять на ситуации техногенного, антропогенного и природного характера. ЧС можно классифицировать по типам и видам событий, лежащих в основе этих ситуаций, по масштабу распространения, по сложности обстановки, тяжести последствий.

Ликвидация ЧС – спасательные, аварийно-восстановительные и другие неотложные работы, проводимые при возникновении чрезвычайных ситуаций и направленные на спасение жизни и сохранение здоровья людей, снижение размеров ущерба и материальных потерь, а также на локализацию зон чрезвычайных ситуаций.
Законодательство Республики Казахстан в области чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера основывается на Конституции Республики Казахстан и состоит из Закона РК (от 5 июля 1996 г. N 19-1), а также иных нормативных правовых актов РК.

## ПЛАНЫ ДЕЙСТВИЙ ПРИ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ

Законодательство Республики Казахстан о чрезвычайных ситуациях стихийного и техногенного характера, требует проведения эвакуации населения, проживающего в посёлках и в районе месторождения при чрезвычайной ситуации для защиты населения от потенциальных воздействий вредных и токсичных веществ, выбросом которых может сопровождаться такое происшествие.

Ответственность за определение масштабов потенциальной проблемы возложена на компанию АО «Каражанбасмунай», которая определяет сценарий выбросов и вероятное расширение площади воздействий инцидента, на окружающую территорию исходя из экологических условий. В случае эскалации инцидента до уровня, требующего эвакуации населения, компания АО «Каражанбасмунай», оповестит районного Акима (начальника по Гражданской Обороне) или сельского районного Акима в соответствии с Директивой Областного Акима «О порядке оповещения о Чрезвычайных Происшествиях», который принимает решение об эвакуации.

По получении аварийного сигнала местный Аким должен принять все меры для оповещения сельского населения, а также частных компаний и рабочих, находящихся внутри или в непосредственной близости от опасной зоны. С целью оказания содействия в своевременной эвакуации населения соответствующих населенных пунктов, Областной Аким может направить дополнительные местные эвакуационные команды и оборудование

из соседних районов, также обеспечит содействие Акиму в такой эвакуации по запросу Акима (Акимов).

Поселки, расположенные вокруг площади будут обеспечены системой дистанционного звукового аварийного оповещения с тем, чтобы иметь прямую связь с населением в случае возникновения внештатной ситуации, будет осуществлять управление и техническое обслуживание вышеуказанной системы для оперативного оповещения жителей населенных пунктов, находящихся в зоне вероятной чрезвычайной ситуации. Эффективность системы увеличена за счет дистанционного мониторинга станций слежения за состоянием объектов окружающей среды, расположенных по всему периметру месторождения. 24 часа в сутки, 360 дней в году состояние окружающей среды вокруг площади работ будет отслеживаться постоянно с автоматической трансляцией на панель управления центрального контрольного пункта, операторы которого оперативно реагируют на изменения показаний детекторов. В случае превышения допустимого уровня концентрации операторы принимают необходимые меры по проверке, уточнению информации и принятию аварийных мер безопасности, включая запуск системы аварийной связи и оповещения близлежащих населенных пунктов. Кроме того, использует приборы замера для контроля за концентрацией углеводородов, сероводорода и двуокиси, серы в атмосферном воздухе в районе осуществления буровых работ и ремонта скважин на месторождении. Применение данных приборов нацелено на обеспечение первичного предупреждения о наличии утечки газа и задействования цепочки оперативного прекращения мероприятий, ставших причиной утечки, либо внесения изменений в регламент осуществления данных мероприятий. В случае недостаточности принимаемых мер оперативного реагирования и дальнейшего ухудшения ситуации предусматривается ускоренное включение системы аварийного реагирования. Это даст возможность более быстрого реагирования на внештатную ситуацию, поскольку идет опережение аварийной сигнализации при помощи портативных средств слежения.

АО «Каражанбасмунай», несет ответственность за поддержание процедур и процессов в случае возникновения чрезвычайных ситуаций в отношении всех сотрудников и персонала, организаций-подрядчиков, работающих или проживающих на объектах или вблизи месторождения. В случае возникновении инцидента, способного оказать негативное воздействие на сотрудников компании или подрядчиков, эвакуация будет произведена в соответствии с Чрезвычайным эвакуационным планом (планами), принятыми АО «Каражанбасмунай».

Все планы действий в чрезвычайных ситуациях будут анализироваться, поддерживаться и тестироваться на регулярной основе и в соответствии с требованиями законодательства РК и методическими рекомендациями АО «Каражанбасмунай».

## ОПОВЕЩЕНИЕ НАСЕЛЕНИЯ

Информация о загрязнении, атмосферного воздуха углекислым газом и дискретные сигналы о превышении пороговых значений концентрации $CO_2$ поступают уполномоченному лицу (диспетчеру).

Используя поступающую информацию, диспетчер осуществляет непрерывный мониторинг уровня загрязнения $CO_2$ контролируемой и смежной территорий, и в случае высоких концентраций:

- принимает меры по обнаружению источника газопроявления;
- оценивает уровень опасности для персонала и населения;
- оповещает должностных лиц согласно аварийного расписания;
- оповещает, в необходимых случаях, население.

При аварийном сигнале персонал обязан использовать средства индивидуальной защиты органов дыхания и действовать по должностной инструкции, а население покинуть опасную зону в соответствии с «Планом совместных действий...».

## МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ АВАРИЙ

Бурильщики должны знать глубину залегания и характер поведения горизонтов с аномально высокими или аномально низкими пластовыми давлениями.

Не допускать снижения плотности раствора от предусмотренной ГТН.

При подъеме инструмента следить за соответствием объема поднимаемых труб и доливаемой жидкости.

Не допускать поршневания при подъеме инструмента.

Принять меры для ликвидации сальника.

Обучить обслуживающий персонал действиям при НГВП.

Поддерживать в работоспособном состоянии противовыбросовое оборудование.

При резком увеличении механической скорости бурения следить за уровнем жидкости в циркуляционной системе и ограничить скорость бурения.

При увеличении веса на крюке и уменьшении давления на стояке, что является косвенными признаками НГВП, сопоставить другие показатели процесса бурения для раннего обнаружения проявления.

Иметь запас раствора.

Параметры раствора необходимо выравнивать по всему циклу.

Не допускать утяжеления раствора «пачками».

Включать технические и технологические средства для раннего обнаружения НГВП.

Поддерживать в работоспособном состоянии оборудование для дегазации раствора.

Проводить учебные тревоги по сигналу «Выброс» с применением средств индивидуальной защиты от сероводорода.

Не проводить кратковременных промежуточных промывок при наличии газированных забойных пачек.

Промежуточные промывки во время спуска инструмента производить по длительности, позволяющей убедиться в отсутствии пластового флюида в скважине.

Длительные ремонтные работы, не связанные с ремонтом устья, необходимо производить при нахождении бурильной колонны в башмаке обсадной колонны с обязательной установкой шарового крана.

При необходимости продолжительного ремонта устья и невозможности промывки скважины необходимо устанавливать отсекающий цементный мост.

К подъему инструмента приступать только после выравнивания параметра раствора по всему объему до установленной величины.

# 16 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.
- 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.

По результатам проверки составляется акт готовности.

Согласно «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности (с изменениями и дополнениями от 15.01.2023 г.»), параграф 5 п. 972 – После монтажа превенторная установка до разбуривания цементного стакана опрессовывается на давление опрессовки обсадной колонны. Работы по опрессовке производится в присутствии представителя АСС с оформлением акта в произвольной форме.

После монтажа и опрессовки ПВО совместно с обсадной колонной, дальнейшее бурение скважины продолжается при наличии разрешения руководителя работ. (параграф 5 п. 978).

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.

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 два года.

При разработке раздела использованы «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» РК (№ 355 от 30.12.2014 г.).

## 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 бурильной колонны;
- уменьшение против расчетного объема доливаемого бурового раствора при подъеме бурильной колонны.

**Признаки раннего обнаружения ГНВП** при полностью поднятой из скважины бурильной 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.

**Таблица 16.1 – Перечень показателей по раннему обнаружению газонефтеводопроявлений**

| Показатель | Диапазон измерений | Допустимое отклонение, +- | Тип подачи исходной информации | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Показ | Запись | Свет.сигн. | Звук. Сигн. |
| Уровень бурового раствора в приемных емкостях, м | 1,6 | 0,02 | + | + | + | + |
| Расход бурового раствора на выходе от расхода на входе, % | 0-100 | | + | - | + | + |
| Разность между теоретическим и фактическим объемом долитого в скважину бурового раствора, $м^3$ | 0-1,0 | 0,1 | + | - | + | + |
| Разность между теоретическим и фактическим объемом вытесненного из скважины бурового раствора, $м^3$ | 0-1,0 | 0,1 | + | - | + | + |
| Газосодержание, % | 1-60 | 4 | + | - | + | + |
| Механическая скорость проходки, м/ч | 0-50 | 0,2 | + | + | - | - |
| Давление на стояке, МПа | 0-40 | 0,2 | + | + | - | - |
| Крутящий момент на роторе, кгс × м | 0-3000 | 75 | + | + | - | - |
| Плотность бурового раствора, $г/см^3$ | 0,8-2,4 | 0,01 | + | + | - | - |

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 содержание 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 интервально в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» РК (№ 355 от 30.12.2014 г.).

При вскрытии высоконапорных горизонтов необходимо проверить возможное поступление воды, нефти, газа в скважину из пласта. Для этого следует произвести контрольный подъем инструмента на 200-300 м 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.

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 резервный.

При обнаружении увеличения объема раствора в приемных емкостях на 1 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 общесудовую тревогу «Аварийная готовность». Начальник буровой обязан сообщить о случившемся руководству организации и организовать наблюдение за возможным грифонообразованием. В течение 10 минут исследовать состояние скважины, выяснить причину увеличения объема в приемных емкостях, определить параметры ГНВП, давление в бурильной колонне и затрубном пространстве, объем притока раствора. Приступить к подготовке для ликвидации ГНВП под руководством ответственного ИТР по плану, утвержденному главным инженером бурового предприятия и на основе карты глушения.

При снижении давления в нагнетательной линии немедленно определить его причину.

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

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

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

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

Не допускается отклонение плотности бурового раствора (освобожденного от газа), находящегося в циркуляции, более чем на 0,02 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:

- До установки оборудования на устье скважины производится опрессовка на давление, предусмотренное паспортом, а после окончания монтажных работ на устьевой площадке производится испытание и опрессовка устьевого оборудования скважины на давление опрессовки эксплуатационной колонны, с участием АСС, с составлением акта приемки. Время опрессовки не менее 10 минут;
- перед вскрытием продуктивного горизонта и после каждого соединения и отсоединения секций направляющей от блока превенторов на ожидаемое устьевое давление;
- опрессовку следует проводить в присутствии представителя ВЧ. Результаты опрессовки оформляются актом.
- Проверку элементов ПВО на функционирование следует проводить:
- до вскрытия продуктивного горизонта – плашечный превентор 1 раз в неделю, универсальный – 1 раз в месяц;
- при разбуривании продуктивного горизонта – плашечный превентор 2 раза в неделю, универсальный – 2 раза в месяц.
- Функциональную проверку глухого срезного превентора без срезки труб следует проводить 1 раз в квартал.

***Технологические операции по контролю за поступлением 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 вымыва забойной пачки. При получении полного поглощения немедленно заполнить скважину до устья буровым раствором.

Проектные решения предусматривают недопущение ГНВП в процессе строительства скважины. Основными из таких решений и мероприятий являются:

- выбранная конструкция скважины (при получении в процессе углубления дополнительных данных о пластовых и поровых давлений имеется возможность корректировать конструкцию скважины);
- буровой раствор выбран в соответствии с горно-геологическими условиями;
- перед подъемом бурильного инструмента предусмотрена дополнительная промывка с целью раннего обнаружения ГНВП;
- углубление скважины в интервалах, где возможно ГНВП, осуществлять в присутствии ИТР, владеющих методикой раннего обнаружения проявлений.

***Мероприятия по предупреждению ГНВП при СПО***

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

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

Во избежании снижения давления на пласт, подъем инструмента на высоту 300 м от кровли вскрытого коллектора производить на 1-ой скорости.

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

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

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

Если при полностью поднятом инструменте начнется перелив скважины, приступить к спуску на максимально возможную глубину, навернуть “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.

При обнаружении перелива из скважины остановить спуск инструмента, навернуть «аварийную» трубу с шаровым краном.

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

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 промежуточной 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.

Геофизические работы выполняются специализированными организациями по договорам, заключаемыми с буровым предприятием, в которых оговариваются обязательства обоих 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 проводится 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 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.

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.

Освоение скважины осуществляется по плану работ (составленного с учетом технологических регламентов на эти работы), утвержденному техническим руководителем бурового предприятия и согласовывается 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 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 свабирования, 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;
- фонтанная арматура до установки на устье скважины опрессована на величину пробного давления, а после установки – на давление, равное опрессовки эксплуатационной колонны;
- устье с превенторной установкой, манифольдный блок и выкидные линии оборудованы и обвязаны в соответствии с утвержденной схемой (согласованной с противофонтанной службой);
- установлен сепаратор, емкости для сбора флюида и глушения скважины.

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

***Мероприятия по предупреждению ГНВП при спуске эксплуатационной колонны***

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

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

После спуска колонны до забоя необходимо промыть скважину с выравниванием параметров бурового раствора в соответствии с проектными значениями. Промывку скважины производить не менее 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 противодавления в затрубном пространстве. ОЗЦ при этом должно проходить с противодавлением в межколонном пространстве. После ОЗЦ посадка колонны на клинья и оборудование устья с установкой ПВО. Опрессовка колонны производится в соответствии с таблицей 9.17.

***Долив скважины***

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

Для непосредственного периодического контроля положения уровня бурового раствора в емкостях с целью контроля тарировки поплавковых уровнемеров должна использоваться мерная рейка, градуированная через 0,25-0,5 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 бурильной колонны из скважины желоб возле устья должен быть перегорожен, 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 парообогрев.

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$^3$, 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 расхода 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 0,5xV пред, но не более 1,5 м$^3$, 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. Периодичность долива определяется, формуле:

$$K = \frac{Д^2 - d^2н}{d^2н - d^2вн} x \frac{\Delta h}{lссв}$$

где: К – максимальное допустимое количество свечей, поднимаемых без долива

Д – внутренний диаметр обсадной колонны, мм

dн, dв -наружный и внутренний диаметры бурильных труб соответственно

lсв – длина свечи в метрах

$\Delta$h – глубина безопасного опорожнения затрубного пространства

$\Delta$h = 0,3 Н для скважины глубиной до 1000 м

$\Delta$h = 0,02 Н -"- до 2500 м

$\Delta$h = 0,01 Н -"- свыше 2500 м

Н – глубина кровли горизонта с возможным ГНВП

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 будетдолито менее 0,5 м$^3$ 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.

### *Мероприятия по предупреждению износа обсадных колонн, периодичность и методы контроля их остаточной прочности*

Чтобы снизить износ обсадных колонн необходимо предусмотреть следующие мероприятия:

- Центровка вышки. На буровой установке это условие соблюдается конструкцией установки и не требует периодичности ее проведения, но во время оборудования устья необходимо проверить соосность вышки с устьем скважины;
- Оснащение бурильной колонны протекторными кольцами в обсаженной части ствола скважины при бурении под эксплуатационную колонну;
- Введение в буровой раствор смазывающих добавок.

### *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 х м;
- давление в буровом манифольде, МПа;
- число ходов в буровом насосе, ход;
- расход на выходе, л/с;
- уровень бурового раствора в рабочей и запасных емкостях, м;
- температура бурового раствора на входе и выходе, $^0$С;
- плотность бурового раствора на входе и выходе, кг/м$^3$;
- газосодержание на выходе, %;
- содержание сероводорода, %.

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

### *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».

### *Наличие средств дегазации, вентиляции*

В производственных помещениях БУ, где возможно выделение взрывоопасных или токсичных веществ (газов, паров), должны быть установлены стационарные газоанализаторы, сблокированные 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 вентиляции.

### *Мероприятия по предупреждению коррозии крепи скважин*

Коррозионная стойкость крепи скважин определяется, прежде всего, стойкостью составляющих её элементов, а именно механической и коррозионной стойкостью обсадных колонн и цементного камня, а также надежностью сцепления цементного камня с обсадной колоннй и стенками скважины.

В качестве базового цемента для крепления скважин выбран сульфатостойкий портландцемент по стандарту API или аналог (ПЦТ I-СС-100 по ГОСТ 1581-96), который в совокупности с регулирующими добавками (понизитель водоотдачи, понизитель трения, ингибитор глин, пеногаситель) обеспечивает получение эффективного тампонажного раствора с пониженной водоотдачей из которого формируется за колонной непроницаемый для пластовых флюидов цементный камень. Наличие такой цементной оболочки позволяет обеспечивать защиту металла обсадных труб от агрессивного воздействия пластовых минерализованных вод при условии хорошей адгезии цементного камня с колонной и стенками скважины.

Надежность сцепления цементного камня с колонной и стенками скважины определяется состоянием и подготовкой ствола скважины, которые зависят, в свою очередь, от правильного выбора типа и состава бурового раствора (промывочной жидкости) и технологии цементирования. Наличие в составе цементного раствора ингибитора глин, предотвращающего их разбухание, также способствует улучшению качества сцепления цементного камня со стенками скважины.

Разработанный состав бурового раствора характеризуется пониженной водоотдачей и ингибирующим воздействием на глинистые породы, представленные в разрезе скважины, что позволяет формировать ствол скважины с минимальной кавернозностью и тонкой легкоудаляемой глинистой коркой. Излишки глинистой корки, которые могут сформироваться в интервале проницаемых пород, удаляются специальной буферной жидкостью, которая закачивается непосредственно перед цементированием.

Технология цементирования, включающая в себя, кроме вышеназванной буферной жидкости, наличие специальной технологической оснастки, турбулентный режим закачки цементного раствора, расхаживание колонны во время всего процесса цементирования обеспечивают удаление излишков глинистого раствора со стенок скважины и обсадных колонн.

Таким образом, предусмотренный в техническом проекте комплекс мероприятий при бурении и цементировании скважин обеспечивает хорошее сцепление цементного камня со стенками скважины и обсадных колонн, чем достигается надежная защита обсадных колонн и предупреждение разрушения крепи скважины в интервале цементирования.

С учетом свойств пластового флюида, разработанных мероприятий по бурению и цементированию скважин, принятых типов и рецептур жидкостей в межколонном пространстве приняты обсадные трубы марок K-55 и N-80.

***Технология установки аварийного цементного моста***

**1. Общие требования**

1.1 Цементный мост устанавливается при возникновении аварийных ситуаций при бурении скважины, а также в случае необходимости длительной остановки работ в скважине при бурении при вскрытых газовых горизонтах, или вскрытых горизонтов содержащих сероводород. Установку цементного моста рекомендуется проводить балансовым способом (на равновесии).

1.2 При установке моста в условиях, осложненных проявлениями или поглощениями, необходимо полностью их ликвидировать с применением соответствующих цементных растворов *(закачкой баритовых суспензий, вязкоупругих составов, растворов с наполнителем или другим способом).*

1.3 Обеспечить на буровой наличие и постоянную готовность цементировочной техники (цементировочный агрегат, смесительная машина, осреднительная емкость) к работе; иметь на буровой запас цемента в количестве, достаточном для установки цементного моста.

1.4 Перед установкой цементного моста скважина должна быть заполнена обработанным нейтрализатором буровым раствором плотностью, соответствующей плотности раствора при вскрытии сероводородсодержащего пласта.

1.5 Цементный мост устанавливается в открытом стволе скважины, с учетом перекрытия башмака 245 мм колонны выше и ниже на 50 м. В случае осложненных условий ствола скважины, не позволяющих установить цементный мост в открытом стволе, возможна установка разбуриваемого разобщающего пакера-пробки в нижней части обсадной колонны (но не выше 50 м над башмаком), и цементного моста над ним высотой не менее 100 м.

Требования к тампонажному раствору для установки цементного моста

- Тампонажные материалы и реагенты: высокосульфатостойкий тампонажный цемент типа ПЦТ-I-100-СС-1 или цемент класса G; тонкомолотый кремнезем в количестве 30-35 % для повышения термостойкости и коррозионностойкости цементного камня; понизитель водоотдачи, понизитель вязкости, замедлители схватывания.

- Параметры тампонажного раствора-камня: высокая седиментационная устойчивость, водоотделение - 0; пониженная водоотдача (< 50 см$^3$/30 мин по стандарту API 10B); ранний набор прочности (прочность на сжатие через 12 ч – не менее 3.5 мПа, через 24 ч – не менее 20 мПа).
- Рецептура тампонажного раствора подбирается для конкретных условий с тампонажными материалами, добавками и реагентами, имеющимися в наличии на буровой. Проведение контрольного анализа тампонажного раствора на приготовленной воде затворения обязательно.
- Для обеспечения однородного и стабильного тампонажного раствора обязательно использование осреднительной емкости (2-4 м$^3$).

