

АО «КРИСТАЛЛ МЕНЕДЖМЕНТ»
ТОО «МУНАЙГАЗГЕОЛСЕРВИС»



ГРУППОВОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ
НА СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН
БЕСТОБЕ ГЛУБИНОЙ 800 (± 250) м,
НАХОДЯЩИХСЯ НА КОНТРАКТНОЙ ТЕРРИТОРИИ
АО «КРИСТАЛЛ МЕНЕДЖМЕНТ»

Договор № 100-18/КМ от 23.07.2018г.

Генеральный директор
ТОО «Мунайгазгеолсервис»

Бигараев А.Б.



Руководитель проекта

Грибков В.А.

Шымкент, 2018 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Главный инженер _____ Курмашев Е.К.

Главный геолог _____ Грибков В.А.

Ведущий геолог _____ Мартынов В.В.

Ведущий инженер _____ Жумабек С.У.

РЕФЕРАТ

Групповой технический проект на строительство скважины Бестобе Б-24, Б-25 глубиной 800 м на контрактной территории АО «Кристалл Менеджмент» разработан в соответствии с «Инструкцией о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ» (ВСН 39-86). Выполнен по форме и содержанию согласно «Макету рабочего (технического) 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, МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ НЕДР

Объектом проектирования является строительство скважин Бестобе-24, 25 глубиной 800 м на контрактной территории АО «Кристалл Менеджмент» буровыми установками ZJ-30, ZJ-20 или аналог.

Цель работы - расчет конструкций скважин, выбор компоновок низа бурильной колонны, параметров режима бурения, параметров бурового раствора, параметров при цементировании скважин, расчет гидравлических потерь в циркуляционной системе, расчет продолжительности проводки скважин, мероприятия по охране недр и окружающей природной среды.

Групповой технический проект на строительство скважин Бестобе-24, 25 глубиной 800 м на контрактной территории АО «Кристалл Менеджмент» выполнен в соответствии с договором № 100-18/КМ от 23.07.2018г. между ТОО «Мунайгазгеолсервис» и АО «Кристалл Менеджмент».

СОДЕРЖАНИЕ

№ п/п	Оглавление	Стр.	
РАЗДЕЛ 1		ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА	14
1.	Сводные технико-экономические данные	15	
2.	Основание для проектирования	20	
3.	Общие сведения	21	
4.	Геологическая характеристика	24	
4.1.	Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины	27	
4.2.	Нефтегазовоносность по разрезу скважины	31	
4.3.	Возможные осложнения по разрезу скважины	33	
4.4.	Исследовательские работы	35	
4.5.	Работы по испытанию в эксплуатационной колонне и освоение скважины, сведения по эксплуатации	38	
5.	Конструкция скважины	41	
6.	Профиль ствола скважины	52	
7.	Буровые растворы	53	
8.	Углубление скважины	63	
9.	Крепление скважины	76	
9.1	Расчет обсадных колонн	76	
9.1.1.	Выбор обсадных труб	76	
9.1.2.	Обсадные колонны	77	
9.2.	Цементирование обсадных колонн	87	
9.3.	Оборудование устья скважины	95	
10.	Испытание скважин	96	
10.1.	Испытание пластов в процессе бурения	96	
10.2.	Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне	98	
11.	Дефектоскопия и опрессовка	101	
12.	Строительные и монтажные работы	103	
12.1.	Подготовительные работы к строительству скважины (скважин)	105	
12.2.	Объемы строительные и монтажные работы для строительства скважины	106	
12.3.	Объем работ по комплекту бурового и силового оборудования	107	
13.	Продолжительность строительства скважины	110	
14.	Механизация и автоматизация технологических процессов, средства контроля и диспетчеризации	111	
15.	Техника безопасности, промышленная санитария, противопожарная техника	114	
15.1.	Соблюдение требований и мероприятий нормативно-технических документов	114	
15.2.	Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций	118	
15.3.	Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда	123	
15.4.	Защита от шума и вибрации	125	
15.5.	Освещение оборудование рабочих мест	126	
15.6.	Средства индивидуальной защиты	131	
15.7.	Обустройство временных объектов при проведении работ	143	
15.8.	Средства контроля воздушной среды	145	
15.9.	Мероприятия по промышленной санитарии	146	
15.10.	Первичные средства пожаротушения	151	

№ п/п	Оглавление	Стр.
15.11.	Оценка вероятности чрезвычайных ситуаций	152
16.	Список нормативно-справочных и инструктивно-методических материалов, используемых при принятии проектных решений и строительстве скважины	155
РАЗДЕЛ 2.	ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА	158
2.1.	Сведения о водоснабжении	159
2.2.	Сведения об энергоснабжении	160
2.3.	Схема транспортировки грузов и вахт	163
РАЗДЕЛ 3.	КОНСЕРВАЦИЯ/ЛИКВИДАЦИЯ СКВАЖИН	164
3.1.	Общая пояснительная записка и обоснование критериев ликвидации скважин	165
3.2.	Ликвидация скважины	166
3.2.1.	Порядок оформления материалов на ликвидацию скважины	166
3.2.2.	Оборудование устья и ствола скважины при ее ликвидации	167
3.2.3.	Технологические и технические решения по ликвидации скважины	168
3.2.4.	Порядок организации работ и оформления документов по ликвидации скважины	169
3.3.	Консервация скважины	171
3.3.1.	Технологические и технические решения по консервации скважины	171
3.3.2.	Порядок организации работ по консервации скважины и обеспечению промышленной безопасности	172
3.4.	Мероприятия по охране недр, окружающей среды и обеспечению промышленной безопасности	173
РАЗДЕЛ 4.	ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА НЕДР	185
4.1.	Основные требования и мероприятия по технике безопасности, промсанитарии и пожарной безопасности	186
4.1.1.	Основные требования по технике безопасности	186
4.1.2.	Основные требования пожарной безопасности	188
4.2.	Противофонтанная и газовая безопасность	190
4.2.1.	Мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению газонефтеводопроявлений	190
4.2.2.	Технологические мероприятия по предупреждению ГНВП	192
4.2.3.	Порядок работы по предупреждению развития ГНВП при бурении	193
4.2.4.	Технологические операции по контролю за поступлением флюида в процессе бурения	196
4.2.5.	Мероприятия по предупреждению ГНВП при СПО	197
4.2.6.	Мероприятия по предупреждению ГНВП и порядок работы по герметизации устья скважины при отсутствии бурильного инструмента в скважине и геофизических работах. Исследование и освоение скважины	199
4.2.7.	Методы и средства проветривания рабочих зон буровой	202
4.2.8.	Средства защиты работающих	202
4.2.9.	Свойства и действие вредных веществ (H_2S , CO_2) на человека	202
4.2.10.	Оказание доврачебной помощи пострадавшим при отравлении сероводородом	203
4.2.11.	Методы контроля содержания сероводорода и реагента-нейтрализатора в буровом растворе	204
4.2.12.	Долив скважины	204
4.2.13.	Мероприятия по предупреждению износа обсадных колонн, периодичность и методы контроля их остаточной прочности	206

№ п/п	Оглавление	Стр.
4.2.14.	Оснащение буровой средствами технологического контроля раннего обнаружения	207
4.2.15.	Организация контроля за производством работ на объектах работниками противофонтанной службы в зависимости от условий строительства и особенности скважины; обеспечение средствами связи, рабочего места, оперативного транспорта для работников противофонтанной службы	207
4.2.16.	Наличие средств дегазации, вентиляции	208
4.3.	Прогноз возможных аварийных ситуаций. Мероприятия по их предотвращению и ликвидации. Инструкция по действию персонала	208
4.4.	Оценка степени риска при строительстве скважины	216
4.4.1.	Анализ и оценка степени риска при строительстве скважины	216
4.4.2.	Анализ видов и последствий отказов	217
4.4.3.	Определение степени риска строительства скважины	222
4.4.4.	Идентификация опасностей	222
4.5.	Охрана недр	227
4.5.1.	Общая задача охраны недр в период разведочных работ на площади	227
4.5.2.	Охрана недр в процессе разбуривания площади	228
4.5.3.	Контроль окружающей среды	234
4.5.4.	Радиационная безопасность	237
4.5.5.	Рекультивация земель	238
РАЗДЕЛ 5.	РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ: Приложения №1-8	241

СПИСОК ТАБЛИЦ

№ таблицы	Название таблицы	Стр.
Таблица 1.1	Основные проектные данные	15
Таблица 1.2	Общие сведения о конструкции скважин	17
Таблица 1.3	Дополнительные сведения для составления сметы	17
Таблица 1.4	Дополнительные сведения для составления сметы	18
Таблица 1.5	Сведения об условиях эксплуатации скважины	18
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	Источники 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 скважин, элементы залегания пластов и коэффициент кавернозности	27
Таблица 4.2	Литологическая характеристика разреза скважины	28
Таблица 4.3	Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважин	29
Таблица 4.4	Геокриологическая характеристика разреза скважины	30
Таблица 4.5	Нефтеносность	31
Таблица 4.6	Газоносность	31
Таблица 4.7	Водоносность	32
Таблица 4.8	Давление и температура по разрезу скважины	32
Таблица 4.9	Поглощение бурового раствора	33
Таблица 4.10	Осыпи и обвалы стенок скважины	33
Таблица 4.11	Нефтегазоводопроявления	33
Таблица 4.12	Прихватоопасные зоны	34
Таблица 4.13	Текущие породы	34
Таблица 4.14	Прочие возможные осложнения	34
Таблица 4.15	Отбор керна, шлама и грунтов	35
Таблица 4.16	Геофизические исследования	36
Таблица 4.17	Данные по испытанию (опробованию) пластов в процессе бурения	37
Таблица 4.18	Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины) в эксплуатационной колонне	38
Таблица 4.19	Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (освоение)	38
Таблица 4.20	Интенсификация притока пластового флюида	39
Таблица 4.21	Дополнительные работы при испытании (освоении)	39
Таблица 4.22	Данные по эксплуатационным объектам	39
Таблица 4.23	Дополнительные данные для определения продолжительности испытания (освоения) скважины	40
Таблица 4.24	Данные по нагнетательной скважине	40
Таблица 4.25	Сведения об осложнениях по пробуренным скважинам-аналогам	40
Таблица 5.1	Характеристика и устройство шахтового направления	43

№ таблицы	Название таблицы	Стр.
Таблица 5.2	Глубина спуска и характеристика обсадных колонн	46
Таблица 5.3	Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн	47
Таблица 5.4	Технико-технологические мероприятия, предусмотренные при строительстве скважины по проектной конструкции	48
Таблица 5.5	Максимально-допустимые гидродинамические давления в открытом стволе скважины при выполнении технологических операций	51
Таблица 6.1	Входные данные по профилю наклонно-направленной скважины	52
Таблица 6.2	Профиль ствола скважины	52
Таблица 7.1	Типы и параметры буровых растворов	55
Таблица 7.2	Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонентов	56
Таблица 7.3	Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработки и утяжеления	58
Таблица 7.4	Потребность воды или компонентов для обработки бурового раствора при разбуривании цементных стаканов	60
Таблица 7.5	Потребность компонентов для обработки бурового раствора при спуске обсадных колонн	60
Таблица 7.6	Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину	61
Таблица 7.7	Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов бурового станка ZJ-30	62
Таблица 8.1	Способы, режимы бурения, расширки (проработки) ствола скважины и применяемые КНБК	63
Таблица 8.2	Компоновка низа бурильных колонн (КНБК)	64
Таблица 8.3	Потребное количество элементов КНБК	68
Таблица 8.4	Суммарное количество и масса элементов КНБК	70
Таблица 8.5	Рекомендуемые бурильные трубы	72
Таблица 8.6	Конструкция бурильных колонн	72
Таблица 8.7	Крутящие моменты для свинчивания соединений бурильных труб и УБТ	73
Таблица 8.8	Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения	73
Таблица 8.9	Оснастка талевой системы	74
Таблица 8.10	Режим работы буровых насосов	74
Таблица 8.11	Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой	75
Таблица 8.12	Гидравлические показатели промывки	75
Таблица 9.1	Способы расчеты наружных давлений и опрессовки обсадных колонн	77
Таблица 9.2	Распределение давлений по длине колонны	77
Таблица 9.3	Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб	82
Таблица 9.4	Параметры обсадных труб	82
Таблица 9.5	Суммарная масса обсадных труб	83
Таблица 9.6	Технологическая оснастка обсадных колонн	84
Таблица 9.7	Режим спуска обсадных труб	85
Таблица 9.8	Опрессовка обсадных труб и натяжение эксплуатационной колонны	86
Таблица 9.9	Общие сведения о цементировании обсадных колонн	87
Таблица 9.10	Характеристика жидкостей для цементирования	88

№ таблицы	Название таблицы	Стр.
Таблица 9.11	Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов	89
Таблица 9.12	Технологические операции при цементировании и режим работы цементировочных агрегатов (буровых насосов)	91
Таблица 9.13	Схема обвязки и потребность в цементировочных агрегатах	93
Таблица 9.14	Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах	93
Таблица 9.15	Потребное для цементирования обсадных колонн количество цементировочной техники	94
Таблица 9.16	Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов	94
Таблица 9.17	Спецификация устьевого противовыбросового оборудования	95
Таблица 10.1	Продолжительность работы пластиоиспытателя, спускаемого на трубах	96
Таблица 10.2	Характеристика КИИ и технологические режимы работы пластиоиспытателя, спускаемого на трубах	97
Таблица 10.3	Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле	97
Таблица 10.4	Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ)	98
Таблица 10.5	Крутящие моменты для свинчивания соединений насосно-компрессорных труб	98
Таблица 10.6	Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов	98
Таблица 10.7	Потребное количество цементировочной техники для установки цементных мостов	99
Таблица 10.8	Потребное количество материалов для установки цементных мостов	99
Таблица 10.9	Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне	99
Таблица 10.10	Продолжительность работы агрегатов при испытании (освоении) скважины в эксплуатационной колонне	100
Таблица 10.11	Потребное количество материалов для испытания (освоения) скважин в эксплуатационной колонне	100
Таблица 11.1	Виды операций контроля и объемы работ по дефектоскопии бурильного инструмента, проводимые с применением передвижной дефектоскопической лаборатории ПКДЛ	101
Таблица 11.2	Опрессовка оборудования и используемая техника	102
Таблица 12.1	Сочетание вариантов подготовительных и строительно-монтажных работ	104
Таблица 12.2	Объем подготовительных работ к строительству скважины (скважин)	105
Таблица 12.3	Перечень топографо-геодезических работ	105
Таблица 12.4	Варианты строительных и монтажных работ	106
Таблица 12.5	Объемы работ по монтажу бурового и силового оборудования (Буровая установка ZJ-30)	107
Таблица 12.6	Объемы работ при использовании специальной установки «УПА-60/80», для испытания скважины	109
Таблица 13.1	Продолжительность строительства скважин	110
Таблица 13.2	Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин	110
Таблица 14.1	Средства механизации и автоматизации	111

№ таблицы	Название таблицы	Стр.
Таблица 14.2	Средства контроля	112
Таблица 14.3	Средства диспетчеризации	113
Таблица 15.1	Основные нормативно-технические документы	122
Таблица 15.2	Основные требования и мероприятия	123
Таблица 15.3	Средства для оказания первой доврачебной помощи	124
Таблица 15.4	Средства коллективной защиты от шума и вибрации	126
Таблица 15.5	Нормы естественного освещения в помещениях	127
Таблица 15.6	Нормы освещенности	128
Таблица 15.7	Средства индивидуальной защиты, спецодежда	142
Таблица 15.8	Санитарно-бытовые помещения	145
Таблица 15.9	Средства контроля воздушной среды	146
Таблица 15.10	Средства контроля воздушной среды	148
Таблица 15.11	Классификация производственных процессов	150
Таблица 15.12	Первичные средства пожаротушения	151
Таблица 16.1	Список нормативно-справочных материалов	155
Таблица 1.1	Водоснабжение	159
Таблица 1.2	Расход воды на технические нужды	159
Таблица 2.1	Электроснабжение	160
Таблица 2.2	Расчет потребности в ГСМ	147
Таблица 3.1	Маршруты транспортировки грузов и вахт	163
Таблица 3.1	Расчетные данные по установке цементных мостов при ликвидации скважин (Вариант 1)	177
Таблица 3.2	Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов (Вариант 1)	179
Таблица 3.3	Потребное количество материалов для установки цементных мостов в (Вариант 1)	181
Таблица 3.3	Потребное количество материалов для установки цементных мостов в (Вариант 2)	181
Таблица 3.4	Потребное количество тампонажной техники для установки цементных мостов (Вариант 1 и Вариант 2)	182
Таблица 3.5	Параметры труб для установки ликвидационных цементных мостов и испытания их на прочность (со спуском хвостовика или экс. колонны)	182
Таблица 3.6	Расчетные данные по установке цементных мостов при ликвидации скважин (без спуска эксплуатационной колонны)	183
Таблица 3.7	Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов (без спуска эксплуатационной колонны)	183
Таблица 3.8	Потребное количество материалов для установки цементных мостов в (без спуска эксплуатационной колонны)	184
Таблица 3.9	Потребное количество тампонажной техники для установки цементных мостов (без спуска эксплуатационной колонны)	184
Таблица 3.10	Параметры труб для установки ликвидационных цементных мостов и испытания их на прочность (без спуска эксплуатационной колонны)	184
Таблица 4.1	Классификация помещений и открытого пространства объекта по классу взрывоопасности согласно требованиям ТПБНГДО №442	189
Таблица 4.2	Исходные данные по раннему обнаружению газонефтеводопроявлений	192

№ таблицы	Название таблицы	Стр.
Таблица 4.3	Прогноз возможных аварийных ситуаций, мероприятия по их предотвращению, ликвидации	209
Таблица 4.4	Матрица “вероятность – тяжесть последствий”	218
Таблица 4.5	Вероятности возникновения аварийных ситуаций на 1000 м проходки (в целом по нефтегазовой отрасли)	218
Таблица 4.6	Перечень отходов	231
Таблица 4.7	Объем секции	233
Таблица 4.8	Объем секции	234
Таблица 4.9	Техническая рекультивация	239
Таблица 4.10	Биологическая рекультивация	240

СПИСОК РИСУНКОВ

№ рисунка	Название рисунка	Стр.
Рис. 4.1	Обзорная карта района работ	25
Рис. 4.2	Структурные карты по кровлям предполагаемых продуктивных горизонтов: а) верхнедальсукская свита нижнего мела; б) отложения палеозоя	26
Рис. 5.1	Совмещенный график давлений (Вариант 1)	44
Рис. 5.2	Совмещенный график давлений (Вариант 2)	45
Рис. 9.1	Распределение давлений по длине обсадной колонны Ø 323,9 мм (направление)	78
Рис. 9.2	Распределение давлений по длине обсадной колонны Ø 244,5 мм (кондуктор)	78
Рис. 9.3	Распределение давлений по длине обсадной колонны Ø 177,8 мм(Вариант 1)	79
Рис. 9.4	Распределение давлений по длине колонны Ø 177,8 мм(Вариант 2)	80
Рис. 9.5	Распределение давлений по длине обсадной колонны Ø 127,0 мм (хвостовик)	81
Рис. 18.1	Дерево отказов и событий	226

СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ

Номер приложения	Наименование приложения	Стр.
Приложение 1	Техническое задание на проектирование	242
Приложение 2	Протокол совместного заседания ГТС АО «Кристалл Менеджмент» и ТОО «Мунайгазгеолсервис»	254
Приложение 3	Паспорт группового технического проекта	256
Приложение 4	Геолого-технический наряд	259
Приложение 5	Схема расположения буровой установки	260
Приложение 6	Схема расположения бурового оборудования агрегата УПА-60/80	261
Приложение 7	Схема обвязки устья при бурении	262
Приложение 8	Схема обвязки устья при испытании	263

РАЗДЕЛ I.
ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

1. СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

Таблица 1.1 - Основные проектные данные

п/п №	Наименование	Значение
1	2	3
1	Номер района строительства скважины (или морской район)	Бестобе (Б-24, 25)
2	Номер скважины, строящаяся по данному типовому проекту	25
3	Площадь (месторождение)	Контрактная территория АО «Кристалл Менеджмент»
4	Расположение (суша, море)	Суша
5	Глубина Балтийского моря на точке бурения, м	--
6	Цель бурения и назначенные скважины	поиск залежей УВС
7	Проектный горизонт:	верхнедаульская свита нижнего мела
8	Проектная глубина, м по вертикали по стволу	800 (± 250) 800 (± 250)
9	Число объектов испытания: в открытом стволе в колонне:	0
10	Вид скважины (вертикальная, наклонно-направленная, кустовая)	Вертикальная
11	Тип профиля	-
12	Азимут бурения, град	-
13	Максимальный зенитный угол, град	-
14	Максимальная интенсивность изменения зенитного угла, град/10 м	-
15	Глубина по вертикали кровли продуктивного (базисного) пласта, м	-
16	Отклонение от вертикали точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта, м	-
17	Допустимое отклонение заданной точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта от проектного положения (радиус круга допуска), м	10
18	Категория скважины	-
19	Металлоемкость конструкции, кг/м	75,0
20	Способ бурения	*ВП, роторный, *ВЗД
21	Вид привода	Дизельный
22	Вид монтажа (первичный, повторный)	Первичный/вторичный
23	Тип буровой установки	ZJ-30, ZJ-20 или аналог
24	Тип вышки	Мачта телескопическая, двухсекционная
25	Наличие механизмов АСП (ДА, НЕТ)	Нет
26	Номер основного комплекса бурового оборудования	-
27	Максимальная масса колонны, т: обсадной бурильной суммарная (при спуске секциями).	37,5 42,6 -
28	Тип установки для испытаний	УПА-60/80
29	Продолжительность цикла строительства скважин, сут.: в том числе: • строительно-монтажные работы • подготовительные работы к бурению • бурение и крепление • испытание в открытом стволе в том числе: • подготовительные работы к испытанию • испытание скважины	235 7,0 3,0 (согласно ВСН) 30 -- 15 180
32	Проектная скорость бурения, м/ст.мес.	800

*ВП – верхний привод. *ВЗД – винтовой забойный двигатель

Примечание:

1. Тип буровой установки может быть изменен в зависимости от наличия буровых установок у Подрядчика, при этом грузоподъемность установки должна быть не ниже, чем предусмотрено по Проекту.
2. Решение «Групповой технический проект на строительство скважин Бестобе Б-24, 25 глубиной 800 м (± 250 м)», соответствует требованиям норм, стандартов, правил безопасности и другим нормативно- техническим документам на строительство скважин, действующим в РК.

Таблица 1.2 - Общие сведения о конструкции скважин

Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска, м			
		по вертикали		по стволу	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
Направления	323,9	0	50	0	50
Кондуктор	244,5	0	450	0	450
Эксплуатационная	168,3 или 177,8	0	800 (± 250)	0	800 (± 250)

Примечание:

Глубина спуска обсадных колонн будет корректироваться по результатам данных бурения скважин и ГИС.

В соответствии с техническим регламентом «Требования к безопасности строительства наземных и морских производственных объектов, связанных с нефтяными операциями» (40) допускается отклонение длины обсадной колонны от предусмотренной в рабочем проекте в пределах ± 250 м.

Таблица 1.3 - Дополнительные сведения для составления сметы

Мощность труборемонтных баз или площадок, тыс.м бурильных труб	Наличие тампонажной коттры или цеха (ДА, НЕТ)	Среднегодовое количество буровых станков		Время пребывания турбобура (электротурбера) на забое, %	Время механического бурения на воде, %	Дежурство работы бульдозера, трактора, 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						
Трубная площадка	да	1	-	-	-	Бульдозер 12,00	Контрактная	первая	-

Таблица 1.4 - Дополнительные сведения для составления сметы

Содержание полевой лаборатории по контролю промывочной жидкости в интервале, м				Дополнительные рабочие для приготовления утяжелителей и обработки бурового раствора				Дополнительные рабочие				Объем повторно используемого раствора, м ³	Объёмы отходов, м ³				
При бурении		При испытании		Интервал глубины		Количество	Число смен работы в сутки	Количество		Число смен работы в сутки	Отходы бурения (отработанный раствор, шлам, сточные воды) нефтепродукты, другие отходы		всего	В том числе подлежит			
от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)			слесарей	Электромонтёров		вывозу			вывозу	захоронению	сборы	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
0	800	Все объекты испытания		В случае необходимости				1	1	2	Нет	Шлам	137,37	137,37	-	-	
												ОБР	160,61	160,61	-	-	
												Сточные воды	40,15	40,15	-	-	

имечание: Отходы бурения подлежат вывозу на утилизации по следующей схеме:

- разделение по типам отходов (твёрдые, жидкые, нефтесодержащие и т.п.);
- сбор в соответствующие контейнеры и ёмкости;
- вывоз отходов бурения с последующей их нейтрализацией и утилизацией на спец. полигоне.

Таблица 1.5 - Сведения об условиях эксплуатации скважины

Данные о способах эксплуатации			Срок перевода скважины в нагнетательную от начала эксплуатации, год	Максимальные габаритные размеры спускаемых инструментов и приборов при освоении и эксплуатации скважины		Коррозия		Глубина установки пакера, м	Жидкость за НКТ	
Название (ФОНТАННЫЙ, ШГН ЭЦН, ГАЗЛИФТНЫЙ)		период от начала эксплуатации, год		вид (сероводородная, 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
Таблица информации не имеет										

Примечание:

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 результатам бурения и испытания скважин будет принято решение о ликвидации или консервации скважин	нет	нет	Да

2. ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Таблица 2.1 - Список документов, которые являются основанием для проектирования

п/п №	Название документа (проект геологоразведочных работ, технологические схемы (проект) разработки площадей) (месторождений), задание на проектирование, номер, дата, должность, фамилия и инициалы лица, утвердившего документ
1	2
1	Контракт на разведку углеводородного сырья на территории участка (Блока А) в Кызылординской, Карагандинской и Актюбинской областях (гос. рег. № 3996-уvs, от 07.02.2014г.)
2	«Проект разведочных работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент».
3	Техническое задание, выданное АО «Кристалл Менеджмент» на разработку «Группового технического проекта на строительство скважины Бестобе- 25 глубиной 800 (± 250) м на контрактной территории АО «Кристалл Менеджмент»
4	Договор № 100-18/КМ от 23.07.2018г.от между АО «Кристалл Менеджмент» и ТОО «Мунайгазгеолсервис» на разработку «Группового технического проекта на строительство скважины Бестобе- 25 глубиной 800 (± 250) м на контрактной территории АО «Кристалл Менеджмент»

3. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Таблица 3.1 - Сведения о районе буровых работ

Наименование	Значение (текст, название, величина)
1	2
Площадь (месторождение)	Контрактная территория АО «Кристалл Менеджмент»,
Блок (номер или название)	участок (Блок А)
Административное расположение:	
• Республика	Казахстан
• Область (край)	Кызылординская
• Район	Жалагашский
Год ввода, г:	
• месторождения в эксплуатацию	-
• площади в бурение	с 2025г.
Расположение (суша, море)	Суша
Температура воздуха, 0С	
• среднегодовая	+ 15°C
• наибольшая летняя	+ 38°C
• наименьшая зимняя	- 28°C
Животный мир	паукообразными и парнокопытными (сайгаками, джейранами), а также волками, лисицами и зайцами.
Среднегодовое количество осадков, мм	180
Максимальная глубина промерзания грунта, м	1,8
Продолжительность отопительного периода в году, сут.	180
Продолжительность зимнего периода в году, сут.	122
Азимут преобладающего направления ветра, град	Восточный, Северо-восточный
Наибольшая скорость ветра, м/с	не более 15м/с
Метеорологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-

Таблица 3.2 - Сведения о площадке строительства буровой

Наименование	Значение (текст, названия, величина)
1	2
Рельеф местности	Равнина с перепадами высот 2-3м
Состояние местности	Барханная
Толщина – снежного покрова, см почвенного слоя, см	20-50 (максимально на зиму) Местами плодородный слой 10-15
Почвенного слоя	отсутствует
Растительный покров	Скудный, полупустынного типа (полынь, колючка, саксаул)
Категория грунта	-

Таблица 3.3 - Размеры отводимых во временное пользование земельных участков

Назначение отводимого участка	Размер отводимого участка, га.	Источник нормы отвода земель
1	2	3
Строительство буровой установки и размещение бурового лагеря, оборудования, техники и материалов.	3,5	Норма отвода земель для нефтяных и газовых скважин СН 459-74 п.3

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

Название вида снабжения (водоснабжение: для бурения, для дизелей, питьевая вода для бытовых нужд). Энергоснабжение, связь, местные стройматериалы и т.д.	Источник заданного вида снабжения	Расстояние от источника до буровой, км.	Характеристика водопровода и энергопровода, связи и стройматериалов
1	2	3	4
Водоснабжение:			
1. Техническая вода для бурения	Водозаборная скважина или артезианская скважина	5 - 20	Автотранспорт
2. Пресная вода: • Для котельной и хоз.бытовых нужд; • Для питьевых целей	Привозная г.Кызылорда	300 (± 30)	Автотранспорт
Энергоснабжение	Дизель электростанция		На буровой площадке
Связь	Спутниковая, радиостанция.	-	Связь с головным офисом и представительством

Таблица 3.5 - Сведения о подъездных путях

Протяженность, км	Характер покрытия (гравийное, из лесоматериалов и т.д.)	Ширина, м	Высота насыпи, см	Характеристика дороги
1	2	3	4	5
-	Одноколейная дорога, полевая	10	50	Подъезд от грунтовой дороги

Примечание: Подъездные пути будут определены во время переезда станка, согласно Землеустроительного проекта.

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	Кызылорда-Кумколь-Майбулак	Асфальт-175км+грейдер-125км+грунтовая дорога-30км.	нет	-	-

Геологическая характеристика

Исходные геологические данные для составления: «Группового технического проекта на строительство скважин Бестобе-24, 25 глубиной 800 (± 250) м на контрактной территории АО«Кристалл Менеджмент»

Цель бурения: поиск залежей УВС

Проектная глубина: по вертикали – 800(± 250)м

Проектный горизонт: верхнедаульская свита нижнего мела

4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Территория деятельности АО «Кристалл Менеджмент» в тектоническом отношении приурочена к Южно-Тургайскому осадочному бассейну и Нижне - Сырдарынскому своду. Общая площадь контрактной территории составляет - 18256,48 км².

Из контрактной территории исключены месторождения Жыланкыр, Южное Ровное и Майбулак (рис. 4.1).

Проектируемые скважины находятся в пределах Жалагашского района Кызылординской области.

В географическом отношении исследуемая территория расположена в Тургайских степях, где развиты закрепленные пески с небольшими барханами, пухляки и такыры, а между ними есть невысокие сопки, сложенные цветными глинами бентонитового состава. Абсолютные высоты на лицензионной территории колеблются от 100 до 160 м.

Гидросеть. Реки отсутствуют, хотя обилие промоин временных потоков, а озера площадью 1-2 га образованы артезианскими скважинами с самоизливом от 2 до 14 л/с и минерализацией не более 4 г/л, одна из них – Наушабай имеет дебит около 100 л/час.

Для технического водоснабжения промысла пригодны пластовые воды туронского яруса на глубинах 205-226 м соленостью 1,25 г/л (скважина 064 на структуре Ровная, глубиной до 235 м, дебит 0,5 л/сек). Питьевая вода имеется в отдельных артезианских скважинах (скважина 3, глубиной до 80 м).

Климат в регионе резко континентальный с перепадами температуры день-ночь 11-18 С. Летом жара достигает 36-38 С, зимой – минус 28-18 С с сильными устойчивыми ветрами со скоростью 7-8 м/с и порывами до 22 м/с с севера и запада. Осадков очень мало. В среднем по десяти годам 180 мм, а зимой периодически в 4-5 лет снежный покров достигает 200 мм, и в низинах между барханами толщина снега более или около 2 м, что создает трудности для вездеходного транспорта. Зима с ветрами и температурой минус 35-38 °С. Грунтовой воды нет, так как такыры и пухляки развиты по поверхности бентонитовых глин.

Населена территория очень слабо. Здесь расположены небольшие поселки Жинишкекум и Каракум. Ближайшими станциями железной и автомобильной дороги являются Торетам и Жосалы, расположенные соответственно в 75 и 90 км на юг от южной границы участка и административно относящиеся к Кызылординской области. Расстояние до ближайшего областного центра города Кызылорда 350 км.

АО «Кристалл Менеджмент» проводит ГРР на площади согласно Контракту № 3996 УВС от 7 февраля 2014 года.

В проектном документе «Проект разведочных работ ...» приведены результаты всех имеющихся исторических геолого-геофизических данных, приобретенных в Комитете геологии и недропользования, а также обработки и интерпретации сейсморазведочных работ МОГТ 2Д/3Д в 2014-17 годах, обосновано местоположение поисковых скважин.

В настоящем техническом проекте планируется строительство скважин Бестобе Б-24, 25 с проектной глубиной 800 (+/-250м), проектный горизонт –верхнедауульская свита нижнего мела.