**2. Основные технологические операции при установке цементного моста**

2.1 Спустить заливочную колонну, состоящую из 127 мм бурильных труб, оборудованную в нижней части 73 мм НКТ длиной, равной высоте моста ±30 м, до глубины, соответствующей подошве моста.

2.2 Промыть скважину в течение не менее 1,5-2 циклов циркуляции (до выравнивания плотности бурового раствора) с вращением и расхаживанием заливочной колонны для наиболее полной очистки ствола скважины (особенно при высокой кавернозности ствола).

2.3 Закачать первую порцию буферной жидкости. Для предупреждения смешения растворов при установке моста объем буферной жидкости должен обеспечить высоту столба в кольцевом пространстве в пределах 150-200 м.

2.4 Затворить и закачать расчетный объем тампонажного раствора.

2.5 Закачать вторую порцию буферной жидкости с расчетным объемом для обеспечения равновесия с предварительно закачанной буферной жидкостью.

2.6 Продавить буровым раствором до расчетной высоты, при которой гидростатические давления столбов тампонажного раствора в трубах и в затрубном пространстве уравновешиваются.

2.7 Поднять заливочную колонну до глубины, соответствующей кровле моста и прямой или обратной циркуляцией осуществить "срезку" кровли моста до полного вымыва на поверхность буферных жидкостей и избыточного количества тампонажного раствора. *Не допускать задержки проведения операции во времени. В процессе обратной промывки фиксируется удельный вес выходящих растворов и объемы выходящих на поверхность буферной жидкости и тампонажного раствора.* Избегать обратной посадки заливочной колонны.

2.8 Поднять заливочную колонну еще на 25-75 м, герметизировать устье скважины и оставить на период ОЗЦ (24-36 ч).

2.9 После окончания периода ОЗЦ спустить заливочную колонну, определить кровлю моста и его прочность разгрузкой колонны на мост 3-4 т.

2.10 Поднять заливочную колонну на 25 м над мостом.

2.11 Испытать мост на герметичность давлением равным давлению опрессовки 245 мм обсадной колонны.

2.12 Поднять заливочную колонну из скважины, герметизировать устье и установить контроль за давлением на устье скважины.

**Мероприятия по восстановлению рекультивации и благоустройства территорий после завершения строительных работ подробно описаны в том II – «Охрана окружающей среды».**

# 17 ПРОГНОЗ ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ. ИНСТРУКЦИИ ПО ДЕЙСТВИЮ ПЕРСОНАЛА

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

1. Аварии с бурильной колонной – слом бурильной (или утяжелённой) трубы, прихват, заклинка.
2. Аварии с обсадными трубами – прихват, полёт.
3. Аварии с долотами – оставление шарошек, слом долота.
4. Падение посторонних предметов в скважину.
5. Осложнения: нефтегазоводопроявления, поглощения бурового и цементного растворов.

**Таблица 17.1 – Прогноз возможных аварийных ситуаций. Мероприятия по их предотвращению и ликвидации Инструкции по действию персонала**

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

**Продолжение таблицы 17.1**

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|---|---|---|---|---|
| 2 | Прихват инструмента | 2.1 Выделить прихватоопасные зоны.<br>2.2 Спускоподъёмные операции в интервалах сужений, осыпей, обвалов производить на пониженных скоростях.<br>2.3 Обеспечить качественную очистку бурового раствора от выбуренной породы.<br>2.4 Вводить в раствор смазывающие противоприхватные добавки.<br>2.5 Не оставлять инструмент без движения и промывки на длительный срок.<br>2.6 Не допускать образования на стенках скважины толстой фильтрационной корки за счёт соблюдения параметров промывочной жидкости.<br>2.7 Не изменять КНБК в сторону увеличения её жидкости. В случае необходимости изменения КНБК провести поэтапное увеличение её жёсткости с тщательной проработкой ствола каждой компоновкой.<br>2.8 В компоновку бурильной колонны включать яссы необходимого размера. | 2.1 Определить верхнюю границу прихвата геофизическими методами или по величине вытяжки свободной части колонны.<br>2.2 Рассчитать объём и установить ванну (нефтяную, водную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата. При расчёте ванны учесть снижение давления на пласт и компенсировать его увеличением плотности раствора (при необходимости)<br>2.3 Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание инструмента.<br>2.4 После освобождения инструмента вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН. | 2.1 Знать зоны осложнений.<br>2.2 Поддерживать в работоспособном состоянии систему очистки раствора.<br>2.3 При длительных перерывах в работе инструмент поднять в башмак колонны.<br>2.4 Параметры раствора поддерживать согласно ГТН.<br>2.5 Аварийные работы выполняются по плану, утверждённому директором по производству, под руководством бурового супервайзера. |
| 3 | Заклинивание инструмента | 3.1 Выделить зоны осыпей, обвалов, желобных выработок.<br>3.2 Исключить падение посторонних предметов в скважину.<br>3.3 Параметры раствора поддерживать на уровне, обеспечивающем устойчивость стенок скважины.<br>3.4 Допуск долота к забою производить осторожно с проработкой призабойной зоны. | 3.1 Определить место заклинки.<br>3.2 Провести работы по сбиванию инструмента вниз или подъёму вверх с одновременным проворотом.<br>3.3 Рассчитать объём и установить ванну (водную, нефтяную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата. При расчёте ванны учесть снижение давления на пласт и компенсировать его увеличением | 3.1 Использовать устройства и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину.<br>3.2 Систематически проверять состояние клиньев ротора, фиксирующие устройства ключей – АКБ, УМК и др.<br>3.3 Не оставлять на столе ротора различные инструменты. |

**Продолжение таблицы 17.1**

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|---|---|---|---|---|
| 3 | Заклинивание инструмента | 3.5 Места посадок и затяжек тщательно прорабатывать. | плотности раствора (при необходимости). Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание инструмента.<br>3.4 После освобождения инструмента вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН. | 3.4 При отсутствии инструмента в скважине закрывать устье.<br>3.5 Аварийные работы выполняются по плану, утверждённому директором по производству, под руководством бурового супервайзера. |
| 4 | Прихват обсадных колонн | 4.1 Тщательно прорабатывать интервалы сужений.<br>4.2 Не оставлять колонну без движения на длительный срок.<br>4.3 Перед спуском колонны вводить смазывающие добавки. | 4.1 Определить место прихвата.<br>4.2 Рассчитать объём и установить ванну (нефтяную, водную, кислотную и др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата. При расчёте ванны учесть снижение давления на пласт и компенсировать его увеличением плотности раствора (при необходимости).<br>4.3 Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание колонны.<br>4.4 После освобождения колонны вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.<br>4.5 Продолжить спуск колонны.<br>4.6 В случае безрезультатности установки ванн или опасности разрушения колонны рассмотреть вопрос цементирования колонны на достигнутой глубине с последующим спуском «хвостовика». | 4.1 Строго выполнять план подготовки ствола к спуску.<br>4.2 Не оставлять колонну без движения на длительное время.<br>4.3 Использовать устройства и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину.<br>4.4 Систематически проверять состояние клиньев ротора, фиксирующие устройства ключей АКБ, УМК и др.<br>4.5 Не оставлять на столе ротора различные инструменты.<br>4.6 Аварийные работы выполняются по плану, утверждённому директором по производству, под руководством бурового супервайзера. |
| 5 | Полёт обсадных труб | 5.1 Перед спуском колонны проверить центровку вышки, состояние клиньев ротора, элеваторов.<br>5.2 Контролировать усилия закрепления резьбовых соединений. | 5.1 Спустить труболовку, метчик, колокол.<br>5.2 Спуск производить замедленно для определения местонахождения «головы» обсадных труб.<br>5.3 Соединиться с аварийными трубами, промыть скважину. | 5.1 Поддерживать в исправном состоянии клинья ротора, элеваторы.<br>5.2 При навороте труб первые 3-4 оборота делать вручную.<br>5.3 Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по |

**Продолжение таблицы 17.1**

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|---|---|---|---|---|
| 5 | Полёт обсадных труб | 5.3 Не допускать наворота резьбы наперекос. | 5.4 Поднять аварийные трубы.<br>5.5 Произвести переподготовку ствола скважины. | производству, под руководством бурового супервайзера.<br>5.4 Переподготовку ствола выполнить согласно плана работ на спуск колонны. |
| 6 | Оставление шарошек долота (слом долота) | 6.1 Спускать долота с вооружением, соответствующим твёрдости разбуриваемых пород.<br>6.2 Не допускать передержки долота на забое (момент подъёма долота определяется по показаниям контрольно-измерительных приборов и изменению скорости механического бурения).<br>6.3 Не допускать резких посадок и ударов долота о забой.<br>6.4 Перед спуском долота в скважину производить тщательный осмотр на предмет состояния сварных швов и наличие трещин. | 6.1 Спустить магнитный фрезер или «паук».<br>6.2 При безрезультатности работ по п. 6.1. спустить торцовый фрезер в комплексе с металлошламоуловителем.<br>6.3 Произвести разбуривание шарошки или части долота при нагрузке 4-6 т. При разбуривании металла отрыв инструмента от забоя производить через 15 мин. | 6.1 Не допускать несоответствия типа спускаемого долота твёрдости разбуриваемых пород.<br>6.2 Анализировать показания контрольно-измерительных приборов (момент на роторе, скорости бурения для определения момента подъёма долота).<br>6.3 Аварийные работы выполняются по плану, утверждённому директором по производству, под руководством бурового супервайзера. |
| 7 | Падение посторонних предметов в скважину | 7.1 Применять приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину.<br>7.2 Каждую смену тщательно проверять состояние и фиксирующие приспособления автоматических и машинных ключей, клиньев ротора.<br>7.3 Не оставлять на столе ротора инструменты и посторонние предметы.<br>7.4 При отсутствии инструмента в скважине не оставлять открытым устье. | 7.1 Спустить магнитный фрезер или «паук».<br>7.2 При безрезультатности работ по п. 6.1 спустить торцовый фрез в комплексе с металлошламоуловителем.<br>7.3 Произвести разбуривание постороннего предмета при нагрузке 4-6 т. При разбуривании металла отрыв инструмента от забоя производить через 15 мин. | 7.1 При спуско-подъёмных операциях применять обтираторы и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов.<br>7.2 Аварийные работы выполняются по плану, утверждённому директором по производству, под руководством бурового супервайзера. |

**Продолжение таблицы 17.1**

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|---|---|---|---|---|
| 8 | Проявления пластовых флюидов | 8.1 Бурильщики должны знать глубину залегания и характер поведения горизонтов с аномально высокими или аномально низкими пластовыми давлениями.<br>8.2 Не допускать снижения плотности раствора от предусмотренной ГТН.<br>8.3 При подъёме инструмента следить за соответствием объёма поднимаемых труб и доливаемой жидкости.<br>8.4 Не допускать поршневания при подъёме инструмента. Принять меры для ликвидации сальника.<br>8.5 Поддерживать в работоспособном состоянии противовыбросовое оборудование.<br>8.6 При резком увеличении механической скорости бурения следить за уровнем жидкости в циркуляционной системе и ограничить скорость бурения.<br>8.7 При увеличении веса на крюке и уменьшении давления на стояке, что является косвенными признаками НГВП, сопоставить другие показатели процесса бурения для раннего обнаружения проявления.<br>8.8 Иметь запас раствора.<br>8.9 Параметры раствора необходимо выравнивать по всему циклу.<br>8.10 Не допускать утяжеления раствора «пачками». | 8.1 Спустить инструмент на возможно большую глубину.<br>8.2 Установить обратный клапан под квадрат.<br>8.3 Герметизировать устье и восстановить циркуляцию.<br>8.4 Приступить к вымыву разгазированного раствора с противодавлением и дегазацией.<br>8.5 По величине давления в трубном и затрубном пространстве рассчитать необходимую плотность раствора для задавки проявления и утяжелить раствор до необходимой плотности. | 8.1 При бурении в горизонтах с аномально высокими пластовыми давлениями ограничивать скорость бурения с целью обеспечения дегазации раствора.<br>8.2 Дополнительно проинструктировать вахту о действиях при НГВП с применением средств индивидуальной защиты.<br>8.3 Сообщить руководителю буровых работ о начавшемся проявлении.<br>8.4 Навернуть обратный клапан и герметизировать устье.<br>8.5 Члены буровой вахты действуют согласно расписания по сигналу «Выброс». |

**Продолжение таблицы 17.1**

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|---|---|---|---|---|
| 8 | Проявления пластовых флюидов | 8.11 Включать технические и технологические средства для раннего обнаружения НГВП.<br>8.12 Проводить учебные тревоги по сигналу «Выброс».<br>8.13 Промежуточные промывки во время спуска инструмента производить по длительности, позволяющей убедиться в отсутствии пластового флюида в скважине.<br>8.14 Длительные ремонтные работы, не связанные с ремонтом устья, необходимо производить при нахождении бурильной колонны в башмаке обсадной колонны с обязательной установкой шарового крана.<br>8.15 При необходимости продолжительного ремонта устья и невозможности промывки скважины необходимо устанавливать отсекающий цементный мост.<br>8.16 К подъёму инструмента приступать только после выравнивания параметров раствора по всему объёму до установленной величины.<br>8.17 Обеспечить круглосуточное дежурство цементировочного агрегата на время ликвидации нефтегазоводопроявлений. | | |

**Продолжение таблицы 17.1**

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|---|---|---|---|---|
| 9 | Поглощения | 9.1 Определить и знать зоны дренирования, тектонических нарушений, карстовых образований, горизонтов с высокой пористостью и проницаемостью.<br>9.2 Не допускать превышения давления раствора над пластовым.<br>9.3 Спуск инструмента производить со скоростью, при которой сумма гидростатического и гидродинамического давлений должна быть больше пластового давления и меньше давления поглощения.<br>9.4 При опасности возникновения поглощений предусмотреть ввод наполнителей, закачку вязко-упругих смесей, установку цементных мостов, стальных пластырей и т. д.<br>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.<br>9.6 Восстановление циркуляции производить при возможно минимальной производительности насосов с постепенным доведением до рабочей и вращением инструмента.<br>9.7 Поддерживать в исправном состоянии компенсирующей устройства насосов для исключения резких колебаний давления при циркуляции. | 9.1 При начавшемся поглощении поднять инструмент в башмак колонны или прихватобезопасный интервал с постоянным доливом скважины.<br>9.2 Ввести наполнители (слюда, кордное волокно, целлофановая стружка, опилки, скорлупа, резиновая крошка и т. д.<br>9.3 При полном или катастрофическом поглощении произвести намыв наполнителей через открытый конец бурильных труб, с применением гидромеханического пакера или установить цементный мост. | 9.1 Поднять инструмент в башмак колонны с постоянным доливом скважины.<br>9.2 Ввод наполнителей осуществлять при снятых сетках вибросит.<br>9.3 Бурение с частичным поглощением или без выхода циркуляции допускается только по специальному плану, утверждённому директором по производству. |

***Организационные требования по предупреждению газонефтеводопроявлений (ГНВП)***

Перед вскрытием и в процессе бурения продуктивного пласта на буровой имеется:

1) запас химреагентов и утяжелителя в количестве, установленном проектом на строительство скважины;

2) два шаровых крана (один под квадратом, второй на аварийной трубе или подвешенный на тросике в буровой);

3) аварийная сборка, состоящая из переводника, задвижки высокого давления с фланцем под манометр и краном высокого давления, быстросъемной полумуфтой для подсоединения цементировочного агрегата;

4) обеспечено круглосуточное дежурство цементировочного агрегата, автомашины, ответственного лица, представителей АСС, связь буровой (предприятием).

1. К работам на скважинах с возможным ГНВП допускаются бурильщики и специалисты, прошедшие подготовку по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при газонефтеводопроявлений» в специализированных учебных центрах (комбинатах), оснащенных специальными тренажерами. Переподготовка специалистов проводится через три года, а бурильщиков через год. При необходимости сроки переподготовки должны быть сокращены.

2. Программы подготовки бурильщиков и специалистов по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при газонефтеводопроявлений» должны включать разделы по изучению теории и обучению практическим действиям по использованию стандартных методов ликвидации ГНВП (способ двухстадийного глушения скважины, метод ожидания утяжеления и др.).

3. Программы подготовки рабочих кадров в специализированных учебных центрах (комбинатах) должны включать обучение практическим действиям при появлении признаков ГНВП при бурении и ремонте скважин.

4. Производственные инструкции рабочих кадров, задействованных в бурении или ремонте нефтяных и газовых скважин, должны включать конкретные обязанности при возникновении ГНВП и открытых фонтанов.

5. На каждую скважину с возможностью возникновения ГНВП или открытого фонтана должен быть составлен план ликвидации аварий, содержащий:

- виды возможных аварий на данном объекте, мероприятия по спасению людей, ответственных за выполнение этих мероприятий, и конкретных исполнителей, места нахождения средств для спасения людей и ликвидации аварий;
- распределение обязанностей между работниками, участвующими в ликвидации ГНВП;
- список должностных лиц и учреждений, которые должны быть немедленно извещены об аварии;
- списки инструментов, средств индивидуальной защиты, материалов, находящихся в установленных местах хранения, с указанием их количества и основных характеристик;
- способы оповещения об аварии (сирена, световая сигнализация, громкоговорящая

связь и др.), пути выхода людей из опасных мест и участков;
- режим работы вентиляции при возникновении ГНВП;
- необходимость и последовательность выключения электроэнергии, остановки оборудования, аппаратов, перекрытия источников поступления вредных и пожароопасных веществ;
- первоочередные действия производственного персонала при появлении признаков ГНВП, порядок проведения штатных операций по предупреждению развития аварии.

6. Ознакомление производственного персонала с планом ликвидации аварий должно быть оформлено документально в личных картах инструктажа под расписку. План ликвидации аварий должен быть вывешен на видном месте, доступном каждому работнику.
7. Планирование аварийной готовности объекта к возможному возникновению ГНВП следует проводить в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности». Объем и периодичность контроля за аварийной готовностью объекта к возникновению ГНВП устанавливаются системой оперативного производственного контроля, разработанного предприятием.
8. Перед вскрытием пласта или нескольких пластов с возможными флюидо-проявлениями необходимо разработать мероприятия по предупреждению ГНВП и провести:
   - инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при появлении признаков ГНВП и предельно допустимым параметрам (давление опрессовки противовыбросового оборудования, скорость спускоподъемных операций, порядок долива и т.п.);
   - проверку состояния буровой установки, противовыбросового оборудования, инструмента и приспособлений;
   - учебную тревогу (дальнейшая периодичность учебных тревог устанавливается буровым предприятием);
   - оценку готовности объекта к оперативному утяжелению бурового раствора, пополнению его запасов путем приготовления и доставки на БУ.
9. Для предупреждения ГНВП и обвалов стенок в процессе подъема колонны бурильных труб следует производить долив бурового раствора в скважину. Режим долива должен обеспечивать поддержание уровня на устье скважины. Свойства бурового раствора, доливаемого в скважину, должны соответствовать требованиям проекта.
10. Оборудование, специальные приспособления, инструменты, материалы, спецодежда, средства страховки и индивидуальной защиты, необходимые для ликвидации ГНВП и открытых фонтанов, должны находиться всегда в полной готовности на складах аварийного запаса предприятий или специализированных организаций (служб).

В условиях континентального шельфа вместо двойного объема запаса жидкости опускается наличие на объекте материалов и технических средств, обеспечивающих приготовление необходимого объема раствора в установленные сроки.

Перед вскрытием горизонта с возможным ГНВП и при наличии во вскрываемом разрезе нефтегазосодержащих пластов на объекте вывешиваются предупреждающие надписи: «Внимание! В скважине вскрыт проявляющий пласт», «Недолив скважины приводит к выбросу!», «В контроле за скважиной перерывы недопустимы!» и др.

***Технико-технологические требования по предупреждению ГНВП и фонтанов***

Для беспрепятственного доступа обслуживающего персонала к установленному на устье противовыбросовому оборудованию (ПВО) под буровой должен быть сделан твердый настил.

Все схемы противовыбросовой обвязки устья скважины в верхней части должны включать фланцевую катушку и разъемные воронку и желоб для облегчения работ по ликвидации открытых фонтанов.

При строительстве скважин на ограниченной площадке линии глушения и дросселирования могут быть выполнены с поворотами. Повороты следует выполнять с применением кованых угольников на резьбах, фланцах или тройниках с буферными устройствами. Допускается применение армированных резиновых шлангов высокого давления, изготовленных в соответствии с прочностной характеристикой превенторной установки, рассчитанной на максимальное давление, ожидаемое на устье;

Блок противовыбросового оборудования и его манифольд должны быть опрессованы на устье скважины с колонной головкой согласно программе испытания компании Заказчика.

Обвязка буровых насосов должна обеспечивать возможность приготовления, обработки и утяжеления бурового раствора с одновременной промывкой скважины.

Если горизонты с возможным газонефтеводопроявлением вскрываются при работе 2 насосов, то необходимо предусмотреть возможность их одновременной работы из одной емкости. В обвязке между емкостями циркуляционной системы должны быть запорные устройства.

На буровой должна быть мерная емкость для контролируемого долива скважины, оборудованная уровнемером. Геометрия емкости и шкала ее градуировки должна обеспечивать возможность фиксации предельно допустимой разницы между объемами доливаемого раствора и металла поднятых труб.

Объемы вытесняемого из скважины при спуске бурильных труб и доливаемого раствора при их подъеме должны контролироваться и сопоставляться с объемом поднятого или спущенного металла бурильных труб.

При разнице между объемом доливаемого бурового раствора и объемом металла поднятых труб более 0,5 м$^3$ подъем должен быть прекращен и приняты меры, предусмотренные инструкцией по действию вахты при газонефтеводопроявлениях.

При вскрытии газоносных горизонтов и дальнейшем углублении скважины (до спуска очередной обсадной колонн) должен проводиться контроль бурового раствора на газонасыщенность.

Запрещается производить подъем бурильной колонны до выравнивания свойств бурового раствора по всему циклу циркуляции.

При бурении в продуктивном газовом пласте механическая скорость должна ограничиваться значениями, при которых обеспечивается полная дегазация бурового раствора.

Работы по освоению и испытанию скважин могут быть начаты при обеспечении следующих условий:

- высота подъема цементного раствора за эксплуатационной колонной и качество сформировавшейся крепи отвечают проекту и требованиям охраны недр;
- эксплуатационная колонна прошаблонирована, опрессована совместно с колонной головкой и превенторной установкой, герметична при максимально ожидаемом давлении на устье скважины;
- устье с превенторной установкой, манифольдный блоки выкидные линии оборудованы и обвязаны в соответствии с утвержденной схемой.
- комплекс работ по освоению скважины должен предусматривать меры, обеспечивающие:
- предупреждение прорыва пластовой воды и газа из газовой шапки;
- предотвращение неконтролируемых ГНВП и открытых фонтанов;
- охрану недр и окружающей среды.

***Первоочередные действия производственного персонала при возникновении ГНВП и фонтанов***

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.

### 17.1 Ликвидация и консервация скважин

Согласно статьи 126 Кодекса Республики Казахстан "О недрах и недропользовании" *(с изменениями и дополнениями по состоянию на 10.06.2025 г.)* ликвидация последствий недропользования по углеводородам проводится в соответствии с утвержденным недропользователем и получившим положительные заключения предусмотренных Кодексом и иными законами Республики Казахстан экспертиз проектом ликвидации последствий недропользования.

Требования к проведению работ по ликвидации последствий недропользования по углеводородам устанавливаются в правилах консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов, утверждаемых уполномоченным органом в области углеводородов.

Решение о ликвидации скважины будет приниматься по результатам бурения, в случае обнаружении промышленных запасов углеводородов по решению НТС организации – Заказчика.

Конкретный план действий по ликвидации скважины, законченной строительством, разрабатывается пользователями недр с учетом местных условий, в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», от 30 декабря 2014 года № 355, «Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 22 мая 2018 года № 200 и других нормативных документов.

## ПОРЯДОК ОФОРМЛЕНИЯ МАТЕРИАЛОВ НА ЛИКВИДАЦИЮ СКВАЖИНЫ

1. Все работы по порядку оформления материалов на ликвидацию (консервацию) скважины должны проводиться в строгом соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности, от 30 декабря 2014 года № 355» и с «Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 22 мая 2018 года № 200.
2. Для рассмотрения материалов на ликвидацию скважины Заказчик, на балансе которого она находится, своим приказом создает постоянно действующую комиссию из главных специалистов предприятия под председательством его руководителя.
3. В постоянно действующую комиссию на рассмотрение представляются следующие материалы:
   - обоснование ликвидации с указанием конструкции, кратким изложением истории бурения, освоения, эксплуатации, ремонтных работ, а также работ, связанных с ликвидацией аварий, причин отступления от проекта на строительство и причин ликвидации;
   - акт обследования, составленный комиссией, назначенной руководителем предприятия;
   - копия структурной карты с указанием места расположения забоя скважины, проектной и фактической точки вскрытия пласта, каротажная диаграмма вскрытого разреза и заключение по промыслово-географическим исследованиям;
   - справка о невозможности и нецелесообразности использования скважины для иных целей;
   - акты о герметичности спущенных колонн и об отсутствии заколонной циркуляции и межпластовых перетоков;
   - акт о закачке ингибитора в пласты нефти и газа, в которых содержатся сероводород и другие агрессивные компоненты;
   - план проведения изоляционно-ликвидационных работ с обеспечением выполнения требований охраны недр и окружающей среды, включающей

необходимые рекультивационные мероприятия.

4. По результатам проверки технического состояния составляется план изоляционно-ликвидационных работ. К плану прилагаются протокол постоянно действующей комиссии, каротажная диаграмма и заключение по геофизическим исследованиям скважины.
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. Документы хранятся в делах организации Заказчика, на балансе которого находится скважина.
6. Ответственность за своевременное и качественное проведение работ несет организация Заказчика, на балансе которого находится ликвидируемая скважина.
7. 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.
8. При восстановлении бездействующих скважин эксплуатационного фонда, реконструкции скважин, связанных с проводкой нового ствола с последующим изменением конструкции и ее назначения, разрабатывается проект на строительство скважины в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (с изменениями и дополнениями от 15.01.2023 г.).

**ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЯ И СТВОЛА СКВАЖИНЫ ПРИ ЕЕ ЛИКВИДАЦИИ**

1. Все работы по оборудованию устья и ствола скважин и при их ликвидации должны проводиться в строгом соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» от 30 декабря 2014 года № 355, «Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 22 мая 2018 года № 200 и индивидуальным планом изоляционно-ликвидационных работ по скважине, разработаным в соответствии с проектом на ликвидацию скважины.
2. Осложнения и аварии, возникшие в процессе проведения изоляционно-ликвидационных работ или в процессе исследования технического состояния скважины, ликвидируются по дополнительным планам.
3. Скважины, подлежащие ликвидации, должны быть заполнены буровым раствором с плотностью, позволяющей создать гидростатическое давление, превышающее пластовое на 15 % (при отсутствии поглощения).

### 17.2 Надежность

Надежность – это свойство скважины сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность скважины выполнять свое целевое назначение в заданных режимах при строительстве, эксплуатации, техническом обслуживании и ремонте.

Надежность характеризуется сочетанием следующих свойств: долговечности, ремонтопригодности и сохраняемости.

На надежность влияют геологические условия, принятые технические и технологические решения по строительству и возможности дальнейшей эксплуатации скважины, а также качество исполнения этих решений.

Надежность скважины может быть снижена из-за механического или коррозионного износа обсадных колонн, их смятия, низкого качества цементирования и, как следствие, наличия заколонных или межколонных перетоков, течения солей, несоответствия ПВО или его отказа, искривления ствола, возникновения НГВП и поглощений, прихвата колонн.

В таблице 17.2 приведены факторы, влияющие на надежность скважины и мероприятия, направленные на предупреждение причин, снижающих надежность.

**Таблица 17.2 – Надежность**

| № п.п. | Факторы, влияющие на надежность скважины при бурении и эксплуатации | Мероприятия, направленные на предупреждение причин, снижающих надежность скважины |
|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 |
| 1 | Механический износ обсадных колонн | 1.1. Применение долот типа PDC, TSP, позволяющих увеличить проходку на долото, сокращая тем самым количество спускоподъемных операций.<br>1.2. Использование бурильных труб с замками без твердосплавного покрытия.<br>1.3. Оснащение бурильной колонны протекторными кольцами во избежание протирания обсадной колонны при бурении и СПО.<br>1.4. Использование забойных двигателей (турбобур, винтовые двигатели) при бурении протяженных участков с твердыми, крепкими породами, что позволяет проводить бурение без постоянного вращения бурильной колонны.<br>1.5. Контроль остаточной прочности обсадных колонн перед вскрытием пластов с АВПД по результатам замеров толщино- или калибромером. |
| 2 | Коррозионный износ обсадных колонн | 2.1. Введение в буровой раствор нейтрализаторов и поглотителей углекислого газа для предотвращения коррозионного воздействия $CO_2$ на обсадную колонну.<br>2.2. Выбор обсадных труб в соответствии с условиями бурения и возможностью эксплуатации согласно требованиям нормативных документов (Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин, М.,1997; Стандарты API 5CT и NACE)<br>2.3. Применение рецептур тампонажных растворов и технологии цементирования, обеспечивающих получение непроницаемого для пластовых флюидов цементного камня, стойкого к сульфатной и сероводородной агрессии<br>2.4. Применение добавок ингибиторов коррозии в составе рецептур надпакерной жидкости для предотвращения коррозионного разрушения. |
| 3 | Смятие обсадных колонн | 3.1. Применение соленасыщенных ингибированных буровых растворов, соответствующей плотности, предотвращающих течение солей в соленосных пластах.<br>3.2. Перекрытие соленосных пластов двумя цементируемыми обсадными колоннами с сответствующими прочностными характеристиками.<br>3.3. Вызов пластового притока должен производиться путем создания плавной депрессии на пласт. |
| 4 | Заколонные перетоки и межколонное давление газа | 4.1. Подготовку ствола скважины перед спуском обсадных колонн производить компоновками, позволяющими качественно очистить стенки скважины от рыхлой фильтрационной корки для создания плотного контакта между цементом и породой. Прокачивать пачку (3-4 $м^3$) высоковязкого раствора той же плотности, что и буровой раствор, с целью дополнительной очистки ствола скважины от выбуреннной породы, особенно в кавернозной части его. Использовать специальные буферные жидкости перед закачкой цемента.<br>4.2. Изоляция склонных к поглощению горизонтов для обеспечения подъема цемента до проектной высоты. |

**Продолжение таблицы 17.2**

| 1 | 2 | 3 |
|---|---|---|
| 4 | Заколонные перетоки и межколонное давление газа | 4.3. Применение рецептур тампонажных растворов и технологии цементирования, обеспечивающих получение непроницаемого для пластовых флюидов цементного камня, стойкого к сульфатной и сероводородной агрессии.<br>4.4. Применение добавок в цементы, способствующих увеличению седиментационной устойчивости и снижению водоотдачи цементных растворов.<br>4.5. Применение добавок солей в составе рецептур тампонажных растворов для цементирования интервалов с соляными пропластками.<br>4.6. Применение цементных растворов с минимальным разрывом времени между началом и концом схватывания (в особенности порций раствора, располагающихся против напорных горизонтов).<br>4.7. Применение технических средств, улучшающих качество замещения промывочной жидкости цементным раствором, способствующих центрированию колонны в скважине и улучшающих контакт цементного камня с колонной и породой.<br>4.8. Использование надежных эксплуатационных пакеров и НКТ, предотвращающих переток пластового флюида из трубного в затрубное пространство.<br>4.9. Применение смазок для резьбовых соединений обсадных и насосно-компрессорных труб согласно требованиям нормативно-технической документации.<br>4.10. В процессе цементирования колонны не допускать поглощения цементного раствора.<br>4.11. Герметизация устья во время ОЗЦ с постоянным контролем за изменением давления в трубном и затрубном пространствах.<br>4.12. Осуществление постоянного контроля за состоянием межколонного пространства скважин.<br>4.13. Применение обсадных труб с высокогерметичными резьбовыми соединениями типа «металл-металл».<br>4.14. Использование в обвязке устья колонных головок, исключающих переток флюида из затрубного пространства в межколонное и устойчивых к сероводородной и углекислотной агрессии. |
| 5 | Противовыбросовое и устьевое оборудование | 5.1. Использование оборудования, устойчивого к сероводородной и углекислотной агрессии.<br>5.2. Импортное оборудование должно иметь сертификат РК или РФ на безопасность.<br>5.3. Установленная колонная головка должна опрессовываться воздухом или газом и обеспечивать возможность контроля за появлением газа в межколонном пространстве и закачку в него жидкости в течение всего периода эксплуатации.<br>5.4. Производить опрессовку превентора и фонтанной арматуры после установки их на устье на давление опрессовки эксплуатационной колонны. |
| 6 | Искривление ствола | 6.1. Выбирать КНБК, необходимой жесткости и центрирующей способности, препятствующую искривлению.<br>6.2 Проведение периодического контроля за траекторией ствола. |

**Продолжение таблицы 17.2**

| 1 | 2 | 3 |
|---|---|---|
| 7 | Нефтегазоводопроявления | 7.1. Выделение пластов с аномально-высоким пластовым давлением.<br>7.2. Обеспечение превышения давления раствора над пластовым согласно «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» РК (№ 355 от 30.12.2014 г.).<br>7.3. При подъеме инструмента следить за соответствием объема поднимаемых труб и объема доливаемой жидкости.<br>7.4. Не допускать поршневания при подъеме инструмента. Принять меры для разрушения «сальника».<br>7.5. Поддержание в работоспособном состоянии противовыбросового оборудования и оборудования для дегазации раствора.<br>7.6. При резком увеличении механической скорости бурения сопоставить другие показатели процесса бурения (вес на крюке, давление на стояке и др.), уровень раствора в циркуляционной системе для раннего обнаружения проявления.<br>7.7. Установка индикаторов уровня бурового раствора на рабочих емкостях.<br>7.8. Иметь запас раствора.<br>7.9. При вскрытии продуктивных пластов и дальнейшем углублении скважин структурно-механические и реологические показатели необходимо поддерживать на минимально допустимом уровне, исходя из технологических соображений.<br>7.10. Перед вскрытием горизонтов, представляющих опасность выброса, на буровой должен быть создан запас материалов и хим. реагентов, который при дальнейшем бурении необходимо поддерживать, в количестве, обеспечивающем работу не менее, чем на 5 суток.<br>Запрещается вскрывать указанные горизонты при отсутствии на буровой обсадных труб, необходимых для их перекрытия.<br>7.11. Бурение, промывку и проработку скважин в интервале ожидаемых нефтегазопроявлений необходимо осуществлять при максимально возможной производительности.<br>7.12. В интервалах ожидаемых выбросов продолжительность возможных остановок должна быть сведена к минимуму. Во всех случаях простоев устье скважины должно быть герметизировано ПВО и установлено наблюдение за давлением в скважине.<br>7.13. Обучение обслуживающего персонала действиям при НГВП в условиях выделения сероводорода.<br>7.14. Проведение учебных тревог по сигналу «Выброс» с применением средств индивидуальной защиты от сероводорода.<br>7.15. Обучение обслуживающего персонала действиям при НГВП в условиях выделения сероводорода.<br>7.16. Проведение учебных тревог по сигналу «Выброс» с применением средств индивидуальной защиты от сероводорода. |
| 8 | Поглощения | 8.1. Точный прогноз пластовых давлений и правильный выбор плотности промывочной жидкости.<br>8.2. Определение зон дренирования, тектонических нарушений, карстовых образований, горизонтов с высокой пористостью и проницаемостью.<br>8.3. Не допускать превышения давления раствора над пластовым более величин, предусмотренных «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» РК (№ 355 от 30.12.2014 г.).<br>8.4. Предусмотреть запас и ввод наполнителей, закачку вязкоупругих смесей, установку цементных мостов и т.д.<br>8.5. При вскрытых интервалах, склонных к поглощению, ограничивать скорость спуска инструмента. |

**Продолжение таблицы 17.2**

| 1 | 2 | 3 |
|---|---|---|
| 8 | Поглощения | 8.6. Уменьшение гидродинамических сопротивлений путем снижения производительности насосов, увеличения кольцевых зазоров за счет уменьшения диаметра КНБК. |
| 9 | Прихват обсадных колонн | 9.1. Выделение прихватоопасных зон.<br>9.2. Тщательная проработка интервалов сужений и прихватоопасных зон.<br>9.3. Ввод в буровой раствор смазывающих добавок перед спуском колонны.<br>9.4. Приведение параметров раствора перед спуском колонны в соответствие с ГТН.<br>9.5. Обеспечение качественной очистки бурового раствора от выбуренной породы.<br>9.6. Не оставлять колонну без движения на длительный промежуток времени.<br>9.7. Не допускать падения в скважину посторонних предметов. |

## 17.3 Охрана недр

### 1. Общие положения

Недропользователь в лице АО «Каражанбасмунай» несет полную ответственность за состояние охраны недр на площади, как в процессе бурения скважин, так и в процессе возможной эксплуатации. Ответственность за соблюдение требований законодательств в области охраны недр несет непосредственно руководитель компании, осуществляющей пользование недрами.

Мероприятия по охране недр, в процессе строительства предусматривают:

- обеспечение полноты геологического изучения для достоверной оценки месторождения, предоставленной в недропользование;
- осуществление комплекса мероприятий по обеспечению полноты извлечения из недр нефти;
- обеспечение рационального и комплексного использования ресурсов недр на всех этапах недропользования;
- сохранение свойств энергетического состояния верхних частей недр на уровне, предотвращающем появление техногенных процессов;
- защита недр от обводнения, пожаров и других стихийных факторов, осложняющих производство работ при строительстве скважины;
- предотвращение загрязнения подземных водных источников вследствие межпластовых перетоков нефти и воды в процессе бурения, освоения и последующей пробной эксплуатации скважины, а также вследствие утилизации отходов производства и сточных вод;
- достоверный учет извлекаемых и оставляемых в недрах запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов;
- осуществление комплекса мероприятий, направленных на предотвращение потерь нефти в недрах, вследствие низкого качества проводки скважин, нарушений технологии разработки нефтяных залежей и эксплуатации скважины, приводящих к преждевременному обводнению или дегазации пластов, перетокам жидкости между горизонтами;
- соблюдение установленного порядка приостановления, прекращения нефтяных операций, консервации и ликвидации объектов недропользования;
- предотвращение открытого фонтанирования, поглощения промывочной жидкости, грифонообразования, обвалов стенок скважины и межпластовых перетоков нефти и воды в процессе проводки, освоения и последующей пробной эксплуатации скважины;
- надежную изоляцию в пробуренной скважине нефтеносных 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;

- предусмотреть мероприятия по предупреждению осложнений в процессе строительства скважины и проведения ремонтно-изоляционных работ при некачественном креплении обсадных колонн.

Работы по освоению добывающих скважин на месторождении Каражанбас должны проводится на высоком технико-экономическом уровне, с использованием всех достижений науки и техники, при достаточно высоком уровне экологических знаний работающего персонала.

При этом при бурении добывающих скважин на месторождении повышенное внимание руководства недропользователя должно быть обращено не только на технологию бурения, но и на организацию работ и технологическую дисциплину исполнителей с целью предотвращения образования межпластовых перетоков.

Таким образом, на всех этапах строительства скважин – при строй-монтажных работах, бурении, креплении, освоении и эксплуатации необходимо обращать особое внимание на охрану недр.

**2. Мероприятия по охране недр при строймонтажных работах**

Надежная гидроизоляция синтетической пленкой площадки под вышечно-лебедочным блоком, устройство гидроизолированных желобов для стока жидких отходов бурения в емкости, бетонирование дна и стенок шахты с целью недопущения проникновения фильтрата отходов бурения в грунт.

Ликвидация водозаборных скважин в соответствии с действующим законодательством по охране подземных вод или передача их для эксплуатации местным организациям.

**3. Выбор конструкции скважины и охрана недр**

Конструкция скважин в части надежности, технологичности и безопасности обеспечивает 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.

При проектировании конструкции скважин на месторождении Каражанбас проектировщики исходили, прежде всего из «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» от 30.12.2014 г. № 355, горно-геологических условий проводки скважин и из опыта бурения скважин с аналогичными горно-геологическими условиями. Конструкция проектной скважин приведена в таблице 5.2 настоящего проекта. Перед спуском колонн, ствол скважины тщательно прорабатывается. Для равномерного распределения цементного раствора в кольцевом пространстве на обсадной колонне устанавливаются специальные центраторы. При цементаже применяются режимы закачки, обеспечивающие максимальное вытеснение бурового раствора из кольцевого пространства. Все эти мероприятия обеспечивают качественное разобщение пластов друг от друга, что обеспечивает отсутствие перетоков из пласта в пласт и из пласта в скважину, то есть надежно гарантирует охрану недр.

С целью обеспечения охраны недр, предотвращения возможных осложнений при строительстве скважины предусматривается следующая конструкция:

Шахтовое направление ∅ 426 мм, 530 мм, 630 мм × ≤ 50 м устанавливается с целью предотвращения размыва устья при бурении под кондуктор и возврата восходящего потока бурового раствора из скважины в циркуляционную систему. Кольцевое пространство за шахтовым направлением заполняют по всей длине тампонажным раствором.

Кондуктор ∅ 244,5 мм × ≤ 260 м устанавливается с целью перекрытия напорных водоносных горизонтов альба, а также для предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных флюидопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну. Цементируется по всей длине. Устье скважины оборудуется подвеской обсадных колонн и противовыбросовым оборудованием (ПВО).

Эксплуатационная колонна ∅ 168,3 мм × ≤ 480 м устанавливается с целью разобщения пластов, освоения и эксплуатации продуктивных горизонтов. Цементируется по всей длине.

Обсадные колонны подвешиваются в секции «А» – Головка: колонная, 11”×9-5/8”, “А” на рабочее давление 14 мПа. На устье также устанавливается секция «В» – Головка: НКТ, 7-1/16”×6-5/8”, “В” и секция «С» – Арматура: запорная, насосная, секция «С» в сборе: Адаптер НКТ, 7-1/16” 2000×2-7/8”EU “С” Темпер. класс U (+121 $^0$C) класс матер. – АА или «С» Секция - Арматура: водонагнетательная, 7-1/16" API фланцевый низ на 2-9/16" x 2000, Температура класс-PU (до 121°C), класс матер. - EE.