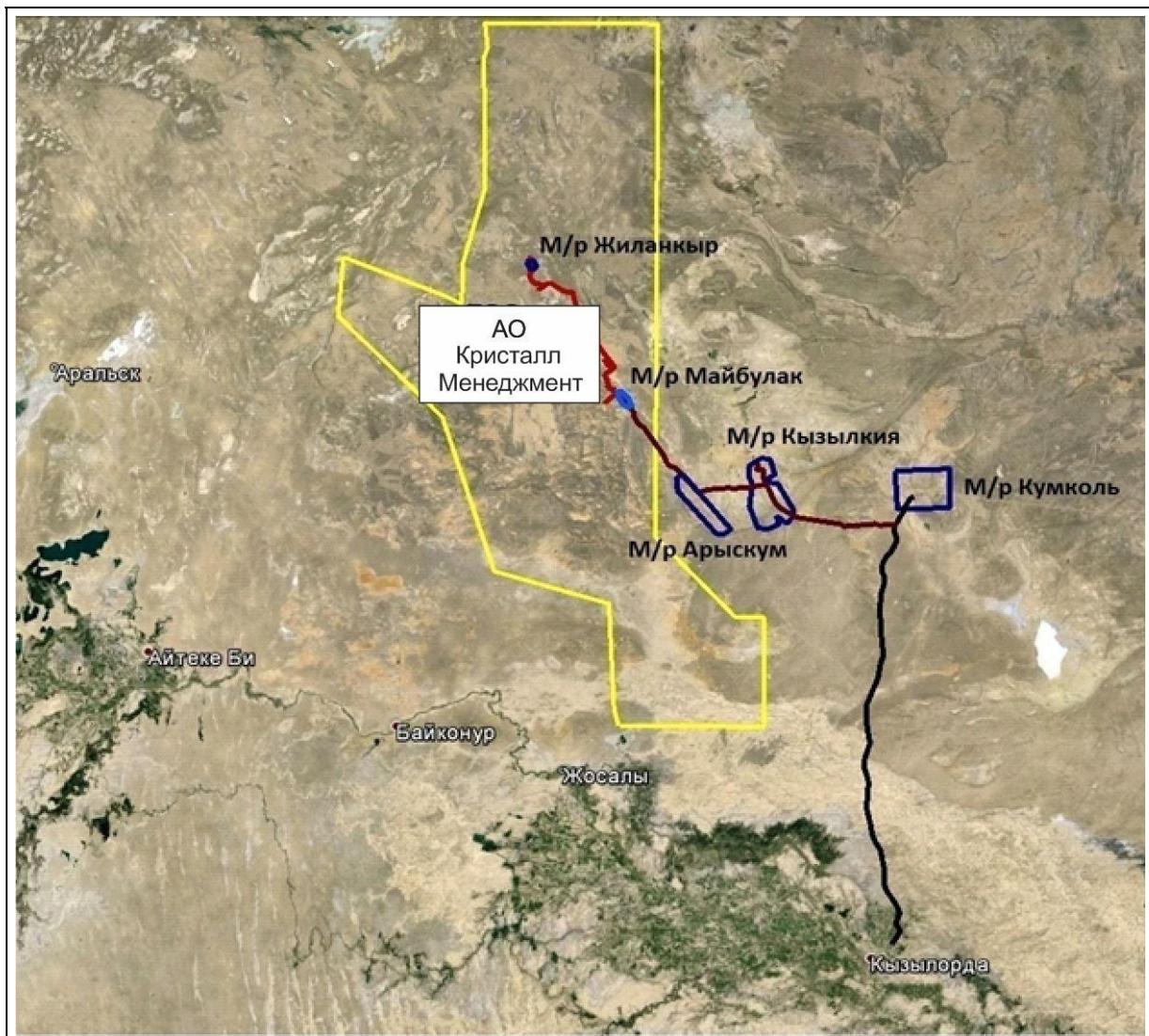


Рис.4.1 – Обзорная карта района работ

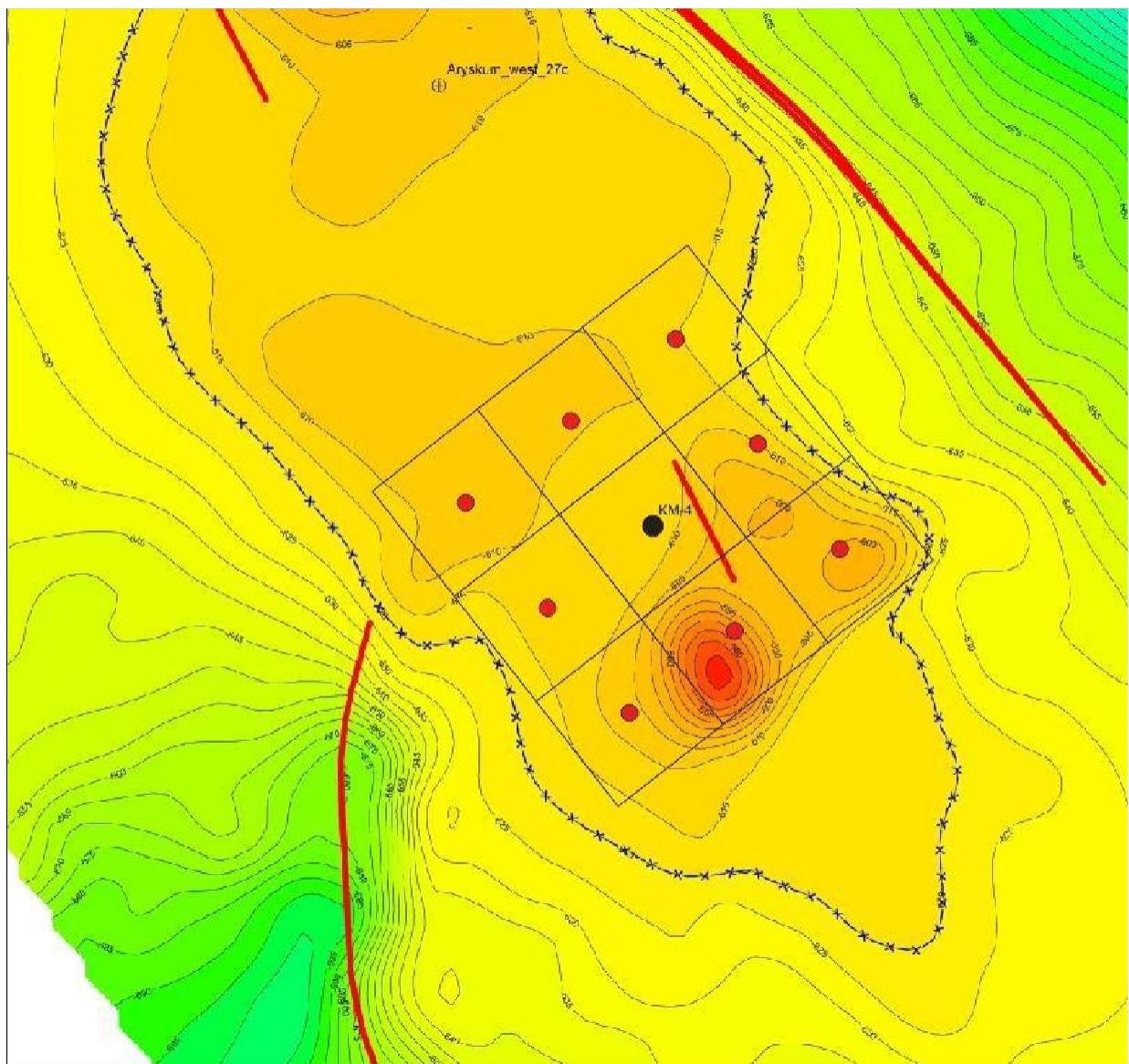


Рис. 4.2 – Структурная карта по кровле продуктивного горизонта верхнедальской свиты нижнего мела

4.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважин

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

Глубина залегания от стола ротора, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания пластов, град.		Коэф.ка верноз-ности
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол. пад.	азимут	
1	2	3	4	5	6	7
0	270	Неоген-палеогеновая+туронский ярус верхнего мела	N+Q+P+ K2cn			1,3-1,5
270	340	Туронский ярус (Балапанская свита) верхнего мела	K2t			1,3
340	470	Сеноманский ярус нижнего мела (Кызылкиинская свита)	K1-2kk	до 2	62	1,3
470	710	Альбский ярус нижнего мела (Карачетауская свита)	K1k	до 2	62	1,2
710	800*	Баремский ярус нижн его мела (Верхнедаульская свита)	K1d2	до 3	280	1,2

Примечание: - предусматривается бурение скважин Б-24, 25, соответственно приняты средние отбивки стратиграфических границ.

Таблица 4.2 - Литологическая характеристика разреза скважины

Стратиграф. горизонт	Интервал залегания, 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 интервале, %	
1	2	3	4	5	6
N+Q+P+K ₂ cn	0	270	Глины	20	Серые, светло-серые, коричневые, светло-коричневые, от аморфных до полублочных, алевритистые, не карбонатные, средней плотности, мягкие, пластичные.
			Пески	80	Серые, светло-серые, светло-коричневые, мелко-среднезернистые, полимиктовые, зерна кварца прозрачные, от окатанных до полуокатанных, полусферичные, хорошей сортировки, с включениями пирита и глауконита
K ₂ t	270	340	Пески	50	Серые, светло-серые, полимиктовые, мелкозернистые, глинистые, алевритистые, зерна глауконита, полевых шпатов, ОРД, зерна полуугловатые, полуокатанные, хорошей сортировки
			Песчаники	20	Серые, темно-серые, полимиктовые, не крепкие, рыхлые, в виде отдельных зерен, глинистые, зерна полуугловатые, полуокатанные, со слабой глинистой, контактовой цементацией
			Глины	30	Темно-серые, серые, алевротисто-песчанистые, уплотненные, полуплиточные, средне крепкие, не карбонатные
K ₁₋₂ kk	340	470	Глины	70	Пестроцветные, красновато-бурые, желтовато-серые, светло-коричневые, беловато-серые, светло-зеленые, мягкие, пластичные, слабо вязкие, комковатые, микрослюдистые, алевритистые, слабо известковистые
			Алевролиты	10	Серые реже коричневые слабо-средней крепости и плотности на глинистом цементе
			Песчаники	20	Светло-серые, серые, красновато-бурые, мелкозернистые, кварцевые, не крепкие, рыхлые, зерна полуугловатые, полуокатанные, хорошо отсортированные. Цемент глинистый, контактового типа
K ₁ k	470	710	Глины	40	Темно-серые, пластичные, вязкие, мягкие, частично уплотненные, микрослюдистые, алевротисто-песчанистые
			Песчаник	20	Серые, беловато-серые, кварцевые, мелкозернистые, плотные, средне крепкие и крепкие, зерна полуугловатые, полуокатанные, средне отсортированные
			Гравелит	20	Кварц-силицидового состава, кремнистый гравий темно-серого, черного и темно-бурового цвета, крупно-грубозернистый кварцевый песок, прозрачный, матовый, редкие угловатые сколы и обломки, зерна окатанные, средней сортировки, без видимой цементаций
			Алевролиты	5	Темно-серые, массивные, плотные, средне крепкие, хрупкие, слюдистые, с включением зерен кварца, не известковистые, слабо карбонатные
			Кварцевидный песчаник	5	Серые, беловато-серые, мелкозернистые, плотные, крепкие, слабо глинистые, зерна угловатые, сдавленные, полуокатанные и окатанные, средне отсортированные. Цемент кварцевый, кремнистый, базального и порового типа
			Известняк	5	Глинистые, светло-серые, беловато-серые, пелитоморфные, микрокристаллические, мелоподобные, мягкие, рыхлые, перетертые, алевролитовые
K ₁ d ₂	710	800	Песчаники	50	Светло-зеленовато-серые и светло-серые, слабо уплотненные, мягкие, рыхлые, комковатые
					Беловато-серые, кварцевые, мелко-среднезернистые, алевритистые, слабо глинистые,

				крепкие, плотные, зерна полуугловатые, полуокатанные, хорошо отсортированные. Цемент глинисто-кварцевый, кальцитовый, контактного типа, цементация средняя.
	Глины	25		Светло-зеленовато-серые, зеленовато-серые, красновато-серые, вязкие, пластичные, перетертые, средне крепкие, уплотненные, слюдистые, не известковистые
	Гравелиты	15		Темно-серые, черные, полупрозрачные, сколы и обломки кварцево-кремнистого состава, зерна кварца грубой и крупной песчаной размерности. Цемент песчано-алеритовый, глинистый, кальцитовый, контактного типа, цементация различная
	Алевролиты	10		Светло-зеленовато-серые, массивные, плотные, средне крепкие, полуплитчатые, слюдистые, не известковистые

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мкм ²	Глинистость, %	Карбонатность, %	Соленость, %	Расслоенность породы	Категория породы по промысловой классификации (мягкая, средняя и т.п.)	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга, Ех 10 ⁻⁴ , МПа
	от (верх)	до (низ)											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
N+Q+P+K2cn	0	270	Глины	2,2-2,4		1-0,01	5-70	5-15		1-2	мягкие	0,50	3,3-7,8
			Пески		30-35							0,30	
K2t	270	340	Пески	2,2-2,4	20-26								
			Глины										
			Песчаники		10-20								
K1-2KK	340	470	Глины	2,2-2,4		1-0,01	5-70	5-15		1-2	мягкие	0,50	3,3-7,8
			Алевролиты		15-18							0,51	
			Песчаники		18-30							0,32	
K1K	470	710	Глины	2,2-2,4		1-0,01	40-70	15-20		1-2	мягкие, средние	0,50	
			Песчаники		25-30							0,27	
			Гравелиты									0,51	
			Алевролит		10-18								
			Кварцевидный песчаник										
			Известняк										
			Мергель										
K1d2	710	800	Глины	2,25		0,046	15-70	5-70		1-2	Средние, крепкие	1,5-2,5	
			Песчаник		18-20							0,29-0,34	
			Гравелиты										
			Алевролиты		10-15								3,3-7,8

Таблица 4.4 - Геокриологическая характеристика разреза скважины

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

Примечание: В разрезе проектных скважин многолетнемерзлые породы отсутствуют.

4.2. Нефтегазовоносность по разрезу скважины

Таблица 4.5 – Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Параметры нефти					Параметры растворенного газа							
	от (верх)			плотность, г/см ³	подвижность, Д на сП	содержание серы, % по весу	содержание парафина, % по весу	Свободный дебит, м ³ /сут	газовый фактор, м ³ / м ³		содержание сероводорода, %	содержание углекислого газа, %	удельный вес по отношению к воздуху	коэффициент сжимаемости	давление насыщения в пластовых условиях, МПа	
	до (низ)								газовый фактор, м ³ / м ³	содержание сероводорода, %						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
K1d2	760	770	поровый	0,7	0,78	-	0,1	8,35	25-40	700	-	-	0.760	0,997	-	
	780	790														

Примечание: - данные о параметрах нефти взяты по скважине КМ-4.

Таблица 4.6 – Газоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м (по вертикали)		Тип коллектора	Содержание в % по объему			Относительная плотность газа по воздуху	Коэффициент отклонения газа в пластовых условиях	Свободный дебит.тыс м ³ /сут	Параметры конденсата	
	от (верх)	до (низ)		H ₂ S	He	CO ₂				в пластовых условиях г/см ³	на устье скважины кг/м ³
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Примечание: вскрытие газовых залежей не ожидается.

Таблица 4.7 – Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Химический состав воды, мг/экв						Степень минерализации, мг-экв/л	Тип воды по Сулину СФН-сульфатно-натриевый; ХК-хлоркальциевый; ХМ-хлормагниевый	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да или нет)						
						анионы			катионы											
	от (верх)	до (низ)				Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Na ⁺ +K ⁺	Mg ²⁺	Ca ²⁺									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15						
K1al+K2cm	50	660	Поровый	1,10	0,36-180	144-4960	310-970	150-259	Н.д	Н.д	Н.д	1,18-5,2	ХК, ХМ	Нет						

Примечание: * Указанные интервалы водоносности могут корректироваться по результатам полученных геолого-геофизических данных.

Таблица 4.8 -Давление и температура по разрезу скважины (в графах 6, 9, 12, 15, 17 приводятся условные обозначения источника получения градиентов; ПСР – прогноз по сейсморазведочным данным; ПФГ – прогноз по геофизическим исследованиям; РФЗ – расчет по фактическим замерам в скважинах)

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Градиент давления										Температура в конце интервала			
	от (верх)	до (низ)	Пластового				Порового			Гидроразрыва пород			Горного			
			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		
			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
N+Q+K ₂	50	450	0	0,103	ППГ	0	0,103	ППГ	0,135	0,142	ППГ	0	0,143	ППГ	15-30	РФЗ
K ₂	450	800	0,103	0,103	ППГ	0,103	0,103	ППГ	0,142	0,145	ППГ	0,143	0,146	ППГ	30-40	РФЗ

4.3. Возможные осложнения по разрезу скважин

Таблица 4.9 - Поглощение бурового раствора

Стратиграфические подразделения	Интервалы, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /час	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	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
Не ожидается								

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)	типа раствора	плотность, г/см ³	дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород					
	1	2			условная вязкость, сек	водоотдача, см ³ /30м				
1	2	3	4	5	6	7	8	9		
K ₂ + K ₁	50	800	KCL Полимерный	1,10	40	B<5	В процессе бурения	Обработка раствора, проработка с промывкой.		

Примечание: в процессе бурения допустимо изменение рецептуры обработки и плотности бурового раствора для поддержания стабильности стенок, для сохранения устойчивости ствола и предотвращения загрязнения призабойной зоны скважин с использованием различных методов обработки буровых растворов.

Таблица 4.11 – Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, г/см ³	Условия и характер проявлений		Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т.п.)
	от (верх)	до (низ)			трубное	затрубное	
1	2	3	4	5	6	7	8
Данные приведены в разделе 4.2							

Таблица 4.12 - Прихватоопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки (да, нет)	Вид прихвата (от перепада давления, заклиники, сальникообразования и т.д.)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)	тип	плотность, г/см ³	водоотдача, см ³ /30 мин и вязкость (УВ), с	смазывающие добавки (название)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
K ₂	50	800	KCL Полимерный	1,08-1,18	B<6	LUBE -167	да	Сальникообразования, осыпание	Превышение фильтрации, недостаточная гидромониторная очистка забоя

Примечание: При неукоснительном соблюдении технологических требований к качеству и рецептуре промывочных жидкостей осложнения исключаются

Таблица 4.13 - Текущие породы

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал залегания текущих 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
Текущие породы не ожидаются					

Таблица 4.14 - Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид (название) осложнения желобообразование, перегиб ствола, искривление, грифенообразование	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
Прочие возможные осложнения не ожидаются				

Примечание: В процессе бурения прочие возможные осложнения не ожидаются – при условии соответствия фактических параметров техническому проекту.

4.4. Исследовательские работы

Таблица 4.15 - Отбор керна, шлама и грунтов

Наименование стратиграфического подразделения	Условия отбора керна					Условия отбора шлама					Условия отбора грунтов				
	Интервал, м		Максимальная проходка за рейс, м	Минимальный диаметр, мм	Метраж отбора керна, м	Наименование стратиграфического подразделения	Интервал, м		Частота отбора шлама через, м	Наименование стратиграфического подразделения	Глубина отбора грунта, м	Тип бокового грунтонаса	Количество образцов пород, шт.		
	от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (вниз)							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14		
K ₁ d ₂	760	770	9		250*	Отбор шлама не предусматривается					Не предусматривается				

Примечание: * в проектируемой каждой скважине предусматривается отбор керна по 10 м. Интервалы отбора керна корректируются геологической службой ЗАКАЗЧИКА по фактически вскрываемому разрезу.

Таблица 4.16 - Геофизические исследования

Наименование исследований	Масштаб вывода диаграмм)	Замеры производятся в интервале, м		Примечание
		от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5
Общие исследования: ПС, КС, БК, МБК, ГК, ННК, АК, ГГК-П, КВ (профилеметрия), инклинометрия, термометрия, резистивиметрия	1:500	50	450	ГИС под тех. колонну и промежуточные каротажные работы с целью контроля за стволом скважины
		450	800	
Детальные исследования: ПС, многозондовый индукционный, БК, МБК, МКЗ, КВ (профилеметрия), СГК, ННК, АК, ГГК-П, инклинометрия, фотоэлектрический фактор, термометрия, резистивиметрия	1:200	450	800	Детальные ГИС всей продуктивной толщи
ГТИ, Газовый каротаж.	1:200	50	800	
Акустическая цементометрия (АКЦ), СГДТ, ЭМДС-Т, ЛМ	1:500	50	450	После спуска колонн
		450	800	
ГК, ЛМ (для привязки), термометрия, манометрия (МН), влагометрия (ВЛГ), резистивиметрия (Рез), термоиндикатор притока (СТИ), механическая расходометрия (Рас). каротаж (ГГК-П, ПЛ).	1:200	450	800	В интервале продуктивного горизонта

Примечание:

- Забой скважины, объёмы и интервалы вышеперечисленных геолого-геофизических исследований могут корректироваться геологической службой заказчика в процессе строительства скважин с учётом фактического разреза скважин и только с разрешения Заказчика.

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

Индекс стратиграфического подразделения	Испытание (опробование) пластиоиспытателем на трубах				Опробование пластиоиспытателем на кабеле			
	интервал, м		количество циклов промывки после проработки	интервал, м	количество проб, шт.			
	от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7		
Не предусматривается								

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

Таблица 4.18 - Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины) в эксплуатационной колонне

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта(снизу вверх)	Интервал залегания объекта, м		Интервал установки цементного гоно-ста, м		Тип конструкции продуктивного горизонта: открытый забой, фильтр, зацементированная колонна	Тип установки для испытания (освоения): передвижная, стационарная	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 и (КОМПРЕССОР)		Опорожнение экс.колонны при освоение
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)						Максимальное снижение уровня, м	Плотность жидкости, г/см ³	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
K ₁ d ₂	II	760	770	740	775	зацементированная колонна	передвижная	да	4	3-9	Смена раствора на тех.воду с последующим снижением уровня путем свабирования/компрессирования	700	1,01
	I	780	790	775	810								

Примечание: Интервалы, максимальное снижение уровня и плотность жидкости будут уточняться Заказчиком по результатам ГИС;
Количество режимов испытания и диаметры штуцеров будут уточняться по результатам фактического вторичного вскрытия;

Таблица 4.19 - Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (освоение)

Номер объекта	Перфорационная среда		Мощность перфорации, мм	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Количество отверстий на 1 м.шт.	Количество одновременно спускаемых зарядов, шт.	Количество спусков перфоратора раз	Спуск перфоратора на НКТ
	вид	плотность, г/см ³							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I, II	Тех.вода, Рапа	1,01 – 1,05	1000-1500	Кумулятивная	Импортный	16	320 (20*16 отв)	4	да

Примечание: 1. Тип и параметры перфоратора могут быть изменены по решению Заказчика;
2. Количество отверстий на 1 п.м. уточняются после проведения окончательного ГИС;
3. Плотность жидкости при перфорации будет уточнена по фактическим данным бурения и ГИС;
4. В графе 8 - указано из расчета спуска перфоратора длиной по 3 м за 1 спуск;
5. Возможно проведение перфорации на НКТ.

Таблица 4.20 - Интенсификация притока пластового флюида

Номер	Название процесса:	Количество	Плотность	Давление	Температура	Глубина	Мощность	Типоразмер	Количество
-------	--------------------	------------	-----------	----------	-------------	---------	----------	------------	------------

объекта	солянокислотная обработка керосино-кислотной эмульсией, установка кислотной ванны, добавочная кумулятивная перфорация, обработка ПАВ, метод переменных давлений (МПД), закачка изотопов и другие операции, выполняемые по местным нормам	операций, установок, импульсов, спусков перфоратора	жидкости в колонне, г/см ³	на устье, МПа	закачиваемой жидкости, °С	установки пакера, м*	перфорации, мм	перфоратора	отверстий на 1 м, шт.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Не предусматривается							Таблица 4.19		

Примечание:

Таблица 4.21 - Дополнительные работы при испытании (освоении)

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

Таблица 4.22 - Данные по эксплуатационным объектам

Номер объекта	Плотность жидкости в колонне, г/см ³		Пластовое давление на период поздней эксплуатации, кгс/ см ²	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

Таблица 4.23 - Дополнительные данные для определения продолжительности испытания (освоения) скважины

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

Примечание: Решения по проведению работ будут приниматься по результатам вторичного вскрытия и интенсификации притока пластового флюида.

Таблица 4.24 - Данные по нагнетательной скважине

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

Примечания: в данном техническом проекте нагнетательные скважины не проектируются.

Таблица 4.25 - Сведения об осложнениях по пробуренным скважинам-аналогам

Номер скважины	Площадь	Интервал осложнения		Индекс стратиграфического подразделения	Вид осложнения	Условия возникновения (тип, параметры бурового инструмента, глубина спуска предыдущей колонны, диаметр ствола и т.д.)
		от	до			
1	2	3	4	5	6	7

Примечания: сведения об осложнениях по пробуренным скважинам - аналогам приведены в таблицах осложнений: №№4.9-4.14

5. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИН

С целью охраны недр, подземных вод и предотвращения возможных осложнений при строительстве скважин, предусматривается два варианта конструкции скважин:

Направление $\varnothing 323,9\text{мм} \times 50\text{м}$ – цементируется до устья, устанавливается с целью закрепления приустьевой части скважин от размыва буровым раствором и обрушения, а также для возврата восходящего потока бурового раствора из скважин в циркуляционную систему. Устье скважин после спуска направления оборудуется противовыбросовым оборудованием (ПУГ).

Кондуктор $\varnothing 244,5\text{мм} \times 450\text{м}$ – цементируется до устья. Кондуктор спускается с целью перекрытия зоны возможного поглощения бурового раствора и/или водопроявления в водоносных горизонтах, осыпей и обвалов верхних неустойчивых пород. Устье скважин после спуска кондуктора оборудуется противовыбросовым оборудованием.

Эксплуатационная колонна $\varnothing 168,3\text{мм}$ или $\varnothing 177,8\text{мм} \times 800 (\pm 250)\text{м}$ – цементируется до устья, спускается с целью разобщения продуктивных и водоносных горизонтов, а также опробования перспективных горизонтов.

Конструкция скважин выбрана согласно геологическим данным в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».

Количество, глубины спуска и типоразмеры обсадных колонн определены исходя из совместимости условий бурения и безопасности работ при ликвидации возможных нефтегазоводопроявлений и испытания скважин на продуктивность.

Совмещенный график давлений приведен на рис. 5.1.

Обоснование необходимости спуска обсадных колонн и принятая конструкция скважины приведены в таблице 5.2, общая характеристика обсадных колонн – в таблице 5.3, в таблице 5.4 приведены технико-технологические мероприятия, которые обусловлены горно-геологическими условиями строительства скважин. В таблице 5.5 – максимально допустимые гидродинамические давления в открытом стволе при выполнении технологических операции в процессе бурения скважин.

Таблица 5.1 - Характеристика и устройство шахтного направления

Характеристика трубы						Подготовка шахты или ствола, спуск и крепление направления
Наружный диаметр, мм	Длина, м	Марка (группа прочности) материала	Толщина стенки, мм	Масса, т	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т.д. на изготовление	
1	2	3	4	5	6	7
Предусматривается шахта размером 2x2x2м						1. Шахта должна обеспечить свободный доступ к устью скважины, возможность производства сварочных работ, обслуживание противовыбросового оборудования и всех других работ на устье скважин. 2. Стенки и дно шахты должны быть укреплены армированным бетоном с толщиной не менее 20см.

Примечание: Конструкция шахты может меняться по согласованию Заказчика

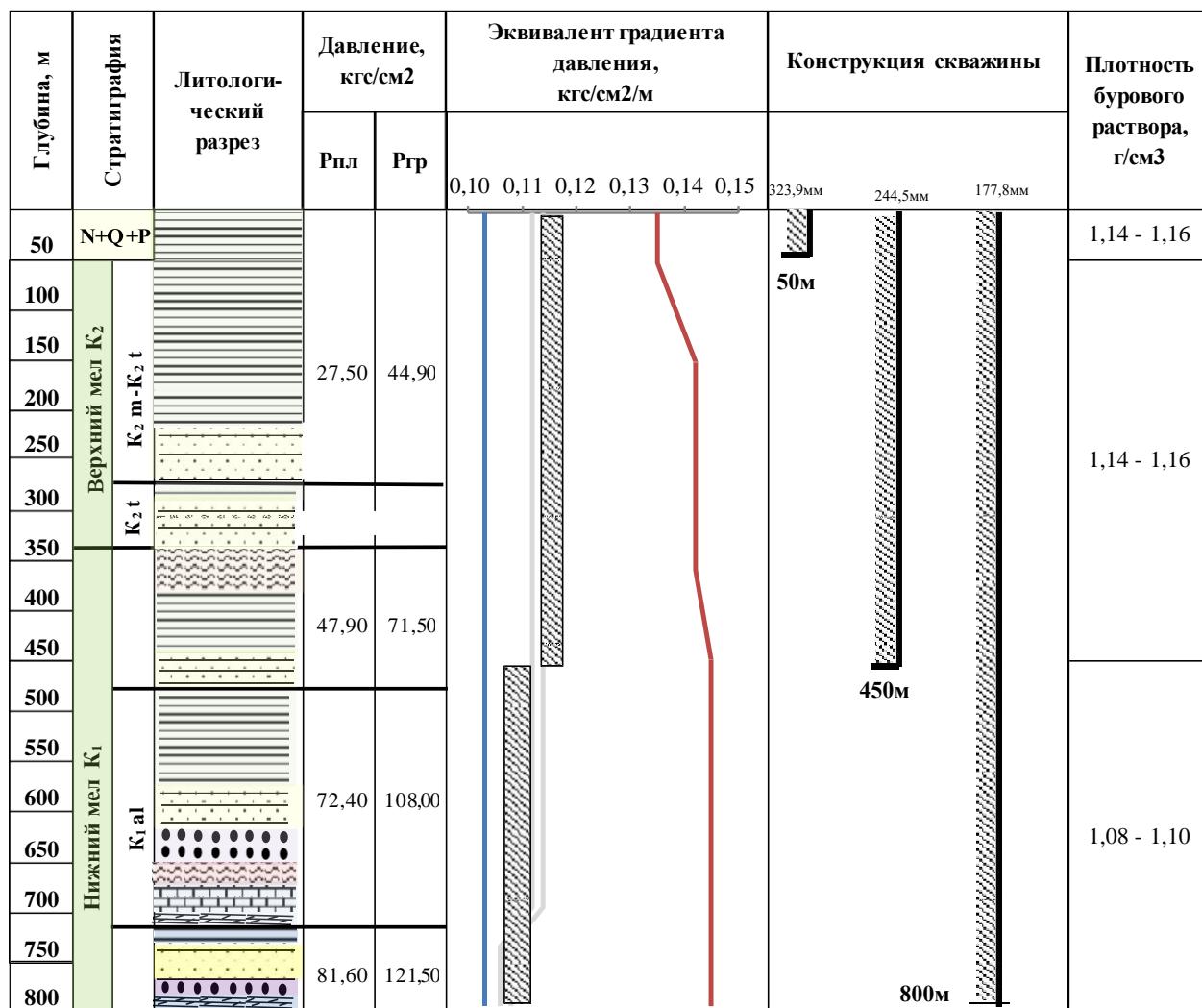


Рис.5.1 – Совмещенный график давлений

Таблица 5.2 - Глубина спуска и характеристика обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Наименование колонны (направление, кондуктор, эксплуатационная колонна)	Интервал по стволу скважины (установка колонны или открытый ствол), м		Номинальный диаметр ствола скважины (долота) в интервале, мм	Расстояние от устья скважины до уровня подъема цементного раствора за колонной (от стола ротора), м	Количество раздельно спускаемых частей колонны, шт.	Номер раздельно спускаемой части в порядке спуска	Интервал установки раздельно спускаемой части, м		Необходимость (причина) спуска колонны (в том числе в один прием или секциями), установки, надбавки смены или поворота секции
		от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление $\varnothing 323,9$	0	50	393,7	0	1	1	0	50	Цементируется до устья. С целью предохранения устья скважины от размыва и осипей, обвалов неустойчивых пород, обеспечения замкнутой системы циркуляции бурового раствора в скважине через желобную циркуляционную систему БУ. Устье скважины после спуска направление оборудуется противовыбросовым оборудованием.
2	Кондуктор $\varnothing 244,5$ мм	0	450	295,3	0	1	1	0	450	Цементируется до устья. Кондуктор спускается с целью перекрытия зоны возможного поглощения бурового раствора или водопроявлений водоносных горизонтах, осипей и обвалов верхних неустойчивых пород. Устье скважин после спуска кондуктора оборудуется противовыбросовым оборудованием.
3	Эксплуатационная колонна $\varnothing 168,3 / 177,8$ мм	0	800	215,9	0	1	1	0	800	Цементируется до устья, спускается с целью перекрытие газового пласта, разобщения продуктивных и водоносных горизонтов, а также опробования перспективных горизонтов. Устье скважин после спуска экс. колонны оборудуется противовыбросовым оборудованием.

Примечание: *Глубина установки башмака эксплуатационной колонны и хвостовика будет уточняться геологической службой Заказчика по результатам ГИС.

Таблица 5.3 - Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска (табл. 5.2.гр. 1)	номер в порядке спуска (табл. 5.2.гр.8)	Раздельно спускаемые части													
		Количество диаметров, шт.	Номер одно размерной части в порядке спуска	Наружный диаметр,мм	интервал установки одноразмерной части (от стола ротора), м		толщина стенки, мм	Соединения обсадных труб в каждой одноразмерной части							
					от (верх)	до (низ)		количество типов соединений, шт.	номер в порядке спуска	условный код типа соединения	максимальный наружный диаметр соединения, мм	интервал установки труб с заданным типов соединения, м			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14		
1	1	1	1	323,9	0	50	9,5	1	1	ОТТМА	351	0	50		
2	1	1	1	244,5	0	450	8,9	1	1	ОТТМА	270	0	450		
3	1	1	1	168,3 или 177,8	0	800	8,9 или 8,1	1	1	ОТТМА или Баттress	187,7 или 194,5	0	800		

Примечание: Возможно замена обсадных труб всех размеров и типов резьбы на более высокопрочные по усмотрению «Заказчика». Можно заменить тип резьбы на аналоговые с обязательным согласованием с Заказчиком.