**4. Охрана недр в процессе бурения**

Бурение скважины предусматривается проводить таким образом, чтобы не допустить нефтегазоводопроявлений (НГВП), поглощения бурового раствора и было обеспечено качественное вскрытие продуктивных горизонтов с сохранением свойств пласта максимально приближенным к естественным.

С целью предотвращения загрязнения водоносных пластов с пресными водами, бурение производится на малотоксичном буровом растворе.

С целью предупреждения поглощения и снижения дифференциального давления в системе скважина-пласт, предусматривается бурение в каждом интервале осуществлять с производительностью, обеспечивающей минимальные потери в затрубном пространстве и с достаточно высокой способностью выноса выбуренной породы.

С целью предупреждений прогнозируемых осложнений и для максимально возможного сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов при первичном вскрытии предусматривается:

- применение ингибированного бурового раствора, обработанного биоразлагаемыми полимерами, не засоряющими коллектор;
- ввод наполнителей в случае возникновения поглощения;
- точное соблюдение проектных параметров бурового раствора для недопущения нефтегазопроявлений и контроль их согласно «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» от 30.12.2014 г. № 355;

- ввод в буровой раствор нейтрализаторов $CO_2$;
- использование точной системы обнаружения газов (газовые анализаторы);
- обеспечение приемных емкостей уровнемерами.

В случае интенсивных осыпей содержание KCL в фильтрате бурового раствора рассмотреть вопрос его увеличения до 10 %. Если при этом осыпи не прекратятся, то рассмотреть вопрос об увеличении плотности ингибированного бурового раствора.

Предусмотренные в проекте системы бурового раствора отвечают основным экологическим требованиям, предъявляемым к буровым растворам при вскрытии продуктивных пластов.

**5. Охрана недр в процессе крепления**

Все обсадные колонны цементируются до устья. В процессе цементирования предусматривается выполнение следующего комплекса мероприятий:

- подбор тампонажных материалов и химических реагентов для цементирования скважины с учетом горно-геологических условий (пластовых давлений, пластовой температуры, градиента гидроразрыва пластов);
- использование в качестве базового цемента типа ПЦТ I-G-CC-1* (ПЦТ-ДО-100) с повышенной сульфатостойкостью для предотвращения негативного воздействия пластовых вод с высокой минерализацией; цемент характеризуется низким водоотделением (не более 1,4 %), ускоренным набором прочности в ранние сроки твердения при низких температурах;
- применение тампонажных растворов для цементирования обсадных колонн с плотностями, подобранными по гидравлическому расчету цементирования.
- использование тампонажных растворов с пониженной водоотдачей, что определяется следующими факторами:

- наличием в разрезе скважин пород с различной проницаемостью (глины, песчаники), при прохождении которых степень обезвоживания цементного раствора будет не одинакова;

- набуханием глин под действием фильтрата;

- снижением проницаемости приствольной зоны скважины (загрязнением продуктивной части) в результате отфильтровывания жидкой фазы.

Введение понизителя водоотдачи предотвращает вышеперечисленные осложнения, позволяет создавать на фильтрующей поверхности плотную малопроницаемую цементную корку. Это способствует получению плотного контакта на границе цемент – порода, что особенно важно для надежного разобщения пластов;

- использование реагентов – регуляторов сроков схватывания тампонажных растворов для цементирования направления, кондуктора введение хлорида кальция, а для цементирования эксплуатационной колонны добавка замедлителя схватывания;
- применение центраторов в количестве, обеспечивающем необходимую степень центрирования обсадной колонны, с целью лучшего замещения бурового раствора тампонажным, образования равномерного цементного кольца за

обсадной колонной и обеспечения плотного контакта цементного камня, как с поверхностью обсадной колонны, так и с различными горными породами в стволе скважины;

- использование специальных утяжеленных буферных жидкостей для предотвращения смешения и загрязнения цементного и бурового растворов, обеспечения максимально возможной полноты вытеснения промывочной жидкости цементным раствором, а также для удаления со стенок скважины толстой глинистой корки;
- применение режима закачки при цементировании обсадных колонн, обеспечивающей максимальное вытеснение бурового раствора из кольцевого пространства.

Выполнение данных мероприятий обеспечит качественное разобщение пластов друг от друга, отсутствие перетоков из пласта в пласт, т.е. надежно гарантирует охрану недр.

**6. Охрана недр в процессе испытания пластов**

Проектом на строительство скважин предусматривается максимальное сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов при испытании.

Перед испытанием, устье оборудуется фонтанной арматурой, которая обвязывается выкидными линиями с наземным оборудованием, что предотвращает открытое фонтанирование и разлив жидкости.

Вызов притока производят заменой бурового раствора в скважине на техническую воду на расчетную глубину, создающую условия для притока пластового флюида, сбор нефти производится в установленные для этой цели емкости.

При испытании предусматривается проведение в скважине обязательного комплекса гидродинамических и промыслово-геофизических исследований и измерений. В комплекс обязательно включают исследования по выявлению негерметичности обсадной колонны. При обводнении скважины, помимо контроля за обводненностью продукции, проводят специальные геофизические и гидродинамические исследования с целью определения места притока воды в скважину, источника поступления и глубины залегания. После этого проводят технические мероприятия по изоляции зоны водопритока.

Если в процессе испытания скважины будут обнаружены признаки перетоков флюидов, которые могут привести к безвозвратным потерям нефти и газа в недрах, компания должна установить и устранить причины перетоков.

Если в процессе испытания скважины, до возможной обработки призабойной зоны, выноса породы не наблюдалось, а после обработки началось интенсивное поступление породы в скважину, отбор флюида из скважины должен быть прекращен или ограничен и осуществлены технические мероприятия для уменьшения или предотвращения выноса породы в скважину в том числе, спуск хвостовика-фильтра.

При испытании скважины на буровой должен быть план ликвидации возможных аварий (фонтанирование, нарушение обваловки площадки и т. п.), в котором должны быть приведены мероприятия и способы ликвидации аварии, содержать порядок оповещения

соответствующих служб, перечень технических средств и материалов для ликвидации аварии т. п.).

Испытание дефектных скважин (с нарушенной герметичностью эксплуатационных колонн, отсутствием цементного камня за колонной и т.д.) не допускается.

После окончания бурения, испытания (освоения) скважины и демонтажа оборудования необходимо проведение мероприятий по восстановлению (рекультивации) земельного участка в соответствии с существующими требованиями.

Ликвидация или консервация скважины производится строго в соответствии с действующими инструкциями.

**7. Прогноз возможных осложнений и аварийных ситуаций, мероприятия по их предотвращению и ликвидации**

Основными видами аварий в процессе строительства скважин являются:

- авария с бурильной колонной: слом бурильной трубы, УБТ, прихват, заклинивание инструмента при спуско-подъемных операциях;
- оставление шарошек долота на забое;
- падение посторонних предметов в скважину;
- осложнения: нефтегазопроявления, поглощения бурового раствора.

В целях предупреждения аварий с бурильной колонной:

1. Строго придерживаться проектных компоновок низа бурильной колонны, в случае изменения (КНБК) ствол скважины тщательно проработать и принять меры против заклинивания колонны бурильных труб.
2. Не допускать вибрации колонны при бурении, при появлении вибрации выйти из зоны критических колебаний, для чего уменьшить или увеличить нагрузку на долото. Во время спуско-подъемных операций не допускать посадок и затяжек инструмента свыше собственного веса на 10 т.
3. Для предупреждения оставления шарошек не передерживать долото на забое, для чего определять момент подъема долота по показаниям контрольно-измерительных приборов и изменению скорости механического бурения.
4. Для предупреждения падения посторонних предметов использовать устройство, предотвращающее падение посторонних предметов в скважину.

Ликвидация аварий, связанных со сломом бурильной колонны, прихватом инструмента, извлечением посторонних предметов, шарошек производится по отдельному плану, утвержденному главным инженером АО «Каражанбасмунай».

Наиболее сложными и трудоемкими по затратам средств являются аварии, связные с нефтегазоводопроявлениями и поглощениями бурового раствора.

Персонал, работающий на буровой, где ожидаются нефтегазоводопроявления, должен быть обучен соответствующим правилам ведения работ и обязан знать характер и глубину залегающих горизонтов, способных поглощать промывочную жидкость или при вскрытии которых возможны нефтегазоводопроявления.

Все члены буровой бригады должны знать признаки проявлений, к числу которых относятся:

*прямые:*

- снижение плотности бурового раствора и разгазирование его;
- увеличение объема циркулирующей жидкости в приемных емкостях;
- перелив промывочной жидкости из скважины при прекращении циркуляции;
- увеличение газопоказаний на станциях газокаротажа;

*косвенные:*

- увеличение механической скорости бурения;
- уменьшение гидравлических сопротивлений на стояке;
- увеличение веса на крюке по показаниям ГИВ.

Основным средством, предупреждающим нефтегазоводопроявления в бурящейся скважине, является применение бурового раствора с соответствующими параметрами (плотность, вязкость, водоотдача, СНС и др.).

Плотность бурового раствора должна быть повышена, если поступление пластового флюида во время проявления приводит к увеличению уровня в приемных емкостях и появлению избыточного давления в бурильных трубах при закрытой скважине.

В целях предотвращения и ликвидации осложнений в скважине при различной интенсивности поглощений, или при полном прекращении циркуляции промывочной жидкости, предпринимаются следующие меры:

1. Подъем инструмента производить только после выравнивания показателей бурового раствора до установленной величины.
2. В технологический цикл углубления скважины включать мероприятия, предусматривающие предотвращение и ранее обнаружение нефтегазоводопроявлений с учетом конкретных геолого-технических условий.
3. При начавшемся поглощении поднять бурильную колонну в прихватобезопасный интервал и приступить к его ликвидации путем закупорки каналов пласта специальными наполнителями, вводимых в буровой раствор, или закачки цементных растворов в пласт.
4. Бурить с частичной потерей циркуляции или без выхода циркуляции можно только по специальному плану, утвержденному руководством предприятия.
5. При появлении, в процессе бурения и промывки, в буровом растворе газа, не приводящего к увеличению уровня в приемных емкостях, немедленно установить интенсивность его поступления. Для этого углубление скважины прекратить и вести промывку в течение одного цикла циркуляции. Если при этом поступление газа прекратилось, то это означает, что газ поступает в раствор из выбуренной породы. При поступлении газа из выбуренной породы повышать плотность бурового раствора не требуется.
6. Долив скважины при подъеме бурильной колонны необходимо производить систематически после подъема расчетного количества свечей.
7. При появлении признаков начавшегося проявления при подъеме труб необходимо остановить подъем. При отсутствии перелива сразу же приступить к спуску труб в башмак обсадной колонны.

8. Подъем и спуск бурильной колонны производить с такой скоростью, при которой сумма гидростатического и гидродинамического давлений была бы выше пластового давления и меньше давления гидроразрыва пород.
9. Не следует проводить кратковременных промежуточных промывок при наличии газированных забойных пачек. Промежуточные промывки во время спуска производить по длительности, позволяющей убедиться в отсутствии пластового флюида в скважине.
10. Длительные ремонтные или профилактические работы, не связанные с ремонтом устья скважины, необходимо производить при нахождении бурильной колонны в башмаке обсадной колонны с обязательной установкой шарового крана. Если ремонт устья скважины или противовыбросового оборудования продолжителен и нет возможности промыть скважину, то нужно установить отсекающий цементный мост.
11. О замеченных признаках нефтегазоводопроявлений необходимо немедленно поставить в известность инженерную службу предприятия.
12. После закрытия превентора и стабилизации давления необходимо принять меры по ликвидации проявления.

# 18 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 «Правилам обеспечения промышленной безопасности для опасных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (№ 355 от 30.12.2014 г.).

## 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;
- нефтегазопроявления 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 «Охрана окружающей среды» (ООС) и «Оценка воздействия на окружающую среду» (ОВОС) к рабочим проектам на

строительство скважин, учитывают особенности окружающей среды, природного и растительного мира, позволяет более рационально разместить оборудование. Раздел ООС и ОВОС проходят согласование в местных органах по охране окружающей среды.

## 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 невосполнимый 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):

**А –** обязателен детальный анализ риска, требуются особые меры безопасности для снижения риска;

**В –** желателен детальный анализ риска, требуются меры безопасности;

**С –** рекомендуется проведение анализа риска и принятие мер безопасности;

**D –** анализ и принятие мер безопасности не требуются.

## МАТРИЦА “ВЕРОЯТНОСТЬ – ТЯЖЕСТЬ ПОСЛЕДСТВИЙ

**Таблица 18.1 – Матрица – вероятность – тяжесть последствий**

| 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 $1\text{-}10^{-2}$ | А | А | В | С |
| Возможный отказ $10^{-2}$ - $10^{-4}$ | А | В | В | С |
| Редкий отказ $10^{-4}$ –$10^{-6}$ | А | В | С | Д |
| Невероятный отказ < $10^{-6}$ | В | С | С | Д |

На основе анализа, в таблице 18.2 приводятся вероятности возникновения аварийных ситуаций на 1000 м проходки (в целом по нефтегазовой отрасли):

**Таблица 18.2 – Вероятность возникновения аварийных ситуаций**

| Вид аварии | Вероятность |
|---|---|
| | Разведочное 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: $Рав = Рт \times n_{скв} \times L/1000$, где

Рт – примерная вероятность возникновения аварийных ситуаций на 1000 м;

$N_{скв}$ – 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 разрезаранее 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**

С целью обеспечения соответствия строительства скважин утвержденным проектампроводится авторский надзор. При проведении авторского надзора особое внимание уделяется геологической информации в процессе бурения, производства ГИС, вскрытия и испытания промышленных и перспективных объектов на приток, а также контролю за сложными технологическими процессами, и др. В это время происходит сбор и анализ информации для обеспечения принятия более оптимальных, технологически безопасных вариантов для составления следующих проектов на строительство скважин.

Проект должен учитывать опыт проводки скважин на данной и ближайших площадях с аналогичными условиями, результаты исследований, выполненных при бурении опорно-

технологических и разведочных 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;
- проверка буровых комиссиями УБР, санитарными врачами, инспекторами Комитета индустриального развития и промышленной безопасности Министерства по инвестициям и развитию РК, комитетом по охране окружающей среды Республики Казахстан.

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:

1. проведение дефектоскопии бурового оборудования и инструмента;
2. опрессовка бурильных и обсадных колонн;
3. испытание вышки;
4. совместная опрессовка обсадных колонн с установленным на них противовыбросовым оборудованием на расчетное давление, соответствующее полному замещению бурового раствора пластовым флюидом;
5. применение высококачественных материалов и хим. реагентов;
6. применение высокотехнологического и безопасного оборудования (гидравлических ключей, спайдер-элеваторов, превенторов, гидравлических манометров, индикаторов веса и др.);

7. автоматизация процессов бурения;

8. механизация трудоемких работ;

9. 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;

10. 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:**

- обвязка ПВО должна обеспечивать 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 цементировочным агрегатом, обратную промывку через специальную линию в желобную систему;
- отвод пластовой жидкости из бурильных труб с дегазацией бурового раствора и сжиганием пластового флюида на безопасном расстоянии.

Рассмотренные мероприятия позволяет 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 не достаточно. Тектоническое строение спокойное, так что при ведении дальнейших работ могут ожидаться встреча с какими-либо аномальными явлениями. В течение последних 10 лет ежегодно геолого-технические службы рассматривают реальные геологические условия площади 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.

### 18.1 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 выбросы 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. Степень риска рассчитана по «Методике определения степени риска при проектировании и строительстве нефтяных и газовых скважин», утвержденной Комитетом индустриального развития и промышленной безопасности Министерства по инвестициям и развитию РК.

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 междусобытиями 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.

**Идентификация опасностей**

Идентификация опасностей проводится на предварительном этапе определения степени риска. В процессе ее проведения определяются причины нефтегазопроявлений, 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.

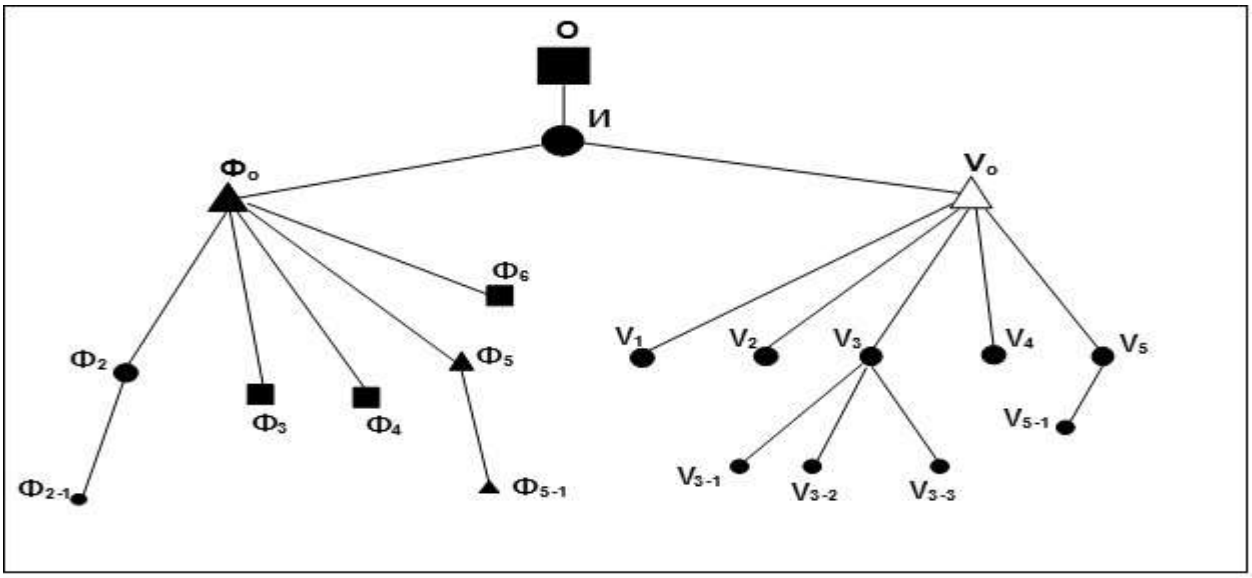
Можно выделить три группы факторов приводящих к возникновению открытого фонтана.

Первая группа – факторы характеризующие состояние оборудования.

Вторая группа – факторы связанные с неправильными действиями буровой бригады при строительстве скважин.

Третья группа – факторы связанные с нефтегазопроявлениями.

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.




| | Наименование событий | Условные обозначения | Расчетные значения |
|---|---|---|---|
| О | Открытый фонтан (вероятность головного события) | ■ | 0,001260 |
| И | Логическое событие | ● | 0,001260 |
| | Наличие факторов аварийности (вероятность отказа оборуд.) | ▲ | 0,003790 |
| | Газонефтепроявления | △ | 0,332890 |
| $Φ_1$ | Отсутствие превенторного оборудования (ПВО) | ▲ | 0,000000 |
| $Φ_{1-1}$ | Не предусмотрено проектом | ▲ | 0,000000 |
| $Φ_{1-2}$ | Не установлено перед началом бурения | ▲ | 0,000000 |
| $Φ_2$ | Неисправность превенторного оборудования | ● | 0,000500 |
| $Φ_{2-1}$ | Негерметичность плашек превентора | • | 0,000500 |
| $Φ_{2-2}$ | Неисправность системы управления ПВО | • | 0,000000 |
| $Φ_3$ | Отсутствие или неисправность шарового крана на БТ | ■ | 0,001100 |
| $Φ_4$ | Отсутствие или неисправность обратного клапана на ОК | ■ | 0,001100 |
| $Φ_5$ | Разрушение обсадной колонны | ▲ | 0,000800 |
| $Φ_{5-1}$ | Отсутствие контроля за состоянием обсадной колонны | ▲ | 0,000800 |
| $Φ_{5-2}$ | Отсутствие контроля за давлением в обсадной колонне | ▲ | 0,000000 |
| $Φ_6$ | Неправильные действия буровой бригады | ■ | 0,000300 |
| $V_1$ | Недостаточная плотность раствора в скважине | ● | 0,100000 |
| $V_2$ | Принятие пластового давления без должного обоснования | ● | 0,010000 |
| $V_3$ | Поглощение бурового раствора | ● | 0,070000 |
| $V_{3-1}$ | Несоответствие конструкции скважины геологическим условиям | • | 0,020000 |
| $V_{3-2}$ | Завышение плотности бурового раствора | • | 0,020000 |
| $V_{3-3}$ | Несоответствие других параметров раствора | • | 0,030000 |
| $V_4$ | Отсутствие методики и приборов контроля за давлением в скважине | ● | 0,050000 |
| $V_5$ | Недолив скважины | ● | 0,160000 |
| $V_{5-1}$ | При подъеме инструмента | • | 0,060000 |
| $V_{5-2}$ | При спуске обсадной колонны | • | 0,100000 |

**Рисунок 18.1 – Дерево отказов и событий**

# 19 СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ПРИНЯТИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ И СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН

**Таблица 19.1 – Список используемой литературы**

| № п/п | Наименование материала | Номера разделов проекта |
|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 |
| | **Нормативные и инструктивно-методические материалы** | |
| 1 | Методические рекомендации по разработке проектной документации на бурение (строительство) скважин на нефть и газ» (г. Астана, 2023 г.) | Реферат<br>Раздел 1, подраздел 13<br>Раздел 2, подраздел 2 |
| 2 | Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ (РД 39-0148052-537-87). | Реферат |
| 3 | Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр. Астана, 15.06.2018 г. № 239 | Раздел 1, подраздел 5<br>Раздел 1, подраздел 15 |
| 4 | Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности. Астана, 30.12.2014 г. | Раздел 1, подраздел 5<br>Раздел 1, подраздел 7,<br>Раздел 1, подраздел 9<br>Раздел 1, подраздел15<br>Раздел 1, подраздел 16<br>Раздел 3, подраздел 1 |
| 5 | Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин СН 459-74. | Раздел 1, подраздел 3<br>Раздел 3, подраздел 2 |
| 6 | СП РК 2.03-30-2017 «Строительство в сейсмических зонах» *(с изменениями и дополнениями по состоянию на 12.08.2025 г.)* | Раздел 1, подраздел 3 |
| 7 | Типовые и обязательные комплексы геофизических исследований поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, бурящихся на нефть и газ. | Раздел 1, подраздел 4 |
| 8 | РД 39-2-803-82. Инструкция по раннему обнаружению газоводонефтепроявлений и их предупреждению. Краснодар, ВНИИКРнефть, 1983 г. | Раздел 1, подраздел 5 |
| 9 | Методика глушения при НГП. М, 1979 г. | Раздел 1, подраздел 5 |
| 10 | Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые. ЦБНТ ГК СССР, Москва, 1987. | Раздел 1, подраздел 8 |
| 11 | РД 39-013-90. Инструкция по эксплуатации бурильных труб. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1990 г. | Раздел 1, подраздел 8 |
| 12 | РД Инструкция по расчёту бурильных колонн для нефтяных и газовых скважин. Москва, ВНИИТнефть, 1997 г. | Раздел 1, подраздел 8 |

**Продолжение таблицы 19.1**

| 1 | 2 | 3 |
|---|---|---|
| 13 | РД 39-0147009-516-86. Инструкция по составлению гидравлической программы бурения скважин. Краснодар, ВНИИКРнефть, 1986 г. | Раздел 1, подраздел 8 |
| 14 | РД 39-2-686-82. Инструкция по бурению вертикальных скважин роторным способом. Москва, ВНИИБТ, Гипровостокнефть, 1982 г. | Раздел 1, подраздел 8 |
| 15 | Стандарт АНИ 16А. | Раздел 1, подраздел 8 |
| 16 | Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность. АООТ "ВНИИТнефть", Москва, 1999 г. | Раздел 1, подраздел 9 |
| 17 | РД Инструкция по расчёту обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. Москва, ВНИИТнефть, 1997 г. | Раздел 1, подраздел 9 |
| 18 | ГОСТ 1581-96. Портландцементы тампонажные. | Раздел 1, подраздел 9<br>Раздел 1,подраздел16 |
| 19 | РД 39-2-132-78. Инструкция по подготовке обсадных труб к спуску в скважину. Куйбышев, ВНИИТнефть.1980 г. | Раздел 1, подраздел 9 |
| 20 | СТ РК 1746-2008 «Промышленность нефтяная и газовая. Методические указания по креплению нефтяных и газовых скважин». | Раздел 1, подраздел 9 |
| 21 | ТУ 38-101-708-78. Элеваторы, спайдерэлеваторы. | Раздел 1, подраздел 9 |
| 22 | ГОСТ 13862-2003. Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и общие технические требования к конструкции. | Раздел 1, подраздел 9 |
| 23 | ГОСТ 30895-2003. Оборудование устьевое добычное. Особые технические требования. Классификация. | Раздел 1, подраздел 9 |
| 24 | ГОСТ 13846-2003. Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции. | Раздел 1, подраздел 9 |
| 25 | ГОСТ 30196-94 Колонные головки. Типы, основные параметры, присоединительные резьбы. | Раздел 1, подраздел 9 |
| 26 | Инструкция по расчету колонн насосно-компрессорных труб. М, 1998 г. | Раздел 1, подраздел 10 |
| 27 | Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин. НИИтруда, Москва, 1987 г. | Раздел 1, подраздел 10 |
| 28 | Сборник сметных норм времени на испытание нефтяных, газовых, газоконденсатных, гидрогеологических объектов в разведочных, опорных, параметрических, поисковых скважинах и освоение объектов в эксплуатационных скважинах. М, 1985 г. | Раздел 1, подраздел 10 |
| 29 | Правила пожарной безопасности в нефтегазодобывающей промышленности ППБС РК-10-98. | Раздел 1, подраздел 15 |
| 30 | Правила пожарной безопасности (Приказ Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 21 февраля 2022 года № 55. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 21 февраля 2022 года № 26867). (ППБ 2022) | Раздел 1, подраздел 15 |
| 31 | Технический регламент «Общие требования к пожарной безопасности» (ТР ПБ) (Приказ Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 17 августа 2021 года № 405. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 19 августа 2021 года № 24045.) | |

**Продолжение таблицы 19.1**

| 1 | 2 | 3 |
|---|---|---|
| 32 | РД-08-44-94. Отраслевая инструкция по безопасности труда при проводке скважин роторным и турбинным способом. Алматы, МНП РК, 1994 г. | Раздел 1, подраздел 15 |
| 33 | РД-08-43-94. Отраслевая инструкция по безопасности труда при приготовлении бурового раствора. Алматы, МНП РК, 1994 г. | Раздел 1, подраздел 15 |
| 34 | РД-08-46-94. Отраслевая инструкция по безопасности труда при спуске в скважину колонны обсадных труб. Алматы, МНП РК, 1994 г. | Раздел 1, подраздел 15 |
| 35 | РД-08-01-94. Отраслевая инструкция по технике безопасности при эксплуатации буровых насосов и их обвязок. Алматы, МНП РК, 1994 г. | Раздел 1, подраздел 15 |
| 36 | РД-08-22-94. Сборник типовых инструкций по безопасному ведению работ для рабочих буровых бригад. Алматы, 1995. | Раздел 1, подраздел 15 |
| 37 | Сборник типовых инструкций по технике безопасности при обслуживании и ремонте бурового оборудования. | Раздел 1, подраздел 15 |
| 38 | Сборник типовых инструкций по технике безопасности по видам работ при глубоком бурении и креплении скважин. | Раздел 1, подраздел 15 |
| 39 | Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда при строительно-монтажных работах в бурении. | Раздел 1, подраздел 15 |
| 40 | Инструкция по предупреждению открытого фонтанирования при бурении скважин. Москва, ВНИИ природного газа. | Раздел 1, подраздел 15 |
| 41 | СП РК 2.04-104-2012 «Естественное и искусственное освещение» *(с изменениями и дополнениями по состоянию на 08.10.2024 г.)* | Раздел 1, подраздел 15 |
| 42 | «Правила устройства электроустановок» (ПУЭ), утверждены Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 230 *(с изменениями по состоянию на 02.02.2025 г.)* | Раздел 1, подраздел 15 |
| 43 | «Санитарно-эпидемиологические требования к обьектам промышленности», утверждены Приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 236 | Раздел 1, подраздел 15 |
| 44 | Кодекс Республики Казахстан О НЕДРАХ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИИ *(с изменениями и дополнениями по состоянию на 10.06.2025 г.)* | Раздел 3, подраздел 1 |
| 45 | Методика расчёта выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. Астана, 2005. РНД 211.2.0204-2004. | Раздел 3, подраздел 2 |
| 46 | Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, Алматы, 1996 г. | Раздел 3, подраздел 2 |
| 47 | СН РК 4.01-01-2011 и СП РК 4.01-101-2012 «Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений» *(с изменениями от 18.02.2025 г.)* | Раздел 3, подраздел 2 |
| 48 | ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности. | Раздел 3, подраздел 2 |
| 49 | СН РК 2.04-02-2011 Защита от шума | Раздел 3, подраздел 2 |
| 50 | Закон Республики Казахстан от 11 апреля 2014 года № 188-V «О гражданской защите» *(с изменениями и дополнениями по состоянию на 31.08.2025 г.)* | Раздел 1 |

# РАЗДЕЛ II. ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА

# 1 СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ

**Таблица 1.1 – Водоснабжение**

| Расчётная потребность в технической воде, м³/сут | Объём запасных ёмкостей для воды, м³ | Необходимо ли: (ДА, НЕТ) | | | | Характеристика источника водоснабжения | | | | Характеристика водопровода | | Реквизиты проекта строительства скважины для водоснабжения |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | бурить скважину для водоснабжения | строить водопровод | подключить водопровод к источнику снабжения | подвозить воду цистернами | наименование (магистральный водопровод, водовод, водозабор, артезианская скважина и т. д.) | месторасположение | рабочий расход, м³/ч | расстояние до буровой, км | диаметр, мм | длина, м | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| Для технических нужд 16,9 | 100 | НЕТ | НЕТ | ДА | НЕТ | магистральный водопровод | пос. Каламкас | - | 55,0 | 114,3 | - | - |
| Для хозяйственно бытовых нужд и котельной 4,6 | 5 (питьевая)<br>20 (котельная) | НЕТ | НЕТ | НЕТ | ДА | | | - | 55,0 | - | - | - |

## РАСЧЁТ РАСХОДА ВОДЫ

**Таблица 1.2 – Водопотребление**

| № п/п | Наименование работ | Расход воды ($м^3$) на скважину для | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | хозяйственно бытовых нужд | котельной установки | технических нужд | всего |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1 | Подготовительные работы к бурению | 1,3 | 0,6 | - | 1,9 |
| 2 | Строительство и монтаж | 4,8 | - | - | 4,8 |
| 3 | Бурение и крепление | 15,5 | 7,8 | 109,0 | 132,3 |
| 4 | Освоение | 3,9 | 2,6 | 25,8 | 32,3 |
| 5 | Итого | 25,5 | 11,0 | 134,8 | 171,3 |

**Примечания**

Объём технической воды для приготовления бурового раствора, цементного раствора и при испытании скважины на продуктивность определяется по расчету (см. таблицы 7.6., 9.16., 10.10 тех. проекта).

Расход воды на питьевые нужды для одного человека – 25,0 л/сут (СН РК 4.01-01-2011 г.).

Расход пресной воды для хоз. бытовых нужд (приготовления пищи и душевых установок) для одного человека составляет соответственно 36,0 л/сут и 100,0 л/сут (СН РК 4.01-01-2011 г.).

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

- подготовительных работах, перед бурением скважины – 16 человек;
- строительстве и монтаже буровой установки – 20 человек;
- бурении и креплении – 16 человек;
- освоение скважины – 12 человек.

Расход воды для котельной установки составляет – 3,0 $м^3$/сут (паспортные данные).

# 2 СВЕДЕНИЯ ОБ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИИ

**Таблица 2.1 – Электроснабжение**

| Количество потребляемой электроэнергии, кВт | Заявленная мощность, кВт | | Источник электроснабжения | | Характеристика линий передачи электроэнергии | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | системы электро-снабжения 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 |
| **«XJ-550» (Вариант 1)** | | | | | | | |
| Источником электроэнергии являются:<br>1. Дизельный двигатель CAT 3512 DITA, N-429 кВт, 2-шт.<br>2. Дизельный двигатель CAT KT38-P780, N-582 кВт, 1-шт.<br>3. Дизель-генератор Volvo penta, N-200 кВт, 1-шт.<br>4. Дизель-генератор Volvo penta, N-120 кВт, 1-шт. (резервный). | | | | | | | |
| **«ZJ-15» и «ZJ-20» (Варианты 2 и 3)** | | | | | | | |
| Источником электроэнергии являются:<br>1. Дизельный двигатель CAT C-16, N-450 кВт, 1-шт.<br>2. Дизельный двигатель Chidong 190, N-410 кВт, 2-шт.<br>3. Дизель-генератор TAD 1641 GE, N-430 кВт, 2-шт. (1-резервный). | | | | | | | |
| **«ПАП-60/80» («АПРС-40») при испытании (освоении) объекта** | | | | | | | |
| 1. Дизельный двигатель ЯМЗ-238, N-176 кВт, 1-шт. | | | | | | | |

**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 | смазки | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| **«XJ-550» (Вариант 1)** | | | | | | |
| 15,974 | 15,440 | 0,534 | - | - | г. Актау н/база | 225 |
| **«ZJ-15» и «ZJ-20» (Варианты 2 и 3)** | | | | | | |
| 36,895 | 35,660 | 1,235 | - | - | г. Актау н/база | 225 |
| **«ПАП-60/80» («АПРС-40») при освоении объекта:** | | | | | | |
| 1,853 | 1,791 | 0,062 | - | - | г. Актау н/база | 225 |

**«XJ-550» (Вариант 1)**

**При подготовительных работах, бурении и креплении объекта:**

**Дизельный двигатель CAT 3512 DITA, N-429 кВт, 2-шт.**

Дизельное топливо: 2×98×0,86/1000×24×(0,5+6,0)×0,44=11,570 т

Масло: 11,570/0,86×0,032×0,93=0,400 т

где: 2 – количество оборудования, шт.;

98 – расход дизельного топлива, л/ч;

0,86 - плотность дизельного топлива, г/см$^3$;

0,5 – продолжительность подготовительных работ к бурению, сут;

6,0 – продолжительность бурения и крепления, сут;

0,44 – коэффициент использования дизельного двигателя.

**Дизельный двигатель CAT KT38-P780, N-582 кВт, 1-шт.**

Дизельное топливо: 25×0,86/1000×24×(0,5+6,0)×0,44=1,476 т

Масло: 1,476/0,86×0,032×0,93=0,051 т

где: 25 – расход дизельного топлива, л/ч.

**Дизель-генератор Volvo penta, N-200 кВт, 1-шт.**

Дизельное топливо: 14×0,86/1000×24×(0,5+6,0)=1,878 т

Масло: 1,878/0,86×0,032×0,93=0,065 т

где: 14 – расход дизельного топлива, л/ч.

**Дизель-генератор Volvo penta, N-120 кВт, 1-шт. (резервный).**

Дизельное топливо: 10×0,86/1000×60=0,516 т

Масло: 0,516/0,86×0,032×0,93=0,018 т

где: 10 – расход дизельного топлива, л/ч.

**«ZJ-15» и «ZJ-20» (Варианты 2 и 3)**

**При подготовительных работах, бурении и креплении объекта:**

**Дизельный двигатель CAT C-16, N-450 кВт, 1-шт.**

Дизельное топливо: 0,000298×450×24×(0,5+6,0)×0,44=9,205 т

Масло: 9,205/0,86×0,032×0,93=0,319 т

где: 298 – расход дизельного топлива, г/кВт×ч.

**Дизельный двигатель Chidong 190, N-410 кВт, 2-шт.**

Дизельное топливо: 2×(65×0,86)/1000×24×(0,5+6,0)×0,44=7,674 т

Масло: (7,674/0,86)×0,032×0,93=0,266 т

где: 65 – расход дизельного топлива, л/ч.

**Дизель-генератор TAD 1641 GE, N-430 кВт, 1-шт.**

Дизельное топливо: 101,1×0,86/1000×24×(0,5+6,0)=13,564 т

Масло: 13,564/0,86×0,032×0,93=0,469 т

**Дизель-генератор TAD 1641 GE, N-430 кВт, 1-шт. (резервный)**

Дизельное топливо: 101,1×0,86/1000×60=5,217 т

Масло: 5,217/0,86×0,032×0,93=0,181 т

где: 101,1 – расход дизельного топлива, л/ч.

**«ПАП-60/80» («АПРС-40») при освоении объекта:**

**Дизельный двигатель ЯМЗ-238**

Дизельное топливо: 0,000212×176×24×2=1,791 т

Масло: 1,791/0,86×0,032×0,93=0,062 т

где: 212 г/кВт×час – удельный расход топлива.

# 3 СХЕМА ТРАНСПОРТИРОВКИ ГРУЗОВ И ВАХТ

**Таблица 3.1 – Маршруты транспортировки грузов и вахт**

| Пункты размещения промышленных баз предприятий и организаций-исполнителей, карьеров по добыче местных материалов и местожительства персонала | | Номер маршрута | Характеристика маршрута | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | общая протяжённость, км | пункты следования по маршруту | расстояние между пунктами, км | вид транспорта (наземный, морской, речной, железно-дорожный, авиа: вертолет, самолет) | наземные пути подвоза | | |
| наименование организации, промышленной базы, карьера и т. д. | пункт | | | | | | тип дороги (асфальтированная, грунтовая, лежневая и т. д.) | вид транспортного средства (автомобиль, вездеход, трактор и т. д.) | требуется ли сопровождение автотранспорта тракторами или вездеходами (ДА, НЕТ) |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| Маршруты транспортировки грузов и вахт определяет буровой подрядчик по контракту | | | | | | | | | |

# 4 ПОТРЕБНОСТЬ В МАТЕРИАЛАХ, ОБОРУДОВАНИИ И ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВАХ

**Таблица 4.1 – Ведомость потребности в материалах и оборудовании**

| № п/п | Наименование материалов, инструмента, оборудования | Единица измерения | Всего на скважину | В том числе по этапам строительства | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | подготовительные работы к бурению (строительству) | строительно-монтажные работы | бурение и крепление | | испытание (освоение) | |
| | | | | | | название колонны | значение | в процессе бурения | в эксплуатационной колонне |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| Материалы и оборудование доставляет буровой подрядчик по контракту | | | | | | | | | |

**Таблица 4.2 – Ведомость потребности в строительных машинах и спец. агрегатах**

| Наименование (шифр, марка) строительных машин и спец. агрегатов | Номер маршрута | Количество вызовов по этапам строительства | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | подготовительные работы к бурению (строительству) | строительно-монтажные работы | бурение и крепление | | испытание (освоение) | |
| | | | | название колонны | значение | в процессе бурения | в эксплуатационной колонне |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| Строительные машины и спецтехнику доставляет буровой подрядчик по контракту | | | | | | | |

**Таблица 4.3 – Ведомость потребности в транспортных средствах для доставки грузов**

| Наименование (шифр, марка) транспортных средств | Номер маршрута | Номера грузов по табл. 4.1 | Масса груза на единицу транспортного средства, т | Количество рейсов по этапам строительства | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | подготовительные работы к бурению (строительству) | строительно-монтажные работы | бурение и крепление | | испытание (освоение) | |
| | | | | | | название колонны | значение | в процессе бурения | в эксплуатационной колонне |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| Доставку грузов осуществляет буровой подрядчик по контракту | | | | | | | | | |

**Таблица 4.4 – Ведомость потребности в транспортных средствах для доставки вахт**

| Наименование (шифр, марка) транспортных средств | Номер маршрута | Количество вызовов по этапам строительства | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | подготовительные работы к бурению (строительству) | строительно-монтажные работы | бурение и крепление | | испытание (освоение) | |
| | | | | название колонны | значение | в процессе бурения | в эксплуатационной колонне |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| Доставку вахт осуществляет буровой подрядчик по контракту | | | | | | | |

# ПАСПОРТ

## Группового технического проекта на строительство вертикальных скважин на месторождении Каражанбас (Западный участок)

**На площади (месторождении):** ***Каражанбас***
**Цель бурения:** ***Добыча углеводородного сырья, нагнетание рабочего агента в пласт***
**Назначение скважины (скважин):** ***Эксплуатационные***
**Вид скважины (скважин):** ***Вертикальные***

**Таблица 0.1 – Показатели для оценки ПДС строительства**

| Наименование показателей | Единица измерения | Значение показателей | |
|---|---|---|---|
| | | базового | проектного |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| Стоимость 1 м проходки | Тенге | | - |
| Скорость бурения | м/ст. мес. | | 2400 |
| Удельная металлоемкость | кг/м | | 75,4 |