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	До начала бурения скважин производить дополнительное обучение буровой бригады по методам раннего обнаружения и ликвидации НГП и проверку их знаний. Проведение учебных тревог «Выброс», периодичность – 4 раза в месяц и перед вскрытием продуктивного пласта.	Нефтегазводоопроявления
2	Организационно-технологические мероприятия при вскрытии продуктивной толщи.	Вскрытие высоконапорных пластов
3	<p>Проведение мероприятий по предупреждению гидроразрыва пластов при выполнении технологических операций в скважине:</p> <ul style="list-style-type: none"> - запрещается продолжение углубления скважины при появлении или поглощении бурового раствора без выхода циркуляции; - не допускать превышения скорости спуска бурильных (обсадных) труб более установленных значений (см. табл. 9.7); - строго следить за правильным восстановлением циркуляции раствора после спуска инструмента при соблюдении параметров бурового раствора; - с целью предупреждения заклинивания и прихвата инструмента в случае сужения ствола скважины из-за потери диаметра необходимо проработать интервал предыдущего долбления. В интервалах возможных поглощений бурового раствора необходимо предусмотреть ограничение скорости спуска бурильного инструмента, поддержание свойств бурового раствора в заданных пределах: <p>На глубине кровли продуктивного пласта произвести промежуточную промывку скважины не менее 2 циклов и выравнивание параметров бурового раствора (для уменьшения гидравлических сопротивлений на пласт).</p> <p>В интервалах возможных проявлений после окончания долбления, перед подъемом бурильных труб для смены долота, необходимо предусмотреть промывку скважины в течение цикла.</p> <p>В интервалах возможных осыпей и обвалов необходимо поддержание ингибирующих свойств бурового раствора в заданных пределах.</p>	Предупреждение аварийных ситуаций и осложнений
4	<p>При выполнении буровых работ особое внимание обратить на следующие мероприятия:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Обеспечение систематического контроля показателей свойств бурового раствора и поддержание их согласно требованиям ГТН. - Обеспечение буровой (до начала бурения) следующим минимумом ловильного инструмента, соответствующего размерам скважины и применяемым бурильным трубам и УБТ: колокола с воронкой, метчики, магнитные торцовые фрезы, печати, труболовки, овершот, ШМУ и т.д. Ловильный инструмент должен быть исправным, смазан и иметь соответствующие переводники под бурильные трубы. На каждый тип ловильного инструмента необходимо иметь эскизы с указанием размеров. - Перед спуском долот в скважину бурильщик обязан проверить диаметр долота, состояние присоединительной резьбы, сварных швов, люфт шарошек. 	Предупреждение аварийных ситуаций и осложнений

Продолжение табл. 5.4

1	2	3
	<ul style="list-style-type: none"> - Перед началом бурения бурильщик обязан ознакомиться с характером сработки предыдущего долота и режимом его работы для установления правильного режима работы новым долотом. - Немедленно начать подъем инструмента при резком падении механической скорости в 2,5–3 раза за последние 15–20 минут бурения. - Запрещается крепление долот ротором. - В случае возникновения затяжек инструмента в момент подъема необходимо приостановить подъем, навернуть ведущую трубу (квадрат), дать промывку и путем расхаживания и проворота ротором при промывке сбить сальник с долота. - Не оставлять инструмент в открытом стволе скважины без движения более 5-10 мин (уточняется технологической службой подрядчика). - Поддерживать в буровом растворе смазочные добавки в требуемых пределах с разрешение Заказчика. - Постоянно контролировать и регистрировать величину врачающего момента бурильной колонны, не допуская превышения установленной величины с помощью моментометра. - В случае интенсивного обвалообразования бурение прекратить, инструмент без движения не оставлять, производить промывку скважины с целью очистки ствола от обвалившейся породы. - При спуске бурильного инструмента в скважину производить промежуточные промывки, при возникновении посадок обязательно. - В местах постоянных сужений ствола скважины производить спуск бурильного инструмента с проработкой, а подъем при наличии затяжек (для БР) осуществлять с промывкой. - При изменении компоновки низа бурильной колонны или типа долота спуск инструмента в открытой части ствола скважины производить замедленно, а в местах посадок и интервалах постоянных сужений производить проработку. - Все резьбовые соединения УБТ при каждом спуске в скважину докреплять машинными ключами. - Смену положения рабочих соединений УБТ производить через 100 ч механического бурения при бурении до глубины 3000 м и через 50 ч при бурении выше 3000 м. - Смену положения рабочих соединений бурильных труб производить через 10–15 долблений. При бурении в осложненных условиях и проведении аварийных работ частоту смены рабочих соединений увеличить до практически необходимой. - Если в процессе бурения возникли признаки слома бурильной колонны, ее негерметичности или разрушения долота, колонна бурильных труб должна быть поднята. - В процессе бурения все бурильные трубы и замки к ним, ведущие и утяжеленные трубы, центраторы, переводники и другие элементы бурильной колонны должны проверяться визуально (износ наружной поверхности, состояние резьбовых соединений) и, кроме того, методом опрессовки и дефектоскопии. Проверка производится в соответствующие сроки. <p>Для предупреждения искривления скважины в проекте предусмотрено:</p>	

Продолжение табл. 5.4

1	2	3
	<ul style="list-style-type: none"> - Применение специальной КНБК, обеспечивающей необходимую жесткость низа бурильной колонны, нормальную проходимость по стволу, предотвращение заклинивания инструмента при СПО; - Контроль параметров кривизны и азимута с помощью инклинометра через 150–250 м проходки скважины. 	
5	При бурении в продуктивном газовом пласте механическая скорость проходки должна ограничиваться до значений, при которых обеспечивается дегазация бурового раствора.	Предупреждение НГП
6	Проверять работоспособность ПВО перед вскрытием продуктивных горизонтов и после вскрытия каждую неделю.	Предупреждение и борьба с НГВП.
7	Организационные мероприятия по исследованию скважин на продуктивность.	Испытание скважины на продуктивность.
8	Установки станции ГТИ (ГТК).	Оперативный контроль скважины газосодержания, расхода промывочной жидкости при циркуляции, раннее обнаружение проявления и поглощения бурового раствора.
9	Монтаж средств контроля и сигнализации за уровнями бурового раствора в приемной и доливной емкостях.	Раннее обнаружение НГП.
10	Ограничение притока пластового флюида в соответствии с РД 39-2-803-82. Допустимый объем притока при этом составит: <ul style="list-style-type: none"> - в процессе бурения 1,5м³, - при СПО – 1,0м³. 	Раннее обнаружение НГП.
11	Долив скважины при подъеме бурильной колонны производить: <ul style="list-style-type: none"> - бурильные трубы – через 5 свечей, - УБТ – через каждую свечу. В процессе СПО производить постоянный контроль долива раствора при подъеме бурильной колонны и объема вытесняемого раствора при ее спуске.	Предупреждение, раннее обнаружение НГП.
12	Режим долива скважины при СПО должен быть непрерывным с поддержанием уровня на устье скважины. Блок долива (мерная емкость) устанавливать и обязывать с устьем скважины с таким расчётом, чтобы обеспечивался контролируемая долив скважины. Производить суммарный учет долива на весь объем металла поднятых труб.	Предупреждение НГП
13	Периодические функциональные проверки ПВО во время бурения – 2 раза в месяц и перед вскрытием продуктивного пласта.	Проверка работоспособности ПВО

Таблица 5.5 - Максимально-допустимые гидродинамические давления в открытом стволоскважины при выполнении технологических операций

Интервал, м		Допустимая гидродинамическая составляющая депрессии 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
50	450	1,6	12,5	Депрессия в процессе бурения не предусматривается	
450	800	12,5	10,2		

Примечания: В остальных интервалах допустимые гидродинамические давления по условию предупреждения поглощений ограничивается давлением гидроразрыва пород.

6. ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Таблица 6.1 - Входные данные по профилю наклонно-направленной скважины

Интервал установки погружных насосов по вертикали, м		Максимальнодопустимые параметры профиля в интервале установки погружных насосов		Зенитный угол, град		
от (верх)	до (низ)	зенитный угол, град	интенсивность изменения зенитного угла, град/100 м	максимальнодопустимый интенсивность искривления на 30 м	при входе в продуктивный пласт	
					минимально допустимый	максимально допустимый
Скважина вертикальная не более 1 град.						

Примечание: Профиль ствола скважин – вертикальный.

Таблица 6.2 - Профиль ствола скважины

Интервал по вертикали, м		Длина интервала по вертикали, м	Зенитный угол, град		Азимут по замеру, град.	Горизонтальное отклонение, м		Длина по стволу, м	
от (верх)	до (низ)		в начале интервала	в конце интервала		за интервал	общее	интервала	общее
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Скважина вертикальная									

Примечание: Профиль ствола скважин – вертикальный.

7. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

Программа по буровым растворам разработана с учетом всех осложнений, которые могут возникнуть при бурении скважин. Основными проблемами при бурении скважин могут быть:

- поглощение (полное или частичное) бурового раствора в процессе бурения;
- осыпи и обвалы, кавернообразования;
- прихватоопасность;
- нефтепроявления.

Решения:

- 1) для недопущения поглощений бурового раствора, которые могут быть при бурении продуктивных отложений, необходимо вести строгий контроль за его плотностью, реологическими показателями и уровнем раствора в рабочих емкостях;
- 2) в случае возникновения поглощений, необходимо в раствор вводить комбинированные кислотно-растворимые наполнители;
- 3) для недопущения нефтегазопроявлений требуется точное и непрерывное слежение за технологическими показателями бурового раствора и уровнем раствора в рабочих емкостях;
- 4) с целью предупреждения осыпей стенок скважины, кавернообразования и прихватов бурильной колонны, необходимо использовать ингибиционные системы буровых растворов.

Примечание:

- 1) возможно использование других реагентов идентичных по своему назначению, производимые другими фирмами;
- 2) в случае необходимости, рецептуру обработки бурового раствора можно скорректировать.

Контроль качества и подготовка бурового раствора.

Учитывая возможные проблемы в процессе бурения скважин и методы их устранения, необходимо обеспечить жесткий контроль за химическими и реологическими свойствами бурового раствора. Для этого все основные параметры (таблица 7.1) должны измеряться 5-6 раза в сутки, кроме плотности, замеряемой через 10-15 минут (при нефтегазопроявлениях через 5 минут) и условной вязкости (по СПВ-5, стандарт РК или по воронке Марша, стандарт АНИ), через 10-15 минут. Особые требования предъявляются к системе контроля за содержанием твердой фазы в буровом растворе и ее регулированию, для чего циркуляционная система буровой установки должна быть оснащена самым

современным оборудованием: вибросито, илоотделитель, пескоотделитель и среднескоростной гидравлической центрофугой для очистки его в нем твердой фазы. При использовании ингибионных систем бурового раствора вибросита должны быть оснащены сетками соответствующими вскрытым разрезу. Правильное использование системы очистки бурового раствора от выбуренной породы позволит обеспечить поддержание запроектированных параметров и позволит сократить затраты на его обработку (минимальное разбавление).

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, мгс/см ² через, мин		корка, мм	Содержание твердой фазы, %			рН	Минерализация, % (KCl)	Пластическая вязкость, сП	Динамическое напряжение сдвига, мгс/см ²	Плотность до утяжеления, г/см ³
						1	10		коллоидной, (активной) части	песка	всего					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Бентонитовый	0	50	1,14÷1,16	<60	<9	8÷10	12÷15	Как можно ниже	Дисперсная глинистая фаза	<5	<5	9,5÷10	-	Как можно ниже	<20	1,01
KCl Полимерный раствор	50	450	1,14÷1,16	45÷50	<6-7	8÷10	12÷15	Как можно ниже	Полимерные недиспергирующие	<2	<2	9÷9,5	7-8	Как можно ниже	15÷25	1,01
KCl Полимерный раствор	450	800	1,08÷1,10	35÷45	<5	8÷10	12÷20	0,5	Полимерные недиспергирующие	<2	<2	9÷9,5	6-7	Как можно ниже	10÷16	1,01

Примечание: Плотность бурового раствора будет зависеть от фактических условий бурения при проведке скважин.

Таблица 7.2 - Компонентный состав бурового раствора и характеристики 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	Сорт	Содержание компонента в буровом растворе, кг/м ³		
	от (верх)	до (низ)								1	2
										3	4
										5	6
										7	8
										9	10
1	0	50	Глинистый раствор	1,14÷1,16	нет	Бентонит NaOH Na ₂ CO ₃ Вода техническая	2,60 2,13 2,53 1,01	в/с в/с в/с -	52 2 2 0,84	5	
2	50	450	KCl Полимерный раствор	1,14÷1,16	да	PAC-RL PAC-LV XY-27 NaOH Na ₂ CO ₃ Lube 167 Дуовис KCL Вода техническая	1,12 1,12 1,15 2,13 2,53 0,89 1,40 1,98 1,01	в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с	2 3 7 2 2 5 3 70 0,86	2 3 7 2 2 5 3 70 0,86	
3	450	800	KCl Полимерный раствор	1,08÷1,10	нет	PAC-RL PAC-LV XY-27 NaOH Na ₂ CO ₃ Lube 167 Дуовис KCL Вода техническая	1,12 1,12 1,15 2,13 2,53 0,89 1,40 1,98 1,01	в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с -	2 3 7 2 2 5 3 70 0,94	2 3 7 2 2 5 3 70 0,94	

Примечание:

1. Типы и компонентный состав буровых растворов могут быть изменены по усмотрению «Заказчика» на раствор улучшающий качество проводки скважин;
2. Могут применяться аналоги хим. реагентов, не уступающие по качеству проектным;
3. Запрещается использовать химий на основе нефти, битума, асфальтена и т.д., который дает свечение.

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

Интервал, м		Коэф-т запаса бурового раствора на поверхности	Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Нормы расхода бурового раствора (м ³ /м) и его компонентов (кг/м ³) на интервале			Потребность в буровом растворе (м ³) и его компонентах (кг)			
от (верх)	до (низ)			Величина	Источник	Поправочный коэф-т	Запас на поверхности	На исходный объем	На бурение интервала	Суммарная на интервале
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	50	1,0	Бентонитовый раствор, м ³	1,63	Расчет	-	-	40	81,50	121,50
			Бентонит	52	- // -	1,0	-	2080,00	4238,00	6318,00
			NaOH	2	- // -	1,0	-	80,00	163,00	243,00
			Na ₂ CO ₃	2	- // -	1,0	-	80,00	163,00	243,00
			Вода техническая	0,84			-	33,60	68,46	102,06
50	450	1,0	KCl Полимерный раствор, м ³	0,92	Расчет		20,54	-	276,00	296,54
			PAC-RL	2	- // -	1,0	41,07	-	552,00	593,07
			PAC-LV	3	- // -	1,0	61,61	-	828,00	889,61
			XY-27	7	- // -	1,0	143,75	-	1932,00	2075,75
			NaOH	2	- //	1,0	41,07	-	552,00	593,07
			Na ₂ CO ₃	2	- // -	1,0	41,07	-	552,00	593,07
			Lube 167	5	- // -	1,0	102,68	-	1380,00	1482,68
			Дуовис	3	- // -	1,0	61,61	-	828,00	889,61
			KCL	70	- // -	1,0	1 437,53	-	19320,00	20757,53
			Вода техническая	0,86			17,66	-	237,36	255,02
450	800	1,5	KCl Полимерный раствор, м ³	0,48	Расчет		30,40	-	240,00	270,40
			PAC-RL	2	- // -	1,0	60,80	-	480,00	540,80
			PAC-LV	3	- // -	1,0	91,20	-	720,00	811,20
			XY-27	7	- // -	1,0	212,79	-	1680,00	1892,79
			NaOH	2	- //	1,0	60,80	-	480,00	540,80
			Na ₂ CO ₃	2	- // -	1,0	60,80	-	480,00	540,80
			Lube 167	5	- // -	1,0	151,99	-	1200,00	1351,99
			Дуовис	3	- // -	1,0	91,20	-	720,00	811,20
			KCL	70	- // -	1,0	2127,90	-	16800,00	18927,90
			Вода техническая	0,94			28,57	-	225,60	254,17

Примечание:

1. В зависимости от фактических условий проводки скважин, потребное количество компонентов может изменяться.
2. Количество рабочего раствора в циркуляционной системе взято согласно «Правилам промышленной безопасности...».
3. В случае поглощений бурового раствора использовать наполнители. На буровой площадке всегда иметь запас наполнителей. Все наполнители должны быть кислотнорастворимым.
4. После спуска 244,5 мм обсадной колонны буровая должна быть обеспечена рабочим раствором в циркуляционной системе в количестве 1,5 кратного объема скважины и запасным раствором в количестве одного объема скважины, а также неприкосновенным запасом химических реагентов и материалов, обеспечивающих возможность приготовления бурового раствора в количестве еще одного объема.

5. Для утяжеление бурового раствора иметь в наличии не менее 50 тонн аварийного запаса CaCO₃.
6. Для утяжеление бурового раствора иметь в наличии не менее 50 тонн аварийного запаса Барита, применяется по разрешению Заказчика.

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

Номер колонны в порядке спуска	Название колонн	Номер раздельно спускаемой части	Номер ступени цементирования	Название компонентов для обработки раствора	Характеристика химреагента				Норма расхода на обработку 1 м ³ раствора, кг/м ³	Количество, кг
					плотность, г/см ³	влажность, %	содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	сорт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление Ø323,9 мм	1	1	Кальцинированная сода	2,5		91	1	2	100,00
2	Кондуктор Ø 244,5 мм	1	1	Кальцинированная сода	2,5		91	1	2	100,00

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 м ³ раствора, кг/м ³	Количество, кг
			плотность, г/см ³	влажность, %	содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	сорт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Примечание: Дополнительная обработка раствора перед спуском обсадных колонн, не требуется. Применение реагентов Lube -167 обеспечивает высокую смазывающую способность раствора и снимает необходимость ввода смазывающих добавок перед спуском колонн.

Таблица 7.6 - Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину

Название компонентов бурового раствора	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.д. на изготовление	Потребность компонентов бурового раствора, тн				суммарная на скважину	
		номера колонн					
		I 0-50	II 50-450	III 450-800(±250)	IV		
1	2	3	4	5	6	7	
Буровой раствор, м ³		121,50	444,80	198,96	-	765,27	
Бентонит- структурообразователь	Импортное	6,32	-	-	-	6,32	
PAC-RL - понизитель фильтрации	Импортное	-	0,89	0,40	-	1,29	
PAC-LV - регулятор фильтрации	Импортное	-	1,33	0,60	-	1,93	
XY-27 - понизитель вязкости	Импортное	-	3,11	1,39	-	4,51	
NaOH- регулятор щелочности	Импортное	0,24	0,89	0,40	-	1,53	
Na ₂ CO ₃ - для снижения жесткости	Импортное	0,24	0,89	0,40	-	1,53	
Lube 167 - смазочная добавка	Импортное	-	2,22	0,99	-	3,22	
Дуовис - регулирование фильтрации	Импортное	-	1,33	0,60	-	1,93	
KCL- ингибитирующие добавки	Импортное	-	31,14	13,93	-	45,06	
Вода техническая, м ³	Импортное	102,06	382,53	187,02	-	671,62	

Таблица 7.7 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов буровой установки ZJ-30

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 по стволу, м	
					от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7
Вибросито	MI-Swaco	2	Ст. АНИ	1 - вибросито	0	800 (±250)
Пескоотделитель	ZQJ-25X2, Китай	1	Ст. АНИ	2 - 1 + Пескоотделитель		
Илоотделитель	ZQJ-25X2, Китай	1	Ст. АНИ	3 - 2 + Илоотделитель		
Центрифуга	LWFD450-842 N, Китай	1	Ст. АНИ	-		
Дегазатор	ITF-600, Китай	1	Ст. АНИ			
Емкости для раствора		5	Ст. АНИ			

Примечание:

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

8. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

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

Интервал, м		Вид технологической операции	Способ бурения	Условный номер КНБК (см. табл. 8.2)	Режим бурения			Скорость выполнения технологической операции м/час (местные нормы)
от (низ)	до (верх)				осевая нагрузка, т.с.	скорость вращения, тип забойного двигателя	расход бурового раствора л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	50	Бурение	ВП, роторный	1	с навеса ±3	60÷80	35÷45	10,0 ÷ 12,0
0	50	Проработка	ВП, роторный	1	до 4	60÷80	30÷40	18,0÷ 20,0
40	50	Разбурирование ЦКОДа и башмака	ВП, роторный	2	<4	50 ÷ 80	25÷30	5,0
50	450	Бурение	ВП, роторный	2	2 ÷ 10	70 ÷ 130	25 ÷ 35	8,0 ÷ 12,0
			ВЗД	2	2 ÷ 8	180 ÷ 250	30 ÷ 35	12,0 ÷ 14,0
50	450	Проработка	ВП, роторный	2	<4	70 ÷ 130	25 ÷ 35	18,0 ÷ 20,0
440	450	Разбурирование ЦКОДа и башмака	ВП, роторный	3	<4	50 ÷ 80	25 ÷ 30	5,0
450	800 (±250)	Бурение	ВП, роторный	3	1 ÷ 10	60 ÷ 130	20 ÷ 30	4,0 ÷ 6,0
			ВЗД	3	2 ÷ 8	210 ÷ 280	20 ÷ 30	
450	800 (±250)	Проработка	ВП, роторный, ВЗД	3	<4	60 ÷ 130	20 ÷ 30	5,0
450	800 (±250)	Отбор керна	ВП, роторный	4	1 ÷ 6	50 ÷ 60	15 ÷ 20	1,0 ÷ 2,0

Примечание: Режим бурения уточняется в соответствии с программой бурения сервисной компании, согласованной с Заказчиком. При вскрытии продуктивных газовых горизонтов, механическая скорость проходки должна ограничиваться до значений, при которых обеспечивается дегазация раствора согласно п.203 ТПБ НГО.

Таблица 8.2 - Компоновка низа бурильных колонн (КНБК)

Услов- ный 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	приме- чание
1	2	3	4	наружный диаметр, мм	длина, м	масса, кг			
1	2	3	4	5	6	7	9	10	11
Интервал 0 - 50 м (при ВП, роторном способе)									
1	1	Долото Ø 393,7	0	393,7	0,43	167,0	54,43	11,7	
	2	УБТС Ø 203,2	0,43	203,2	45,0	10 044,0			
	3	УБТС Ø 177,8	45,43	177,8	9,0	1 473,3			
Интервал 50 - 450 м (при ВП, роторном способе)									
2	1	Долото Ø 295,3	0	295,3	0,4	75,0	104,7	15,2	
	2	УБТС Ø 203,2	0,4	203,2	9,0	2 008,8			
	3	КЛС Ø 295,3	9,4	295,3	1,4	270,0			
	4	УБТС Ø 203,2	10,8	203,2	9,0	2 008,8			
	5	КЛС Ø 295,3	19,8	295,3	1,4	270,0			
	6	УБТС Ø 203,2	21,2	203,2	18,0	4 017,6			
	7	ЯСС Ø 165,1	39,2	165,1	9,5	1 250,0			
	8	УБТС Ø 165,1	48,7	165,1	18,0	2 437,2			
	9	ТБТ Ø 127,0	66,7	127,0	38,0	2 840,0			
Интервал 50 - 450 м (при ВП, роторном способе)									
3	1	Долото Ø 295,3	0	295,3	0,4	75,0	103,3	14,9	
	2	УБТС Ø 203,2	0,4	203,2	18,0	4 017,6			
	5	КЛС Ø 295,3	18,4	295,3	1,4	270,0			
	6	УБТС Ø 203,2	19,8	203,2	18,0	4 017,6			
	7	ЯСС Ø 165,1	37,8	165,1	9,5	1 250,0			
	8	УБТС Ø 165,1	47,3	165,1	18,0	2 437,2			
	9	ТБТ Ø 127,0	65,3	127,0	38,0	2 840,0			

Продолжение табл. 8.2

1	2	3	4	5	6	7	9	10	11
Интервал 50 - 450 м (при использовании ВЗД)									
4	1	Долото Ø 295,3	0	295,3	0,4	75,0	103,7	13,4	
	2	ВЗД Ø 240	0,4	240,0	9,0	2400,0			
	3	Обратный клапан	9,4	240,0	0,42	85,0			
	4	УБТС Ø 203,2	9,82	203,2	9,0	2 008,8			
	5	КЛС Ø 295,3	18,8	295,3	1,4	270,0			
	6	УБТС Ø 203,2	20,2	203,2	18,0	4 017,6			
	7	ЯСС Ø 165,1	38,2	165,1	9,5	1 250,0			
	8	УБТС Ø 165,1	47,7	165,1	18,0	2 437,2			
	9	ТБТ Ø127,0	65,7	127,0	38,0	2 840,0			
Интервал 450 - 800 м (при ВП, роторном способе)									
5	1	Долото Ø215,9	0	215,9	0,24	45,0	131,7	16,2	
	2	УБТС Ø177,8	0,24	177,8	9,0	1 473,3			
	3	КЛС Ø215,9	9,24	215,9	1,75	130,0			
	4	УБТС Ø177,8	11,0	177,8	9,0	1 473,3			
	5	Рол. расширитель Ø215,9	20,0	215,9	1,24	175,0			
	6	УБТС Ø177,8	21,24	177,8	9,0	1 473,3			
	7	УБТС Ø165,1	30,24	165,1	36,0	4 874,4			
	8	ЯСС Ø 165,1	66,24	165,1	9,5	1 250,0			
	9	УБТС Ø 165,1	75,74	165,1	18,0	2 437,2			
	10	ТБТ Ø127,0	93,74	127,0	38,0	2840,0			
Интервал 450 - 800м (при ВП, роторном способе)									
6	1	Долото Ø215,9	0	215,9	0,24	45,0	130,5	16,0	
	2	УБТС Ø177,8	0,24	177,8	18,0	2 946,6			
	3	КЛС Ø215,9	18,24	215,9	1,75	130,0			
	4	УБТС Ø177,8	20,0	177,8	9,0	1 473,3			
	5	УБТС Ø165,1	29,0	165,1	36,0	4 874,4			
	6	ЯСС Ø 165,1	65,0	165,1	9,5	1 250,0			
	7	УБТС Ø 165,1	74,5	165,1	18,0	2 437,2			
	8	ТБТ Ø127,0	92,5	127,0	38,0	2840,0			

Продолжение табл. 8.2

1	2	3	4	5	6	7	9	10	11
Интервал 450 - 800м (при использовании ВЗД)									
7	1	Долото Ø215,9	0	215,9	0,24	45,0	128,63	15,7	
	2	ВЗД-195 мм	0,24	195,0	6,80	1150,0			
	3	Обратный клапан	7,04	178,0	0,34	45,0			
	4	УБТС Ø177,8	7,38	177,8	9,0	1 473,3			
	5	КЛС Ø215,9	16,38	215,9	1,75	130,0			
	6	УБТС Ø177,8	18,13	177,8	9,0	1 473,3			
	7	УБТС Ø165,1	27,13	165,1	36,0	4 874,4			
	8	ЯСС Ø 165,1	63,13	165,1	9,5	1 250,0			
	9	УБТС Ø 165,1	72,63	165,1	18,0	2 437,2			
	10	ТБТ Ø127,0	90,63	127,0	38,0	2840,0			
Интервал отбора керна									
8	1	Бур головка Ø215,9 мм	0,00	215,9	0,42	50,0	123,12	13,7	
	2	Керноотборочный снаряд 101,6	0,42	171,4	12,2	1035,0			
	3	УБТС Ø165,1	12,62	165,1	45,0	6 093,0			
	4	ЯСС Ø 165,1	57,62	165,1	9,5	1 250,0			
	5	УБТС Ø 165,1	67,12	165,1	18,0	2 437,2			
	6	ТБТ Ø127,0	85,12	127,0	38,0	2840,0			

Примечание:

1. Допускается корректировка КНБК по фактическим горно-геологическим условиям проводки скважин и изменение элементов КНБК по согласованию с Заказчиком.
2. При бурении под направление КЛС включить для проработки ствола скважины.
3. КНБК уточняется в соответствии с программой бурения сервисной компании, согласованной с Заказчиком.
4. Перед отбором керна произвести очистку забоя с использованием ШМУ, включаемого в состав КНБК для бурения последнего интервала перед отбором керна
5. При больших вибрациях предусмотреть применение осевого Амортизатора.
6. Возможно использование ВЗД при проводке скважин.
7. В интервалах, где высокие углы падения пластов снизить осевую нагрузку и механическую скорость, а также при отклонении от вертикали выше 2,5 град. включить в компоновку оборудование для контроля вертикальности ствола скважины (роторно-управляемую систему (РУС), Power V, телеметрическая система и т.д.).
8. При бурении предусмотреть применение роликового расширителя.

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 III 393,7 IADC (115, 111)	Бурение, проработка	0	50	50	Местные нормы	1,0
УБТС-203,2 мм (DC 8)		0	50			5,0 (1 комплект)
УБТС-177,8 мм (DC 7)		0	50			1,0 (1 комплект)
Долото III 295,3 IADC (111, 123, 214)	Бурение, проработка	50	450	450	Местные нормы	2,0
Долото 295,3 ПДС 419, IADC (S223)		50	450	650		1,0
ВЗД - 240		50	450			1,0
КЛС 295,3 мм (12 1/4)		50	450	1500		2,0
УБТС 203,2 мм (DC 8)		50	450			4,0 (1 комплект)
УБТС 165,1 мм (DC6 ½)		50	450			2,0 (1 комплект)
ЯСС 165,1 мм (JAR 6 ½)		50	450			1,0
ТБТ127,0мм (5 HWDP)		50	450			4,0 (1 комплект)
Долото 215,9 IADC (417, 537, 637)	Бурение, проработка, отбор керна	450	800	150	Местные нормы	2,0
Долото 295,3 ПДС 416, IADC (S223)		450	800	450		2,0
КЛС 215,9 мм (8 1/2SSTD)		450	800	800		2,0
Рол. Расширитель 215,9мм		450	800	800		1,0
ЯСС 165,1 мм (JAR 6 ½)		450	800			1,0
УБТС 177,8 мм (7,0 DC)		450	800			3,0 (1 комплект)
УБТС 165,1 мм (6 ½ DC)		450	800			6,0 (1 комплект)
ТБТ127,0мм (5 HWDP)		450	800			4,0 (1 комплект)
ВЗД Д-2 195,0		450	800			1,0
Бур. головка PDC 215,9/100 B 613				По интервалу отбора керна		2,0
Керноотборный снаряд 6 ¾ x100	Отбор керна					2,0

Примечание: Возможно использование долот, бур.головок других типов с согласия Заказчика. Для гравелитов, аргиллитов и крепких пород использовать долото ПДС компании Шломберджи (Stinger,StingBlade(513,516,813)). Количество элементов КНБК может измениться в соответствии с программой бурения подрядной организации, согласованной с Заказчиком.

Таблица 8.4 - Суммарное количество и масса элементов КНБК

Название обсадной колонны	Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	ГОСТ, ОСТ или ТУ на изготовление	Суммарная величина			Масса по Типоразмеру или шифру, кг	
			Количество элементов КНБК, шт.				
			Для проработки ствола	Для бурения, расширки и отбора керна	По типоразмеру или шифру		
1	2	3	4	5	6	7	
Направление Ø323,9мм	Долото III 393,7 IADC (115, 111)	IADC (115, 111)	-	1,0	1,0	167,0	
	УБТС-203,2 мм (DC 8)	Стан. APIRP 7G	-	5,0	1к-т	10 044,0	
	УБТС-177,8 мм (DC 7)	Стан. APIRP 7G	-	1,0	1к-т	1473,3	
Кондуктор Ø244,5мм	Долото III 295,3 IADC(111, 123, 214)	IADC(111, 123, 214)	-	1,22	2,0	75,0	
	Долото 295,3 ПДС 419, IADC (S223)	IADC (S223)	-	0,85	1,0	75,0	
	ВЗД - 240	Импортные	-	1,0	1к-т	2 400,0	
	КЛС 295,3 мм (12 1/4)	Импортные	-	0,37	2,0	270,0	
	УБТС 203,2 мм (DC 8)	Стан. APIRP 7G	-	4,0	1к-т	8 035,2	
	УБТС 165,1 мм (DC6 1/2)	Стан. APIRP 7G	-	2,0	1к-т	2 437,2	
	ТБТ127,0мм (5 HWDP)	Стан. APIRP5CT		4,0	1к-т	2 840,0	
	ЯСС 165,1 мм (JAR 6 1/2)	Импортные		1,0	1,0	1 250,0	
Эксплуатационная колонна Ø168,3 или 177,8мм	Долото 215,9 IADC (417, 537, 637)	Импортные	-	3,33	3,0	45,0	
	Долото 295,3 ПДС 416, IADC (S223)	Импортные	-	1,43	2,0	45,0	
	КЛС 215,9 мм (8 1/2SSTD)	ОСТ 39-078-79	-	0,63	1,0	130,0	
	Рол. Расширитель 215,9мм	Импортные	-	0,63	1,0	175,0	
	ЯСС 165,1 мм (JAR 6 1/2)	Импортные	-	1,0	1,0	1 250,0	
	УБТС 177,8 мм (7,0 DC)	Стан. APIRP 7G	-	3,0	1к-т	4419,9	
	УБТС 165,1 мм (6 1/2 DC)	Стан. APIRP 7G	-	6,0	1к-т	7 311,6	
	ВЗД Д-2 195,0	Импортные	-	1,0	1,0	1 250,0	
	Бур. головка PDC 215,9/100 В 613	Стан. АНИ	-	-	-	-	
	Керноотборный снаряд 6 3/4 x100	Стан. АНИ	-	-	1к-т	1035,0	

Примечание:По согласованию с «Заказчиком» типы долот могут быть заменены на аналогичные. По согласованию с Заказчиком тип и размер керноотборочного снаряда могут быть изменены.

Таблица 8.5 - Рекомендуемые бурильные трубы

Обозначение бурильной трубы	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, м	Марка (группа прочности) материала	Тип замкового соединения, тип резьбы, (тип размера замка)	Количество труб, м	Наличие труб (есть, нет)
1	2	3	4	5	6	7
СБТ	127,0	9,19	G-105	NC 50	1000	есть

Примечание: СБТ могут быть пересмотрены в соответствии с программой бурения подрядной организации, согласованной с Заказчиком.

Таблица 8.6 - Конструкция бурильных колонн

Вид технологической операции	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 (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	тол. стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	фактический	выносливость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Бурение	0	50	50	1	СБТ	127,0	G-105	9,19	NC 50	0,0	0,0	11,7	>1,45	>1,8
Бурение	50	450	450	1	СБТ	127,0	G-105	9,19	NC 50	350,0	10,1	25,3	>1,45	>1,8
Бурение	450	800	800 (± 250)	1	СБТ	127,0	G-105	9,19	NC 50	920,0	26,6	42,6	>1,45	>1,8

Примечание: Возможно применение бурильных труб других диаметров при условии соблюдения установленных норм запаса прочности и выносливости.

Таблица 8.7 - Крутящие моменты для свинчивания соединений бурильных труб и УБТ

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности) материала	Тип соединения	Наружный диаметр замка, мм	Крутящий момент, кН х м		
					минимальный	оптимальный	максимальный
Бурильные трубы:							
127,0	9,19	G-105	NC 50 (5-1/2"IF)	178,0		35,6	
СУБТ (спиральные утяжеленные бурильные трубы):							
203,2	65,88	CAE 4145H	6 5/8"REG	-	68,6	72,0	75,6
177,8	53,17	CAE 4145H	NC 56 (6 5/8"REG)	-	42,9	45,0	47,3
165,1	46,83	CAE 4145H	NC 50 (4-1/2"IF)	-	37,7	39,6	41,6

Таблица 8.8 - Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения

Название обсадной колонны	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		теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным запасом
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Кондуктор Ø 244,5 мм	50	450	УБТС-203,2 УБТС-165,1 ТБТ-127,0 СБТ-127,0	203,2 165,1 127,0 127,0	CAE 4145H CAE 4145H G-105 G-105	65,9 46,9 25,4 8,38	NC-56 NC-44 NC-50 NC-50	36,0 18,0 38,0 350,0	8,03 2,43 2,8 10,1	8,43 2,55 2,94 10,6	8,9 2,68 3,1 11,1
Эксплуатационная Ø168,3 или 177,8мм	450	800	УБТС-177,8 УБТС-165,1 ТБТ-101,6 СБТ-101,6	177,8 165,1 127,0 127,0	CAE 4145H CAE 4145H G-105 G-105	53,2 46,9 25,4 8,38	NC-44 NC-44 NC-50 NC-50	27,0 54,0 38,0 920,0	4,4 7,3 2,8 26,6	4,62 7,7 2,94 27,93	4,85 8,1 3,1 29,3

Таблица 8.9 - Оснастка талевой системы

Интервал по стволу, м		Название технологической операции (бурение, спуск обсадной колонны)	Тип оснастки М x К	
от (верх)	до (низ)		М	К
1	2	3	4	5
0	800 (±250м)	Бурение, спуск обсадных колонн и другие вспомогательные работы		4
				5

Таблица 8.10 - Режим работы буровых насосов

Интервал, м	Вид технологической операции	Тип буровых насосов	Количество насосов,	Режим работы бурового насоса	Суммарная производительность
-------------	------------------------------	---------------------	---------------------	------------------------------	------------------------------

от (верх)	до (низ)	(бурение, проработка, промывка и т.д.)	насосов	шт.	коэффициент использования гидравлической мощности	диаметр цилиндровых втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число ходов вмин	производительность, л/с	насосов в интервале, л/с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	50	Бурение	F-1000	1	0,9	170,0	150	1,0	92	20-25	40-50
50	450	Бурение	F-1000	1	0,9	165,1	150	1,0	120	30-35	30-35
		Бурение с ВЗД		1	0,9	165,1	150	1,0	120	30-35	30-35
450	800	Бурение	F-1000	1	0,9	165,1	150	1,0	92	25-35	25-35
		Бурение с ВЗД		1	0,9	165,1	150	1,0	92	25-35	25-35
450	800	Отбор керна	F-1000	1	0,9	165,1	150	1,0	66	15-20	15-20

Примечание: режим работы и размер втулок буровых насосов будут корректироваться в процессе строительства скважин по тех. характеристике оборудования Подрядчика.