**Таблица 0.2 – Сравнительные технико-экономические показатели**

| Наименование показателя | Ед. изм. | Значение показателя | | Примечание |
|---|---|---|---|---|
| | | Проектного | Факт. | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1. Глубина скважины | м | | | |
| по вертикали | - " - | ≤ 480 | | |
| по стволу | - " - | - " - | | |
| 2. Стоимость строительства скважины, всего | тыс. тенге | договорная | | |
| в том числе по этапам: | | | | |
| строительство и монтаж | | - " - | | |
| подготовительные работы к строительству скважин | | - " - | | |
| бурение и крепление | | - " - | | |
| испытание (освоение) | | - " - | | |
| 3. Продолжительность цикла строительства скважины, всего: | сут. | 13,0 | | |
| в том числе по этапам | | | | |
| строительные и монтажные работы | - " - | 1,5 | | |
| подготовительные работы к бурению | - " - | 0,5 | | |
| бурение и крепление | - " - | 6,0+3,0* | | |
| испытание (освоение): | - " - | 2,0 | | |
| 4. Глубина спуска обсадных колонн:<br>кондуктор Ø 244,5 мм (9-5/8"") | м | ≤ 260 | | |
| эксплуатационная колонна Ø 168,3 мм (6-5/8") | - " - | ≤ 480 | | |
| 5. Затраты времени на работы по проходке при бурении под колонны:<br>кондуктор Ø 244,5 мм (9-5/8") | сут. | 1,1 | | |
| эксплуатационная колонна Ø 168,3 мм (6-5/8") | - " - | 1,9 | | |
| 6. Затраты времени на работы по креплению колонн:<br>кондуктор Ø 244,5 мм (9-5/8"") | сут. | 1,2 | | |
| эксплуатационная колонна Ø 168,3 мм (6-5/8") | - " - | 1,8+3,0* | | |
| 7. Расход долот по типоразмерам | шт. | | | |
| Долото 311,1 мм (12-1/4") | - " - | 1 | | |
| Долото 222,3 мм (8-3/4") | - " - | 1 | | |
| 8. Затраты времени на испытание (освоение) скважины в экс. колонне: | сут. | 2,0 | | |

**Продолжение таблицы 0.2**

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|---|---|---|---|---|
| 9. Затраты времени на испытание (апробирование) пластов в процессе бурения в интервалах:<br>от до | сут. | - | | |
| 10. Отбор керна | | | | |
| Метраж | м | - | | |
| Вынос | % | - | | |
| 11. Материалы для бурового раствора: | | | | |
| Хлористый калий (KCl) | т | 5,951 | | |
| Каустическая сода (NaOH) | - " - | 0,330 | | |
| Кальцинированная сода ($Na_2CO_3$) | - " - | 0,110 | | |
| Бентонит | - " - | 2,346 | | |
| Ксантановый биополимер (порошок) | - " - | 0,220 | | |
| Полианионная целлюлоза низковязкая | - " - | 0,757 | | |
| Полианионная целлюлоза высоковязкая | - " - | 0,110 | | |
| Разжижитель-дефлокулянт танниновый (безхромовый) | - " - | 0,500 | | |
| Пеногаситель кремнийорганический | - " - | 0,058 | | |
| Биоцид | - " - | 0,058 | | |
| Буровой детергент | - " - | 0,220 | | |
| Смазочная добавка (жидкая) | - " - | 1,199 | | |
| Карбонат кальция (молотый мрамор) фракционированный | - " - | 35,882 | | |
| Карбонат кальция хлопьевидный фракционированный | - " - | 1,870 | | |
| Баритовый утяжелитель | - " - | 3,050 | | |
| Бикарбонат натрия | - " - | 0,235 | | |
| Лимонная кислота | - " - | 0,078 | | |
| 12. Потребное количество материалов для цементирования обсадных колонн: | | | | |
| Цемент ПЦТ-G-CC-1 (ПЦТ ДО-100) | т | 24,10 | | |
| Утяжелитель $BaSO_4$ | - " - | 2,40 | | |
| Кварцевый песок | - " - | 3,23 | | |
| Ускоритель схватывания | кг | 1047,32 | | |
| Пеногаситель | - " - | 86,85 | | |
| Диспергатор | - " - | 140,08 | | |
| Буферный реагент | - " - | 171,09 | | |
| Расширитель | - " - | 713,03 | | |
| Понизитель водоотдачи | - " - | 303,79 | | |
| Пре-смешанная смесь | - " - | 1390,62 | | |
| Антикор. усилитель | - " - | 1078,02 | | |
| 13. Питьевая и техническая вода: | $м^3$ | | | |
| Расход воды на хоз. бытовые нужды, $м^3$ | - " - | 25,5 | | |
| Расход воды для котельной установки, $м^3$ | - " - | 11,0 | | |
| Расход воды на технические нужды, $м^3$ | - " - | 134,8 | | |

# ПРИЛОЖЕНИЯ

## РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ (СХЕМЫ, ПЛАНЫ, ТЗ И ДР.)

Приложение 1 к Заказ-наряду № _____
к Договору №1175419/2025/1 от 26.12.2025 г.

**Согласовано:**
**Заместитель генерального директора**
**по геологии и разработке**
**АО «Каражанбасмунай»**
_____ **Көлдей М.**
«____»_____2026 г.

# ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

## на разработку «Группового технического проекта на строительство вертикальных скважин на месторождении Каражанбас (Западный участок)»

| № | Наименование пунктов | Содержание разделов задания |
|---|---|---|
| 1 | Место расположения объекта | Месторождение Каражанбас,<br>Мангистауская обл., Республика Казахстан |
| 2 | Заказчик | АО «Каражанбасмунай» |
| 3 | Основания для выполнения работы | Договор №1175419/2025/1 от 26.12.2025 г. и настоящее Техническое задание. |
| 4 | Цель работы | Разработка группового технического проекта на строительство эксплуатационных вертикальных скважин<br>Проектный документ должен быть разработан:<br>- в соответствии с нормами, инструкциями и стандартами РК,<br>- согласно требованиям уточненного проекта разработки,<br>- с учетом режима разработки участков месторождения – стационарная закачка пара, стационарная закачка воды,<br>- с учетом данных по бурению эксплуатационных скважин в 2024-2025 гг. |
| 5 | Основные исходные данные | • Месторождение: Каражанбас<br>• Источник водоснабжения: питьевая и техническая вода привозная.<br>• Перевозка вахт Актау-Каражанбас 225км.<br>• Назначение скважин: эксплуатационные, для добычи нефти и закачки рабочих агентов.<br>• Тип скважин: вертикальный.<br>• Проектный горизонт: нижний мел и средняя юра.<br>• Текущее пластовое давление э/объектов: 2,2-3,8 МПа.<br>• Теплоснабжение: котельная установка.<br>• Электроснабжение: дизель электростанция.<br>• Таблица 1. Перечень проектных скважин с координатами устья и забоя, с указанием назначения, объекта эксплуатации, участка, вертикальной глубины, согласно «Дополнению к Проекту разработки месторождения Каражанбас по состоянию на 01.01.2023г» и «Анализу разработки месторождения Каражанбас по сост.на 1.07.2025г.»<br>• Карта расположения проектных и пробуренных скважин месторождения Каражанбас – графические приложения 28-37 к отчету «Дополнение к Проекту разработки месторождения Каражанбас по состоянию на 01.01.2023г» и «Анализ разработки месторождения Каражанбас по сост.на 1.07.2025г.»<br>• Геолого-геофизическая информация по окружающим скважинам в формате Las и pdf. |
| 6 | Бурение и строительство скважин | 1. Бурение под направление на месторождении Каражанбас будет производиться шнековым способом, на сухую без бурового раствора с применением передвижных буровых установок ПБУ-1 на базе ЗИЛ-131, ПБУ-2 на базе ЗИЛ-131, ПБУ-50 на базе ЗИЛ-131, АЗА-3 на базе КАМАЗ-4310, SWDM10 на гусеничном ходу, БКМ-2012 на базе КАМАЗ-53228, 65111-42, 65111-46 либо аналогичная спец техника для бурения и крепления направлений.<br>2. Тип долото:<br>2.1 Лопастное (PDC) 311,1 мм; 295,3 мм; 222,3 мм; 215,9 мм<br>2.2 Трёхшарошечное 311,1 мм; 295,3 мм; 222,3 мм; 215,9 мм. |

3. Тип буровой установки - XJ-550, ZJ-15, ZJ-20 или аналогичные буровые установки соответствующие по грузоподъемности, высоте мачт и требованиям промышленной безопасности:
   - Грузоподъемность талевого блока и буровой коронки 100 тонн минимум;
   - Вместимость платформы вертикальной кладки труб длиной 2000 метров, включая УБТ диаметром: 8", 6 ½, 5", 4";
   - Манифольдная линия (стояк) бурового раствора с рабочим давлением 35 МПа..
   - Тип вышки - мачтовый с высотой не более 36 м.
   - Вместимость буровой установки и вспомогательных частей на площадке под БУ размерами 60м х 80м.

4. Наличие на пульте бурильщика контрольно-измерительных приборов:
   - Индикатор веса
   - Сдвоенные индикаторы скорости работы насосов
   - Измеритель числа оборотов
   - Измеритель крутящего момента ротора (момент на роторе)
   - Манометр и измеритель момента свинчивания бурильных труб и обсадных колонн (манометр)
   - Манометр бурового насоса помимо манометра на стояке.
   - Наличие на буровой установке системы сигнализации нефтегазоводопроявления (НГВП).

4. Содержание сероводорода в пластовом флюиде месторождения – сероводород отсутствует.

6. Установка для испытания проектных объектов - ПАП-60/80, АПРС-40 или аналогичные подъемные установки, соответствующие по грузоподъемности, высоте мачт и требованиям промышленной безопасности.
7. Тип привода – дизель-гидравлический.
8. Вид строительства: Первичный
9. Способ бурения: роторный или системой верхнего привода (СВП). Безамбарный.

10. Режим бурения и тип бурового раствора должны соответствовать геологическому строению месторождения Каражанбас, обеспечивать максимальное сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта и предупреждать осложнения, в соответствии с требованиями «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» №239 от 15.06.2018г. При обосновании выбора типа бурового раствора необходимо учесть данные по фактическому бурению эксплуатационных скважин в 2024-2025 годах.

11. Проектируемые варианты конструкции скважин, технологии крепления скважин, тип цемента должны обеспечивать надежность и безопасность, прочность обсадных колонн и цементного камня при строительстве и эксплуатации скважин:
- обсадные колонны должны быть жаропрочны с минимальным температурным расширением, высокостойкими к переменам нагрузок при эксплуатации скважин.
- Герметизирующие смазки резьбовых соединений обсадных колонн должны быть устойчивыми к высокой температуре пара.
- Тампонажный цемент для крепления эксплуатационных колонн должен быть устойчив к высоким температурам (до 270-300°С).

Примечание: в случае осложнений при бурении в виде поглощения или проявления допускается изменение объёма буферной жидкости и цементного раствора, удельного веса цементного раствора для крепления колонн в меньшую или большую сторону.

12. Противовыбросовое оборудование и обвязка устья:
   - ПВО ППГ и ПУГ, номинальное рабочее давление 3000 psi

     Устьевое оборудование:
   - «А» секция - Головка: колонная, 11" х 9-5/8", "А"
   - «В» секция - Головка: НКТ, 7-1/16" х 6-5/8", "В"
   - «С» секция - Арматура: запорная, насосная, секция «С» в сборе: Адаптер НКТ, 7 1/16" 2000 х 2 7/8"EU "С" Темпер.класс U ( +121°С) класс матер.- АА.
   - «С» секция - Арматура: запорная, паронагнетательная, секция «С» в сборе 7 1/16" 2000 х 2 9/16" 2000, 2 7/8 NUE, up to+ 345°С
   - «С» Секция - Арматура: водонагнетательная, 7 1/16" API фланцевый низ на 2 9 /16" х 2000, Температура класс-PU(до 121°С), класс матер.- ЕЕ.

| | | |
|---|---|---|
| | | • Обсадная колонна:<br>• Труба: обсадная 9-5/8" 36# (244.5мм, 53.57 кг/м), K55 BTC R3, без покрытия, в соответствии со спецификацией API 5CT<br>• Труба: обсадная, бесшовная, 6 5/8", 35.72кг/м (24#/ft), стандарт APIN80, BTC, R3.<br><br>• Насосно-компрессорные трубы (НКТ):<br>• НКТ 3-1/2" NUE Гладкий конец, марка стали J-55 Smls, внутренне покрытие EXPE<br>• НКТ 3-1/2" EUE Высадка, марка стали J-55 Smls<br>• НКТ: 2-7/8", 73.02mm,10rd NUE. марка стали J-55 Smls, Гладкии<br>• НКТ: 2-7/8", 8,70 lbs/ft, марка стали N-80 EUE, R2<br>• НКТ: 2-7/8 EUE 8RD стеклопластиковая 73мм |
| 7 | Конструкция скважин | Вариант конструкции:<br>Эксплуатационные (добывающие, водонагнетательные):<br>Направление – 426 мм, 530 мм, 630 мм, глубина спуска до 50 м.<br>Кондуктор – диаметр 245 мм, глубина спуска до 260 м.<br>Эксплуатационная колонна – диаметр 168мм, глубина спуска (по вертикали) до 480 м. |
| 8 | Программа исследований скважин в процессе бурения и испытания объектов эксплуатации | Должна включать комплекс:<br>• Геофизические методы в открытом стволе скважины по уточнению литологической характеристики и характера насыщения вскрытых пластов;<br>• Инклинометрию провести отдельным спуском от башмака кондуктора до забоя.<br>• Исследования с целью определения качества цементирования заколонного пространства:<br>• Исследований по контролю за качеством перфорации скважин. |
| 9 | Испытание объектов после окончания бурения | Методы вскрытия продуктивного пласта и освоения скважин должны обеспечивать безаварийную проводку скважин и сохранение коллекторских свойств призабойной зоны пластов. |
| 10 | Продолжительность строительства скважины | Продолжительность цикла строительства скважины – 13 суток, в том числе:<br>Переброска, СМР (строительно-монтажные работы) – до 1,5 суток;<br>Подготовительные работы к бурению – 0,5 суток;<br>Бурение, крепление – 6,0 суток;<br>ОЗЦ эксплуатационной колонны – 3 суток;<br>Освоение – 2 суток;<br>Скорость бурения, м/ст. мес – по расчету. |
| 11 | Источники | Электроснабжения: ЛЭП, электростанция<br>Водоснабжения: питьевая и техническая вода для бурения привозная.<br>Связь: электронная почта, радиостанция, сотовая связь<br>Местные строительные материалы – глина и песок для отсыпки подъездных дорог и площадки под буровую из карьера. |
| 12 | Транспортная схема | Транспортировка буровых вахт осуществляется вахтовым автобусом с г.Актау до вахтового поселка на месторождении Каражанбас.<br>Расходные материалы, бурильные трубы, химические реагенты, тампонажный цемент, ГСМ автотранспортом из базы Подрядчика (обсадные колонны и якоря из ЦБМТС месторождения Каражанбас). |
| 13 | Экологическая оценка реализации намечаемой деятельности на окружающую среду | Экологическая оценка реализации намечаемой деятельности на окружающую среду проводится в соответствии с:<br>• Экологическим кодексом РК от 02.01.2021 г. №400-VI;<br>• Инструкцией по организации и проведению экологической оценки (Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 3 августа 2021 года № 286).<br><u>Состав работ</u>:<br>1. Разработка **Заявления о намечаемой деятельности**.<br>2. Разработка **раздела Охрана окружающей среды**, заполнение шаблонов лимитов выбросов ЗВ и отходов.<br>3. Сопровождение Заказчика при проведении **общественных слушаний**, подготовка и презентация материалов (докладов), выносимых на общественные слушания, видеосъемка |

| | | |
|---|---|---|
| | | процесса общественных слушаний, участие в формировании Протокола слушаний, а также предоставление ответа на вопросы в рамках тематики проводимого слушания.<br>4. Сопровождение Заказчика при подаче заявления на получение **экологического разрешения на воздействие** (в части проектов намечаемой деятельности на строительство скважин) через портал https://elicense.kz/.<br>5. При получении замечаний и предложений от УО в ООС при рассмотрении документов, от заинтересованных государственных органов и общественности при проведении общественных слушаний – устранение их и внесение изменений и дополнений в соответствующие документы в течение 3-х рабочих дней с момента получения замечаний и предложений УО в ООС.<br>6. Согласно нормативных актов, удовлетворяющих требованиям Экологического кодекса РК, при этом необходимо учесть строительство скважин без земляных амбаров и полная утилизация всего объема образующихся отходов бурения.<br>7. Расчет объемов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от эксплуатации стационарных дизельных установок зарубежного производства выполнить без применения понижающих коэффициентов (понижающий коэффициент может быть использован только при наличии сертификата с экологическими показателями фирм-изготовителей и инструментальной проверки соблюдения нормативов выбросов у выполняющей строительство скважины буровой компании. |
| 14 | Представление отчета Заказчику | Проектный документ должен быть согласован с областными контролирующими органами. Техническая часть проекта должна быть представлена в 1-ом экземпляре и ОВОС в 1-ом экземпляре на бумажном носителе и на 2-х электронных носителях.<br>К проекту должны быть приложены:<br>Геолого-технический наряд, схема расположения бурового оборудования, схема оборудования устья скважины. |
| 15 | Срок выполнения работ | Групповой проект на строительство скважин следует выполнить в срок не более 1,5 месяца, без учета времени согласования проекта в контролирующих организациях РК с момента получения исходных данных проектных скважин.<br>Получение Экологического разрешения на воздействие в части проектов намечаемой деятельности на строительство скважин осуществляется отдельно от заявки на получение экологического разрешения на общую деятельность предприятия - в срок не более 2 с половиной месяцев с момента загрузки КБМ на портал УО в ООС. |

**Приложение:**

1. Список скважин (возможно внесение дополнений/изменений по производственной необходимости).

**Директор департамента геологии и разработки** — **Садуакасов М.Е.**

**Директор департамента по бурению и ПКРС** — **Жайман Т.Ө.**

Приложение 1

**Список скважин для Группового технического проекта на строительство вертикальных скважин на месторождении Каражанбас (Западный участок).**

| № | № скв. | назначение | объект | координаты устья | | год бурения |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | Surf X | Surf Y | |
| 1 | **953** | добыв. | 1 | 9522423 | 5002099 | 2027 |
| 2 | **1004** | добыв. | 1 | 9519875 | 5002366 | 2026 |
| 3 | **1006** | добыв. | 1 | 9520155 | 5002271 | 2026 |
| 4 | **1007** | нагнет. | 1 | 9520292 | 5002218 | 2026 |
| 5 | **1008** | добыв. | 1 | 9520431 | 5002176 | 2026 |
| 6 | **1009** | нагнет. | 1 | 9520567 | 5002127 | 2027 |
| 7 | **1011** | добыв. | 1 | 9520708 | 5002086 | 2027 |
| 8 | **1013** | нагнет. | 1 | 9520852 | 5002032 | 2027 |
| 9 | **4172** | добыв. | 1 | 9522253 | 5002039 | 2027 |
| 10 | **6247** | нагнет. | 1 | 9522221 | 5001892 | 2027 |
| 11 | **6271** | добыв. | 1 | 9522165 | 5001755 | 2027 |
| 12 | **6272** | добыв. | 1 | 9522292.4 | 5001702.7 | 2027 |
| 13 | **9387** | добыв. | 1 | 9520993 | 5002480 | 2027 |
| 14 | **9396** | добыв. | 1 | 9519818 | 5002695 | 2027 |
| 15 | **9397** | добыв. | 1 | 9519776 | 5002558 | 2027 |
| 16 | **9398** | нагнет. | 1 | 9519963 | 5002647 | 2027 |
| 17 | **9399** | добыв. | 1 | 9519917 | 5002506 | 2026 |
| 18 | **9400** | добыв. | 1 | 9520106 | 5002599 | 2027 |
| 19 | **9401** | добыв. | 1 | 9520059 | 5002459 | 2026 |
| 20 | **9402** | нагнет. | 1 | 9520242 | 5002547 | 2027 |
| 21 | **9403** | добыв. | 1 | 9520202 | 5002416 | 2026 |
| 22 | **9404** | добыв. | 1 | 9520403.6 | 5002524.6 | 2027 |
| 23 | **9405** | добыв. | 1 | 9520342 | 5002366 | 2026 |
| 24 | **9406** | нагнет. | 1 | 9520520 | 5002455 | 2027 |
| 25 | **9407** | добыв. | 1 | 9520484 | 5002319 | 2026 |
| 26 | **9408** | добыв. | 1 | 9520659 | 5002410 | 2027 |
| 27 | **9409** | добыв. | 1 | 9520620 | 5002272 | 2027 |
| 28 | **9410** | нагнет. | 1 | 9520803 | 5002363 | 2027 |
| 29 | **9411** | добыв. | 1 | 9520754 | 5002223 | 2027 |
| 30 | **9412** | добыв. | 1 | 9520946 | 5002313 | 2026 |
| 31 | **9413** | добыв. | 1 | 9520898 | 5002177 | 2027 |
| 32 | **9414** | добыв. | 1 | 9521042 | 5002131 | 2027 |
| 33 | **9415** | добыв. | 1 | 9521186 | 5002085 | 2027 |
| 34 | **9420** | добыв. | 1 | 9521330 | 5002039 | 2027 |
| 35 | **9421** | добыв. | 1 | 9521474 | 5001993 | 2027 |
| 36 | **9423** | добыв. | 1 | 9521618 | 5001947 | 2027 |
| 37 | **9425** | добыв. | 1 | 9521762 | 5001901 | 2027 |
| 38 | **9426** | нагнет. | 1 | 9521955 | 5001987 | 2027 |
| 39 | **9427** | добыв. | 1 | 9521906 | 5001855 | 2027 |
| 40 | **9428** | добыв. | 1 | 9522099 | 5001940 | 2027 |
| 41 | **9432** | добыв. | 3 | 9521188 | 5001307 | 2027 |
| 42 | **9434** | нагнет. | 3 | 9521330 | 5001259 | 2027 |
| 43 | **9436** | добыв. | 3 | 9521472 | 5001211 | 2027 |
| 44 | **9500** | добыв. | 1 | 9520020 | 5002808 | 2027 |
| 45 | **9501** | добыв. | 1 | 9520161 | 5002763 | 2027 |
| 46 | **9502** | добыв. | 1 | 9520298 | 5002710 | 2027 |
| 47 | **9503** | добыв. | 1 | 9520437 | 5002664 | 2027 |
| 48 | **9504** | добыв. | 1 | 9520576 | 5002618 | 2027 |
| 49 | **9506** | добыв. | 1 | 9520715 | 5002572 | 2027 |
| 50 | **9507** | добыв. | 1 | 9520854 | 5002526 | 2027 |

| № | № скв. | назначение | объект | координаты устья | | год бурения |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | Surf X | Surf Y | |
| 51 | **9520** | добыв. | 1 | 9520987 | 5001994 | 2027 |
| 52 | **9521** | нагнет. | 1 | 9521124 | 5001942 | 2027 |
| 53 | **9522** | добыв. | 1 | 9521273 | 5001891 | 2027 |
| 54 | **9523** | нагнет. | 1 | 9521417 | 5001843 | 2027 |
| 55 | **9524** | добыв. | 1 | 9521555 | 5001790 | 2027 |
| 56 | **9525** | нагнет. | 1 | 9521696 | 5001746 | 2027 |
| 57 | **9526** | добыв. | 1 | 9521837 | 5001698 | 2027 |
| 58 | **9527** | нагнет. | 1 | 9521977 | 5001649 | 2027 |
| 59 | **9532** | нагнет. | 3 | 9520658 | 5001135 | 2027 |
| 60 | **9536** | нагнет. | 3 | 9520942 | 5001039 | 2027 |
| 61 | **9538** | добыв. | 3 | 9521084 | 5000991 | 2027 |
| 62 | **9540** | нагнет. | 3 | 9521226 | 5000943 | 2027 |
| 63 | **9542** | добыв. | 3 | 9521368 | 5000895 | 2027 |
| 64 | **9563** | добыв. | 3 | 9520880 | 5000880 | 2027 |
| 65 | **9564** | добыв. | 3 | 9521022 | 5000832 | 2027 |
| 66 | **9565** | добыв. | 3 | 9521165 | 5000784 | 2027 |
| 67 | **9600** | добыв. | 1 | 9519824 | 5002205 | 2026 |
| 68 | **9601** | добыв. | 1 | 9519908 | 5002005 | 2027 |
| 69 | **9602** | добыв. | 1 | 9519963 | 5002159 | 2026 |
| 70 | **9603** | нагнет. | 1 | 9520052 | 5001963 | 2027 |
| 71 | **9604** | добыв. | 1 | 9520100 | 5002117 | 2026 |
| 72 | **9605** | добыв. | 1 | 9520197 | 5001909 | 2027 |
| 73 | **9606** | добыв. | 1 | 9520247 | 5002073 | 2026 |
| 74 | **9607** | нагнет. | 1 | 9520332 | 5001865 | 2027 |
| 75 | **9608** | добыв. | 1 | 9520381 | 5002025 | 2026 |
| 76 | **9609** | добыв. | 1 | 9520473 | 5001815 | 2027 |
| 77 | **9610** | добыв. | 1 | 9520523 | 5001972 | 2027 |
| 78 | **9611** | нагнет. | 1 | 9520616 | 5001769 | 2027 |
| 79 | **9612** | добыв. | 1 | 9520646 | 5001943 | 2027 |
| 80 | **9613** | добыв. | 1 | 9520752 | 5001718 | 2027 |
| 81 | **9614** | добыв. | 1 | 9520805 | 5001878 | 2026 |
| 82 | **9615** | нагнет. | 1 | 9520895 | 5001673 | 2027 |
| 83 | **9616** | добыв. | 1 | 9520946 | 5001826 | 2027 |
| 84 | **9617** | добыв. | 1 | 9521036 | 5001621 | 2027 |
| 85 | **9618** | добыв. | 1 | 9521085 | 5001778 | 2027 |
| 86 | **9619** | нагнет. | 1 | 9521175 | 5001575 | 2027 |
| 87 | **9620** | добыв. | 1 | 9521223 | 5001728 | 2026 |
| 88 | **9621** | добыв. | 1 | 9521318 | 5001525 | 2027 |
| 89 | **9622** | добыв. | 1 | 9521365 | 5001681 | 2027 |
| 90 | **9623** | добыв. | 1 | 9521597 | 5001427 | 2027 |
| 91 | **9624** | добыв. | 1 | 9521505 | 5001633 | 2027 |
| 92 | **9625** | нагнет. | 1 | 9521735 | 5001383 | 2027 |
| 93 | **9626** | добыв. | 1 | 9521645 | 5001586 | 2027 |
| 94 | **9627** | добыв. | 1 | 9521880 | 5001331 | 2027 |
| 95 | **9628** | добыв. | 1 | 9521925 | 5001491 | 2027 |
| 96 | **9630** | добыв. | 1 | 9522066 | 5001439 | 2027 |
| 97 | **9700** | добыв. | 1 | 9519863 | 5001845 | 2027 |
| 98 | **9701** | нагнет. | 1 | 9519813 | 5001682 | 2027 |
| 99 | **9702** | добыв. | 1 | 9520004 | 5001795 | 2026 |
| 100 | **9703** | добыв. | 1 | 9519954 | 5001638 | 2026 |
| 101 | **9704** | добыв. | 1 | 9520147 | 5001751 | 2026 |
| 102 | **9705** | добыв. | 1 | 9520233 | 5001538 | 2026 |
| 103 | **9706** | добыв. | 1 | 9520283 | 5001701 | 2026 |
| 104 | **9707** | нагнет. | 1 | 9520374 | 5001489 | 2026 |
| 105 | **9708** | добыв. | 1 | 9520424 | 5001652 | 2026 |

| № | № скв. | назначение | объект | координаты устья | | год бурения |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | Surf X | Surf Y | |
| 106 | **9709** | добыв. | 1 | 9520513 | 5001441 | 2026 |
| 107 | **9710** | добыв. | 1 | 9520562 | 5001607 | 2026 |
| 108 | **9711** | нагнет. | 1 | 9520653 | 5001396 | 2027 |
| 109 | **9712** | добыв. | 1 | 9520705 | 5001556 | 2027 |
| 110 | **9713** | добыв. | 1 | 9520794 | 5001347 | 2026 |
| 111 | **9714** | добыв. | 1 | 9520846 | 5001507 | 2027 |
| 112 | **9715** | нагнет. | 1 | 9520935 | 5001298 | 2027 |
| 113 | **9716** | добыв. | 1 | 9520986 | 5001460 | 2027 |
| 114 | **9717** | добыв. | 1 | 9521074 | 5001251 | 2027 |
| 115 | **9718** | добыв. | 1 | 9521125 | 5001412 | 2027 |
| 116 | **9719** | нагнет. | 1 | 9521216 | 5001204 | 2026 |
| 117 | **9720** | добыв. | 1 | 9521268 | 5001368 | 2027 |
| 118 | **9721** | добыв. | 1 | 9521355 | 5001150 | 2027 |
| 119 | **9722** | добыв. | 1 | 9521411 | 5001314 | 2027 |
| 120 | **9723** | нагнет. | 1 | 9521498 | 5001105 | 2027 |
| 121 | **9724** | добыв. | 1 | 9521545 | 5001270 | 2027 |
| 122 | **9726** | добыв. | 1 | 9521686 | 5001220 | 2027 |
| 123 | **9800** | добыв. | 1 | 9519901 | 5001475 | 2026 |
| 124 | **9801** | нагнет. | 1 | 9519849 | 5001317 | 2027 |
| 125 | **9802** | добыв. | 1 | 9520045 | 5001433 | 2026 |
| 126 | **9803** | добыв. | 1 | 9519995 | 5001268 | 2027 |
| 127 | **9804** | добыв. | 1 | 9520178 | 5001384 | 2026 |
| 128 | **9805** | нагнет. | 1 | 9520133 | 5001223 | 2026 |
| 129 | **9806** | добыв. | 1 | 9520321 | 5001332 | 2026 |
| 130 | **9807** | добыв. | 1 | 9520269 | 5001174 | 2027 |
| 131 | **9808** | добыв. | 1 | 9520461 | 5001286 | 2027 |
| 132 | **9809** | нагнет. | 1 | 9520415 | 5001126 | 2027 |
| 133 | **9810** | добыв. | 1 | 9520600 | 5001239 | 2027 |
| 134 | **9811** | добыв. | 1 | 9520561 | 5001078 | 2027 |
| 135 | **9812** | добыв. | 1 | 9520742 | 5001190 | 2027 |
| 136 | **9813** | нагнет. | 1 | 9520693 | 5001028 | 2026 |
| 137 | **9814** | добыв. | 1 | 9520884 | 5001141 | 2027 |
| 138 | **9816** | добыв. | 1 | 9521026 | 5001092 | 2027 |
| 139 | **9818** | добыв. | 1 | 9521168 | 5001043 | 2027 |
| 140 | **9820** | добыв. | 1 | 9521310 | 5000994 | 2027 |
| 141 | **9822** | добыв. | 1 | 9521452 | 5000945 | 2027 |
| 142 | **9840** | добыв. | 1 | 9519922 | 5001115 | 2027 |
| 143 | **9841** | нагнет. | 1 | 9519877 | 5000972 | 2027 |
| 144 | **9842** | добыв. | 1 | 9520065 | 5001070 | 2027 |
| 145 | **9843** | добыв. | 1 | 9520020 | 5000927 | 2027 |
| 146 | **9844** | добыв. | 1 | 9520208 | 5001025 | 2027 |
| 147 | **9845** | нагнет. | 1 | 9520154 | 5000867 | 2026 |
| 148 | **9846** | добыв. | 1 | 9520351 | 5000980 | 2027 |
| 149 | **9850** | добыв. | 1 | 9519832 | 5000829 | 2027 |
| 150 | **9852** | добыв. | 1 | 9519975 | 5000784 | 2027 |

**Приложение 2**

«СОГЛАСОВАНО»
Директор департамента геологии и разработки АО «Каражанбасмунай»
_____ Садуакасов М.Е.
«___»_____ 2026 г.

Директор / Заместитель директора департамента бурения и ПКРС АО «Каражанбасмунай»
_____ Жайман Т.Ө.
«___»_____ 2026 г.

_____ Кунтуаров Е.Г.
«___»_____ 2026 г.

# ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

«УТВЕРЖДАЮ»
Заместитель Генерального директора по производству АО «Каражанбасмунай»
_____ Агиюев Р.И.
«___»_____ 2026 г.

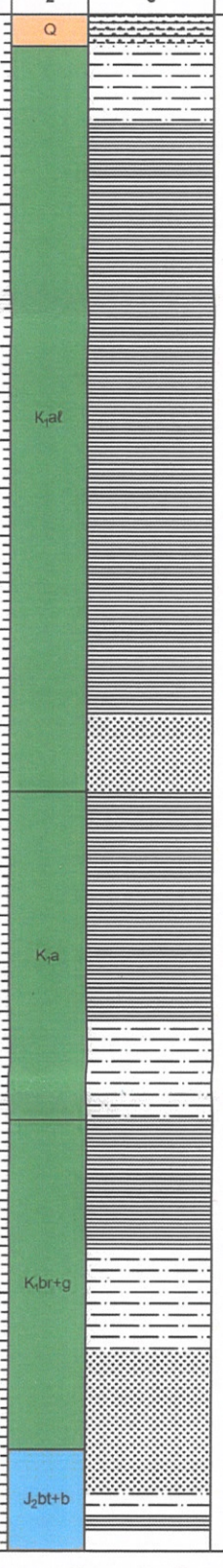
Заместитель директора Производственно-технического департамента АО «Каражанбасмунай»
_____ Чэнь Цзяньхуа
«___»_____ 2026 г.

Заместитель Генерального директора по геологии и разработке АО «Каражанбасмунай»
_____ Көлдей М.
«___»_____ 2026 г.

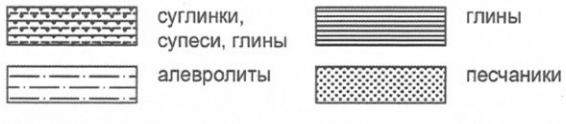
Месторождение: *Каражанбас*
Скважины: *Западный участок (см. таб. 1.1.1 проекта)*
Вид скважин: *Вертикальные*
Цель бурения: *Добыча углеводородного сырья, нагнетание рабочего агента в пласт*
Проектная глубина: *≤ 480 м*
Проектные горизонты: *Нижний мел (баррем+готерив), средняя юра (бат+байос)*
Интервалы залегания продуктивных объектов: *354-356 м, 372-377 м, 385-389 м, 414-416 м, 432-435 м, 457-460 м*
Параметры промывочной жидкости при вскрытии продуктивных объектов:
*ρ=1,32-1,38; T=40-50; B=≤5; СНС=8-16/12-24; корка ≤ 0,5; песок ≤ 0,5; pH=9-10*
Буровые установки: *«XJ-550», «ZJ-15» и «ZJ-20» или аналогичные буровые установки соответсвующие по грузоподъемности*

Продолжительность цикла строительства - *13,0 сут*
В том числе: *подготовительные работы - 0,5 сут*
*строительно-монтажные работы - 1,5 сут*
*бурение и крепление - 6,0 сут*
*ОЗЦ эксплуатационной колонны - 3,0 сут*
*освоение - 2,0 сут*
Скорость бурения: *2400 м/ст.мес*

Противовыбросовое оборудование:
*ОП 42-280/80×21 К1, 210 кгс/см² ГОСТ 13862-2003*
Оборудование устья скважины:
- *«А» секция - Головка: колонная, 11"×9-5/8", «А»;*
- *«В» секция - Головка: НКТ, 7-1/16"×6-5/8", «В»;*
- *«С» секция - Арматура: запорная, насосная, секция «С» в сборе: Адаптер НКТ, 7-1/16" 2000 x 2-7/8"EU "C" Темпер.класс U (+121°C) класс матер. - AA.*
- *«С» Секция - Арматура: водонагнетательная, 7-1/16" API фланцевый низ на 2-9/16" x 2000, Температура класс-PU (до 121°C), класс матер. - EE.*

| ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ | | | | | | | | ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Глубина, м | Индекс стратиграфического подразделения | Литологическая колонка | Проектная крепость пород | Температура С°, пластовое давление, кгс/см² | Интервалы отбора керна, м | Интервалы возможных осложнений | Геофизические исследования | Конструкция скважины, высота подъема цементного раствора | Способ бурения | Тип и размеры долот | Осевая нагрузка на долото, т | Компоновка низа бурильной колонны | Частота вращения ротора (долота), об/мин | Производительность насоса, л/с | Оснастка талевой системы | Параметры промывочной жидкости | Содержание хим. реагентов в растворе, кг/м³ | Примечания |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 |
| 0–480 м | Q; $K_1al$; $K_1a$; $K_1br+g$; $J_2bt+b$ |  | Мягкая | - ; 1<br>24; 29<br>26; 41<br>27; 43<br>35; 39 | Отбор керна, шлама и грунтов не предусмотрен. | 1. Поглощение бурового раствора и интервалах: 350-454 м, 454-480 м. 2. Осыпи и обвалы стенок скважины в интервалах: 246-350 м, 350-454 м, 454-480 м. 3. Нефтегазоводопроявления в интервалах: Вода - 10-246 м, 416-428 м, 438-445 м, 469-473 м; Газ - 246-350 м; Нефть - 354-356 м, 372-377 м, 385-389 м, 414-416 м, 432-435 м, 457-460 м. 4. Прихватоопасные зоны в интервалах: 10-246 м, 246-350 м, 350-454 м, 454-480 м. 5. Размыв устья в интервале: 0-10 м. 6. Грифонообразование в интервале: 10-246 м. 7. Газопроявление в интервалах: 246-350 м, 350-454 м. 8. Проявление в интервале: 454-480 м. | 1. При забое ≤ 480 м: ПС, ДС, ГК, БК, ВИКИЗ, ННК, ГГК-П, АК, резистивиметрия, ТМ. Масштаб 1:500; 1:200 в ин-ле ≤ 260 - ≤ 480 м. 2. При забое ≤ 480 м: Инклинометрия. Масштаб шаг 10 м в ин-ле ≤ 260 - ≤ 480 м. 3. АКЦ, ЛМ, ГК, ТМ. Масштаб 1:500; 1:200 в интервалах спуска колонн. | Шахтовое направление Ø ≥ 426 мм (16-3/4")<br>0 - ≤ 50 м | - | Шнек | - | Шнек | - | - | - | - | |
| 0–260 м | | | | | | | | Кондуктор Ø 244,5 мм (9-5/8")<br>0 - ≤ 260 м | СВП или роторный, с применением Винтового забойного двигателя (ВЗД) | Долото Ø 311,1 мм (12-1/4") или Ø 295,3 мм (11-5/8") | 3-7 | Долото Ø 311,1 мм (12-1/4")+наддолотный переводник Ø 203,2 мм (8")+УБТ Ø 203,2 мм (8")+КЛС Ø 311,1 мм (12-1/4")+переводник 203,2×165,1 мм (8"×6 1/2")+УБТ Ø 165,1 мм (6-1/2")+ТБТ Ø 127 мм (5"). С применением ВЗД: Долото Ø 311,1 мм (12-1/4")+ВЗД (8-1/4")+УБТ Ø 203,2 мм (8")+КЛС Ø 311,1 мм (12-1/4")+переводник 203,2×165,1 мм (8"×6 1/2")+УБТ Ø 165,1 мм (6-1/2")+ТБТ Ø 127 мм (5"). | 70-110 (ВЗД - 161) | 40 | 4 × 5 | Ингибирующий хлоркалиевый бентонит-полимерный: ρ=1,32-1,38; T=35-45; B=≤ 6; СНС=6-12/10-20; корка ≤ 0,5; песок ≤ 1; pH=9-10 | 1. Ингибирующий хлоркалиевый бентонит-полимерный ≤ 50-260 м: Вода-773,9; хлористый калий (KCl)-53,0; каустическая сода (NaOH)-3,0; кальцинированная сода ($Na_2CO_3$)-1,0; бентонит-30,0; ксантановый биополимер (порошок)-2,0; полианионная целлюлоза высоковязкая-1,0; разжижитель-дефлокулянт таниновый бесхромовый-2,0; пеногаситель кремнийорганический-0,5; биоцид-0,5; буровой детергент-2,0; смазочная добавка (жидкая)-5,0; карбонат кальция (молотый мрамор) фракционированный-378,0; баритовый утяжелитель-39,0. 2. Ингибирующий хлоркалиевый полимерный 260-480 м: Вода-241,9; KCl-28,4; NaOH-1,5; $Na_2CO_3$-0,5; ксантановый биополимер (порошок)-1,0; полианионная целлюлоза низковязкая-3,3; полианионная целлюлоза высоковязкая-0,5; разжижитель-дефлокулянт таниновый бесхромовый-1,0; пеногаситель кремнийорганический-0,3; биоцид-0,3; буровой детергент-1,0; смазочная добавка (жидкая)-12,7; карбонат кальция (молотый мрамор) фракционированный-99,4; карбонат кальция (хлопьевидный) фракционированный-29,6. | 1. Буровой инструмент не оставлять в скважине без движения более 5 мин. При длительных простоях поднять бурильную колонну выше башмака последней обсадной колонны. 2. Рецептура бурового раствора может изменяться в зависимости от привлекаемого исполнителя работ по приготовлению обработке бурового раствора. 3. Не допускать превышения скорости спуска бурильных, обсадных труб более установленных значений. 4. Строго следить за правильным восстановлением циркуляции раствора после спуска инструмента, при соблюдении параметров буровых растворов в соответствии с проектом. 5. На глубине кровли продуктивного горизонта производить промежуточные промывки скважин с выравниванием параметров бурового раствора согласно ГТН. |
| 260–480 м | | | | | | | | Эксплуатационная колонна Ø 168,3 мм (6-5/8")<br>0 - ≤ 480 м | СВП или роторный, с применением ВЗД / роторный или СВП | Долото Ø 222,3 мм (8-3/4") или Ø 215,9 мм (8-1/2") | 3-5 (разбуривание цементного стакана - 2-3) | Долото Ø 222,3 мм (8-3/4")+наддолотный переводник+УБТ Ø 165,1 мм (6-1/2")+КЛС Ø 220,7 мм (8-11/16")+УБТ Ø 165,1 мм (6-1/2")+Ясс Ø 165,1 мм (6-1/2")+УБТ Ø 165,1 мм (6-1/2")+ТБТ Ø 127 мм (5"). С применением ВЗД: Долото Ø 222,3 мм (8-3/4")+ВЗД (6-3/4")+переводник+УБТ Ø 165,1 мм (6-1/2")+КЛС Ø 220,7 мм (8-11/16")+УБТ Ø 165,1 мм (6-1/2")+Ясс Ø 165,1 мм (6-1/2")+УБТ Ø 165,1 мм (6-1/2")+ТБТ Ø 127 мм (5"). | 80-110 (ВЗД/роторный или СВП - 156/30) | 26 | | Ингибирующий хлоркалиевый полимерный: ρ=1,32-1,38; T=40-50; B=≤ 5; СНС=8-16/12-24; корка ≤ 0,5; песок ≤ 0,5; pH=9-10 | | |