Таблица 8.11 - Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой

Интервал, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давлений (кгс/см ²) для конца интервала в:				
от (верх)	до (низ)			Элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	50	Бурение, промывка	24,5	14,3	-	8,7	0,1	2,3
50	450	Бурение, промывка	62,0	39,0	-	18,0	0,6	4,3
		Бурение с ВЗД	90,0	22,0	32,5	21,2	0,8	4,3
450	800	Бурение, промывка	77,0	34,0	-	39,0	2,6	1,2
		Бурение с ВЗД	110,0	25,4	45,1	34,5	3,1	1,2
450	800 (± 250)	Отбор керна	51,3	7,5	-	45,3	15,4	2,7

Примечание:При использовании ВЗД и РУС потери давлений в циркуляционной системе пересчитывается по тех. характеристики оборудования Подрядчика.

Таблица 8.12 - Гидравлические показатели промывки

Интервал, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с х см ²	Схема промывки долота	Диаметр сопла на центральном отверстии, мм	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность, срабатывающая на долоте, л.с.
от (верх)	до (низ)						Кол-во, шт	Диаметр, мм		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	50	Бурение, промывка	0,75	0,033	Периферийная	-	3	19,0	81,0	78,0
50	450	Бурение, промывка	0,88	0,097	Периферийная	-	3	16,0	109,0	189,0
		Бурение с ВЗД	0,77	0,085	Периферийная	-	3	16,0	104,2	142,3
450	800 (± 250)	Бурение, промывка	0,96	0,068	Периферийная	-	3	12,7	124,0	126,0
		Бурение с ВЗД	0,96	0,068	Периферийная	-	3	12,7	117,5	111,8
450	800 (± 250)	Отбор керна	0,35	0,041	Периферийная	-	8	9,5	50,67	86,4

Примечание:Количество и диаметр гидромониторных насадок уточняется в соответствии с гидравлической и долотной программой сервисной компании, согласованной с Заказчиком.

9. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

Крепление скважины обсадными колоннами следует производить в соответствии с «Методическими указаниями по креплению нефтяных и газовых скважин» [30], «Инструкцией по испытанию скважин на герметичность» [31] и с учетом рекомендаций фирм-поставщиков, если не противоречат нормам и правилам РК.

9.1. Расчет обсадных колонн

Расчет обсадных труб произведен, согласно действующей «Инструкции по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин» [32], по максимальным значениям избыточных наружных и внутренних давлений, а также осевых нагрузок.

Прочностные характеристики обсадных труб приняты для отечественных и импортных обсадных труб по стандарту ГОСТ и АНИ. Допустимые избыточные наружные давления для обсадных труб определены с учетом растягивающих нагрузок при двухосном нагружении.

Обсадные трубы завозятся на буровую, согласно расчетам и с учетом 10% запаса от глубины спуска. Возможно применение других труб-аналогов, по согласованию с Заказчиком, соответствующих данному проекту или условиям в скважине

9.1.1. Выбор обсадных труб

В соответствии с проектными условиями эксплуатации обсадных колонн, расчетными давлениями и осевыми нагрузками, а также с учетом опыта строительства и испытания существующих скважин приняты обсадные трубы с соединением Батресс и OTTM A, марки стали «J55/K55» и «Д» по ГОСТ632-80 АНИ-5С.

9.1.2. Обсадные колонны

Таблица 9.1- Способы расчеты наружных давлений и опрессовки обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Признаки: Да, НЕГ			Опрессовочный агент		Рекомендуемая глубина установки пакеров для опрессовки (сверху вниз), м	
		допустима ли поэтапная опрессовка	рекомендуется ли нести расчет наружного давления по		краткое название, тип, шифр (буровой раствор, вода, воздух и т.д.)	плотность (для газообразного агента - относительно воздуха) г/см ³		
			пластовому давлению	столбу бурового раствора				
1	2	3	4	5	6	7	8	
1	1	нет	да	нет	буровой раствор	1,14-1,16	-	
2	1	нет	да	нет	буровой раствор	1,14-1,16	-	
3	1	нет	да	нет	техническая вода	1,02		

Примечание: Плотность опрессовочной жидкости уточняется по фактическому состоянию ствола скважины в процессе бурения под каждую обсадную колонну.

Таблица 9.2 - Распределение давлений по длине колонны

Номер колонны в порядке спуска (см.табл.гр.1)	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска (см.табл.5.2.гр.8)	Распределение избыточных давлений по длине раздельно спускаемой части колонны					
			глубина, м		наружное, 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	Направление Ø323,9 мм	1	0	50	0	5,59	60,0	60,44
2	Кондуктор Ø 244,5 мм	1	0	450	0	33,11	64,88	70,62
3	Экс.колонна Ø168,3 мм	1	0	800 (± 250)	0	63,57	73,10	270,5
	Экс.колонна Ø 177,8 мм	1	0	800 (± 250)	0	63,57	73,10	270,5

Эпюра наружных и внутренних давлений Ø323,9мм

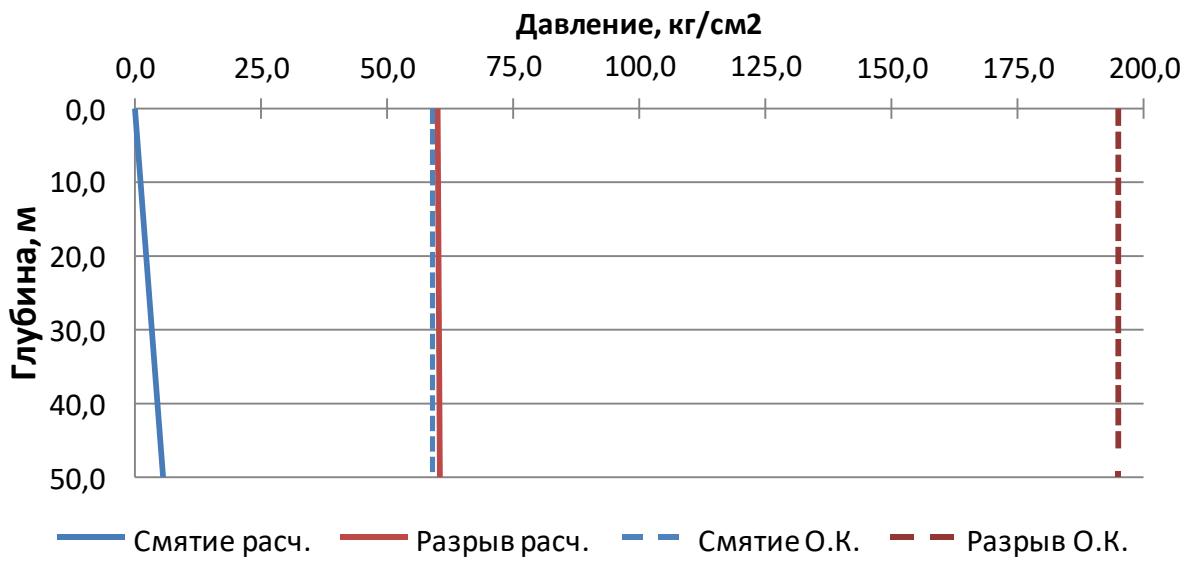


Рис. 9.1 – Распределение давлений по длине обсадной колонны Ø 323,9мм
(направление)

Эпюра наружных и внутренних давлений Ø244,5мм

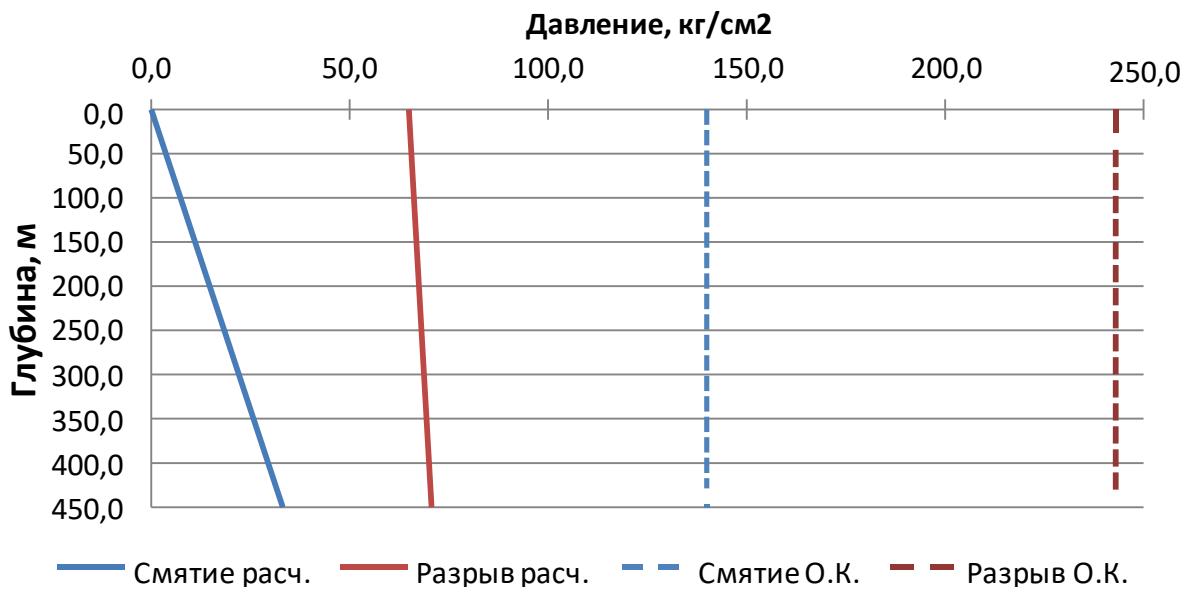
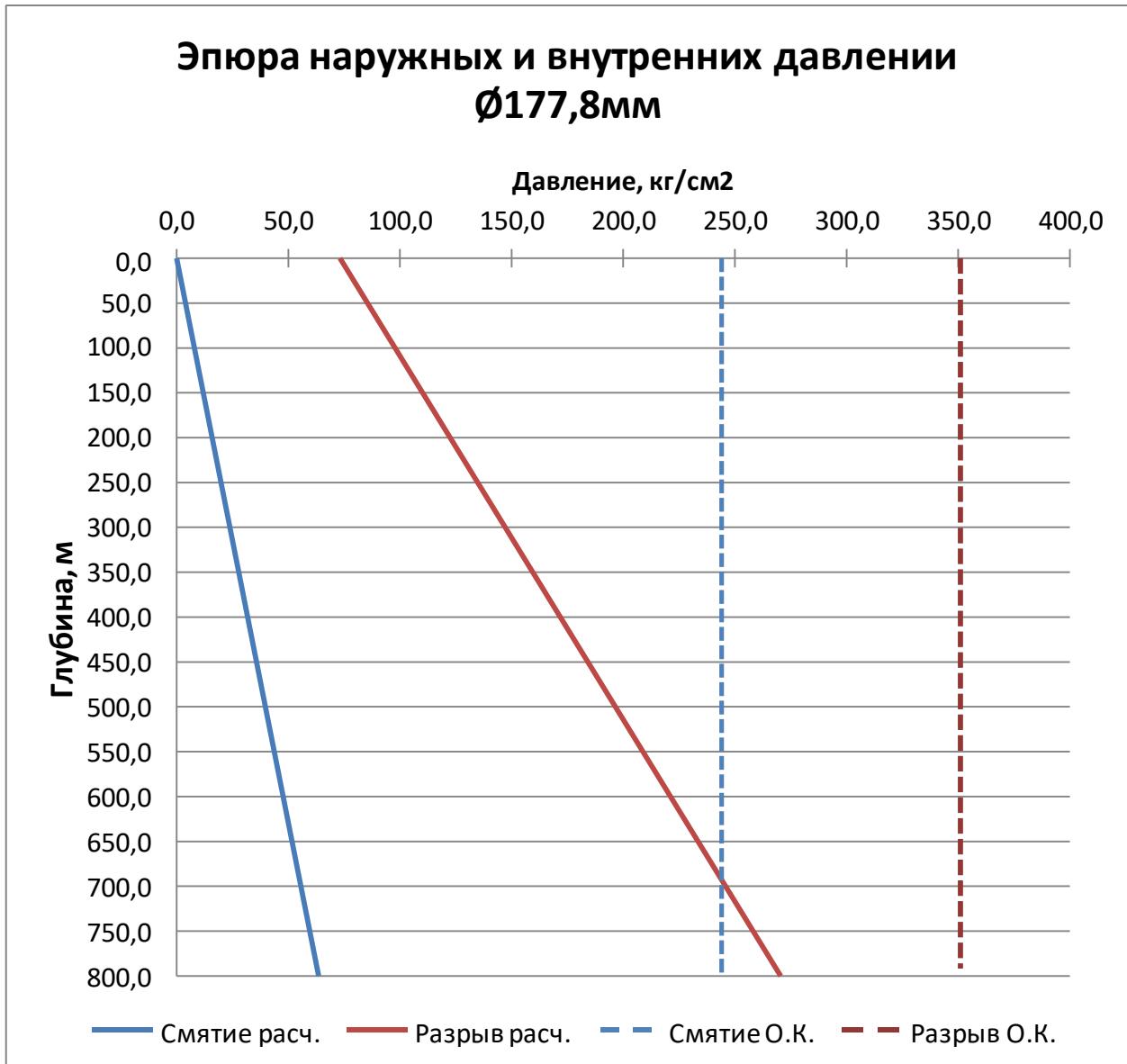
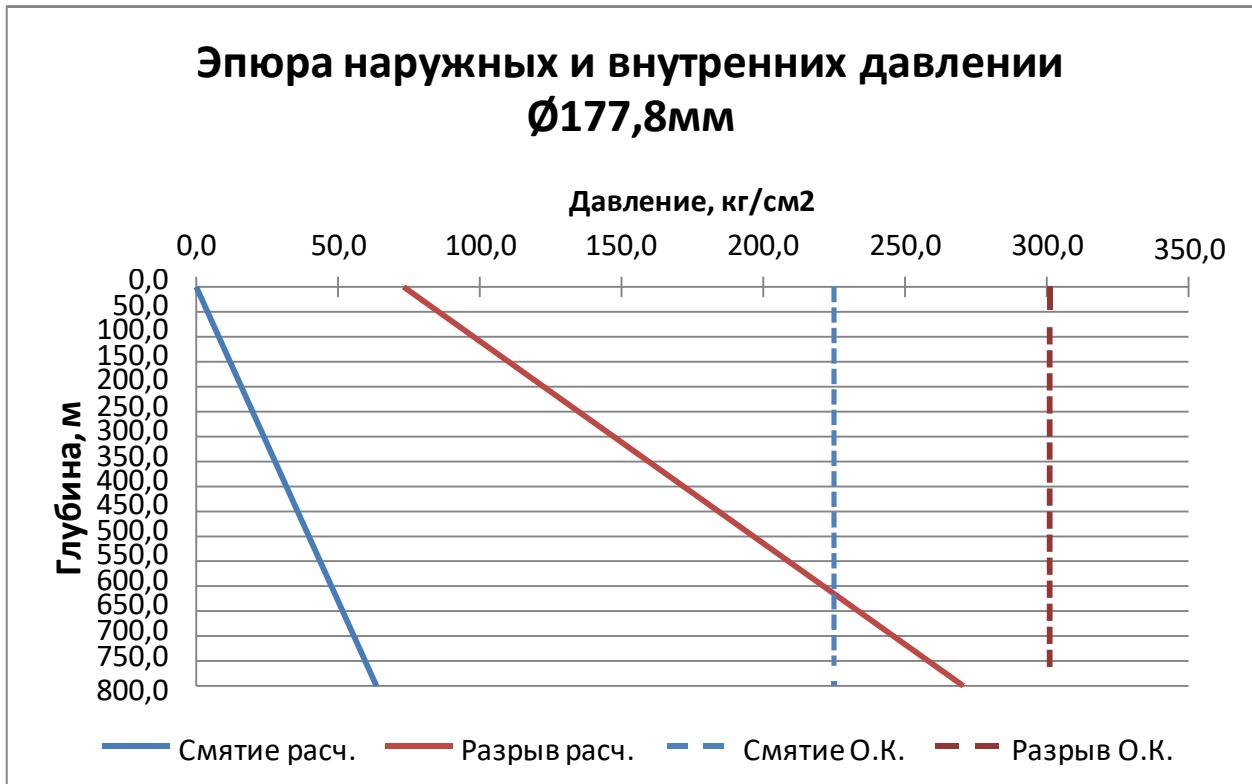


Рис. 9.2- Распределение давлений по длине обсадной колонны Ø244,5 мм (кондуктор)



**Рис. 9.3– Распределение давлений по длине обсадной колонны Ø168,3 мм
(Эксплуатационная колонна)**



**Рис. 9.4—Распределение давлений по длине колонны Ø177,8 мм
(Эксплуатационная колонна)**

Таблица 9.3–Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб

Характеристики обсадных труб					Рекомендуется к использованию: да, нет
наружный диаметр, мм	производство: отечественное, импортное	условный код типа соединения	марка (группа прочности труб)	толщина стенки, мм	
1	2	3	4	5	6
323,9	отечественное	ОТТМА	Д	9,5	да
244,5	отечественное	ОТТМА	Д	8,9	да
168,3	отечественное	ОТТМА	Д	8,9	да
177,8	импортное	Батресс	J55/K55	8,1	да

Примечания: Допускается использование обсадных труб других типов, по качеству и прочностным характеристикам не уступающие проектным обсадным трубам, по согласованию с Заказчиком.

Таблица 9.4 - Параметры обсадных труб

Номер колонны в порядке спуска (см.табл. 5.2.гр.1)	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Номер равнопрочной секции труб в раздельно спускаемой части колонны (снизу-вверх)	Интервал установки равнопрочной секции по стволу, м		Длина секции, м	Масса секции, т	Нарастающая масса, т	Характеристика обсадной трубы				Коэффициенты запаса прочности при		
			от (верх)	до (низ)				номинальный наружный диаметр, мм	код типа соединения	марка (группа прочности материала труб)	толщина стенки, мм	избыточном давлении	растяжении	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	1	1	0	50	50	3,8	3,8	323,9	ОТТМА	Д	9,5	>1,10	>1,52	>1,45
2	1	1	0	450	450	24,1	37,5	244,5	ОТТМА	Д	8,9	4,23	3,75	3,39
3	1	1	0	800 (±250)	800 (±250)	28,6	37,5	168,3	ОТТМА	Д	8,9	3,84	4,80	1,44
	1	1	0	800 (±250)	800 (±250)	27,4	35,9	177,8	Батресс	J55/K55	8,1	3,54	4,12	2,11

Таблица 9.5 - Суммарная масса обсадных труб

Код типа соединения	Характеристика трубы Условное обозначение трубы по ГОСТ 632-80 условное обозначение муфты по ГОСТ 632-80	Масса труб с заданной характеристикой, т		
		теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным запасом
1	2	3	4	5
OTTMA	323,9x9,5 Д	3,8	4,0	4,2
OTTMA	244,5x8,9 Д	37,5	39,4	41,3
OTTMA	168,3x8,9Д	37,5	39,4	41,3
Батресс	177,8x8,1J55/K55	35,9	37,7	39,6

Таблица 9.6 - Технологическая оснастка обсадных колонн

Название обсадной колонны	Номер секции колонны в порядке спуска	Элементы технологической оснастки колонны						Суммарное на колонну	
		Наименование шифр, типоразмер	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, МУ, и т.д. на изготовление	Масса элемента, кг	Интервал установки от стола ротора, м		Количество элементов на интервале, шт.	Количество, шт.	Масса, кг
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Направление	1	Башмак-324	ОСТ 39-011-74	154		50	1	1	154
		Обратный клапан ЦКОД – 324-1	ТУ 39-01-08-282-77	77		40	1	1	77
		Пружинные центраторы ПВЦ 324-340	ТУ 39-01-08-283-77	25	8	50	1	1	25
		Пробка цем. верхняя	ТУ 39-01-268-76	24,5			1	1	24,5
		Пробка цем. нижняя	ТУ 39-01-268-76	24,5			1	1	24,5
Кондуктор	2	Башмак-244,5	ОСТ 39-011-74	60		450	1	1	60
		Обратный клапан ЦКОД – 245-1	ТУ 39-01-08-282-77	57		440	1	1	57
		Пружинные центраторы	ТУ 39-01-08-283-77	17	50	450	7	7	119
		Жёсткие центраторы	ТУ 39-01-08-283-77	12	0	50	1	1	12
		Пробка цем. верхняя	ТУ 39-01-268-76	7			1	1	7
		Пробка цем. нижняя	ТУ 39-01-268-76	7			1	1	7
Эксплуатационная	3	Башмак-177,8 или 168,3	ОСТ 39-011-74	28		800	1	1	28
		Обратный клапан ЦКОД – 177,8/168,3	ТУ 39-01-08-282-77	25		790	1	1	25
		Пружинные центраторы	ТУ 39-01-08-283-77	11	450	800	10	10	110
		Жёсткие центраторы	ТУ 39-01-08-283-77	7	0	450	2	2	14
		ЦТ-168/216	ТУ 29-01-08-284-97	5	450	800	5	5	25
		СК-168/216	-	2,8	450	800	5	5	14
		МСЦ-178-1 или 168,3	ТУ 39-860-83	80	700		1	1	80
		Пробка цем. верхняя	ТУ 39-01-268-76	8			1	1	8
		Пробка цем. нижняя	ТУ 39-01-268-76	8			1	1	8

Примечание:

1. Допускается использование технологической оснастки других фирм производителей при соответствии ее требованиям стандартов АНИ.
2. Количество и интервал установки центраторов должно быть откорректировано по результатам геофизических исследований для обеспечения качества центрирования не менее 80%.
3. МСЦ применяется по усмотрению «Заказчика». Место установки уточняется после проведения БКЗ.

Таблица 9.7 - Режим спуска обсадных труб

Обсадная колонна			Тип, шифринструмен та для спуска элеватор, спайдер, пайдер-элеватор)	Средства смазки и уплотнения резьбовых соединений		Интервал глубины с одинаковой допустимой скоростью спуска труб, м	Допустимая скорость спуска труб, м/с	Допустимая глубина спуска труб на клиньях	Периодичность доливаколо нны, м	Промежуточные промывки			
номер впо- рядке спус- ка	название колонны	номер части колон- ны в порядке спуска		шифр или название	ГОСТ, ОСТ, МУ, ТУ, МРТУ и т.д.на изготовление					глубина, м	продолжи-тельность,мин	расход, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2	Кондуктор Ø 244,5 мм	1	Элеватор, спайдер-элеватор	P-402	ТУ 38-101708-78	0	450	0,5÷0,8	450	50	450	1 цикла	25
3	Эксплуатационная Ø 177,8 / 168,3 мм	1	Элеватор, спайдер-элеватор	УС-1	ТУ 38-101-440-74 ТУ 6-05-1388-70	0	800	0,6÷0,8	800	50	500	1 цикла	25

Примечания:

1. Расход смазки для обсадных труб, кг. Р-402* и УС-1* или зарубежный аналог
Направление: $0,223*5*1,05=1,17$
Кондуктор: $0,15*70*1,05=11,03$
Эксплуатационная колонна $0,07*80*1,05=5,88$
2. Количество и глубины промежуточных промывок следует уточнить по фактическому состоянию ствола скважины.

Таблица 9.8 - Опрессовка обсадных труб и натяжение эксплуатационной колонны

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Натяжение эксплуатационной колонны, тс	Плотность жидкости для опрессовки, г/см ³		Давления на устье скважины при опрессовке, кгс/см ²			Глубина установки пакета, м	Давления на устье скважины при опрессовке труб ниже пакера, МПа	Номер равнопрочной секций в раздельно спускаемой части (снизу-вверх)	Давление опрессовки труб равнопрочной секций наповерхности, кгс/см ²
				раздельно спускаемой части	цементного кольца	раздельно спускаемой части	цементного кольца	части колонны ниже муфты для двухступенчатого цементирования				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Кондуктор $\varnothing 244,5$ мм	1		1,16	1,16	55,0	13,5				1	55,0
2	Экс. колонна $\varnothing 177,8/168,3$ мм	1	-	1,12	1,12	100,0	-	-	-	-	1	75,0

Примечание:

1. Приведены допустимые значения по прогнозным давлениям гидроразрыва пород с коэффициентом безопасности 0.95. Давление гидроразрыва под башмаком обсадных колонн следует уточнить после ОЗЦ методом закачек малых порций опрессовочной жидкости до начала проникновения жидкости в пласт не допуская гидроразрывaporод.
2. Значения давлений на устье скважины при опрессовке обсадных колонн были ограничены предельными давлениями при которых нарушается прочность цементного кольца.

9.2 Цементирование обсадных колонн

Таблица 9.9 - Общие сведения о цементировании обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Способ цементирования (прямой, ступенчатый, обратный)	Данные по раздельно спускаемой части колонны				Данные о каждой ступени цементирования				
			номер в порядке спуска	интервал установки, м		глубина установки муфты для ступенчатого цементирования, м	номер ступени цементирования	высота цементного стакана, м	название порции тампонажного раствора	интервал глубины цементирования, м	
				от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Направление $\varnothing 323,9$ мм	Прямой	1	0	50	-	1	11		0	50
2	Кондуктор $\varnothing 244,5$ мм	Прямой	1	0	450	-	1	11	Буфер Тампонаж Продавка	0	450
3	Эксплуатационная $\varnothing 168,3$ или $177,8$ мм	Прямой	1	0	800	-	1	11	Буфер Тампонаж-1 Тампонаж-2 Продавка	0 430	430 800

Таблица 9.10 - Характеристика жидкостей для цементирования

Номер в порядке спуска	Название колонны в порядке спуска	Номер части колонны в порядке спуска	Номер ступени (снизу-вверх)	Характеристика жидкости (раствора)								
				тип или название	объем порции, м ³	плотность, г/см ³	водоотделение, %	водоотделение, см ³ /30 мин	пластическая вязкость, сП	динамическое напряжение сдвига, мг/см ² (фунт/100фт ²)	время начала загустевания, мин	время ОЗЦ, час.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Направление Ø323,9 мм	1	1	Буферная	3,0	1,02	-	-	51	-		
				Тампонаж-1*	3,31	1,89			9	100-125 (20-25)	150	24
				Продавочная	4,22	1,16			<15	-		
2	Кондуктор Ø 244,5 мм	1	1	Буферная	5,0	1,02			51	-		
				Тампонаж-1*	13,04	1,89			9	100-125 (20-25)	180	24
				Продавочная	19,22	1,16			<15	-		
3	Эксплуатационная Ø168,3 или 177,8 мм	1	1	Буферная	5,0	1,02	-	-	51	-		
				Тампонаж-1*	7,80	1,65			<10	100-125 (20-25)	180	24
				Тампонаж-2*	6,57	1,89			9	100-125 (20-25)	180	24
				Продавочная	15,39	1,10			12	-		

Примечания:

- Фактические параметры цементного раствора могут меняться в зависимости от состояния ствола скважин. Фактические объемы тампонажных растворов уточняются после проведения геофизических исследований (кавернометрии).
- Последние порции продавочной жидкости в объеме 2,0 м³ закачать с одним агрегатом производительностью 5,3 дм³/с.
- Способ цементирования эксплуатационной колонны (1 или 2-х ступенчатый) будет определен по фактическим данным бурения и ГИС.
- На каждой скважине Подрядчик должен иметь в наличии 1,5 кратный запас цемента от общего расчетного объема.

Таблица 9.11 - Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов

Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Номер ступени (снизу-вверх)	Тип или название жидкости для цементирования	Название компонентов	Плотность, г/см ³	Норма расхода компонента, кг/м ³
1	2	3	4	5	6	7
Направление Ø323,9 мм	1	1	Буферная	RichmolleBuffer	1,02	5,0
			Тампонажная (1,89 г/см ³)	Цемент класс G	3,15	1 287,0
			Продавочная	Буровой раствор	1,18	-
Кондуктор Ø 244,5 мм		1	Буферная	RichmolleBuffer	1,02	5,0
			Тампонажная-1 (1,89 г/см ³)	Цемент класс G	3,15	1287,0
			Пеногаситель*		1,2	1,16
Эксплуатационная Ø168,3 или 177,8 мм	1	1	Продавочная	Буровой раствор	1,18	-
			Буферная	RichmolleBuffer	1,02	5,0
			Тампонажная-1(1,65 г/см ³)	Цемент класс G	3,15	932,0
				Понизитель фильтрации (Halad-23)	-	9,31
				Замедлитель схватывания (HR-5) *	-	3,49
				Пеногаситель*		1,16
				Диспергатор*	1,2	1,16
			Тампонажная-2 (1,89 г/см ³)	Цемент класс G	3,15	1287,0
				Понизитель фильтрации (Halad-23)	-	9,31
				Замедлитель схватывания (HR-5) *	-	3,49
				Диспергатор*	-	1,16
			Пеногаситель*		1,2	1,16
			Продавочная	Буровой раствор	1,12	-

Примечания:

- * - Допускается использование химических реагентов других фирм-производителей (отечественных и зарубежных) при условии обеспечения ими требований, предъявляемых к данному цементному раствору (табл.9.10).
- Количество и качественный (рецептура) состав добавок определяется по фактическому состоянию ствола скважины перед цементированием по результатам лабораторных исследований сервисной компании.
- При цементировании обсадных колонн использовать Портландцемент с датой выпуска по срокам не более 6 месяцев.
- Допускается использование кислотно-растворимых противопоглощающих добавок при наличии поглощения по согласованию Заказчика.

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)		Наименование технологической операции		Тип или название жидкости		Тип (шифр) агрегата или бурового насоса		Назначение агрегата или бурового насоса		Количество агрегатов работающих (буровых насосов) на одном режиме		Режим работы агрегатов (буровых насосов)				Время операции мин	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16				
1	1	1	Цементирование направления	Буферная	Цементный агрегат ЦА-320	закачка	1	125	4	25				3,0	2,0	2,0			
				Сброс пробки										2,0	4,0				
				Тампонаж - 1		затворен.	1	125	4	13,3				3,31					
				Тампонаж - 1		закачка	1	125	4	13,3				3,31	4,2	10,2			
				Сброс пробки										2,0	12,2				
				Бур.раствор		продавка	1	125	4	24,0				3,22	3,4	15,6			
2	1	1	Цементирование кондуктора	Буферная	Цементный агрегат ЦА-320	закачка	1	125		25				5,0	3,3	3,3			
				Сброс пробки										2,0	5,3				
				Тампонаж-1		затворен	1	125	4	13,3				13,04					
				Тампонаж-1		закачка	1	125	4	13,3				13,04	16,3	21,6			
				Сброс пробки										2,0	23,6				
				Бур.раствор		продавка	3	125	4	12,0				17,22	10,6	34,2			
						продавка	1	125	2	4,3	5,52	46,17	2,0	7,8	42,0				

Продолжение табл. 9.12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
3	1	1	Цемен-тирование эксплуатационной колонны	Буферная	Цементный агрегат ЦА-320	закачка	1	125	4	25,0			5,0	3,3	3,3
				Сброс пробки									2,0	5,3	
				Тампонаж-1		затворен	1	125	4	13,3			7,80		
				Тампонаж-1		закачка	1	125	4	13,3			7,80	9,8	15,1
				Тампонаж-2		затворен	1	125	4	13,3			6,57		
				Тампонаж-2		закачка	1	125	4	13,3			6,57	8,2	23,3
				Сброс пробки									2,0	25,3	
				Бур.раствор		продажка	3	125	3	26,1			13,89	12,7	38,0
						продажка	1	125	2	4,3	9,2	67,82	1,50	5,8	43,8

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

Таблица 9.13- Схема обвязки и потребность в цементировочных агрегатах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени цементирования	Интервал от стола ротора, м		Номер схемы обвязки цементировочной техники	Потребное количество ЦА										
			основных										дополнительных			
			типа	всего		В том числе для:						типа	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	50			2	1	-	1	2	-	-	-	-	-
2	1	1	0	450		ЦА-320	5	-	-	2	4	-	1	-	-	-
3	1	1	0	800			5	-	-	2	4	-	1	-	-	-

Таблица 9.14 - Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени цементирования	Интервал от стола ротора, м		Потребное количество												
			от (верх)	до (низ)	смесительные машины				цементовозов				автоцистерн				
					типа	всего	в т.ч.		типа	всего	тамп.1	тамп.2	типа	всего	в т.ч. для доставки		
							тамп.1	тамп.2							буферной	затворения	продажной
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	1	1	0	50	СМН-20	1	-	1									
2	1	1	0	450		1	-	1									1
3	1	1	0	800		2	1	1									1

Примечания: Допускается применение цементировочного оборудования других фирм производителей: Halliburton, Schlumberger-Dowell и другие. Доставка цемента производится цементовозами или грузовым автотранспортом (в мешках BigBag).

Таблица 9.15 - Потребное для цементирования обсадных колонн количество цементировочной техники

№№ п/п	Название или шифр	Потребное количество						Суммарное на скважину	
		Номера колонны							
		1	2	3	4	3			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
1	ЦА-320	2	5	5				12	
2	СМН-20	1	1	2				4	
3	ОСР-20	-	2	2				4	
4	БМ-700	1	1	1				3	
5	СКЦ-3М	1	1	1				3	

Примечание: По усмотрению «Заказчика» тип цементировочной техники может быть заменён на аналогичный, по качеству не уступающие данной технике.

Таблица 9.16 - Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов

№№ п/п	Название или шифр	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, МУ, и т.д. на изготовление	Единица измерения	Потребное количество					Суммарное на скважину
				Номера колонн					
				1	2	3			
				0-50	0-450	0-430	430-800		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Цемент класса G		тонн	4,48	16,8	7,68	8,88		40,0
2	D175 Пеногаситель		л	-	15,2	9,05	7,62		35,0
3	D065 Диспергатор		кг	-	-	9,05	7,62		20,0
4	Понизитель фильтрации (HALAD-23)		кг	-	-	72,66	61,16		140,0
5	Замедлитель схватывания (HR-5)		кг	-	-	27,24	22,93		50,0
6	Вода пресная		м ³	2,01	8,19	5,73	3,98		20,0
7	RichmolleBuffer		кг	15	25		25		75,0

Примечание: Рекомендуется иметь 10-30% запас материалов сверх расчетного, на случай непредвиденных обстоятельств. Допускается использование химических реагентов аналогичного действия других фирм-производителей. Количество воды, цемента и химических реагентов для обработки тампонажных растворов и буферных жидкостей взято с учетом коэффициента $K = 1,1$, учитывающего потери материалов при перетаривании. Зависимости от состояния ствола скважины объемы закачиваемого цемента могут быть изменены.