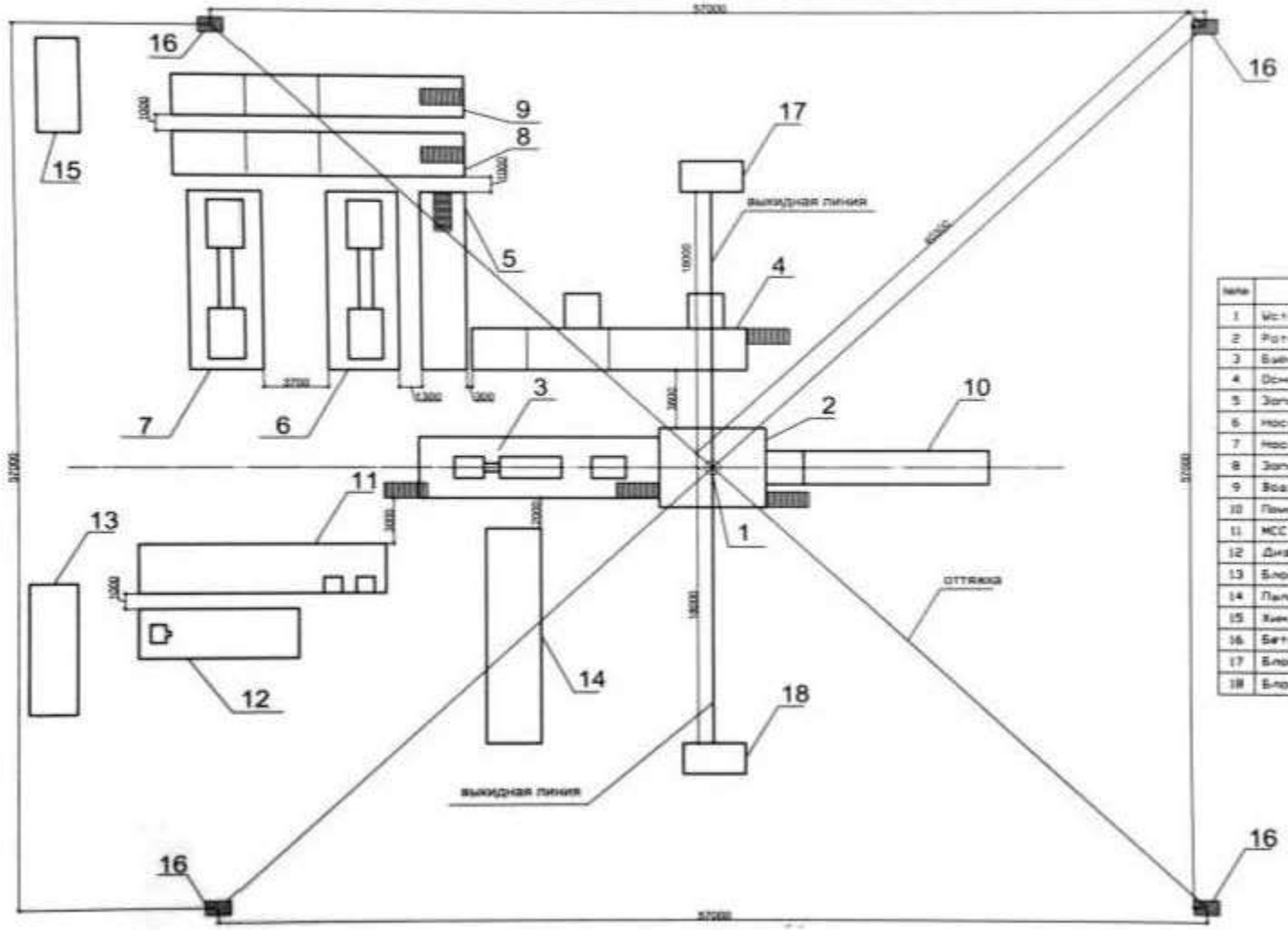
Условные обозначения:




СОСТАВИЛ:
Ведущий инженер УПБиРС
филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмунайгаз»
_____ Зайцев П.В.
«27» января 2026 г.

**Приложение 3**

## Схема расположения бурового оборудования мобильной буровой установки XJ 550

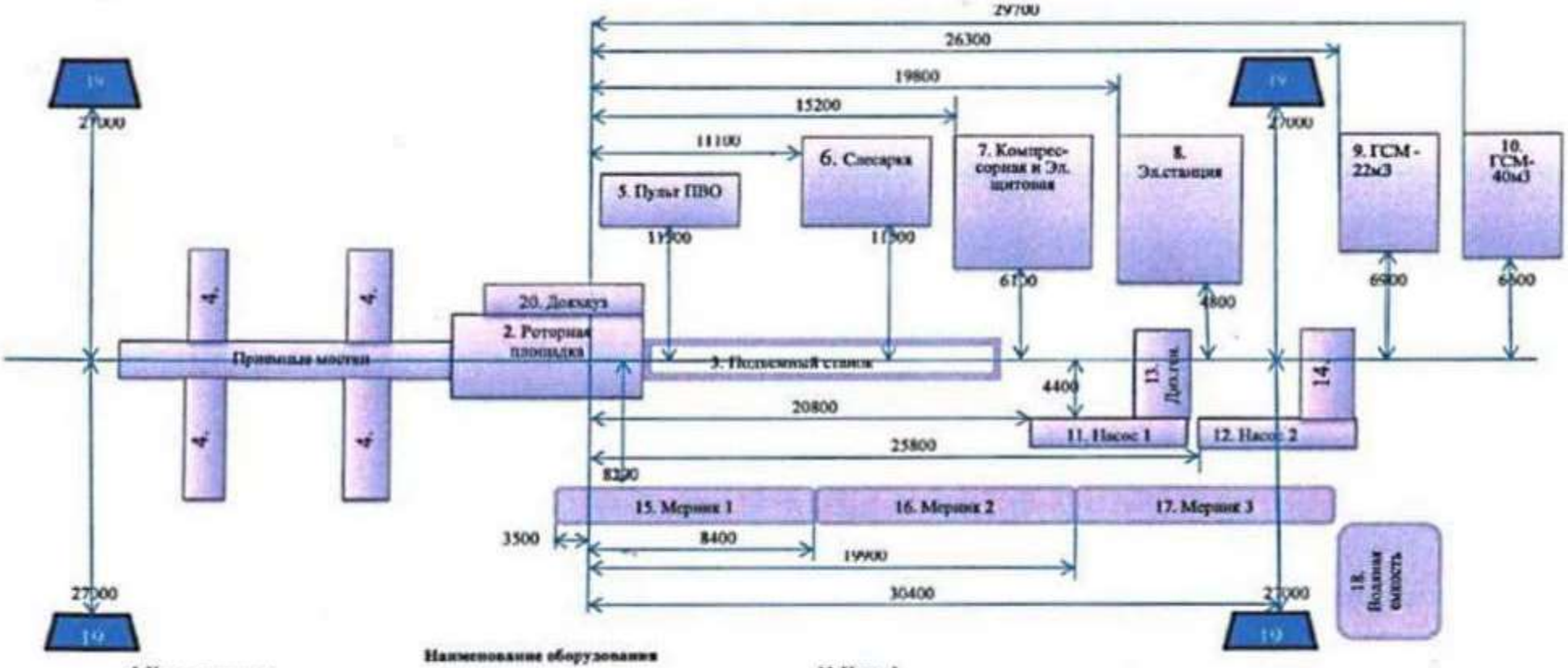



Наименование бурооборудования

| №№ | Наименование |
|---|---|
| 1 | Устье |
| 2 | Роторное основание |
| 3 | Буровая установка |
| 4 | Основной мерник |
| 5 | Запасной мерник |
| 6 | Насос №1 |
| 7 | Насос №2 |
| 8 | Запасной мерник |
| 9 | Водяной мерник |
| 10 | Приемный мост |
| 11 | МСС |
| 12 | Дизельно-генераторная установка |
| 13 | Блок ГСИ |
| 14 | Пульт ПВО |
| 15 | Хим склад |
| 16 | Бетонные блоки для оттяжки троса |
| 17 | Блок дросселирования |
| 18 | Блок глушения |

**Приложение 4**

**Схема расположения оборудования буровых установок «ZJ-15» и «ZJ-20» на месторождении Каражанбас**

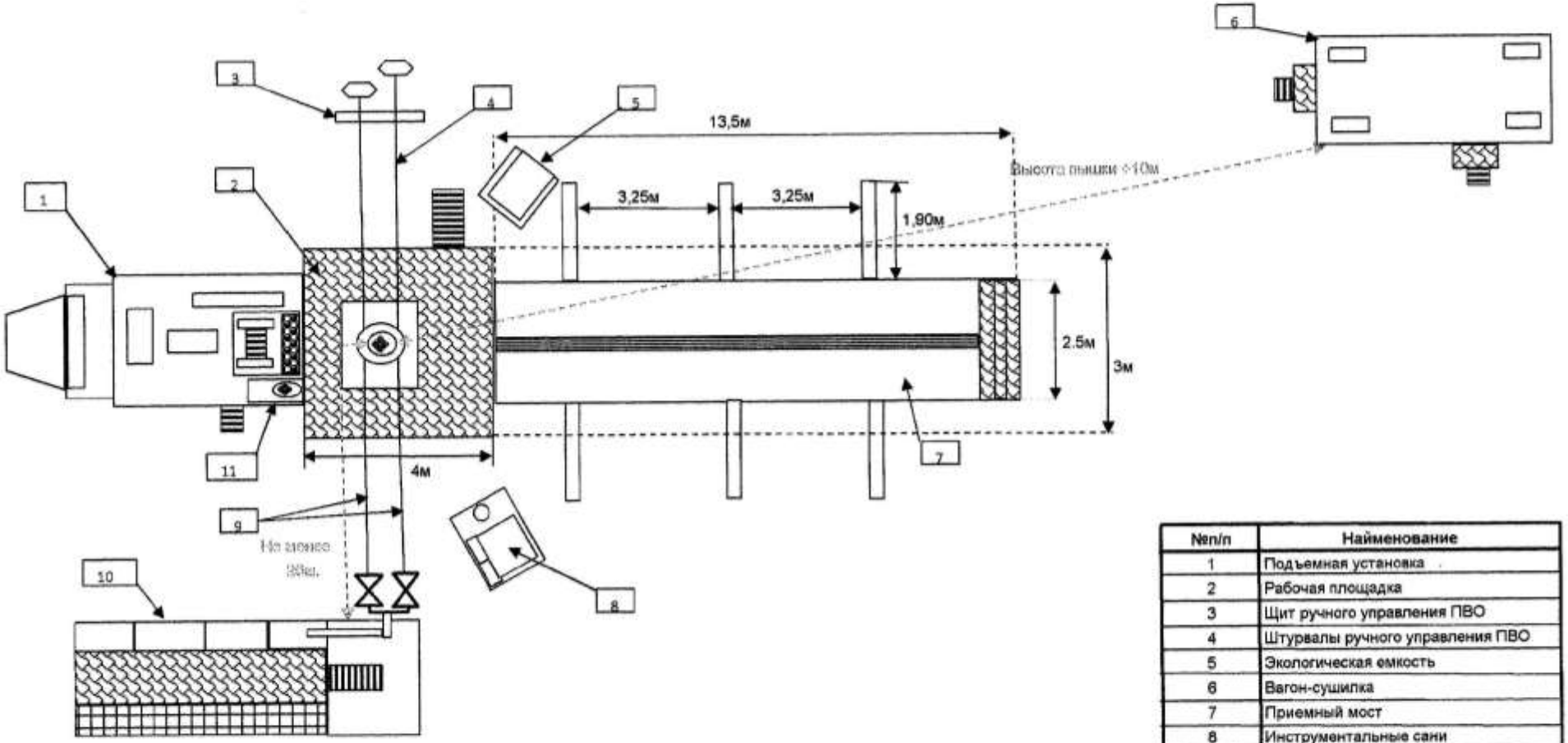



**Наименование оборудования**

1 Устье скважины
2 Роторная площадка
3 Подъёмный станок
4 Стеллажи
5 Пульт ПВО
6 Слесарка
7 Компрессорная и эл.щитовая
8 Эл.станция
9 ГСМ-22м3
10 ГСМ-40м3
11 Насос 1
12 Насос 2
13 Дел.ген. 1
14 Дел.ген. 2
15 Мерник 1
16 Мерник 2
17 Мерник 3
18 Водяная емкость
19 Анкерные блоки
20 Домкрат

**Приложение 5**

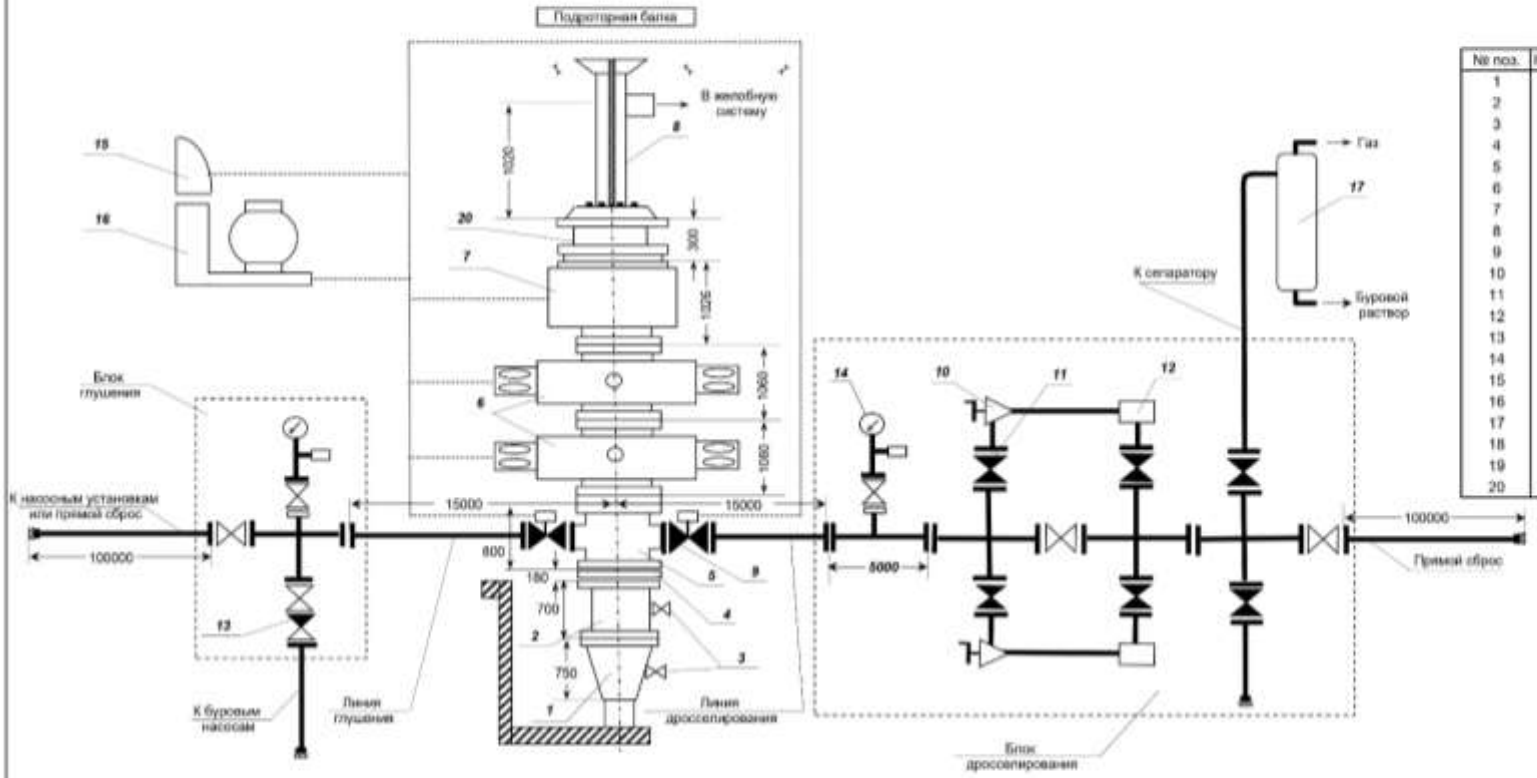
## Схема расположения оборудования при освоении



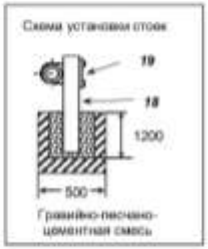

| №п/п | Наименование |
|---|---|
| 1 | Подъемная установка |
| 2 | Рабочая площадка |
| 3 | Щит ручного управления ПВО |
| 4 | Штурвалы ручного управления ПВО |
| 5 | Экологическая емкость |
| 6 | Вагон-сушилка |
| 7 | Приемный мост |
| 8 | Инструментальные сани |
| 9 | Манифольдная линия |
| 10 | Промывочная емкость |
| 11 | Пульт бурильщика |

**Приложение 6**

## СХЕМА ОБВЯЗКИ УСТЬЯ ПВО




| № поз. | Наименование | Кол-во |
|---|---|---|
| 1 | Головка колонная | 1 |
| 2 | Катушка подвески колонны | 1 |
| 3 | Задвижка | 2 |
| 4 | Адаптер | 1 |
| 5 | Крестовина | 1 |
| 6 | Плашечный превентор | 2 |
| 7 | Универсальный превентор | 1 |
| 8 | Разъемная устьевая воронка | 1 |
| 9 | Задвижка с гидроприводом | 2 |
| 10 | Дроссель с ручным управлением | 2 |
| 11 | Задвижка | 12 |
| 12 | Гаситель потока | 2 |
| 13 | Обратный клапан | 1 |
| 14 | Манометр | 2 |
| 15 | Вспомогательный пульт | 1 |
| 16 | Станция гидропривода | 1 |
| 17 | Газосепаратор | 1 |
| 18 | Стойка линии прямого сброса | 20 |
| 19 | Крепежный хомут | 20 |
| 20 | Катушка надпревенторная | 1 |



Технические условия:

1. Обвязка устья скважины противовыбросовым оборудованием принята по типовой схеме № 42 (ГОСТ 13862-2003 "Оборудование противовыбросовое").
2. Для обвязки устья используется стандартное оборудование. Как исключение допускается изготовление отдельных узлов и деталей по техническим условиям, утвержденным в установленном порядке.
3. Сливная воронка должна быть разъемной и при необходимости свободно демонтироваться с устья.
4. Манифольд должен содержать устройство для продувки его сжатым воздухом. Длина выкидных линий должна быть не менее 100 м.
5. Крепление выкидных линий к стойкам производится при помощи хомутов через 8-10 м и не более 0,5 м от конца выкида.
6. После монтажа ПВО на устье производится его опрессовка совместно с тех. колонной на давление, указанное в тех. проекте на строительство скважин. Выкидные линии опрессовываются давлением в 100 кгс/см$^2$.
7. Основной пульт управления ПВО устанавливается на расстоянии не менее 10 м от устья скважины в удобном и безопасном месте. Вспомогательный - непосредственно возле пульта бурильщика.
8. Вокруг устья скважины делается площадка из твердого покрытия ко всем узлам устьевого оборудования.
9. При вскрытии коллекторов, насыщенных нефтью и газом, один шаровый кран устанавливается между рабочей трубой и ее предохранительным переводником, второй - является запасным.
10. Задвижки ⋈ должны быть постоянно открыты.
11. Задвижки ⧓ должны быть постоянно закрыты.

**"Қазақстан Республикасы Төтенше жағдайлар министрлігі Маңғыстау облысының Төтенше жағдайлар департаменті" мемлекеттік мекемесі**

**государственное учреждение "Департамент по чрезвычайным ситуациям Мангистауской области Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан"**

АҚТАУ Қ., 24 Шағын ауданы, № 6 үй

Г.АКТАУ, Микрорайон 24, дом № 6

**Номер:** KZ30VQR00048992

**Номер заявления:** KZ76RQR00128292

**Дата выдачи:** 10.02.2026 г.

Акционерное общество "Каражанбасмунай"

130000, РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН, МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, АКТАУ Г.А., Г.АКТАУ, Микрорайон 9 А, дом № 4, 950540000524, 8 (7292) 473168

## ПИСЬМО-СОГЛАСОВАНИЕ

государственное учреждение "Департамент по чрезвычайным ситуациям Мангистауской области Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан", в соответствии со статьей 78 Закона Республики Казахстан «О гражданской защите» и Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях», учитывая прилагаемый перечень документов, согласовывает проектную документацию " Групповой технический проект на строительство вертикальных скважин на месторождении Каражанбас (Западный участок)" в части промышленной безопасности.

Условием действия данного согласования является обязательное соблюдение законодательства, правил и других действующих нормативных документов по промышленной безопасности Республики Казахстан.

**Начальник департамента** **Муханов Мурат Сейтмолдаевич**

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.