9.3. Оборудование устья скважины

Таблица 9.17 - Спецификация устьевого противовыбросового оборудования

Обсадная колонна		Номер схемы обвязки ПВО	Давление опрессовки устьевого оборудования и ПВО, кгс/см ²		Типоразмер, шифр или название оборудования	ГОСТ, ОСТ, МУ, ТУ, МРТУ и т.д.на изготовление	Количество, шт.	Допустимое рабочее давление, кгс/см ²	Масса, тс	
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	Направление	-	-		ОКК2-350-178x245x324 ПУГ 350x14.	ГОСТ 13862-2003	1 1	350	1,1 3,7	4,8
2	Кондуктор	-	55,0		ОП45-230/80x35 Сдвоенный ППГ 230x35 ПУГ 230x35	ГОСТ 13862-2003	1	350	2,5 4,5	8,1
3	Эксплуатационная	-	100,0		ОКК2-35-178x245x324 АФК2-65x35	ГОСТ 13862-2003	1	350	1,6 1,3	2,9

Примечание:

- 1 Типовые схемы монтажа и спецификация противовыбросового оборудования выбраны согласно ГОСТ 13862-2003;
2. Фактические схемы монтажа и спецификация противовыбросового оборудования согласовываются Буровым подрядчиком с АФ РГП на ПХВ «ПВАСС»;
3. При опрессовке устьевого и противовыбросового оборудования (раздельно с колонны) необходимо использовать устьевой пакер для меньшего воздействия на целостность цементного камня за колонной;
4. Предусмотреть опрессовку колонны после получения давление стоп.

10. ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН

10.1. Испытание пластов в процессе бурения

Таблица 10.1 - Продолжительность работы пластиноиспытателя, 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.			нормативное время, ч.							
номер	глубина	прора- ботка по нормам ЕНВ	промывка табл.3 УСНВ	испытание (опробование) по табл.2 УСНВ	всего на объект, час(сут)	ожидание притока по табл. 21 СНВ на ПГИ	испытание (опробование) по табл. 2,21 СНВ на ПГИ	всего на объект, сут	для буровой органи- зации	для геофизи- ческой организации			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
Не предусматривается													

Примечание:

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

Номера скважины	Номер объекта испытания (см.табл. 10,1)	Характеристика КИИ				Количество отбираемых проб	Режим работы пакера		Режим испытания объекта			Длина зумпфа, м	Диаметр долота для бурения под зумпф, мм	Хвостовик		
		Тип испытателя пластина	Количество, шт.		Тип пакера	Тип пробоотборника	осевая нагрузка, т.с.	начальный перепад давления, МПа	депрессия, передаваемая на пласт, МПа	количество циклов исследования	время ожидания притока, час			Диаметр, мм	Длина, м	
			испытателей пластов	накеров												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17

Не предусматривается

Примечание:

Таблица 10.3 - Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле

Номер объекта	Интервал залегания, объекта, м		Тип опробователя	Опробование объекта				Источник норм времени
	от (верх)	до (низ)		замер давления, точек	точек отбора проб	продолжительность работы, сут.	количество выездов отряда, шт.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Не предусматривается

Примечание:

10.2. Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне

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

№ лифтовой колонны НКТ	№ секции труб в лифтовой колонне (снизу вверх)	Интервалы установки секции, м		Характеристика трубы					Длина секции, м	Масса секции, тн			Коэффициенты запаса прочности	
		от (верх)	до (низ)	Номинальный наружный диаметр, мм	Тип	Марка (группа прочности) стали	Толщина стенки, мм	Теоретическая масса, кг/пог. м		Теоретическая	С учетом		На избыточное давление	
		1	2	3	4	5	6	7			Плюсового допуска	Запаса при спуске, при наличии в скважине сероводорода		
1	1	0	800*	73	высаженные	Д	5,5	9,45	800 (± 250)	12,5	16,5	-	>1,3	>1,15 >1,32

Примечание: * - Глубина установки ВСО на 10-30 м выше интервала перфорации, который намечается по результатам ГИС. Для ГРП и СКО иметь отдельный комплект НКТ 73х5,5мм и 89х6,5мм высадка марки стали L80/N80.

Таблица 10.5-Крутящие моменты для свинчивания соединений насосно-компрессорных труб

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности) материала	Тип соединения	Крутящий момент, Н х м		
				минимальный	оптимальный	максимальный
73,0	5,5	Д	высаженные	1913	1990	2070

Примечание:

1. Для свинчивания труб использовать гидравлические трубные ключи с указателем крутящего момента.
2. Резьбовая смазка - модифицированная высокогерметичная.

Таблица 10.6 - Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов

Номера скважин	Номер объекта испытания	Интервал установки моста, м	Характеристика жидкостей											
			от (верх)	до (низ)	название или тип	объем порции, м ³	плотность, г/см ³	пластическая вязкость, сП	динамическое напряжение сдвига, Па	составляющие компоненты				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
Интервалы установки цементных мостов приведены в разделе «Ликвидация/консервация скважин»														

Таблица 10.7 -Потребное количество цементировочной техники для установки цементных мостов

Номера скважины	Номер объекта	Название или шифр	Потребное количество
1	2	3	4
Интервалы установки цементных мостов приведены в разделе «Ликвидация/консервация скважин»			

Таблица 10.8 - Потребное количество материалов для установки цементных мостов

Номера скважины	Номер объекта	Название или шифр	Единица измерения	Потребное количество
1	2	3	4	5
Интервалы установки цементных мостов приведены в разделе «Ликвидация/консервация скважин»				

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

Номер объекта	Название процесса, операции по испытанию (освоению) и интенсификации	Номера таблиц по ССНВ на испытание или местные нормы	Продолжительность, сут
1	2	3	3
1, 2 объект	ПЗР перед испытанием.	местные нормы	90 суток продолжительность испытания одного объекта. ПЗР – 15 суток.
	Шаблонировка эксплуатационной колонны.	местные нормы	
	Перфорация обсадной колонны.	местные нормы	
	Вызов притока.	местные нормы	
	Освоение, очистка забоя и гидродинамические исследования.	местные нормы	
	Установка цементного моста.	местные нормы	
	Суммарная по объекту		195

Примечание:

1. Продолжительность испытания одного объекта составлена на основании закона РК «О недрах и недропользовании» от 24.06.2010г., при этом сжигание газа в атмосфере составляет 90 суток с организацией добычи и реализацией нефти при испытании поисковых скважин(при открытом устье скважины).

Таблица 10.10 - Продолжительность работы агрегатов при испытании (освоении) скважины в эксплуатационной колонне

Название работ	Источник норм времени	Используемые агрегаты при выполнении работ		Продолжительность работ для одного объекта, ч	Продолжительность работы, ч
		тип	кол-во		
1	2	3	4	5	6
Опрессовка ФА на устье скважины.	"СНВ на работу и дежурство спец-техники"	ЦА-320	1	-	1,5
Опрессовка колонны, колонной головки и ФА		ЦА-320	1	-	23,5
Опрессовка устья скважины после установки противовыбросовой задвижки		ЦА-320	1	-	1,5
Смена тех. Воды на перфорационную жидкость		ЦА-320	1	1,5	3,0
Подготовительные работы перед испытанием	т. 3	ЦА-320	1	12,0	24,0
Перфорация	т. 3		1	18,0	36,0
Смена перфорационной жидкости на техническую воду	т. 3	ЦА-320	1	32,5	65,0
Промывка скважины после перфорация очистки забоя	т. 3	ЦА-320	1	1,9	3,8
Ликвидация или консервация скважины	т. 3	ЦА-320	1	2,0	4,0
Итого на работу:					162,3

Примечание: Допускается применение аналогичных цементировочных агрегатов.

Таблица 10.11 - Потребное количество материалов для испытания (освоения) скважин 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
Для всех объектов	Перфорационная жидкость плотностью 1,01 - 1,05 г/см ³ , объем:		м ³	40,0
	состав:	Местный		
	Вода - основа перфорационной жидкости	Ст. АНИ	т	35,0
	NaCl - для поддержания плотности жидкости	Ст. АНИ	т	10,0
	Вода для смены перфорационной жидкости, промывки – 1 цикл (перед вызовом притока), продавки кислоты и вымыва продуктов реакции.	Местный	м ³	40,0

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	Глубина скважины при проведении операции, м	Время механического бурения между очередными проверками, сут.	Тип контролируемых 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 по ЕНВ, мин	Продолжительность дефектоскопии по ЕНВ, час
1	2	3	4	5	6	7	8
При конструкции скважин Вариант 1							
Кондуктор	450	60	СБТ 127,0	72,0	Трубные резьбы, зона сварного шва СУБТ, переводники, калибраторы и т.д.	2,4	2,9
		30	СУБТ 203,2	8,0		2,4	0,32
		30	СУБТ 165,1	4,0		2,4	0,16
		30	ТБТ 127,0	8,0		2,4	0,32
Эксплуатационная	800	60	СБТ 127,0	204,0	Трубные резьбы, зона сварного шва СУБТ, переводники, калибраторы и т.д.	2,4	8,16
		30	СУБТ 177,8	6,0		2,4	0,24
		30	СУБТ 165,1	12,0		2,4	0,48
		30	ТБТ 127,0	8,0		2,4	0,32

Примечание:

1. Дефектоскопия бурильных труб предусматривается не реже, чем через 30 суток производительного времени. После ликвидации аварии дефектоскопия обязательна.
2. Перед началом бурения скважины все бурильные, утяжеленные трубы, переводники, должны проходить визуальный осмотр, обмер замков и труб по наружному диаметру, проверку с составлением акта состояния резьбовых соединений стандартными калибрами, опрессовку, обязательную проверку методом дефектоскопии.
3. Комплектация, эксплуатация и ремонт бурильных, утяжеленных труб и переводников должны регламентироваться инструкцией по эксплуатации бурильных труб.
4. Отработка бурильных труб производится комплектами. Каждая труба комплекта должна иметь маркировку, выполненную на трубной базе и включающую номер комплекта и номер трубы в комплекте.

Таблица 11.2 - Опрессовка оборудования и используемая техника

Название обсадной колонны	Название контролируемого объекта	Глубина от стола ротора, м	Используемая для выполнения операции техника		Максимальное давление создаваемое агрегатом при опрессовке, кгс/см ²	Источник норм времени	Продолжительность операции, час.
			тип (шифр)	количество, шт.			
1	2	3	4	5	6	7	8
Перед началом бурения	Обвязка буровых насосов, нагнетательной линии, блок задвижек, грязевой шланг	0	ЦА-320 М*	1	На рабочее давление	ЕНВ	1,5
Кондуктор $\varnothing 244,5$ мм	Обсадная колонна совместно с ПВО	450	ЦА-320 М*	1	55,0	ЕНВБ&109	1,35
	Цементное кольцо и горные породы	453	ЦА-320 М*	1	13,5	ЕНВБ&112	1,53
Эксплуатационная $\varnothing 168,3$ или $177,8$ мм	Обсадная колонна совместно с колонной головкой ОКК2-35-х178х245х324, фонтанной арматурой АФК2-65х35	800	ЦА-320 М*	1	100,0	ЕНВБ&109	1,35

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

12. СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ

Выбор буровой установки

Основными критериями выбора комплекта буровой установки являются:

- грузоподъемность;
- монтажеспособность;
- экономичность эксплуатации;
- уровень механизации рабочих процессов;
- мобильность.

Принимая во внимание вышеперечисленное, для бурения скважины Бестобе Б-24, 25 глубиной 800 (± 250) м, при максимальном весе бурильной колонны в воздухе 42,6 тс.и наиболее тяжелой обсадной колонны – 37,5 тс., а также исходя из наличия буровой установки у бурового подрядчика, для бурения скважин Бестобе Б-24, Б-25, выбраны буровые установки ZJ-30, ZJ-20, или аналог с грузоподъемностью не менее 125 тонн.

Буровое оборудование скомпоновано на мобильных платформах (крупных блоках), модулями, (мелкими блоками) которые транспортируются со скважины на скважину без разборки оборудования на отдельные агрегаты платформы (крупные блоки), модули (мелкие блоки) с оборудованием устанавливаются на железобетонные плиты (фундамент) многократного использования без разборки оборудования на отдельные агрегаты.

Все это существенно повышает монтажеспособность установки и значительно сокращает затраты времени и средств на монтаж, демонтаж оборудования и его транспортировку.

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

Система приготовления, циркуляции и приготовления бурового раствора исключает загрязнение почвы буровым раствором и химическими реагентами, используемыми для обработки бурового раствора, и обеспечивает высокую очистку бурового раствора от выбуренной породы, что позволяет повторно использовать буровой раствор на других скважинах.

Монтаж и размещение бурового оборудования производится с использованием:

Автокран г/п 40тн. К_{исп} -0,5

Автокран г/п 20 тн. К_{исп} -0,5

Автопогрузчик Caterpillar-950D К_{исп} -0,5

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

Сварочный агрегат САК (дизель)

Таблица 12.1 - Сочетание вариантов подготовительных и строительно-монтажных работ

Номера вариантов работ						Номера или количество скважин, строящихся по заданному сочетанию вариантов работ
Подготови- тельных	Топографо- геодезичес- ких	Строи- тельно- монтажных	По тепло- фикацион- ной уста- новке	По испы- таниям	По транс- портировке	
1	2	3	4	5	6	7
01	01	01	01	02	01	Бестобе Б-24, Б-25

12.1. Подготовительные работы к строительству скважины (скважин)

Таблица 12.2 - Объем подготовительных работ к строительству скважины (скважин)

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Ед. изм.	Номер варианта подготовит.работ	Коли- чество
1	3	4	5	7
1	Планировка площадки механизированным способом а) при монтаже б) при демонтаже	1000 м ³ - " -	1; 2 - " -	9 9
2	Рытье траншей экскаватором глубиной 1м с обратной засыпкой бульдозером	100м	2	10
3	Рытье траншей (желобов) цементирование для стока отработанной воды из-под вышечно-агрегатного и насосного блоков гл. 0,8м. 0,8x0,5x150м и вокруг блоков	100м	2	1,5
4	Устройство насыпи для подъезда к блоку ГСМ и площадки химреагентов с перемещением грунта на 30м	100м ³	2	1,76
5	Обваловка площадки ГСМ (15м x2+35м x2)x1,25м с перемещением грунта до 10м	100м ³	2	1,25
6	Топливопровод, маслопровод из эл.сварных труб Ø50-80мм в траншее (подача к агрегатам)	100м	2	0,9
7	Трубопровод 245-324мм для подачи бур.раствора к всасывающим линиям насосов	100м	2	0,44
8	Пожарные стояки (гидранты)	шт	2	2
9	Ящики деревянные для задвижек и гидрантов гл.до 1м	шт	2	4
10	Установка вентиляй 50-80 мм на топливопровод, маслопровод(подающий)	шт	2	4
11	Низковольтная осветительная линия: - установка металлических опор - подвеска алюминиевых проводов (четыре провода)	100м	2	4
12	Установка емкости на концах отводов ПВО	100м ³	2	2
13	Установка полукруглых емкостей V=50+40м ³ для шлама	емкость	2	2
14	Рытье и засыпка амбаров с перемещением грунта на 30м	100м ³	1	8,80

Примечание: Все оборудование будут корректироваться в соответствии с выбором Подрядчика.

Таблица 12.3 - Перечень топографо-геодезических работ

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

Примечание: Перечисленные в таблице 12.3 топографо-геодезические работы производятся «Заказчиком».

12.2. Объемы строительные и монтажные работы для строительства скважин

Таблица 12.4 - Варианты строительных и монтажных работ

Номер варианта строительно-монтажных работ	Номер скважин	Номер комплектабурого силового оборудования	Вид привода (электрический, ДВС)	Вид строительства (первичное, повторное, передвижка до 5м, на 15-20м, на 40-50м, демонтаж первичный, повторный)
1	2	3	4	5
1	Бестобе Б-№24, 25	ZJ-30, ZJ-20, или аналог	Дизель-электрический	Первичное строительство

Сварочные работы при монтаже бурового оборудования

№ № т. СЭСН-49	Наименование работ	Объем работ	Ед. измер.	Норма на единицу работ		Потребность на весь объем	
				эл. св. ап. маш/час	электроды кг	эл. св. ап. маш/час	эл-троды кг
32	Топливопровод линейный	100м	0.3	6.5	3	1.95	0.9
32	Спускные линии	"-	0.1	2.5	3	0.25	0.3
38	Задвижки	шт	19	1.43	0.1	27.17	1.9
	Монтаж:						
228	вышечно-лебедочного блока: К-0,1	к-кт		10.79	2.3	10.79	2.3
228	то же повторный	II		5.5	1.5		
250	циркуляционной системы К-0,1	II		2.85	0.2	2.85	0.2
244	шламового насоса	II		2.35	7.42	2.35	7.42
254	ПВО	II		21.28	0.2	21.28	0.2
256	Обвязка емкостей						
256	для запаса воды	шт.	2	1.91	0.94	3.82	1.88
256	для запаса топлива	II	2	2.61	1	5.22	2
	Обвязка оборудования в т. ч.:						
257	водопроводом	к-т	1	9	2.6	9	2.6
257	топливопроводом	"-	1	7.21	3.96	7.21	3.96
257	воздухопроводом	"-	1	5.1	2.21	5.1	2.21
257	паропроводом	"-	1	2.11	2.57	2.11	2.57
252	Всасывающая линия бур. насоса	"-	2	6.82	19.2	13.64	38.4
252	Выкидная линия бур. насоса	"-	2	4.02	12	12.06	36
254	Стойки под выкид. линии ПВО	шт.	20	1.41	0.18	28.2	3.6
251	Выкидная линия 0 = 406 мм (скважина-вибросито)	10м	1	4.23	2.14	4.23	2.14
41	Пожарные гидранты	шт	2	1.57	0.01	3.14	0.02
274	Контур заземления	конт.	3	6.64	4.5	19.92	13.5
	Всего первичный монтаж					180.29	122.1
	Всего повторный монтаж					176.77	119.9

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

12.3. Объем работ по комплекту бурового и силового оборудования

Таблица 12.5 - Объемы работ по монтажу бурового и силового оборудования (Буровая установка ZJ-30)

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)		Единица измерения	Номер варианта	Кол-во	Примечание
		первичный	повторный				
1	2	3	4	5	6	7	8
	<p>Буровая установка ZJ-30 Грузоподъемность – 170 т Привод буровой установки – ДВС Привод механизмов – G12V190PZL мощность двигателя – 1300НР Мощность бурового насоса RL3NB-1300, кВт – 956 кВт Номин. мощность лебедки JC28/11, кВт - 650</p>						
1	Вышка телескопическая двухсекционная	тягач	тягач	к-т	- "-	1	в комплекте
1.1	Габаритная высота вышки, м	тягач	тягач	к-т	1	1	в комплекте
1.2	Высота балкона верхового рабочего, м – 20,5	тягач	тягач	- "-	1	1	в комплекте
1.3	Модель ротора ZP 275	тягач	тягач	- "-	- "-	1	- "-
1.4	Гидравлические ключи	авт./тр	авт./тр	- "-	- "-	2	- "-
1.5	Машинные ключи	авт./тр	авт./тр	- "-	- "-	1	- "-
2	Вертлюг буровой XSL225	тягач	тягач	- "-	- "-	1	- "-
2.1	Модель крюкоблока DG -180	тягач	тягач	- "-	- "-	1	- "-
2.2	Модель и исполнение подроторного основания ZZT180C	тягач	тягач	- "-	- "-	1	- "-
3	Бурового насоса RL3NB-1300	тягач	тягач	- "-	- "-	2	- "-
4	Контрольно-измерительные приборы	авт./тр.	авт./тр.	- "-	- "-	1	- "-
4.1	Гидравлический индикатор веса	авт./тр	авт./тр	- "-	- "-	1	- "-
4.2	контрольно-измерительная система параметров бурения	авт./тр.	авт./тр.	- "-	- "-	1	- "-
4.3	Инклинометр TOTCO	авт./тр	авт./тр	- "-	- "-	1	- "-
5	Электропитание VOLVO PENTA TAD 1641GE	тягач	тягач	- "-	- "-	1	- "-
5.1	Дизель-генераторная станция TAD 1641GE 400 кВт	тягач	тягач	- "-	- "-	1	- "-
5.2	Аварийный электропривод мощностью 100 кВт	тягач	тягач	- "-	- "-	1	- "-
6	Манифольд (стояк с буровым рукавом)	тягач	тягач	- "-	- "-	1	- "-
1	Вышка телескопическая двухсекционная	тягач	тягач	к-т	- "-	1	в комплекте

Продолжение табл. 12.5

1	2	3	4	5	6	7	8
7	Система циркуляции бурового раствора			к-т	1; 2	1	-"-
7.1	Рабочий резервуар с: вибросито линейного действия ZZS-2100×1075	тягач	тягач	-"-	-"-	1	-"-
	пескоотделитель ZCS300×2 с центробежным насосом и электроприводом к нему N- 55 кВт (количество конусов 2)			-"-	-"-	1	-"-
	дегазатор вакуумного типа производительностью 240 м3/ч			-"-	-"-	1	-"-
7.2	Резервуар для подготовки бурового раствора: центрифуга LW450-842N,	тягач	тягач	-"-	-"-	1	-"-
7.3	Запасной резервуар для хранения бурового раствора	тягач	тягач	-"-	-"-	1	-"-
8	Блок бурового основания и мостиков	тягач	тягач	-"-	-"-	-	-"-
9	Противовыбросовое оборудование	авт./тр.	авт./тр.	-"-	-"-	1	-"-
9.1	Линии глушения и дросселирования /выкидная/ по 100м x73-89 мм К3 закреп- ленные на металлических забетонированных стойках	-"-	-"-	-"-	-"-	-"-	-"-
7	Система циркуляции бурового раствора			к-т	1; 2	1	-"-

Примечание: Все оборудование будут корректироваться в соответствии с выбором Подрядчика.

Таблица 12.6 - Объемы работ при использовании специальной установки «УПА-60/80», для испытания скважин

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Количество	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, авто- транспортом, трактором и т.д.)
1	2	3	4	5	6
1	Трехфазный сепаратор с обвязкой трубопроводом	к-т	1;2	1	
2	Конденсатосборник с обвязкой трубопроводом	"	"	1	
3	Выкидная линия 73мм.для отработки скважины	"	"	100	
4	Емкость 50 м ³ для накопления и временного хранения технологических жидкостей	шт.	"	2*50 м ³	
5	Обвязка емкостей трубопроводами	к-т	"	3	
6	Ц/бенчный насос с электромотором N-30 кВт	"	"	1	
7	Задвижки d.-80 мм высокого давления на линиях	шт.	1;2	15	
8	Контур заземления накопительных емкостей с устройством 2-х громоотводов	контур	"	1	
9	Фундамент из ж/б плит 6м x2м 0,2м под емкости	"	"	6	
10	Фундамент ж/б плит под ц/б насос 3м x 2м x 0,2м	"	"	1	
11	Обваловка площадки с накопительными емкостями 15м x15 x 1м	100 м ³	"	0,345	
12	Агрегат УПА-60/80	к-т	"	1	
13	Устройство оттяжек с якорями к мачте УПА-60/80	шт.	"	4	
14	Дизельгенератор 50 кВт	к-т	"	1	
15	Прожектор	"	"	4	
16	Трапные установки высокого и низкого давлений	"	"	1/1	
17	Емкость для накопления и временного хранения пластовых флюидов	"	"	3*50 м ³	
18	Замерная емкость 40 м ³	шт.	"	2	

Примечание: Все оборудование будут корректироваться в соответствии с выбором Подрядчика.

13. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ

Таблица 13.1 - Продолжительность строительства скважин

Номе- ра сква- жины	Продолжительность цикла строительства скважин, сут.							
	Всего	в том числе						Испытание в эксплуатационной колонне
		строи- тельно- монтаж- ные работы	подготовительные работы	бурение и креп- ление	испы- тание в от- кры- томствол е	всего, в т.ч. ликвидация или консер- вация скв.	подготови- тельные работы	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	235,0	7,0	3,0 (согласно ВСН)	30	-	195,0	15,0	180

Таблица 13.2 - Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин

Номер обсадной колонны	Название колонны	Продолжите- тельность крепления, сут.	Интервал бурения по стволу, м		Продолжительность бурения, сут.		
			от (верх)	до (низ)	Забойным двигателем	Роторным способом	Совмеше- нным способом
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Направление	1,0	0	50		1,0	
2	Кондуктор	2,0	50	450		4,0	
3	Эксплуатационная	2,0	450	800	-	-	20
	Всего	5,0	0	800	0,0	5,0	20,0

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

14.1. Средства механизации и автоматизации при бурении и креплении скважины должны соответствовать «Спецификации основного оборудования буровой установки». Кроме того, проектом предусматривается оснащение буровой установки при бурении скважины средствами, повышающими безопасность по следующему перечню:

Таблица 14.1 - Средства механизации и автоматизации

№№ п/п	Наименование средств безопасности	Наименование объектов	Кол-во объект.
1	2	3	4
1	Трубозахватное устройство	БУ	1 к-т
2	Пояс предохранительный для верхового рабочего.	БУ	2-3 шт.
3	Спасательное устройство для верховых рабочих в аварийных ситуациях	БУ	1 к-т (для буровых соспас. уст)
4	Приспособление для безопасной рубки стальных канатов	БУ	1 шт.
5	Приспособление для завинчивания и свинчивания долот («доска»)	БУ	Для каждого диаметра долот
6	Инструмент для замера износа замковых соединений бурильных труб	БУ	1 к-т
7	Устройство для безопасного выброса бурильных труб (желоб и т.п.)	БУ	1 к-т
8	Механизм для крепления, перезапуска изменения нагрузки неподвижной ветви талевого каната	БУ	1 шт.
9	Сигнальное или переговорное устройство между постом бурильщика и насосным отделением, между пультом бурильщика и верховым	БУ	1 шт.
10	Патрубки подъемные по диаметрам УБТ	БУ	2 к-та
11	Обратный клапан и шаровой кран для бурильных труб с ключом и комплектом переводников по размерам труб	БУ	2 к-та (по 2 переводника на типоразмер труб)
12	Трехфазная розетка для подключения промыслово-геофизической аппаратуры	БУ	1 шт. на всех типов буровых
13	Шаблон для обсадных труб по их диаметрам	БУ	на каждый диаметр
14	Шаровые краны для бурильных труб (между ведущей трубой и ее защитным переводником) с ключом и комплектом переводников по размерам труб.	БУ	3 (из них один запасной)
15	Гидравлический подъемник	БУ	1 к-т
16	Пневмораскрепитель трубный	БУ	1 к-т
17	Ограничитель подъема талевого блока	БУ	1 к-т
18	Устройство против разбрызгивания бурового раствора	БУ	1 к-т
19	Защитные очки и др. СИЗ для приготовителей бурового раствора из химреагентов.	БУ	по 1 шт. на рабочего
20	Приспособление для установки ведущей трубы в шурф.	БУ	1 к-т
21	Комбинированный колпачек для перемещения долот	БУ	1 шт.
22	Приспособление для отвинчивания трехшарошечных долот	СТД	1 шт.
23	Комплект ключей во взрывобезопасном исполнении для фланцевых соединений превенторной установки.	БУ	1 к-т
24	Указатель «Открыто» - «Закрыто» к задвижке высокого давления.	БУ	1 шт.
25	Приспособление для снятия поршней со штоков буровых насосов и выемки втулок.	БУ	1 к-т

Продолжение табл. 14.1

1	2	3	4
26	Предупредительное устройство о падении посторонних предметов в скважину	Устье скважины	1 шт.
27	Комплект аварийного ловильного инструмента	БУ	1 к-т
28	Отводные крючки	БУ	3 шт.
29	Приспособление для одевания протекторов на бурильные трубы	БУ	1 шт.
30	Защитные каски с подшлемниками	БУ	по 1 на рабочего
31	Автоматический сигнализатор уровня промывочной жидкости	Ёмкость	1 шт. на в ёмкости
32	Светильник переносной во взрывозащищенном исполнении напряжением 12 В	БУ	2 шт.
33	Пусковая задвижка с дистанционным управлением	БУ	1 к-т
34	Автоматический регулятор нагрузки на долото	БУ	1 к-т
35	Ограничитель напряжения холостого хода электросварочного трансформатора.	Эл.свар. трансф.	1 шт.
36	Гидравлический трубный ключ для обсадных колонн и для бурильных труб	БУ	1 к-т
37	Устройство по предупреждению перегрузки бурового насоса	Насос	1 шт
38	Комплект ключей во взрывобезопасном исполнении для фланцевых соединений превенторной установки.	БУ	1 к-т
39	Блокирующие устройства, исключающие вращение ротора при поднятых клиньях ПКР, а также произвольное открывание комплекту дверей кожуха лебёдки с её приводом.	БУ	по одному комплекту

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

Таблица 14.2 - Средства контроля

№№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	Стандарт на изготовление		Количество, шт.
		2	3	
1	Гидравлический индикатор веса, ГИВ	Импортные		1
2	Индикаторы давления, показывающие (манометры)	Импортные	Комплект	
3	Роторный и ВП моментометр	Импортные		1
4	Шаблоны для контроля за износом центраторов и калибраторов	Импортные		2
5	Мерные скобы для контроля диаметров бурильных труб и УБТ	Импортные		4
6	Уровнемер в доливной емкости	Импортные		1
7	Газоанализатор СН ₄ на 8 точек	Импортные		1
8	Газоанализатор Н ₂ S на 5 точки	Импортные		5
9	Газоанализаторы со звуковой сигнализацией в случае превышения ПДК.	Импортные		5
10	Портативный газоанализатор горючего газа (3 шт.), кислорода (2 шт.), Н ₂ S (2 шт.)	Импортные		7
11	Сигнализация превышения ПДК в случае газопроявления	Импортные		5
12	Лаборатория буровых растворов			
12.1	Прибор для определения удельного веса	-“-		1
12.2	Прибор для определения условной вязкости	-“-		1
12.3	Вискозиметр	-“-		1
12.4	Вискозиметр FANN	-“-		1
12.5	Секундомер	-“-		1
12.6	Прибор для определения содержания песка	-“-		1
12.7	Фильтрпресс со сжатым СО ₂	-“-		1
12.8	Высокотемпературный фильтрпресс высокого давления со сжатым воздухом	-“-		1
13	Станция геолого-технологического контроля	-“-		1

Примечание: Допускается замена средств контроля зарубежными аналогами.

Станция оборудована мониторами, графическими и цифровыми самописцами для контроля параметров бурения описанных в таблице, а также дополнительных параметров, таких как: объем бурового раствора в каждой из емкостей, общего и пофракционного содержания газа в буровом растворе, выходящего из скважины, положения долота относительно забоя и др.

Таблица 14.3 - Средства диспетчеризации

№№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	Стандарт на изготовление	Количество, шт.
1	2	3	4
1	Система связи станциями, расположенными: у представителя Заказчика, бурового мастера, инженера по буровым растворам, у пульта бурильщика, у пульта ПВО, на виброситах, на буровых насосах, объекте перемешивания бурового раствора	-	Один стационарный блок
2	Система оповещения по трансляционной сети (переносные мегафоны с питанием от аккумуляторных батарей).	-	5
3	Средства двусторонней связи с лагерем (радиоустройство с антенной и блоком питания).	-	5
4	Спутниковая связь	-	1

15. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ И ПРОТИВОПОЖАРНАЯ ТЕХНИКА

15.1. Соблюдение требований и мероприятий нормативно-технических документов

С целью обеспечения безопасного строительства скважин, предупреждения аварий, обеспечения готовности предприятия к локализации и ликвидации их последствий, гарантированного возмещения убытков, причиненных авариями физическим и юридическим лицам, окружающей среде и государству в процессе строительства и эксплуатации должны соблюдаться требования законодательства Республики Казахстан в области промышленной безопасности, а также:

- соблюдать требования промышленной безопасности;
- применять технологии, технические устройства, материалы, допущенные к применению на территории Республики Казахстан;
- организовывать и осуществлять производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности;
- проводить экспертизу технических устройств, материалов, отслуживших нормативный срок эксплуатации, для определения возможного срока дальнейшей эксплуатации;
- предотвращать проникновение на опасные производственные объекты посторонних лиц;
- проводить анализ причин возникновения аварий, осуществлять мероприятия, направленные на предупреждение, ликвидацию аварий и их последствий;
- информировать незамедлительно территориальный уполномоченный орган об авариях;
- выполнять предписания по устранению нарушений требований нормативных правовых актов в области промышленной безопасности, выданных государственными инспекторами;
- предусматривать затраты на обеспечение промышленной безопасности при разработке планов финансово-экономической деятельности;
- обеспечивать своевременное обновление технических устройств, материалов, отработавших свой нормативный срок;
- декларировать опасные производственные объекты, своевременно уточнять декларацию при появлении и изменении сведений о промышленной безопасности;

- обеспечивать укомплектованность штата работников опасного производственного объекта в соответствии с установленными требованиями организационно-технических мероприятий, обеспечивающих безопасное выполнение работ;
- заключать с профессиональными аварийно-спасательными службами и формированиями договоры на обслуживание или создавать собственные профессиональные аварийно-спасательные службы и формирования;
- и другое, предусмотренное законодательством Республики Казахстан в области промышленной безопасности.

Обязанности предприятия по профессиональной подготовке и переподготовке работников опасных производственных объектов:

- программа ежегодного обучения правилам безопасного выполнения должна быть продолжительностью не менее сорока часов и утверждена территориальным подразделением уполномоченного органа;
- проверке знаний подлежат все лица, занятые на опасных производственных объектах;
- комиссия по приему экзаменов должна состоять из лиц, прошедших проверку знаний, состав комиссии согласовывается с территориальным подразделением уполномоченного органа;
- обучение работников опасных производственных объектов и прием экзаменов могут производиться в учебной организации, аккредитованной (аттестованной) уполномоченным органом;
- результаты проверки знаний оформляются протоколом.

В целях обеспечения готовности к действиям по локализации и ликвидации аварий предприятием разрабатывается план ликвидации аварий с учетом мероприятий по спасению людей, действия людей и аварийно-спасательных служб. План проводимых учебных тревог и противоаварийных тренировок должен быть согласован руководителем Организаций.

План ликвидации аварий утверждается руководителем предприятия и согласовывается с аварийно-спасательными службами и формированиями.

С целью обеспечения правового регулирования в области трудовых отношений, охраны труда, экологий и пожарной безопасности должен исполняться Закон РК «О гражданской защите», «Правила пожарной безопасности», «Трудовой кодекс Республики Казахстан» и другие законодательные акты Республики Казахстан.

Для всех поступающих на работу лиц, а также для лиц, переводимых на другую работу, обязательно проведение инструктажа по безопасности труда, обучение

безопасным методам и приемам выполнения работ, оказания первой помощи пострадавшим и по пожарной безопасности.

К техническому руководству работами по строительству и эксплуатации скважин на опасных объектах должны допускаться лица, имеющие высшее или среднее техническое образование.

Рабочие, занятые на работах по строительству и эксплуатации скважин должны иметь профессиональное образование, соответствующее профилю выполняемых работ, ежегодно должны быть обучены безопасным приемам работы, знать сигналы аварийного оповещения, правила поведения при авариях, места расположения средств спасения и уметь пользоваться ими. Необходимо иметь инструкции по безопасному ведению технологических процессов, безопасному обслуживанию и эксплуатации машин и механизмов, скважин, трубопроводов. Рабочие не реже, чем каждые шесть месяцев должны проходить повторный инструктаж по безопасности труда с регистрацией в журнале учета инструктажей и не реже одного раза в год - проверки знаний инструкций по профессиям. Результаты проверки оформляются протоколом с записью в журнал инструктажа и личную карточку рабочего.

При изменении характера работы, а также после несчастных случаев, аварий, инцидентов или грубых нарушений Правил безопасности проводится внеплановый инструктаж.

Запрещается принимать или направлять на работу, связанную со строительством и эксплуатацией опасных объектов, лиц, имеющих медицинские противопоказания.

Рабочие и специалисты должны быть обеспечены и обязаны пользоваться специальной одеждой, специальной обувью, исправными защитными касками, очками и другими средствами индивидуальной защиты, соответствующими их профессии и условиям труда согласно утвержденным нормам.

Рабочие, руководители и специалисты, занятые на строительстве и эксплуатации опасных объектов, должны быть обеспечены санитарно-бытовыми помещениями (душевыми, помещениями для приема пищи, отдыха и обогрева) в соответствии с действующими нормами.

Все работающие на опасных объектах, в т.ч. в период строительства скважин должны быть обеспечены питьевой водой, качество, которой должно соответствовать санитарным требованиям.

Лица, не состоящие в штате объектов, но имеющие необходимость в его посещении для выполнения производственных заданий, должны быть

проинструктированы инженерами по ОТ и ТБ организации по мерам безопасности и обеспечены индивидуальными средствами защиты.

Руководитель организации, эксплуатирующий опасных объектов, обязан обеспечить безопасные условия труда, организацию разработки защитных мероприятий на основе оценки опасности и рисков на каждом рабочем месте и объекте в целом.

На производство работ, к которым предъявляются повышенные требования безопасности, должны выдаваться письменные наряды – допуски, в т.ч. на газоопасные, огневые работы.

Нарядом-допуском оформляется также допуск на территорию объекта для выполнения работ персонала сторонней организации. В нем должны быть указаны опасные факторы, определены границы участка или объекта, где допускаемая организация выполняет работы и несет ответственность за их безопасное производство, другое, предусмотренное инструкциями по организации безопасного проведения газоопасных работ, то же огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах.

Места, представляющие опасность падения в них людей, машин и механизмов, должны быть ограждены и обозначены предупредительными знаками.

Передвижение людей по территории опасного объекта допускается по специально устроенным пешеходным дорожкам или по обочинам автодорог навстречу направлению движения автотранспорта.

Запрещается находиться людям в опасной зоне работающих механизмов, в пределах зоны возможного поражения и в непосредственной близости от источников поражения, травмирования.

В случае опасности все работы в опасной зоне должны быть остановлены, люди выведены, а опасный участок должен быть огражден и установлены предупредительные знаки, приняты меры по обеспечению и организации безопасного проведения работ.

Все несчастные случаи, аварии и инциденты подлежат регистрации, расследованию и учету в соответствии с действующим законодательством Республики Казахстан.

Строительно-монтажные, транспортные и строительно-дорожные машины, технические устройства, находящиеся в эксплуатации, должны быть исправны, оснащены сигнальными устройствами, тормозами, ограждениями доступных движущихся частей механизмов (муфт, передач, шкивов и т.п.) и рабочих площадок, противопожарными средствами, иметь освещение, комплект исправного инструмента, приспособлений, защитных средств от поражения электрическим током и необходимую контрольно - измерительную аппаратуру, а также исправно действующую защиту.

Движущиеся части оборудования, представляющие собой источник опасности для людей, должны иметь кожухи или ограждены.

Обучение, аттестация и допуск к выполнению работ технических устройств, управление которыми связано с оперативным включением и отключением электроустановок, осуществляется в соответствии с требованиями действующих норм и правил по безопасной эксплуатации электроустановок с присвоением квалификационных групп по электробезопасности.

Предприятие обязано страховать своих работников и соблюдать требования Закона РК «Об обязательном страховании гражданско-правовой ответственности работодателя за причинение вреда жизни и здоровью работника при исполнении им трудовых (служебных) обязанностей от 07.05.07 г. №30-III и Закон РК «Об обязательном страховании гражданско-правовой ответственности владельцев объектов, деятельность которых связана с опасностью причинения вреда третьим лицам» от 07.07.2004 г. №580-II.

15.2. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций

Предприятие обязано соблюдать требования Законов Республики Казахстан от 11.04.2014 г. № 188-V «О гражданской защите» раздел 4 «Предупреждение чрезвычайных ситуаций», в т.ч.:

- планировать и проводить мероприятия по повышению устойчивости своего функционирования и обеспечению безопасности работников и населения;
- предоставлять в установленном порядке информацию, оповещать работников и население об угрозе возникновения или о возникновении чрезвычайных ситуаций;
- обучать работников методам защиты и действиям при чрезвычайных ситуациях в составе невоенизованных формирований, создавать и поддерживать в постоянной готовности локальные системы оповещения о чрезвычайных ситуациях;
- проводить защитные мероприятия, спасательные, аварийно-восстановительные и другие неотложные работы по ликвидации чрезвычайных ситуаций на подведомственных объектах производственного и социального назначения и на прилегающих к ним территориях в соответствии с утвержденными планами;
- осуществлять производственный контроль за соблюдением требований по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций;
- представлять в уполномоченный орган Республики Казахстан по чрезвычайным ситуациям и в территориальное подразделение уполномоченного органа декларацию безопасности промышленных объектов, в порядке и по форме, утвержденной Правительством Республики Казахстан;

- разрабатывать мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера (контроль обстановки, прогнозирование и оповещение об угрозе аварий, бедствий и катастроф, могущих привести к возникновению чрезвычайных ситуаций, обучение специалистов и защитные мероприятия);
- не допускать нарушений требований безопасности производственной и технологической дисциплины, которые могут привести к возникновению чрезвычайных ситуаций;
- информировать население и организации о прогнозируемых и возникших чрезвычайных ситуациях, мерах по их предупреждению и ликвидации;
- заблаговременно определять степень риска и вредности деятельности предприятия;
- проводить спасательные, аварийно-восстановительные и другие неотложные работы по ликвидации чрезвычайных ситуаций, оказывать экстренную медицинскую помощь; формировать резервы финансовых и материальных ресурсов для локализации и ликвидации последствий аварий.

Мероприятия по защите населения, территорий и объектов хозяйствования проводятся заблаговременно и являются обязательными для организаций. В целях защиты населения, территорий и объектов хозяйствования от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера организациями проводятся:

- разработка перспективных и текущих планов по защите населения, населенных пунктов и объектов хозяйствования от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера и планов действий по их ликвидации;
- комплекс мероприятий по повышению устойчивости функционирования объектов хозяйствования и обеспечению безопасности рабочего персонала в чрезвычайных ситуациях;
- создание и поддержание в постоянной готовности локальных систем оповещения;
- планирование застройки территорий с учетом возможных наводнений, селей, оползней и других опасных экзогенных явлений;
- создание резерва временного жилья для населения, оставшегося без крова при чрезвычайных ситуациях;
- организация системы мониторинга, оповещения населения и хозяйствующих субъектов о техногенных авариях, возможных наводнениях, селях, оползнях и других опасных экзогенных явлениях;

– создание запасов продовольствия, медикаментов и материально-технических средств на объектах жизнеобеспечения.

Мероприятия Гражданской по защите от чрезвычайных ситуаций, связанных с разработкой месторождений полезных ископаемых, реализуемые организациями по обеспечению безопасности территорий и объектов хозяйствования от чрезвычайных ситуаций, включают:

- научные исследования, прогнозирование и оценку опасности возможных последствий добычи полезных ископаемых для населения и окружающей среды;
- планирование строительства и эксплуатацию с учетом перспектив развития добычи полезных ископаемых и ее влияния на устойчивость геологических структур;
- организацию и проведение превентивных мероприятий по снижению возможного ущерба от чрезвычайных ситуаций, связанных с разработкой месторождений, а при невозможности их проведения - прекращение добычи и консервацию месторождений с выполнением необходимого комплекса защитных мероприятий.

Инженерно-технические мероприятия Гражданской защите разрабатываются и проводятся заблаговременно.

Страхование лиц, привлекаемых к выполнению мероприятий Гражданской защите и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций, обусловленных авариями, катастрофами, стихийными и иными бедствиями, и возмещение ущерба в случае их гибели илиувечья осуществляются в соответствии с законодательством Республики Казахстан.

К спасательным и неотложным работам относятся поисково-спасательные, горноспасательные, газоспасательные работы, а также работы, связанные с тушением пожаров и ликвидацией медико-санитарных последствий чрезвычайных ситуаций, и другие специальные работы, проводимые в чрезвычайных и аварийных ситуациях. В Республики Казахстан аварийно-спасательные службы и формирования создаются:

- на постоянной штатной основе - профессиональные аварийно-спасательные службы и формирования;
- на добровольных началах - добровольные аварийно-спасательные формирования, которые создаются из числа своих работников в соответствии с действующим законодательством Республики Казахстан.

Спасатели обязаны вести поиск пострадавших людей, принимать меры по их спасению, оказывать первую медицинскую и другие виды помощи.

Учитывая высокую опасность производства, предусматривается ряд мероприятий по технике безопасности, промсанитарии в целях предупреждения несчастных случаев и

обеспечения нормальных и комфортабельных условий труда и отдыха в соответствии с действующими в Республике Казахстан стандартами и нормами.

Руководствуясь Трудовым Кодексом «Инструкции по безопасности и охране труда», законом «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения Республики Казахстан» и действующими правилами безопасности труда при проведении геологоразведочных работ, на площади работ будет планомерно вестись работа, направленная на обеспечение безопасных и здоровых условий труда.

Организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасных условий труда включают:

- при поступлении на работу, трудящиеся проходят предварительный медицинский осмотр, а в дальнейшем – периодические медосмотры, согласно постановлению правительства Республики Казахстан от 31 декабря 2011года № 1665, глава 8. «Требования к бытовому обслуживанию, медицинским осмотрам и гигиеническому обучению персонала»;
- рабочие, поступающие на работу, проходят обучение общим правилам безопасности, пожарной безопасности и правилам оказания первой помощи пострадавшим, после чего проходят вводный инструктаж и инструктаж на рабочих местах с последующей сдачей экзаменов;
- на все производственные профессии будут разработаны «Инструкции по безопасности и охране труда»;
- ответственность за обеспечение и соблюдение правил безопасности труда возлагается на Подрядчика.

Санитарные нормы и правила

Необходимо учитывать санитарные правила и нормы при проведении следующих работ:

- строительно-монтажные работы;
- бурение разведочных скважин;
- испытание скважин;
- тампонажные работы.

С целью обеспечения охраны труда, здоровья персонала, технической безопасности и надежности оборудования, применяемого при строительстве скважины и в целом объекта работ, проектом предусматривается в соответствии с действующим законодательством, «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам нефтедобывающей промышленности» постановлением Правительства Республики Казахстан от 28 марта 2015 года №174, строгое соблюдение требований и мероприятий

следующих нормативно-технических документов, действующих в нефтегазовой отрасли промышленности Республики Казахстан.

Таблица 15.1 - Основные нормативно-технические документы

№№ пп	Основные нормативно-технические документы	Объект применения
1	2	3
1	«Об утверждение нормативных актов в области промышленной безопасности» приказ Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан №245 от 21.сентября 2009г.	Все виды работ на объекте Цикл строительства скважин (монтаж, бурение, испытание).
2	Требования к устройству и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, №189 от 29.10.2008г.	Воздухосборники, гидроаккумуляторы, баллоны, обвязка, манометры
3	Требования промышленной безопасности по устройству и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов, №245 от 21.10.2009г.	Г/п механизмы, перемещение грузов
4	«Санитарно-эпидемиологические требования к объектам нефтедобывающей промышленности» Утв. постановлением Правительства Республики Казахстан, от 28 марта 2015 года № 174.	Оборудованию, санитарно-бытовые помещениям на объектах нефтедобывающей пром
5	Требования промышленной безопасности по устройству и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов, № 2126 от 15 декабря 2009 г.	Системы обогрева и отопления
6	Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых, № 123 от 10.02.2011г.	Инфраструктура объекта (площади)
7	ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы». Классификация.	Оборудование, процессы, инструкции
8	Приложение (Допустимые уровни звука) к санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам нефтедобывающей промышленности» №167 от 25.01.2012г.	Оборудование, процессы, инструкции
9	Санитарно-эпидемиологические правила и нормы «Санитарно-эпидемиологические требования к воздуху производственных помещений» от 14.07.2005 г. №355	----- « -----
10	Приложение (Допустимые уровни вибрации) к санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам нефтедобывающей промышленности» №174 от 28.02.2015г.	----- « -----
11	ГОСТ 13862-2003 «Оборудование противовыбросовое» Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции	Комитет по техрегу-лированию и метрологии МИиТ РК
12	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам нефтедобывающей промышленности» Постановление Правительства РК от 28.02.15г.№174	Все виды работ на объекте
13	Гигиенические нормативы «Предельно допустимые концентрации и ориентировочные безопасные уровни вредных веществ в воздухе рабочей зоны» от 03.12.04г. № 841.	Оборудование, процессы, инструкции
14	«Инструкция по безопасности работ при разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, содержащих сероводород», ИБС	Для всех видов работ на объектах разработки нефтегазовых месторождений.

15.3. Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда

Таблица 15.2 - Основные требования и мероприятия

№ п/п	Основные требования и мероприятия (с ссылкой на действующие документы)
1	2
1	При принятии проектных решений взяты санитарные правила и нормы: СанПиН «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденный Постановлением Правительства Республики Казахстан от 17 января 2012 года № 93
2	Для обеспечения безопасных условий труда при строительстве и выполнении требований по промышленной санитарии и гигиена труда рабочий должен быть обеспечен: санитарно-бытовыми помещениями, средствами индивидуальной защиты, спецодеждой, спецобувью, средствами индивидуальной защиты от шума и вибрации, средствами защиты органов дыхания, а также средствами контроля воздушной среды и необходимым уровнем освещенности.
3	Для обеспечения безопасности работающих на буровых установках и профилактики профзаболеваний необходимо предусмотреть средства индивидуальной защиты: спецодежду, спецобувь, средства защиты органов дыхания, органов слуха, рук, лица, головы. Применение средств индивидуальной защиты предусмотрено в обязательном порядке отраслевыми «Правилами техники безопасности». Выдача спецодежды, спецобуви и других индивидуальных средств защиты регламентирована «Отраслевыми нормами выдачи спецодежды, спецобуви и других средств защиты». Согласно указанным документам весь рабочий персонал, участвующий в строительстве скважины, должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты, представленными в таблице 15.3.
4	Учитывая наличие паров органических веществ: углеводородов, эфиров, спиртов, альдегидов в воздухе рабочей зоны и в соответствии с каталогом “Промышленные противогазы и расpirаторы” члены буровой бригады опробования скважин 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 15.3).
5	Учитывая, что в процессе бурения работающие подвергаются воздействию повышенного уровня шума и вибрации, и в соответствии с требованиями «Гигиенических нормативов уровней шума на рабочих местах» и «Санитарно-эпидемиологических требований к условиям работы с источниками вибрации» по ограничению действующих уровней шума и вибрации буровая установка должна быть оснащена коллективными средствами снижения шума и вибрации.
6	Для создания необходимого и достаточного уровня освещенности на рабочих местах с целью обеспечения безопасных условий труда необходимо руководствоваться «Отраслевыми нормами проектирования искусственного освещения предприятия нефтяной промышленности, а также соблюдать требования Санитарно-эпидемиологические требования к объектам нефтедобывающей промышленности» от 28 марта 2015 года №174, *«Нормируемые показатели искусственного освещения основных помещений объектов».
7	Необходимо предусмотреть следующие виды освещения: рабочее и аварийное. Рабочее освещение должно быть предусмотрено во всех помещениях и на неосвещенных территориях для обеспечения нормальной работы, прохода людей и движения транспорта во время отсутствия или недостатка естественного освещения. Аварийное освещение для продолжения работ должно быть предусмотрено для рабочих поверхностей. Для общего освещения помещений основного производственного назначения (вышечно-лебедочный блок, силовое и насосное помещение, циркуляционная система, противовыбросовое оборудование, место зарядки пристрелочных и взрывных аппаратов, операторная, склад взрывных материалов) следует применять газоразрядные источники света, для подсобных и административных помещений - лампы накаливания или люминесцентные лампы. Допускается для освещения помещений основного производственного назначения, применение ламп накаливания. Для освещения производственных площадок и неотапливаемых производственных помещений, проездов следует также применять газоразрядные источники света. Выбор типа светильников производиться с учетом характера светораспределения окружающей среды высоты помещения. В помещениях, на открытых площадках, где могут быть по условиям технологического процесса образовываться взрыво и пожароопасные смеси, светильники должны иметь взрывонепроницаемое, взрывозащищенное исполнение, в зависимости от категорий взрыво и пожароопасности помещения по классификации ПУЭ (правила устройства электроустановок).

Продолжение таблицы 15.2

1	2
8	<p>Для улучшения условий видения и уменьшения слепимости световые приборы на буровых вышках должны иметь жалюзные насадки или козырьки, экранирующие источники света или отражатель от бурильщика и верхнего рабочего.</p> <p>При устройстве общего освещения для пультов управления источники света необходимо располагать таким образом, чтобы отраженные от защитного стекла измерительных приборов блики не попадали в глаза оператора. При освещении производственных помещений газоразрядными лампами, питаемыми переменным током промышленной частоты 50 Гц, коэффициент пульсации освещенности не должен превышать 20%. Светильники производственных помещений следует чистить не реже раз в год. Для всех остальных помещений чистить светильники необходимо не реже 4 раза в год.</p>
9	<p>В соответствии с СанПиНом «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения» Приказ Министра национальной экономики РК от 28.02.15г.№174, строящаяся буровая при стационарном, вахтовом и вахтово-экспедиционном методе организации труда должна быть обеспечена санитарно-бытовыми помещениями, представленными в таблице 15.5.</p> <p>Рабочие должны быть обеспечены горячим питанием, с не регламентированным обеденным перерывом для работающих расстояние до столовой не должно превышать 75 метров. При доставке горячего питания на объекты, должны быть организованы пункты приема пищи. Условия доставки и условия в пунктах приема пищи согласовываются с государственными органами санитарно – эпидемиологической службы. В комплексе обустройства буровой установки должна быть оборудована столовая (вагон – столовая).</p>

Таблица 15.3 - Средства для оказания первой доврачебной помощи

№№ п/п	Наименование	Количество
1	<p>Аптечка, состоящая из:</p> <p>Индивидуальный перевязочный пакет</p> <p>Бинты марлевые стерильные</p> <p>Салфетки марлевые</p> <p>Вата белая</p> <p>Настойка йода 100 гр.</p> <p>Жидкость Новикова (бриллиантовая зелень) 50 гр.</p> <p>Нашатырный спирт в ампулах по 20 куб. см (при применении смочить вату) 10 шт.</p> <p>Валериановые капли 50 гр.</p> <p>Капли желудочные, болеутоляющие 350 гр.</p> <p>Борная кислота 50 гр.</p> <p>Сода двухуглекислая (питьевая сода) 50 гр.</p> <p>Лейкопластирь</p> <p>Вазелин 30 гр.</p> <p>Валидол 2 пачки</p> <p>Кардиамин 1 флакон</p> <p>Зубные капли или вата</p> <p>Анальгин 2 пачки</p> <p>Мензурка - стаканчик на 30 гр. 1 шт.</p> <p>Термометр медицинский 1 шт.</p> <p>Кровоостанавливающий жгут 1 шт.</p> <p>Шины для фиксации переломов 4 шт.</p> <p>Ножницы медицинские 1 шт.</p> <p>Таблетки от кашля (кодеин) 2 пачки</p> <p>Магнезия 50 гр.</p> <p>Уголь активированный</p> <p>Аппарат искусственного дыхания</p> <p>Носилки</p>	<p>5шт.</p> <p>10шт.</p> <p>5 пакетов</p> <p>5 пакетов (по 50 гр.)</p> <p>100 гр</p> <p>50 гр</p> <p>20 куб.см</p> <p>10 шт.</p> <p>50 гр</p> <p>350 гр</p> <p>50 гр</p> <p>50 гр</p> <p>1пачка</p> <p>30 гр</p> <p>2 пачки</p> <p>1 флакон</p> <p>"Дента" 20 гр</p> <p>2 пачки</p> <p>стаканчик на 30 гр. 1 шт.</p> <p>1шт.</p> <p>1шт.</p> <p>4 шт.</p> <p>1шт.</p> <p>2 пачки</p> <p>50 гр</p> <p>50 гр</p> <p>1шт.</p> <p>2 шт.</p>
2		

Примечания:

- Иметь медицинский пункт с персоналом для оказания первой медицинской помощи пострадавшим на производстве.
- В каждом жилом вагоне иметь медицинскую аптечку, укомплектованную медикаментами согласно перечня.

15.4. 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 «Гигиеническими нормативами уровней шума на рабочих местах от 28.02.15г. №174 Постановление Правительства РК».

Основными источниками шума на буровой площадке являются оборудование бурильной установки, установка для приготовления цементных растворов, насосы бурового раствора, центрифуга, вибросита, платформа дегазатора, дизельгенераторы, подъемные механизмы, транспортные средства и др. (действительные замеры уровня шума будут проводиться в разных местах на буровых установках с помощью шумометра 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 документом «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 шума 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 - 50,12 дБ, и 200 м - 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).

Также должны анализироваться все случаи, когда вибрация оборудования представляет собой потенциальное неблагоприятное воздействие на персонал буровой. В качестве примера оборудования, способного представлять собой потенциальное неблагоприятное воздействие на организм, вследствие его вибрации, можно привести монтажные пальцы мачты и подвешенного основания. Как правило, эти пальцы стопорятся шпильками для предотвращения их обратного движения. Все внешние болты и гайки также стопорятся проволокой во избежание разбалтывания и падения на головы персонала. верхних прожекторов, пальцы верхних полатей буровой и иного верхового оборудования, которое может ослабнуть вследствие вибрации оборудования и выпасть. Является проведение предварительных (при поступлении на работу) и периодических медицинских осмотров работающих, осуществляемых медицинскими учреждениями региона ведения буровых работ. График проведения медицинских осмотров согласовывается с СЭС.

Периодическому медицинскому осмотру подвергаются все работники буровой бригады.

Таблица 15.4 - Средства коллективной защиты от шума и вибрации

№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	Место установки на буровой
1	2	3
1	Кожух	Вертушки-разрядники шинно-пневматических муфт пневмосистемы
2	Деревянные маты	Под основанием буровой
3	Виброзолирующая площадка или резиновые коврики	У пульта бурильщика и дизелистов
4	Наушники СОМ3-1 или каска с наушниками типа СОМ3-2К	Все работающие
5	Антивибрационные рукавицы	Бурильщики, помощники бурильщиков

Принятые технологические решения обеспечивают допустимый уровень звука (шума) на рабочих местах не выше 80дБ (согласно «Гигиеническим нормативам уровней шума на рабочих местах от 28.02.15г. №174 Постановление Правительства РК»). 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).

15.5. Освещение оборудование рабочих мест

Проектом устанавливаются нормы электрического освещения оборудования рабочих мест, территории, согласно Санитарно-эпидемиологическим правилам и нормам «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам нефтедобывающей

промышленности» от 28.02.15г. №174 Постановление Правительства РК, следующего значения.

Таблица 15.5 - Нормы естественного освещения в помещениях

Наименование помещений	Коэффициент естественной освещенности - КЕО, %
Жилые помещения	0,5
Общественные помещения	1,0
Помещения медицинского позиционирования (накладовых)	1,0
Помещения пищевого блока	1,0
Ходовой мостик (рулевая рубка)	2,0
Главный поступравления, поступравления спуском и подъемом	2,0
Помещения динамического позиционирования (набуровых судах)	1,5
Радиорубка	1,5
Кабины гидрооборудования опорных колонн	1,0
Лаборатории глинистого раствора	1,0

Таблица 15.6 - Нормы освещенности

№ п/п	Рабочие места	Рабочая поверхность, на которой нормируется освещенность	Плоскость формиро- вания осве- щенности: Г-гориzon- тальная; В-верти- кальная	Разряд и подраз- ряд зри- тельной работы	Рабочее освещение			Аварий- ность освеще- ние, лк	
					Освещенность, лк		Показатель ослепленности не более, %		
					при лампах накали- вания	при газо- разряд- ных лампах			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
1	Измерительная аппаратура, пульт и щит с измерительной аппаратурой	Шкала приборов, кнопки управления	Г.В	IV в	150	200	40	10	
2	Пульт и щит управления без измерительной аппаратуры, стол оператора	Рычаги, рукоятки	Г.В	VI	75	150	60	10	
3	Стол оператора, машиниста 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, приемный мост	Бурильные трубы, обсадные колонны, приемный мост	Г	XI	10	10			
6	Лестничные марши, площадки, сходы с рабочей площадки. Вышечно-лебедочный блок	Ступени, пол, площадки	Г	XI	10	10			
Вышечно-лебедочный блок:									
7	Рабочая площадка	Пол	Г		30	50	60	10	
8	Роторный стол	Роторный стол	В		100	100	Освещенность установлена экспериментально		
9	Буровая лебедка	барабан	В	X	30	30			
10	Автоматический ключ буровой (АКБ)	челюсть	В	VIIIa	30	75			
11	Подсвечник	Место установки свеч	Г	X	30	30			
12	Путь движения талевого блока	Талевый блок	В	X	30	30			
13	Механизм спуска и подъема бурильных труб(МСП)	Механизм захвата	Г	IX	50	50			

Продолжение табл. 15.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
15	Элеватор на уровне площадки верхнего рабочего, магазин для свеч	Замковое устройство, место установки свеч	В	IX	50	50		
16	Рабочее место верхнего рабочего (люлька, балкон)	Пол	Г	IX	50	50		10
17	Кронблочная площадка, кронблок	Рабочие блоки	Г.В.	X	30	30		10
Силовое помещение:								
18	Редуктор (коробка скоростей)	Место замера уровня масла	В	VIIIa	30	75		
19	Растворопровод (желобная система)	Поверхность раствора	Г	XI	10	10		
20	Глиномешалка, смеситель, сепаратор, сито, пескоотделитель	Рабочая поверхность	В	VIIIa	30	75		
21	Емкость (резервуар) для хранения запасного раствора	Место замера уровня раствора	В	VIIIb	20	50		
Насосное помещение:								
22	Воздушный компенсатор бурового насоса	Диафрагменный разделитель	В	VI	75	150	Во время см.разделителя	5
23	Дизельное помещение (освещенность снижена на одну ступень шкалы освещенности)	0,8м от стола	Г	VI	50	100		5
Противовыбросовое оборудование:								
24	Превентор, штурвал, дистанционное управление превентором	Превентор, штурвал	В	VIIIa	30	75		
25	Пульт дистанционного управления превентором (освещенность снижена на одну ступень шкалы освещенности)	Пульт	В	IVГ	75	100		10
26	Цементировочная головка (освещенность повышена на одну ступень шкалы освещенности)	Кран	В	X	50	50		
27	Мерный бак цементировочного агрегата, бочек для цементного раствора	Поверхность раствора	Г	X	30	30		
28	Место заряжения прострелочных и взрывных аппаратов (ПБД)	Место заряжения	Г	VIГ	75	100		
29	Каротажный подъемник Путь движения геофизического кабеля: от каротажного подъемника до блок баланса; от подвесного ролика до устья скважины	Барабан, пульт, кабины машиниста Кабель	Г В Г	X V XI	30 50 10	30 50 10	Освещенность установлена экспериментально	

Продолжение табл. 15.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
30	Блок-баланс	Кабель Блок-баланс	B	X	30	30		
31	Рабочее место у устья скважины	Рабочее место	B	X	30	30		
32	Каротажная лаборатория	0,8 м от пола	Г		75	75	Овещенность установлена экспериментально	
33	Путь переноса заряженных ПВА	Земля, пол мостков	Г	XI	10	10		
34	Территория опасной зоны при проведении прострелочных и взрывных работ	Земля, пол мостков	Г		2	2		

15.6. Средства индивидуальной защиты

Для защиты персонала от воздействия ОВПФ и травмоопасных ситуаций проектом предусматривается обеспечение членов бригады по «Отраслевые нормы бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и др. средств индивидуальной защиты работникам предприятия нефтяной, газовой, нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности» утвержденной Министерством труда и социальной защиты населения РК 14.10.2003г.

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 буровой организацией.

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 буровой организацией для закупки.

Сфера применения

Действие настоящей инструкции распространяется на всех сотрудников буровой организации, подрядчиков и посетителей, находящихся с визитом на объектах.

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. Проводит замену непригодного СИЗ на пригодное к эксплуатации, а также проводит замену по окончании срока эксплуатации, утвержденного внутренними нормативными актами на ношение СИЗ.

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, но 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 участка, таких как: объекты, строительные участки, складских помещений и баз, обязательно ношение следующих видов СИЗ:

- а) каска;

- b) защитные очки;
- c) 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 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, изложенным в пункте 7.2 настоящей инструкции.

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 буровой организации.

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 Казахстанских стандартов.

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 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. Очкы 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. Очкы 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 недерживают 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 у daraх. 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)

- а) 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;
- б) защитные края, которые закрывают запястья и предплечья, необходимо использовать при возможном образовании брызг;
- с) 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:

- a) Перчатки сварщиков изготовлены из обработанной кожи, которая обеспечивает защиту от высоких температур, искр от сварки, и горячего шлака.
- b) Перчатки пожарных изготовлены из кожи и обшиты жароотталкивающим, неплавким текстильным материалом с ворсом.
- c) 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.

- 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, коррозиующих, 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 коррозиующими материалами или жидкими углеводородами. Непроницаемую защитную одежду требуется использовать при открытии линий, вскрытии оборудования, а также во время проведения работ, при которых возможно разбрызгивание коррозиующих или углеводородных материалов. Непроницаемую защитную одежду требуется использовать в условиях повышенной влажности, при проведении ремонтных работ, когда возможно воздействие коррозиующих 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 поливинилхlorида) 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 буровой организации 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 буровой организации 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:

- a) теннисные и тряпичные туфли;
- b) ботинки с глубоким протектором;
- c) ботинки и туфли с каучуковой, неровной, толстой или гладкой кожаной подошвой;
- d) туфли на высоком каблуке;
- e) сандалии и босоножки;
- f) 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, 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. Резиновые сапоги служат для того, чтобы предохранить ноги и штаны от загрязнения и влаги.

Аварийные души пункты для промывания глаз

Общие положения

На объектах, 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 «Стандартизованный список СИЗ и защитного оборудования»).

Аварийные души должны быть подсоединенны 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 (смотрите инструкцию «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 необогреваемые 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 °C (75 °F) но могут быть отклонения +/- 5,5 °C (10 °F).

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 Заказчика является владельцем данной инструкции и несет ответственность за внесение необходимых изменений.

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

Таблица 15.7 - Средства индивидуальной защиты, спецодежда

№ п/п	Наименование, тип, шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ и т.п. на изготовление	Потребное кол-во для буровой бригады	Потребное кол-во для бригады опробывания
1	2	3	5	6
1	Куртка х/б на утепленной подкладке	ГОСТ 17222-71 (ТН)	на каждую рабочий	на каждую рабочий
2	Брюки х/б на утепленной подкладке	ГОСТ 18235-72 (ТН)	то же	то же
3	Валенки	ГОСТ 18724-80	то же	то же
4	Полушубок	ГОСТ 4432-71	то же	то же
5	Костюм брезентовый	ГОСТ 124039-78	то же	то же
6	Сапоги кирзовые	ГОСТ 5394-74 (3)	то же	то же
7	Рукавицы	ГОСТ 124010-75	то же	то же
8	Каска защитная	ОСТ 39-124-82	то же	то же
9	Подшлемник под защитную каску	ТУ 17-08-149-81	то же	то же
10	Каска противошумная ВЦНИИОТ-1А	ТУ 1-01-0201-79	то же	то же
11	Полусапоги юфтеевые на выброгасящей резиновой подошве	ТУ 17-11-39-20 (МВ)	то же	то же
12	Рукавицы антивибрационные	ГОСТ 124010	то же	то же
13	Респиратор фильтрующий «Лепесток»	ГОСТ 124028-76	то же	то же
14	Противогаз марки В	ГОСТ 124121-83	то же	то же
15	Изолирующий противогаз типа АСВ-2, АИР-217		то же	то же
16	Спецодежда		то же	то же

15.7. Обустройство временных объектов при проведении работ

Проектом предусматривается обустройство временных объектов: бурового лагеря и промышленной зоны.

Концентрация загрязняющих веществ на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ) и на территории близлежащего пункта ниже нормативных требований.

Буровой лагерь. Проектом предусматривается обустройство вахтового поселка для 60 человек, на территории работ. Территория лагеря будет оснащена жилыми помещениями, соответствующими ожидаемым условиям окружающей среды, емкостями для питьевой воды, помещениями и средствами связи, средствами подачи электроэнергии, ремонтными мастерскими, автостоянкой.

1. *Обеспечение.* Организация питания – трехразовое. Продукты будут доставляться из г. Кызылорда. Количество персонала, обслуживающих буровые работы, составляет 60 человек.

2. *Электроснабжение вахтового поселка.* Вблизи вахтового поселка отсутствует государственная сеть электрокоммуникаций. Система энергоснабжения состоит из дизельных генераторов мощностью 150-200 кВт.

3. *Транспортные средства.* Проектом предусматривается использование автомобильного транспорта для транспортировки грузов и персонала. Перечень используемых видов транспорта состоит из следующих видов автотехники:

- Гидравлический подъемник (автокран 25 тн);
- Бульдозер;
- Автоцистерна для воды (Камаз или Урал);
- Вахтовая;
- Цементировочный агрегат 2ед.;
- Цементно-смесительная машина СМН-20;
- Полноприводный легковой автомобиль;
- Грузовые машины полуприцепы ЧМЗАП (20тн) и УРАЛ (16тн);
- ППУ.

Промышленная зона. На территории промышленной зоны (площадки буровой) проектом запланировано обустройство следующих объектов:

- Буровая установка;
- Привод буровой лебедки с коробкой передач;
- Буровой насос F-1000;
- Дизельных двигателя Детройт Дизель Серии 60 номинальной мощностью 475 л.с.;

- Емкостей для технической воды;
- Блоки для приготовления бурового раствора;
- Блоки для отстаивания буровых сточных вод;
- Площадка ремонтной мастерской;
- Насосная перекачка топлива;
- Насосная установка буровой;
- Пожарные устройства;
- Платформы и площадки промышленной зоны.

Для санитарно-бытового обеспечения производственной деятельности и отдыха персонала бригады, других работников, участвующих в процессе строительства скважины по действующим СНИП, проектом предусматривается:

- Устройство вахтового поселка по расчетной численности мест жилья, отдыха, душевой, шкафами для хранения спецодежды, умывальниками, туалетами, закрытой системой канализации;
- Устройство емкости для хранения пресной воды с герметичным люком и устройством для отбора проб воды, а также кипятильников (типа “Титан”) для круглосуточного обеспечения кипяченой водой;
- Устройство склада для продуктов с холодильниками;
- Устройство мест для сбора, утилизации отходов, мусора на удалении не менее 30 м от мест проживания;
- Обеспечение сменными спальными принадлежностями;
- Обеспечение инвентарем для отдыха (телевизор, настольные игры, спортивный инвентарь);
- Обеспечение системами кондиционирования (вентиляции) и обогрева жилых и производственных помещений.

На объектах общественного питания должны быть предусмотрены бытовые помещения в соответствии с требованиями «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам общественного питания» от 19.12.2011г. №1665.

Для питания: Работающие всех производственных объектов обеспечиваются горячим питанием согласно (Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения» Приказ Министра экономики РК от 28.02.15г. №174), расстояние до столовых не должно превышать 300 метров, а производствах с непрерывным технологическим процессом, соответственно, с не регламентированным обеденным перерывом 75 м. При доставке горячего питания на

объекты, организуются пункты пищи. Для работающих в буровых бригадах в комплексе обустройства буровой установки оборудуется столовая (вагон-столовая). Допускается организация питания путем доставки пищи из базовой столовой на буровую, с раздачей и приемом пищи в специально выделенном помещении и так же согласно пункта №99, работники объектов нефтедобывающей промышленности обеспечиваются медико-санитарным обслуживанием.

Таблица 15.8– Санитарно-бытовые помещения

№№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	Количество, шт.
1	2	3
1	Для буровой бригады: Вахтовый поселок в том числе:	на 60 мест
2	вагон-столовая	4
3	вагон-сушилка	1
4	вагон-прачечная	1
5	вагон-гостиница	3
6	вагон-медпункт	1
7	вагон-склад	7
8	вагон-раздевалка	2
9	вагон-дом (жилье)	16
10	Мастерская (обогрев, освещение)	1
11	Лаборатория (обогрев, освещение)	1
12	Вагон-офис	3

Примечание:

1. Допускается замена типов и количество санитарно-бытовых помещений зарубежными аналогами.
2. Вагончики оборудуются необходимой мебелью, бытовыми электроприборами, сушилкой, кондиционерами, водопроводной системой, фильтрационной установкой для воды и установкой для очистки сточных вод, туалетами и канализацией.
3. На территории устанавливаются емкости под жидкие и твердые отходы.* - Строится за пределами буровой площадки (300м от буровой.).

15.8. Средства контроля воздушной среды

В процессе вскрытия продуктивного горизонта предусматривается контроль воздушной среды переносными газоанализаторами (типа АМ-5, МУЛЬТИВАРН, РИКЕН-КЕЙКИ - не менее 2 к-тов) при обнаружении признаков ГНВП (поступление пластового флюида в скважину).

Порядок контроля определяется “Отраслевой инструкцией по контролю воздушной среды на предприятиях нефтяной промышленности” (РД 08-45-94). Для контроля иметь на объекте не менее 2 переносных газоанализаторов.

Предельно-допустимая концентрация (ПДК) углеводородных газов в воздухе рабочей зоны составляет 300 мг/м³, окиси углерода - 20 мг/м³. При превышении ПДК весь персонал обязан применять СИЗ ОД (фильтрующие противогазы).

Предусматривается также контроль газопоказаний бурового раствора методами ГИС.

Таблица 15.9 - Средства контроля воздушной среды

№№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	Количество, шт.	Место установки датчиков стационарного газоанализатора
1	2	3	4
1	Газосигнализатор	комплект	Ротор, желобной системе, вибросит, насосном помещении (2 штуки), у приемных емкостей (2 штуки), Помещение отдыха персонала

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

15.9. 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 «Требования промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли».

При бурении скважины предусмотрена круглосуточная работа. Максимальное количество технического персонала, обслуживающих буровые работы, составляет 30 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 (Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения» Приказ Министра национальной экономики РК от 28.02.15г.№174). При отсутствии на буровой вахтового комплекса, вне буровой на безопасном расстоянии (высота вышки + 10 м) размещается вагон бурового мастера, кульбака - 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. Сам вахтовый комплекс находится на расстоянии не менее 30м от буровой установки. В его состав входит: 11 жилых вагонов

для персонала общей вместимостью 60 человек, душевая/прачечная, туалет. Для 1 рабочей смены (30 человек) - 3 душевых сеток, 5 умывальника согласно табл. 15.8 (Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения» Приказ Министра национальной экономики РК от 28.02.15г.№174), продуктовый склад для хранения продуктов питания, столовая на 20 мест. Количество гардеробных отделений на 1 человека – 2 отделения.

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

1. Водоснабжение

Питьевая вода завозится в пластиковых бутылях объемом 18,9 литров, и техническая вода будут завозится с водозаборной скважины автоцистернами.

2. Вентиляция

Вагончики оборудуются системой кондиционирования воздуха. Вагон мастера приспособлен для жилья, укомплектован компьютером.

3. Отопление

Санитарно-бытовые помещения должны соответствовать всем требуемым условиям, в том числе входными тамбурами, раздевалками и другими помещениями, отвечающими (Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения» Приказ Министра национальной экономики РК от 28.02.15г.№174).

Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха

Вентиляция, отопление и кондиционирование воздуха производственных зданий и сооружений (включая помещения пультов управления, кабины крановщиков и др. изолированные помещения) проектируется из расчета обеспечения в рабочей зоне (на постоянных и непостоянных рабочих местах) во время проведения основных и ремонтно-вспомогательных работ метеорологических условий и содержания вредных веществ в воздухе, регламентируемых настоящими нормами («Санитарно-эпидемиологические правила и нормы», «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам нефтедобывающей промышленности» Постановление Правительства РК от 28.02.15г.№174).

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

Таблица 15.10 - Средства контроля воздушной среды

Помещение с естественным проветриванием	Без естественного проветривания			Приточные системы
расход в м ³ /ч на человека	Расход			Без рециркуляции или с рециркуляцией при кратности воздухообмена 10 обменов в час и менее
	м ³ /ч на человека	об/ч	% общего воздухообмена, не более	
30* 20**	60	1	-	Без рециркуляции или с рециркуляцией при кратности воздухообмена 10 обменов в час и менее
	60	-	20	
	90	-	15	
	120	-	10	С рециркуляцией при кратности общего воздухообмена менее 10 обменов в час

* При объеме помещения (участка, зоны) на 1 чел. менее 20 м³

** При объеме помещения (участка, зоны) на 1 чел. 20 м³ и более.

Примечание: 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.

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

Нагревательные приборы в производственных помещениях с пылевыделениями надлежит предусматривать с гладкими поверхностями, допускающими легкую 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 должна превышать (градусов Цельсия):

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

Примечание: в системах отопления с низкотемпературными источниками тепла радиационное напряжение на рабочих местах при высоте 1,5-2,0 м от пола не должно превышать 35 Вт/м² (27 ккал/м²ч).

Очистка от пыли наружного и рециркулируемого воздуха, 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 холодный 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 °C при легкой физической работе;
- 12 °C при работе средней тяжести;
- 8 °C 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 °C, 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 установленном порядке. Аварийную вентиляцию следует ставить, руководствуясь требованиями главы СНиП по проектированию отопления, вентиляции 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.

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

Таблица 15.11 – Классификация производственных процессов

Группа производственных процессов	Санитарная характеристика производственных процессов (признаки загрязнения тела и спецодежды)	Расчетное количество человек на:	Тип гардеробных количества отделений (открытых или в шкафу) на 1 человека	Специальная обработка спецодежды	Группа производственных процессов
1	2	3	4	5	6
1	Процессы, вызывающие загрязнение тела и спецодежды веществами 3 и 4 классов опасности:				
1а	Вызывающие загрязнение только рук	25	7	общие, 1 отделение	1а
1б	Вызывающие загрязнение тела и спецодежды, удаляемое без применения специальных моющих средств	15	10	общие, 1 отделение	
1в	Вызывающие загрязнение тела и спецодежды особо загрязняющими веществами, удаляемых с применением моющих средств	3	20	раздельные, 2 отделения	химчистка спецодежды
2	Процессы, протекающие при избытке явного тепла или неблагоприятных метеорологических условиях (выходящих за пределы санитарных норм):				
2а	При избытке явного конвекционного тепла	7	20	раздельные, 2 отделения	помещения для охлаждения
2б	При избытке явного лучистого тепла	3	20	раздельные, 2 отделения	помещения для охлаждения, полудухи
2в	Связанные с воздействием влаги, вызывающие намокание спецодежды и обуви	5	20	раздельные, 2 отделения	сушка спецодежды и обуви
2г	При температуре воздуха +10 ⁰ С и ниже, включая работы на открытом воздухе	5	20	раздельные, 2 отделения	помещения для обогревания, сушка спецодежды и обуви
3	Процессы, вызывающие загрязнение тела и спецодежды веществами I и II классов опасности, а				
3а	также вызывающие загрязнение, как правило, только рук	7	10	общие, 2 отделения	химчистка

Примечание:

- При сочетании признаков различных групп производственных процессов тип гардеробных, душевые устройства и умывальники должны предусматриваться по группе с наиболее высокими требованиями, а спецбытовые и устройства - по суммарным требованиям.
- При процессах группы 1а допускается при соответствующем обосновании душевые не предусматривать.
- При любых процессах вызывающих запыление спецодежды и обуви, должны предусматриваться помещения и устройства для их обеспыливания.
- В мобильных зданиях из блок- контейнеров допускается уменьшать расчетное количество душевых сеток до 60%.

Противопожарные 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 предусмотреть сбор пластовых флюидов в металлические емкости во избежания попадания их на землю в конце выкидных линии с ограждением. Вокруг блоков хранения ГСМ устраивается обвалование соответственно объему хранения с установкой знаков пожарной опасности. Для пожарного водоснабжения используется напорная емкость объемом не менее 50м³. На линиях подачи воды устраиваются 2 пожарных стояка с пожарными рукавами длиной по 20м, вблизи вышечно-силового блока и насосного блока. На объекте устанавливаются 3 щита с противопожарным инвентарем в вахтовом комплексе. Места установки должны иметь свободный доступ.

15.10. Первичные средства пожаротушения

Комплектность первичных средств пожаротушения на щите устанавливается ППБ РК-2006 и должна быть следующей:

Комплектность первичных средств пожаротушения на 1 щите устанавливается БПП РК-93 и должна быть следующей:

Таблица 15.12 - Первичные средства пожаротушения

№ п/п	Наименование	Количество,шт.	Примечания
1	2	4	5
1	Щит, изготовленный согласно ГОСТ	1	
2	Огнетушитель порошковый ОП-8(3) - АВСЕ	10	
3	Углекислотный огнетушитель	10	
4	Огнетушитель углекислотный ОУ-3-34В-(01) У2	3	
5	Огнетушитель порошковый (100 л) и комбинированный (100 л) – для склада ГСМ	2	
6	Рукава пожарные брезентовые	6	
7	Полотно из негорючей ткани, войлок 2х2 м	5	
8	Ломы	2	
9	Багры	5	
10	Лопаты совковые	2	
11	Пожарные шланги с соплами	10	
12	Ведра	6	
13	Ящик с песком 1 м ³	1	
14	Пожарная бочка 0.2м ³	1	
15	Топоры	2	
16	Пожарная сирена	1	
17	Предупредительные указатели	10	

В насосном блоке должен находиться переносной огнетушитель.

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

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, в вахтовом поселке;
- отведение для курения специально оборудованных мест вне буровой и вагон домиков вахтового поселка;
- наличие на объекте «Табеля боевого расчета» и тренировки вахт, инструктаж по ППБ;
- запрещение использования оборудования, инвентаря для всех работ кроме прямого назначения.

15.11. 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 «уровень защищенности объектов от чрезвычайных ситуаций» основывается постановлением Правительства Республики Казахстана от 16 апреля 2013г. № 363.

Планы действий при чрезвычайных ситуациях

Законодательство Республики Казахстан о чрезвычайных ситуациях стихийного и техногенного характера требует проведения эвакуации населения, проживающего, в посёлках в районе 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 АО «Кристалл Менеджмент», 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 АО «Кристалл Менеджмент», оповестит районного Акима 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 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, 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. 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 дает возможность более быстрого реагирования на внештатную ситуацию, поскольку идет опережение аварийной сигнализации при помощи портативных средств слежения.

АО «Кристалл Менеджмент» и Подрядчиком 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 «Кристалл Менеджмент» и Подрядчиком.

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

Оповещение населения

Информация о загрязнении, атмосферного воздуха углекислым газом и дискретные сигналы о превышении пороговых значений концентрации CO₂ поступают уполномоченному лицу (диспетчеру).

Используя поступающую информацию, диспетчер осуществляет непрерывный мониторинг уровня загрязнения CO₂ 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...».

СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО - МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ПРИНЯТИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ И СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН

Таблица 16.1–Список нормативно-справочных материалов

№ № пп	Наименование	Издание (утверждение)
1	2	3
1	Технический регламент «Требование к безопасности строительства наземных и морских ПО, связанных с нефтяными операциями»	Утв.Постановлением правительства РК от31.12.2008г №1335
2	Требования промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли	Утв. Министром по ЧС РК от 21 декабря 2010г. № 442
3	О гражданской защите	Закон РК от 11.04.2014г. №188-В)
4	Об утверждение нормативных актов в области промышленной безопасности	Приказ. Министром по ЧС РК от 21 10.2009г. № 445
5	Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых.	Утв. Постановлением Правительства РК от №123 от10.02. 2011 г.
6	Об утверждение Правил разработки Декларации безопасности промышленного объекта	Приказ. Министром по ЧС РК от 22 07.2005г. № 271
7	Технический регламент «Общие требования к пожарной безопасности	Утв. Постановлением Правительства РК от №14 от16.01.2009 г.
8	Об утверждении технического регламента «Требования к безопасности нефтегазопромыслового, бурового, геологоразведочного и геофизического оборудования»	Утвержден 29.12.2009 г. №2231
9	Об утверждении Санитарных правил промышленности	Постановлением Правительства РК от №167 от 25.01.2012 г.
10	Об утверждении уровня защищенности объектов и территории от чрезвычайных ситуаций	Постановление Правительства РК от 16 апреля 2003г. №363
11	Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности	Министерство по инвестициям и развитию от30.12.2017г. №355
12	Санитарно-эпидемиологические требования к объектам нефтедобывающей промышленности	Постановление Правительства РК от 28 марта 2015 года №174
13	Санитарно – эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания на объектах нефтедобывающей промышленности	Утв. Министром здравоохранения РК от 29 июня 2005г. № 305
14	О здоровье народа и системе здравоохранения	Кодекс РК от 18 сентября 2009г. №193 –IV дата последней 29.12.2014г. №269- V
15	«О недрах и недропользовании» (ЗРК ННП)	Закон Республики Казахстан от 24 июня 2010 года № 291-IV
16	«О здоровье народа и системе здравоохранения»	Кодекс РК от 18 сентября 2009 года № 193-IV ЗРК;
17	Об утверждении Методических указаний расчета выбросов вредных веществ в атмосферу предприятиями пищевой промышленности	Пр.Министра охраны ОС РК от 05.08.2011года №204
18	Требования промышленной безопасности по ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов	Утв. Приказом Министром по ЧС РК от 12.09.2011г. № 380

Продолжение табл. 16.1

1	2	3
19	Общеотраслевые требования промышленной безопасности	Утв. Приказом Министром по ЧС РК от 16.07.2012г. № 311
20	Санитарно-эпидемиологические требования к объектам общественного питания	Постановление Правительства РК от 30.12. 2011 года №1665
21	Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.	Минэкологии РК 01.12.1996 г.
22	Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов	Постановление Правительства РК от 17.01.2012 года №93
23	Экологический кодекс Республики Казахстан	Кодекс РК от 9.01.2007года №212
24	Об утверждении санитарно-эпидемиологических правил и норм по промышленной гигиене	Сан Пин РК от 29 июня 2005 года № 561
Справочная литература		
25	Макет технического (рабочего) проекта на строительство скважин на нефть и газ. РД 39- 0148052-537-87.	г. Москва, ВНИИБТ, 1987г.
26	Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин.	г. Самара, ВНИИТ нефть, 1997г.
27	Инструкция по испытанию скважин на герметичность.	г. Куйбышев, ВНИИТ нефть, 1977г.
28	РД 39-0147014-217-86. Инструкция по эксплуатации насосно-компрессорных труб.	г. Куйбышев, ВНИИТ нефть, 1987г.
29	Инструкция по эксплуатации колонкового снаряда «Недра» КД II – 190/80 (КД ПМ-190/80).	г. Москва, ВНИИБТ, 1975г.
31	РД 39-013-90. Инструкция по эксплуатации бурильных труб.	г. Куйбышев, ВНИИТ нефть, 1990г.
32	РД 39-2-132-78. Инструкция по подготовке обсадных труб к спуску в скважину.	г. Куйбышев, ВНИИТ нефть, 1980г.
33	Справочник инженера по бурению, т. 1 под редакцией В.И. Мищевича.	г. Москва, Недра, 1976г.
34	ППБС РК-10-98	-
35	Трубы нефтяного сортамента под редакцией Сарояна.	г. Москва, Недра, 1976г.
36	Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин под редакцией Булатова.	г. Москва, Недра, 1981г.
37	ГОСТ 632-80. Трубы обсадные и муфты к ним.	г. Москва, Госстандарт, 1982г.
38	Спутник буровика. Справочник К.В. Иогансен.	г. Москва, Недра, 1986г.
39	ГОСТ 13862-90. Оборудование противовыбросовые.	г. Москва, Госстандарт, 1990г.
40	Б.И. Мительман «Справочник по гидравлическим расчетам в бурении».	г. Москва, Недра, 1963г.
41	РД 39-0147009-516-86. Инструкция по составлению гидравлической программы бурения скважин.	г. Краснодар, ВНИИКР нефть, 1986г.
42	Справочник инженера по бурению т. II под редакцией В.И. Мищевича.	г. Москва, Недра, 1978г.
43	Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые.	г. Москва, ЦБНТ ГК СССР, 1987г.
44	Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин.	г. Москва НИИ труда, 1987г.
45	Справочник укрепления сметных норм (СУСН) на строительство нефтяных и газовых скважин.	г. Москва, Недра, 1981г.
46	Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин.	г. Москва, Недра,

		2000г.
47	Буровые растворы.	г. Астрахань, 2000г.

Продолжение табл. 16.1

1	2	3
48	РД 39-022-90. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважины на нефть и газ на суше	г. Москва, ВНИИБТ, 1990г.
49	Дополнение к РД 39-0148052-537-87. Раздел 3. «Охрана окружающей природной среды». Макета рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ.	г. Москва, ВНИИБТ, 1990г.
50	РД 39-3-819-82. Методические указания по определению объемов отработанных буровых растворов и шлама при строительстве скважин.	г. Краснодар, ВНИИКР нефть, 1983г.
51	Инструкция радиационной безопасности РД-39-97.	г. Актау, НИПИмунайгаз, 1997г.
52	ГОСТ 13846-2003. Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.	-
53	РД 39-2-1220-84 «Требования по защите работающих при строительстве скважин в особых условиях».	-
54	Водный Кодекс РК, ст. 21 «Водоохраные зоны и полосы» от 31 марта 1993г. (официальный текст по состоянию законодательства на 20 апреля 1997г.) 2-ое изд.	г. Алматы, 1997г.
55	Международный транслятор-справочник. Буровой породоразрушающий инструмент. Том 1. Шарошечные долота. В.Я.Кершенбаум, А.В.Торгашова, А.Г. Мессер.	г. Москва, 2003г.

**РАЗДЕЛ 2.
ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА**

1. СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ

Таблица 1.1 – Водоснабжение

Расчетная потребность в тех. воде, м ³ /сут	Объем запасных емкостей для воды, м ³	Необходимо ли:				Характеристика источника водоснабжения	Характеристика водопровода	
		бурить скважину для водоснабжения	строить водопровод	подключить водопровод к источнику	подвозить воду цистернами			
Буровая установка ZJ-30, ZJ-20 или аналог								
Для технических нужд до 10,0	80	нет	нет	нет	да	Артезианская скважина	Участок (Блок А)	-
Для хозяйственных нужд и котельной установки 4,0	20	нет	нет	нет	да	Артезианская скважина		5-20

Примечание: Для питьевых нужд, а также для приготовления пищи, обязательна к употреблению, только бутилированная вода. В ином случае на привозимую воду в цистернах необходимо ежедневно проводить лабораторный анализ, на пригодность к употреблению.

Таблица 1.2–Расход воды на технические нужды

Потребитель	Продолжительность бурения и крепления, сутки	Суточная потребность тех. воды при бурении и креплении м ³ /сут.	Суммарная потребность технической воды для бурового раствора м ³	Суммарная потребность тех. воды при цементировании м ³	Продолжительность испытаний сутки	Потребное количество воды для испытания		Всего потребность тех.воды м ³
						м ³ /сут	м ³	
Технические нужды	30	24,0	672,0	50,0	180	0,28	100,8	822,8

2. СВЕДЕНИЯ ОБ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИИ

Таблица 2.1 - Электроснабжения

Количество потребляемой электроэнергии, кВт. час	Заявленная мощность, кВт. час		Источник электроснабжения		Характеристика линий передачи электроэнергии		
	Системы электро-снабжения буровой	Трансфор-маторов	Наименование (энергосистема, электростанция и т.д.)	Расстояние до буровой, км	ЛЭП, кВ	Подземный (подводный) кабель, кВ	Длина, км
Буровая установка ZJ-30.							
Источникам потребления ГСМ являются:							
1. Дизельный двигатель, N=650 л.с (650НР) - привод лебёдки; 2. Дизельный двигатель, N=1000 л.с (1000НР) - 2кт. – привод насосов; 3. Дизель – генератор CAT C15, N=450кВт (Q = 217г/кВт*ч); 4. Дизельный - генератор, N=120 кВт; 5. Дизельный двигатель Д-144, N – 37 кВт(Q=4,35кг/ч) – 1 комплект; 6. Паровой котел - Бойлер 80 НР, (Q=90,5л/час).							
Буровая установка УПА-60/80 (при испытание).							
Источникам потребления ГСМ являются:							
1. Дизельный двигатель ЯМЗ-238М2-4, N – 176 кВт – 1 комплект (силовой); 2. Дизельный – генератор, N=240л.с; – 1 комплект (освещения); 3. Дизельный двигатель(ЦА-320)ЯМЗ-236, N – 132 кВт – 1 комплект.							

Потребность в ГСМ на бурение

Потребность в ГСМ для двигателей установки опробование, тн.			Потребность в ГСМ для котельной теплофикационной установки, тн. наименование	База снабжения ГСМ		
Всего	В том числе			наименование	расстояние до буровой	
	топлива	масла				
Буровая установка ZJ-30						
1 115,85	1055,3	0,545		60,0	Кызылорда	
Буровая установка УПА – 60/80						
165,0	164,5	0,5			Кызылорда	
					300	

Расход топлива для дизельных двигателей определен согласно спецификации Подрядчика.

Буровая установка ZJ-30

При строительно-монтажных работах

Дизельный двигатель Д-144, N – 37 кВт

Согласно паспортной характеристики расход топлива – 4,35 кг/ч при номинальной мощности – 37 кВт.

Дизельное топливо: $0,1044 * 7,0 * 0,5 = 0,365$ тн.

Масло: $0,002 * 7,0 * 0,5 = 0,007$ тн.

где: 0,1044 – средний расход топлива, тн /сут;

0,002 – расход масла за сутки, тн/сут.

При бурении и креплении

Двигатель - генератор CAT C15, N=450кВт- 2 комплекта

Дизтопливо: $0,000001 * 450 * 450 * 24 * 2 * (30,0 + 3) = 320,76$ тн.

Масло: $0,0004 \times 320,76 = 0,13$ тн.

где: 0,000001 – перевод г в тонну;

450 – мощность двигателя кВт;

450 – расход топлива г/кВт*час;

24 – часа в сутки;

2 – количество дизелей.

Дизельный двигатель, N=1000 л.с (1000 HP) - 2 комплекта

Согласно паспортной характеристике расход топлива – 350 г/кВт*ч в рабочем положении, расход масла <0,4 % расхода топлива

Дизтопливо: $0,000001 \times 1000 \times 350 \times 24 \times 2 \times (30,0 + 3) = 554,4$ тн.

Масло: $554,4 \times 0,0004 = 0,22$ тн.

где: 0,001 – перевод кг в тонну;

0,000001 – перевод г в тонну;

350 – расход топлива л/час;

24 – часа в сутки;

2 – количество дизелей.

Дизельный двигатель, N = 650 л.с (650HP)

Согласно паспортной характеристике расход топлива – 250 г/кВт*ч в рабочем положении, расход масла – <0,4 % расхода топлива

Дизтопливо: $0,000001 \times 650 \times 250 \times 24 \times (30,0 + 3) = 128,7$ тн.

Масло: $128,7 \times 0,0004 = 0,05$ тн.

где: 24 – часа в сутки;

0,0004 – коэффициент расхода масла по отношению к топливу.

Дизельный - генератор, N-120 кВт

Согласно паспортной характеристики расход топлива – 56 л/час в рабочем положении, расход масла – <0,4 % расхода топлива

Дизтопливо: $0,001 \times 56 \times 0,85 \times 24 \times (30 + 3 + 7) = 45,7$ тн.

Масло: $45,7 \times 0,0004 = 0,018$ тн.

где: 0,001 – перевод кг в тонну;

24 – часа в сутки;

0,85 – удельный вес диз. топлива;

0,0004 – коэффициент расхода масла по отношению к топливу.

Паровой котел – Бойлер 80HP для обогрева в зимний период

Согласно паспортной характеристике расход топлива – 90,5 л/час.

Расход топлива составит: $0,85 \times 0,18 \times 24 \times (3 + 30,0) \times 180 / 365 = 60,0$ тн.

где: 24 часа – сут;

0,85 г/см³ – плотность топлива;

0,18 тн – расход топлива;

180 суток – продолжительность отопительного периода местные нормы.

Цементировочный агрегат – ЦА-320 двигатель ЯМЗ-236, N - 132 кВт

Диз. топливо: $0,719 * (9,0 * 0,83) = 5,37$.

Масло: $0,016 * (9,0 * 0,83) = 0,12$ т.

где: 0,719 - расход топлива, т/сут;

0,016 - расход масла за сутки, т/сут;

9,0 - продолжительность работы цементировочных агрегатов, сут.

Буровая установка УПА – 60/80 (при испытании):

Дизельный двигатель ЯМЗ-238М2-4, N – 176 кВт

Согласно паспортной характеристики расход топлива – 214 г/кВт.ч. при номинальном мощности – 176 кВт.

Дизельное топливо: $0,904 * 15,0 = 13,56$ тн.

Масло: $0,018 * 15,0 = 0,27$ тн.

где: 0,904 – средний расход топлива, тн/сут;

0,018 – расход масла за сутки 2 % от расхода топлива, тн/сут.

Дизельный – генератор, N – 240 л.с.; – 1 комплект (освещения):

Согласно паспортной характеристики удельный расход топлива – 175 г/л.с.* час, расход масла – <0,4 % расхода топлива.

Дизельное топливо: $0,000001 * 175 * 180 * 24 * 375 * 0,5 = 142,0$ тн.

Масло: $142 * 0,0004 = 0,057$ тн.

Цементировочный агрегат – ЦА-320 двигатель ЯМЗ-236, N - 132 кВт

Диз.топливо: $0,719 * (15,0 * 0,83) = 8,95$ тн.

Масло: $0,016 * (15,0 * 0,83) = 0,2$ тн.

3. СХЕМА ТРАНСПОРТИРОВКИ ГРУЗОВ И ВАХТ

Таблица 3.1 - Маршруты транспортировки грузов и вахт

Пункты размещения промбаз предприятий и организаций исполнителей и местожительства персонала (в том числе на территории заказчика, подрядчика), место отправления вахтово-экспедиционного персонала ж/д вокзал а/мтранспортом		Номер маршрута	Характеристика маршрута						
наименование организации, промбазы, и т.д.	пункт		общая протяжен- ность, км	пункты следования помаршруту	расстояние между пунктами, км	(наземный, морской, речной, железно- дорожный, авиа: вертолет, самолет)	наземные пути подвоза		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
г. Кызылорда	Участок (Блок А)	-	300	Кызылорда-- скважина	-	Наземный	Асфальти- рованная Грунтовая	Специальный транспорт (спец. техника)	нет
Участок (Блок А)	г. Кызылорда	-				Наземный			нет

РАЗДЕЛ 3.
КОНСЕРВАЦИЯ/ЛИКВИДАЦИЯ СКВАЖИН

Общая пояснительная записка и обоснование критериев ликвидации скважины

Проектные технологические и технические решения по ликвидации и консервации скважины Бестобе- 24, 25 на контрактной территории АО «Кристалл Менеджмент» с проектной глубиной 800 (± 250) м предусматривают обеспечение промышленной безопасности, сохранение скважины на весь период эксплуатации, обеспечение безопасности жизни и здоровья людей, охрану окружающей природной среды.

Скважина может быть, законсервирована или ликвидирована по завершению строительства по инициативе АО «Кристалл Менеджмент». Ответственность за качество и своевременность проведения работ по консервации и ликвидации скважины, сохранность скважины, проверку ее состояния несет АО «Кристалл Менеджмент».

АО «Кристалл Менеджмент» вправе, на договорной или иной правовой основе, делегировать право подготовки документации и проведения работ по консервации, ликвидации скважины предприятиям, привлекаемым им для выполнения подрядных работ, при наличии у предприятий лицензии на соответствующий вид деятельности. Во всех случаях право контроля и ответственность за охрану недр и рациональное использование природных ресурсов остаётся за АО «Кристалл Менеджмент».

Структура и состав проектной документации по консервации и ликвидации скважины определены в соответствии с действующими нормативными требованиями и включают разделы по ликвидации и консервации скважины, предусмотренные «Требованием промышленной безопасности по ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов».

За основу расчетов по ликвидации скважин приняты проектные решения по скважине на контрактной территории АО «Кристалл Менеджмент» по пластовым давлениям, по конструкции скважины и испытанию продуктивных горизонтов. Ликвидация и консервация скважины должны производиться с учетом фактических условий строительства скважин.

По результатам геофизических исследований, анализу кернового материала, опробованию интервалов залегания продуктивных горизонтов пластоиспытателем на бурильных трубах в открытом стволе определяется целесообразность спуска эксплуатационной колонны. По этим же критериям определяется целесообразность ликвидации или консервации скважины.

Работы по консервации и ликвидации скважины с учетом результатов проверки её технического состояния проводятся по планам изоляционно-ликвидационных работ,

обеспечивающим выполнение проектных решений, а также мероприятий по промышленной безопасности, охране недр и окружающей среды, согласованным с территориальным департаментом промышленной безопасности.

Ликвидация скважин

Порядок оформления материалов на ликвидацию скважин

1. Все работы по порядку оформления материалов на ликвидацию (консервацию) скважин должны проводиться в строгом соответствии с «Требованиями...».

2. Для рассмотрения материалов на ликвидацию скважин Заказчика, на балансе которого она находится, своим приказом создает постоянно действующую комиссию из главных специалистов предприятия под председательством его руководителя. По скважине, ликвидируемой после окончания строительства, подготовку материалов и согласование ее ликвидации с территориальными органами охраны недр проводит исполнитель работ по согласованию с Заказчиком.

3. В постоянно действующую комиссию на рассмотрение представляются следующие материалы:

а) справка с краткими сведениями из истории бурения (с обязательным указанием даты начала и окончание бурения, испытания, проектной и фактической конструкции, причин отступления от проекта, причин ликвидации скважины (с обоснованием);

б) выкопировка из структурной карты с указанием проектного и фактического положения устья и забоя;

в) справка о том, когда и кем составлен проект строительства этой скважины и кто его утверждал, фактической стоимости скважины;

г) диаграммы стандартного каротажа с разбивкой на горизонты и заключениями по всем вскрытым продуктивным пластам, а также заключение по проверке качества цементирования (АКЦ и др.);

д) акты опрессовки колонн и цементных мостов, подписанные исполнителями работ;

е) акт проверки технического состояния обсадной колонны.

4. По результатам проверки технического состояния составляется план изоляционно-ликвидационных работ, обеспечивающий выполнение требований охраны окружающей природной среды, который согласовывается с Государственной инспекцией геологии и недропользования и местными органами технического надзора. 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. Первый экземпляр хранится в делах организации Заказчика, на балансе которого находится скважина, второй экземпляр - в МТД «ЮжКазНедра». Итоговые данные по ликвидации скважины направляются в органы технического надзора Республики с годовыми отчетами управлениями округов (РД 03-64-94 форма ЛС).

6. По скважинам, пробуренным на участке (блока А), указанные материалы представляются для заключения в МТД «ЮжКазНедра» и органы технического надзора РК. Согласованный в указанном порядке план изоляционно-ликвидационных работ является основанием для проведения работ по ликвидации объекта.

7. Ответственность за своевременное и качественное проведение работ несет Заказчик, на балансе которого находится ликвидируемая скважина.

8. 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.

9. Восстановление ранее ликвидированных скважин проводится при положительном решении предприятия, на учете которого находится скважина. Ремонтно-восстановительные работы производятся по плану, согласованному с противофонтанной военизированной части «Ак Берен» и территориальными органами технического надзора согласно п.2.14 «Требований...»

10. Повторная ликвидация восстановленных скважин и оформление материалов на ликвидацию проводится согласно «Требованиям...» в соответствии с задачами и интервалами, указанными в проекте или обосновании на восстановительные работы.

Оборудование устья и ствола скважин при ее ликвидации

1. Все работы по оборудованию устья и ствола скважин, на участке (Блока А), при ее ликвидации должны проводиться в строгом соответствии с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», «Правилами ремонтных работ в скважинах» и индивидуальным планом изоляционно-ликвидационных работ по скважине, разработанным в соответствии с проектом на ликвидацию скважины с учетом требований «Требований...».

2. Осложнения и аварии, возникшие в процессе проведения изоляционно-ликвидационных работ или в процессе исследования технического состояния скважины,

ликвидируются по дополнительным планам, согласованным с противофонтанной службой «Ак Берен» и МТД «ЮжКазНедра».

3. Скважины, подлежащие ликвидации, должны быть заполнены буровым раствором с плотностью, позволяющей создать гидростатическое давление, превышающее пластовое на 15 % (при отсутствии поглощения).

Технологические и технические решения по ликвидации скважин

Основным решением по ликвидации скважины является установка цементных мостов с учетом горно-геологических особенностей разреза. Высота цементных мостов и места их установки в скважине определены в соответствии Типовых Проектов консервации и ликвидации скважин согласованные с департаментом промышленной безопасности, ВПВО «Ак Берен» и «Требованиями промышленной безопасности по ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов».

Рассматриваемые варианты ликвидации скважины:

Вариант 1. Скважина доведена до проектной глубины, спущена эксплуатационная колонна диаметром 168,3 или 177,8мм, произведено испытание, получены промышленные притоки углеводородов - в этом случае скважина консервируется на период работ по обустройству, а после расконсервации переводится в категорию добывающих. После истощения промышленных запасов углеводородов скважина подлежит ликвидации, как достигшая нижнего предела дебитов, установленных технологической схемой разработки или инструкцией по обоснованию нижнего предела рентабельности эксплуатационных скважин, разработанной и утвержденной в установленном порядке.

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

Учитывая выше сказанное, предусматривается установка следующих ликвидационных цементных мостов:

Вариант 1 – спущен эксплуатационная колонна Ø 168,3 или 177,8мм, устанавливаются цементные мосты:

- мост в интервале 740 - 775м, 775 – 810м- для перекрытия интервала перфорации нефтегазоносного пласта;
- мост ближе к устью скважин – 100-150 м – согласно инструкций;

Вариант 2 – без спуска эксплуатационной колонны устанавливаются цементные мосты:

- мост №1 – 400-475 м – для перекрытия башмака предыдущий колонны;
- мост ближе к устью скважин – 100-150 м – согласно инструкций.

Примечание:

1. Установки цементных мостов в интервалах залегания высоконапорных минерализованных вод и слабопродуктивных, не имеющих промышленного значения залежей углеводородов. Высота цементного моста на 20 м ниже подошвы и на столько же выше кровли каждого такого горизонта.

2. Цементный мост устанавливается над кровлей верхнего пласта с минерализованной водой, на границе залегания пластов с пресными и минерализованными водами (если они не перекрыты технической колонной) устанавливается цементный мост высотой 50 м.

3. Если при цементировании использовалась муфта двухступенчатого цементирование, то на против него тоже устанавливается цементный мост.

4. Наличие мостов проверяется разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб с усилием, не превышающим предельно допустимую удельную нагрузку на цементный камень.

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

Рекомендуемые в указанных таблицах рецептуры цементного раствора являются базовыми и могут быть, изменены в зависимости от фактических геолого-технических и технологических условий. Основным параметром при этом принимается время начала загустевания цементного раствора. Время ожидания затвердения цемента (ОЗЦ) для всех мостов принято не менее 24 часов.

**Порядок организации работ и оформления документов
по ликвидации скважин**

Все работы по ликвидации скважин проводятся в соответствии с планами работ, составленными на основании проектных решений с учетом фактических данных, согласованными с территориальным департаментом промышленной безопасности.

В плане ликвидационных работ должна быть представлена информация о фактическом состоянии скважины, предусмотрены все работы по установке цементного моста, испытанию его на прочность разгрузкой и гидравлической опрессовкой (если необходимо по проекту), работы по оборудованию устья скважины и рекультивации

земли с указанием ответственных исполнителей, мероприятий по промышленной безопасности, охране недр и окружающей природной среды.

При установке цементных мостов предусматриваются следующие технологические особенности:

- способ установки цементного моста – на равновесие;
- метод установки – с контролем по объему;
- заливочная колонна - НКТ или СБТ – с «воронкой» на первой трубе;
- продавочная жидкость – буровой раствор или рассол.

Последовательность работ по установке и испытанию мостов на прочность:

- перевод скважины на буровой раствор или рассол;
- демонтаж фонтанной арматуры и монтаж на устье скважины противовыбросового оборудования предусмотренного проектом;
- установка башмака заливочной колонны на заданной глубине;
- закачка буферной жидкости №1;
- закачка цементного раствора;
- закачка буферной жидкости №2;
- закачка продавочной жидкости в объеме по расчету;
- подъем заливочных труб до установленной проектом и планом верхней границы цементного моста;
- герметизация устья скважины превентором и подготовка к обратной промывке буровым насосом (цементировочным агрегатом);
- срезка моста и обратная промывка с контролем выходящего жидкости в объеме «продавочная жидкость + буфер», вымыв с контролем излишek цементного раствора. При отсутствии на «выходе» цементного раствора и буфера продолжать обратную промывку из расчета дополнительной прокачки $\frac{1}{2}$ расчетного объема продавочной жидкости;
- подъем 2-3 свечей заливочных труб (50-80м выше глубины срезки моста) и герметизация устья;
- стоянка на ОЗЦ – не менее 24 часов и подъем заливочной колонны;
- спуск инструмента для нащупывания цементного моста;
- испытание моста на прочность разгрузкой;
- испытание моста на герметичность опрессовкой.

После установки ликвидационного моста, после испытания на прочность и герметичность, производится промывка скважины с приведением бурового раствора в соответствие с проектными параметрами и обработкой ингибитором коррозии.

При завершении подъёма заливочной колонны необходимо заполнить верхнюю часть скважины (50м) дизельным топливом (нефтью) или незамерзающим раствором.

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

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

Вокруг устья скважины оборудуется площадка размером 1x1x1м с ограждением. На ограждении устанавливается металлическая табличка с указанием номера скважины, месторождения, пользователя недр и даты окончания бурения.

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

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

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

Акт заверяется печатью и подписью руководства ТОО «Кристалл Менеджмент». Проект акта о ликвидации скважины вместе с утвержденным актом на выполненные работы и актом на рекультивацию земли представляются в территориальный орган Департамента промышленной безопасности на согласование в соответствии с требованиями «Требование промышленной безопасности по ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов».

Консервация

скважин

Технологические и технические решения по консервации скважин

Консервация скважины на период обустройства предусматривается после окончания строительства со спущенной эксплуатационной колонной или хвостовиком при наличии промышленных залежей углеводородов. Срок консервации предусмотренный проектом - свыше 1 года.

После проведения комплекса работ по испытанию скважины, получения положительного результата по продуктивности, принятия решения о консервации, скважина глушится. Скважина заполняется раствором или другим жидкостям.

Предусматривается установка цементного моста в эксплуатационной колонне Ø 168,3 или 177,8 мм высотой 50 м и с подошвой моста на 10 м выше верхних отверстий перфорации. Порядок работ при установке консервационного моста аналогичен описанному выше порядку при установке ликвидационных мостов.

НКТ или СБТ поднимается над цементным мостом не менее чем на 10 м или извлекается из колонны. Верхняя часть скважины в трубном НКТ и затрубном пространствах, заполняется дизельным топливом в качестве незамерзающей жидкости прямой и обратной циркуляцией в интервале 0 – 10 метров.

Устье скважины оборудуется фонтанной арматурой предусмотренной проектом. Штурвалы задвижек арматуры консервируемой скважины должны быть сняты, крайние фланцы задвижек оборудованы заглушками, манометры сняты и патрубки загерметизированы. Устье должно быть ограждено. На ограждении устанавливается металлическая табличка с указанием номера скважины, название блока, предприятия - пользователя недр и даты окончания бурения. Проводится рекультивация земельного отвода.

Порядок организации работ по консервации скважины и обеспечению промышленной безопасности

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

Периодичность проверок состояния скважины, находящейся в консервации согласовывается с территориальными органами технического надзора.

Последовательность работ по консервации скважины следующая:

- заглушить скважину;
- демонтировать фонтанную арматуру и через переходную катушку на крестовину смонтировать противовыбросовое оборудование, предусмотренное проектом;

- спустить НКТ или СБТ до глубины ниже интервала перфорации на 10 м, промыть скважину с обработкой раствора и доведением бурового раствора или рассола до параметров, рекомендуемых проектом;
- закачать в интервал перфорации специальную жидкость, обеспечивающую сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта;
- поднять НКТ или СБТ до нижней границы цементного моста;
- установить консервационный цементный мост (порядок аналогичен описанному выше порядку при установке ликвидационных мостов).
- демонтировать противовыбросовое оборудование и смонтировать фонтанную арматуру;
- заполнить верхнюю часть скважины незамерзающей жидкостью (нефтью) в интервале 0-30 м (прямой и обратной циркуляцией закачав дизельное топливо в трубное и затрубное пространства);
- на фонтанной арматуре закрыть все задвижки, снять штурувалы, манометры, установить заглушки;
- демонтировать буровую установку;
- провести рекультивацию и планировку площадки;
- оградить устье скважины и на ограждении укрепить табличку с указанием номера скважины, площадь (месторождение), предприятия - пользователя недр, дата (срок) консервации, произвести планировку при скважинной площадки.

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

Оформленный и подписанный акт на консервацию представляется в органы технического надзора вместе с актом на выполненные работы для согласования.

Продление сроков консервации законченной строительством скважины осуществляется в порядке, установленном предприятием – пользователем недр (владельцем) и согласованном с территориальным органом технического надзора.

Мероприятия по охране недр, окружающей среды и обеспечению промышленной безопасности

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

Мероприятия обеспечиваются за счет:

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

– разборку устьевой арматуры производить после визуально установленного прекращения выделения газа из скважины и проверки постоянства уровня жидкости в ней.

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

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

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

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

- качественное цементирование обсадных колонн и качественное цементирование при установке цементных мостов;
- установка изоляционных цементных мостов в соответствии с конкретными горно-геологическими и техническими особенностями;

- конструкция скважины, обеспечивающая надежную изоляцию проницаемых пластов и перекрытие интервалов осложнений ствола;
- надежная герметизация трубного и затрубного пространства и недопущение различных проявлений пластового флюида на поверхность;
- недопущение грифонообразования и аварийных ситуаций, связанных с межколонными перетоками;
- предупреждение загрязнений и ликвидация мест загрязнения нефтепродуктами на отведенном земельном участке;
- оборудование устья ликвидируемой скважины в соответствии с проектными решениями;
- вывоз пластового флюида полученного при освоении скважины в специально отведенные места;
- осуществление работ только в пределах отведенного земельного участка;
- хранение химических реагентов, ГСМ, сыпучих материалов в специальной таре и в закрытых складских помещениях с твердым покрытием и защищенных обвалованием. По завершении работ на скважине остатки должны быть вывезены;
- компонентный состав буровых и цементных растворов предусмотренных проектом исключает применение токсичных материалов;
- предотвращение сброса отходов бурения, канализационных и загрязненных стоков в водоемы общего пользования и подземные водоносные горизонты или в места вне специальных сооружений;
- осуществление сбора отходов бурения (шлам, отработанный буровой раствор, сточные воды) в специальном экологической емкости для дальнейшего вывоза и утилизации в полигоне;
- после завершения работ по демонтажа и вывоза бурового и вспомогательного оборудования производство работ по ликвидации инженерной системы сбора, разбивке и удалению бетонных покрытий и фундаментов;
- осуществление перевозок по отведенным дорогам и подъездам к буровой, которые должны быть рекультивированы после завершения строительства скважины.

Таблица 3.1 - Расчетные данные по установке цементных мостов при ликвидации скважин (со спуском экс.колонны)

Номер моста	Интервал установки моста		Высота цементного моста, м		Требуемый объем цементного раствора, м ³	Объем буферной жидкости, м ³	Объем продавочной жидкости, м ³	Затраты времени на операции по установке цементных мостов														
	(верх)	от	до	(низ)				I	II	буфер	буфер	Величина превышения высоты цементного моста в заливочных трубах над расчетным, м	Потребное количество сухого цемента для приготовления 1м ³ раствора, т	Потребное количество сухого цемента для установки цементного моста с учетом 5% потерь, т	Потребное количество воды для затворения цемента, м ³	Общее количество воды для установки моста с учетом буферов, м ³	Время приготовления и закачивания цементного раствора, мин	Время пропадки, мин	Время подъема заливочных труб до верхней границы моста, мин	Время герметизации устья скважины, мин	Время на подготовку к срезке моста, мин	Время срезки моста обратной промывкой, мин
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1	775	810	35	0,75	0,13	0,15	6,94	16	1,29	0,97	0,46	0,74	5	5	18	12	10	1	51	1,0	1,5	>25
2	740	775	35	0,75	0,12	0,14	6,62	16	1,29	0,97	0,46	0,73	5	5	18	12	10	1	51	1,0	1,5	>25
3	100	150	50	1,08	0,02	0,03	0,78	16	1,29	1,39	0,66	0,72	5	2	18	12	10	1	48	0,75	1,5	>25

Примечание:Фактические интервалы установки цементных мостов будут определены по результатам геолого-геофизических данных и на основании плана работ по ликвидации скважин, которые согласовываются в контролирующих органах.

Таблица 3.2 - Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов (со спуском экс.колонны)

Номер объекта испытания	Интервал установки моста, м		Характеристика жидкости						Составляющие компоненты		
	от (верх)	до (низ)	название или тип	объем порции, м ³	плотность, кг/м ³	пластическая вязкость, мПа*с	динамическое напряжение сдвига. Па	название	плотность, кг/м ³	влажность, %	удельный расход на 1м ³ раствора, кг/м ³
								название	плотность, кг/м ³	влажность, %	удельный расход на 1м ³ раствора, кг/м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	775	810	Цем.раствор	1,29	1890	52	14	Цемент класса G	3150	-	1290
								Тех. Вода	1020	-	1020
			Буферная жидкость	0,30	1020	20	6	Тех. Вода	1020	-	1020
								КМЦ-600	1700	-	20
2	740	775	Цем.раствор	1,29	1890	52	14	Цемент класса G	3150	-	1290
								Тех. Вода	1020	-	1020
			Буферная жидкость	0,30	1020	20	6	Тех. Вода	1020	-	1020
								КМЦ-600	1700	-	20
3	100	150	Цем.раствор	1,08	1890	52	14	Цемент класса G	3150	-	1290
								Тех. Вода	1020	-	1020
			Буферная жидкость	0,06	1020	20	6	Тех. Вода	1020	-	1020
								КМЦ-600	1700	-	20

Таблица 3.3 - Потребное количество материалов для установки цементных мостов в (со спуском экс.колонны)

Номер объекта	Название или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ,МРТУ и т.д. наизготовление	Единица измерения	Потребное количество
1	2	3	4	5
1	Цемент класса G		т	0,97
	Вода	-	м ³	0,74
	КМЦ-600	ТУ 9291-193.00147001-99	кг	5,50
2	Цемент класса G		т	0,97
	Вода	-	м ³	0,73
	КМЦ-600	ТУ 9291-193.00147001-99	кг	5,31
3	Цемент класса G		т	1,39
	Вода	-	м ³	0,72
	КМЦ-600	ТУ 9291-193.00147001-99	кг	1,03

Таблица 3.4 - Потребное количество тампонажной техники для установки цементных мостов (со спуском экс.колонны)

Номер объекта	Название или шифр	Потребное количество, шт	Продолжительность работы, час
1	2	3	4
1	ЦА-320М	1	7
2	ЦА-320М	1	7
3	ЦА-320М	1	7

Таблица 3.5–Параметры труб для установки ликвидационных цементных мостов и испытания их на прочность (со спуском экс. колонны)

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		
		установки секции, м		номин. наружн. диаметр, мм	тип	марка (группа прочности) стали	толщина стенки, мм	теоретическая масса 1 п.м, кг/м		теоретическая масса плюсового допуска $\kappa=1,036$	прочности		на избыточное давление	
		от	до								на растяжение	на избыточное давление		
		(верх)	(низ)								наружное	внутреннее		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1-2	1	0	800	73,0	НКТ	Д	5,5	9,45	800	7,6	7,8	2,1	>1,15	>1,5
1-2	0	0	800	127,0	СБТ	G-105	9,19	28,9	800	23,1	24,0	4,1	>1,15	>1,5

Таблица 3.6 - Расчетные данные по установке цементных мостов при ликвидации скважин (без спуска эксплуатационной колонны)

Номер моста	Интервал установки моста		Высота цементного моста, м		Требуемый объем цементного раствора, м ³		Объем буферной жидкости, м ³		Затраты времени на операции по установке цементных мостов															
	от (верх)	до (низ)	I буфер	II буфер																				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
1	400	475	75	3,18	0,31	0,05	3,51	13	1.29	4,09	1.96	2,32	10	17	9	12	12	12	72	1.14	1.5	>25		
2	100	150	50	2,12	0,10	0,02	0,83	13	1.29	2,73	1.30	1,42	10	7	9	12	12	12	62	1.14	1.5	>25		

Примечание: Фактические интервалы установки цементных мостов будут определены по результатам геолого-геофизических данных и на основании плана работ по ликвидации скважин, которые согласовываются в контролирующих органах.

Таблица 3.7 - Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов (без спуска эксплуатационной колонны)

Номер объекта испытания	Интервал установки моста, м		Характеристика жидкости						Составляющие компоненты			
	от (верх)	до (низ)	название или тип	объем порции, м ³	плотность, кг/м ³	пластическая вязкость, мПа [*] с	динамическое коенапряжение сдвиг. Па	название	плотность, кг/м ³	влажность, %	удельный расход на 1 м ³ раствора, кг/м ³	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1	400	475	Цем.раствор	3,18	1890	52	14	Цемент класса G	3150	-	1290	
								Тех. Вода	1020	-	1020	
2	100	150	Буферная жидкость	0,55	1020	-	-	Тех. Вода	1020	-	1010	
								КМЦ-600	1700	-	20	
			Цем.раствор	2,12	1890	52	14	Цемент класса G	3150	-	1290	
								Тех. Вода	1020	-	1020	
			Буферная жидкость	0,12	1050	-	-	Тех. Вода	1020	-	1020	
								КМЦ-600	1700	-	20	

Таблица 3.8 - Потребное количество материалов для установки цементных мостов в (без спуска эксплуатационной колонны)

Номер объекта	Название или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ и т.д. наизготовление	Единица измерения	Потребное количество
1	2	3	4	5
1-2	Цемент класса G		т	6,81
	Вода	-	м ³	3,74
	КМЦ-600	ТУ 9291-193.00147001-99	кг	9,24

Таблица 3.9 - Потребное количество тампонажной техники для установки цементных мостов (без спуска эксплуатационной колонны)

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

Таблица 3.10–Параметры труб для установки ликвидационных цементных мостов и испытания их на прочность (без спуска эксплуатационной колонны)

Номер лифто-вой 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		
				нomin.	тип	марка (группа прочности) стали	толщина стенки, мм	теоретическая масса 1 п.м, кг/м		теоретическая	плосового допуска $k=1,036$	на избыточное давление	на растяжение	
		от (верх)	до (низ)	наружн. диаметр, мм								наружное	внутреннее	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1-2	0	0	800	127,0	СБТ	G-105	9,19	28,9	800	23,1	24,0	4,1	>1,15	>1,5

РАЗДЕЛ 4.
ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА НЕДР

4.1. Основные требования и мероприятия по технике безопасности, промсанитарии и пожарной безопасности

4.1.1. Основные требования по технике безопасности

1. Производство работ по строительству скважины осуществляется в соответствии Законом РК «О гражданской защите» от 11 апреля 2014г. №188-В» «Правил пожарной безопасности в нефтегазодобывающей промышленности». Утверждены МЭИТ РК 06.04.98г. № 62.

2. При выполнении работ, не регламентированных «Правилами безопасности» (строительно-монтажные, погрузочно-разгрузочные, электрогазосварочные работы, перевозка и перемещение грузов, работы с вредными веществами, источниками ионизирующих излучений, ликвидации открытых фонтанов и др.), предприятия и организации должны руководствоваться иными нормативными документами, утвержденными в установленном порядке министерствами (ведомствами) в соответствии с их компетенцией.

3. Предприятие несет ответственность за невыполнение требований промышленной безопасности объекта на всех стадиях жизненного цикла объекта (строительство, эксплуатация, консервация и ликвидация).

4. Порядок обучения, проведения инструктажей, проверки знаний и допуска персонала к самостоятельной работе должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.0.004-90 ССБТ («Организация обучения по безопасности труда. Общие положения»).

5. Монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровой установки должна проводиться в соответствии с требованиями «Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей» (ПТБЭ), «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей» (ПТЭЭ) и «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).

6. Основным документом на строительство скважины является проект, который разрабатывается специализированной организацией и утверждается в установленном порядке. Один экземпляр проекта должен быть на объекте бурения.

7. Контроль за исполнением проекта на строительство скважины возлагается на заказчика, который при необходимости, может привлекать проектную организацию.

8. Схема установки и обвязки противовыбросового оборудования разрабатывается буровым предприятием и согласовывается с Заказчиком, территориальных подразделений уполномоченного органа в области промышленной безопасности и утверждается в установленном порядке.

9. Эксплуатацию БУ осуществлять при наличии документов регистра РК на право ее эксплуатации, акта приемки БУ межведомственной комиссией, приказа по объединению о вводе БУ в эксплуатацию.

10. Ввод смонтированной БУ в бурение осуществляется после полной готовности, испытания, обкатки всего оборудования, при наличии укомплектованной буровой бригады по решению комиссии в составе представителей территориальных подразделений уполномоченного органа в области промышленной безопасности и ФА ВПФО «Ак Берен» и технической инспекции. Готовность к пуску оформляется актом.

11. До начала бурения проводится пусковая конференция с участием всего состава БУ.

12. На территории буровой установки, а также жилого городка, должны быть установлены флюгера или ветровые носки, не менее четырёх единиц на каждом участке, в пределах видимости с любого места.

13. Подрядной Компанией должен быть заключён контракт на медицинское обслуживание с близлежащим центром медицинского обслуживания к месту проведения буровых работ.

14. Должны быть не менее четырёх комплектов аптечек для оказания первой медицинской помощи.

15. На буровой необходимо иметь следующую документацию:

- буровой журнал;
- журнал проверки состояния техники безопасности;
- журнал регистрации инструктажа на рабочем месте;
- журнал проверки оборудования и предохранительных устройств;
- журнал огневых работ;
- удостоверения по технике безопасности и медицинские книжки, с наличием всех допусков к специализированным работам;
- схемы монтажа противовыбросового оборудования;
- схема эвакуации;
- План Ликвидации Возможных Аварий (ПЛВА), согласованный с соответствием гос. органом;
- План Безопасного Ведения Буровых Работ (ПБВР).

16. Кроме того, на БУ должны быть «Оперативные планы за живучесть» (по борьбе пожаром, нефтегазопроявлением).

4.1.2. Основные требования пожарной безопасности

1. Не допускается замазченность производственной территории, помещений и оборудования, загрязнение легковоспламеняющимися и горючими жидкостями, мусором и отходами производства.
2. Отогревать замерзшую аппаратуру, арматуру, трубопроводы, задвижки, промывочный раствор разрешается только паром или горячей водой. Не загромождать подходы к установкам и средствам пожаротушения.
3. В рабочих зонах, где возможно выделение взрывоопасных паров и газов, должен быть организован постоянный контроль воздуха. В этих помещениях должны быть установлены стационарные сигнализаторы, сблокированные со звуковой и световой сигнализацией и аварийной вентиляцией. При пребывании персонала внутри помещения принудительная вентиляция должна работать непрерывно.
4. Огневые работы необходимо выполнять в соответствии с «Правилами пожарной безопасности при проведении сварочных и других огневых работ на промышленных объектах» и «Типовой инструкцией по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах».
5. При газосварочных работах необходимо принимать меры, исключающие возможность попадания масла, нефти и нефтепродуктов на кислородные баллоны, шланги, горелки, ацетиленовый генератор.
6. БУ должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения в соответствии с нормативами.
7. Электрическое освещение взрывоопасных помещений и наружных установок должно быть выполнено во взрывозащищенном исполнении. В производственных и служебных помещениях, на рабочих площадках должно быть предусмотрено аварийное освещение, обеспечивающее освещенность не менее 10% установленных норм для данного помещения.
8. Помещения и открытые пространства по классу взрывоопасности должны соответствовать требованиям, представленным в таблице 4.1.

Таблица 4.1–Классификация помещений и открытого пространства объекта по классу взрывоопасности согласно требованиям ТПБНГДО №442

№№ пп	Помещения и пространства	Класс
1	2	3
1	Закрытые помещения, в которых установлены открытые технические устройства, аппараты, емкости или имеются выходы для паров нефти и легковоспламеняющихся газов, а также каналы, шахты, где возможен выход и накопление паров нефти или горючего газа, огороженные подроторные пространства буровых установок.	Зона 0 (В-1)
2	Открытые пространства радиусом 1,5м вокруг открытых технических устройств, содержащих нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, нефтяные газы или другие легковоспламеняющиеся вещества, вокруг устья скважины, а также вокруг окончания труб, отводящих попутные или другие легковоспламеняющиеся газы.	Зона 0 (В-1)
3	Пространство внутри открытых и закрытых технических устройств и емкостей, содержащих нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, нефтяные газы или другие легковоспламеняющиеся вещества.	Зона 0 (В-1)
4	Закрытые помещения для хранения шлангов для перекачки легковоспламеняющихся жидкостей.	Зона 0 (В-1)
5	Закрытые помещения, в которых установлены закрытые технологические устройства, оборудование, аппараты, узлы регулирующих, отключающих устройств, содержащие нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, горючие газы, где образование взрывоопасных смесей возможно только в случае поломки или неисправности оборудования. Закрытые помещения насосных для сточных вод.	Зона 1 (В-1а)
6	Открытые пространства: <ul style="list-style-type: none"> - радиусом 1,5м от зоны 0 по п.2 и радиусом 3,5м от зоны 0; - вокруг любых отверстий (двери, окна и пр.) из помещений зон 0 и 1, ограниченные расстояниями 3м во все стороны; - вокруг отверстий вытяжной вентиляции из помещений зон 0 и 1, ограниченные радиусом 3м; - вокруг фонтанной арматуры, ограниченные расстоянием 3м во все стороны. 	Зона 1 (В-1а) Зона 2 (В-1г) то же то же
7	Пространство под ротором, ограниченное цилиндром радиусом 3м от оси скважины, на всю высоту до низа при открытом подроторном пространстве.	Зона 2 (В-1г)
8	Полузакрытые пространства, в которых расположена фонтанная арматура в пределах ограждения.	Зона 2 (В-1г)
9	Полузакрытые пространства, в которых установлены технические устройства, оборудование, аппараты, узлы отключающих устройств, содержащих нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, нефтяные газы или легковоспламеняющиеся жидкости в пределах ограждения.	Зона 2 (В-1г)

1.2.10. Классификация взрывоопасных зон помещений и открытых пространств объектов нефтегазового комплекса производится на основании следующих критериев:

Зона 0 – пространство, в котором постоянно или в течение длительного периода времени присутствует взрывоопасная смесь воздуха или газа.

Зона 1 – пространство, в котором при нормальных условиях работы возможно присутствие взрывоопасной смеси воздуха или газа.

Зона 2 – пространство, в котором маловероятно появление взрывоопасной смеси воздуха или газа, а в случае ее появления эта смесь присутствует в течение непродолжительного периода времени.

4.2. Противофонтанная и газовая безопасность

4.2.1. Мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению газонефтеводопроявлений

Перед вскрытием пласта с возможным флюидопроявлением необходимо провести:

- инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при ликвидации газонефтепроявлений согласно «Инструкции по организации и проведению профилактической работы по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых газовых и нефтяных фонтанов на территории РК», Алматы 2002г.;
- проверку состояния буровой установки, ПВО, инструмента и приспособлений;
- учебную тревогу «Выброс». Дальнейшая периодичность учебных тревог устанавливается буровым предприятием, а также Заказчиком;
- оценку готовности объекта к оперативному утяжелению бурового раствора, пополнению его запасов путем приготовления или доставки на буровую.

Вскрытие продуктивного пласта должно производиться после проверки и установления готовности буровой к проведению этих работ комиссией под представительством главного инженера бурового предприятия с участием представителей ФА ВПФО «Ак Берен» и территориальных подразделений уполномоченного органа в области промышленной безопасности. В процессе вскрытия продуктивного пласта и испытания скважины на буровой должен находиться представитель противофонтанной службы.

По результатам проверки составляется акт готовности и ФА ВПФО «Ак Берен» выдается письменное разрешение на вскрытие и бурение продуктивного пласта.

Запрещается углубление скважины после крепления кондуктора 244,5мм без составления акта готовности и без письменного разрешения ФА ВПФО «Ак Берен». Рабочие буровой бригады должны быть обучены методам раннего обнаружения ГНВП, практическим действиям по герметизации устья скважины и её глушению, правилам эксплуатации ПВО, использованию средств индивидуальной защиты, оказанию до врачебной помощи.

Обучение рабочих буровой бригады производится инженерно-техническими работниками бурового предприятия по программе, утвержденной главным инженером с проверкой знаний комиссией бурового предприятия при участии представителя ФА ВПФО «Ак Берен».

К работам на скважинах с возможными газонефтепроявлениями допускаются бурильщики и специалисты, прошедшие подготовку по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при газонефтеводопроявлениях» в специализированных учебных

центрах (комбинатах), имеющих соответствующую лицензию. Проверка знаний и переподготовка этих кадров проводятся не реже одного раза в 3 года.

Признаки раннего обнаружения газонефтеводопроявлений (ГНВП)

Прямые признаки в процессе углубления:

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

Косвенные признаки в процессе углубления:

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

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

- увеличение против расчетного объема вытесняемого бурового раствора при спуске 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 4.2 – Исходные данные 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 х м	0-3800	75	+	+	-	-
Плотность бурового раствора, г/см ³	0,8-2,1	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):

- изменение давления на стояке или увеличение механической скорости проходки;
- повышение скорости (расхода) выходящего потока бурового раствора;
- увеличение объема бурового раствора в приемной емкости.

Второе сочетание признаков (проявление средней интенсивности):

- увеличение механической скорости или крутящего момента;
- повышение объема бурового раствора в приемной емкости.

Третье сочетание признаков (слабое проявление):

- снижение плотности бурового раствора;
- 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.

4.2.2. Технологические мероприятия по предупреждению ГНВП

Плотность бурового раствора выбирается по интервально в соответствии с «Требования промышленной безопасности нефтегазодобывающей отрасли».

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

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

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

4.2.3. Порядок работы по предупреждению развития ГНВП при бурении

Бурение нефтегазонасыщенных коллекторов осуществляется с использованием двух шаровых кранов и двух обратных клапанов. Один шаровой клапан устанавливается

между рабочей трубой и ее предохранительным переводником, второй является резервным.

При обнаружении увеличения объема раствора в приемных емкостях на 1м³ бурение прекратить. Инструмент приподнять над забоем, остановить буровой насос, скважину загерметизировать. Перед герметизацией канала бурильных труб должны быть сняты показания манометров на стояке и затрубном пространстве, проверено движение раствора из скважины. Объявить общую тревогу «Аварийная готовность». Начальник буровой обязан сообщить о случившемся руководству организации и организовать наблюдение за возможным грифонообразованием. В течение 10 минут исследовать состояние скважины, выяснить причину увеличения объема в приемных емкостях, определить параметры ГНВП, давление в бурильной колонне и затрубном пространстве, объем притока раствора. Приступить к подготовке для ликвидации ГНВП под руководством ответственного ИТР по плану, утвержденному главным инженером бурового предприятия и на основе карты глушения.

При снижении давления в нагнетательной линии немедленно определить его причину.

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

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

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

Спуск колонны бурильных труб осуществляется при непосредственном контроле объема вытесняемого раствора. При отсутствии уровня скважину доливают, тщательно контролируя объем доливаемой жидкости. При отклонении в объеме доливаемого раствора в сторону уменьшения на 0,5 м³ спуск колонны должен быть прекращен. Установить причину отклонения согласно признаков раннего обнаружения ГНВП. При обнаружении ГНВП приступить к его ликвидации. При наличии явления кольматации продолжить спуск.

При возникновении открытого фонтана на объектах персонал обязан:

- оповестить руководство предприятия и соответствующие службы;

– запустить аварийный источник электроэнергии (аварийный дизельгенератор) для привода в действие основных пожарных насосов в целях создания водяного орощения вышки, аварийного устья и приустьевой зоны, а также орощения 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 роторным столом на 0,7 м;
- зафиксировать тормоз буровой лебедки;
- остановить насос без открытия ДЗУ;
- открыть гидроуправляемую задвижку крестовины превентора на линии, ведущей к открытому дросселю;
- закрыть универсальный превентор;
- закрыть задвижку перед дросселем.

Не допускается отклонение плотности бурового раствора (освобожденного от газа), находящегося в циркуляции, более чем на 0,02 г/см³ от установленной проектом величины.

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

- после его монтажа на устье и спуска обсадных колонн на рабочее давление;
- перед вскрытием продуктивного горизонта и после каждого соединения и отсоединения секций направляющей от блока превенторов на ожидаемое устьевое давление в соответствии с табл. 9.8.

Опрессовку следует проводить в присутствии представителя ФА ВПФО «Ак Берен». 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.

4.2.4. 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 давлениях имеется возможность корректировать конструкцию скважины);
- буровой раствор выбран в соответствии с горно-геологическими условиями;
- запас бурового раствора и запас химреагентов для приготовления второго объема бурового раствора;
- 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.

4.2.5. 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, возникающие при этом колебаний давления нередко могут стать достаточными для гидравлического разрыва пластов или притока пластовых флюидов в ствол скважины. В результате возникают газонефтоводопроявления, а также другие осложнения, связанные с нарушением прочности горных пород.

Для предупреждения и контроля ГНВП вовремя 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 200 м от кровли вскрытого коллектора производить на 1-ой скорости.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Запрещается начинать цементирование скважины при наличии признаков газонефтепроявления. Если в процессе цементирования будут обнаружены признаки газонефтепроявлений, то цементирование необходимо продолжить при закрытых превенторах с регулированием 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.

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

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

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

2. Геофизические работы выполняются специализированными организациями по договорам, заключаемыми с буровым предприятием, в которых оговариваются обязательства 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 проводиться в присутствии представителя бурового предприятия. К геофизическим работам может привлекаться

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

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

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

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

Разрешение на проведение промысло-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.

3. Прострелочно-взрывные работы (ПВР) в скважине проводятся в соответствии с требованиями действующих Единых правил безопасности при взрывных работах.

При выполнении ПВР в составе сложных технологий испытания и освоения скважины, требующих непосредственного взаимодействия персонала Подрядчика и Заказчика, работы должны выполняться по планам, совместно утверждаемым их руководителями. Приступить к выполнению ПВР на скважине разрешается только после окончания работ по подготовке БУ, ствола и оборудования к ПВР, подтвержденного «Актом готовности скважины для производства ПВР», подписанным представителями Заказчика и Подрядчика. При выполнении ПВР устье скважины должно оборудоваться

запорной арматурой и лубрикаторным устройством, обеспечивающим герметизацию при спуске, срабатывании и подъеме ПВА (прострелочно-взрывная аппаратура). Контрольное шаблонирование ствола скважины необходимо выполнять спуском на кабеле шаблона, диаметр, масса и длина которого должны соответствовать габаритно-массовым техническим характеристикам применяемых ПВА. В скважине с температурой и давлением в интервале перфорации на уровне предельно допустимых (+, - 10%) для применяемой аппаратуры обязательно проведение замеров этих параметров перед спуском ПВА. Во время перфорации должно быть установлено наблюдение за уровнем жидкости на устье скважины. Его снижение не допускается.

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

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

- замены бурового раствора на раствор меньшей плотности или техническую воду (с разницей в плотностях не более 0,5-0,6г/см³, 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 (см. табл.9.8);
- фонтанная арматура до установки на устье скважины должна быть опрессована на величину пробного давления, а после установки – на давление, равное давлению опрессовки эксплуатационной колонны;
- устье с превенторной установкой, манифольдный блок и выкидные линии должны быть оборудованы и обязаны в соответствии с утвержденной схемой (согласованной с территориальными подразделениями уполномоченного органа в области промышленной безопасности и ФА ВПФО «Ак Берен»).

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

4.2.7. Методы и средства проветривания рабочих зон буровой

1. Подвышечное пространство, рабочая зона площадки буровой проветриваются естественной вентиляцией.

В зимнее время подвышечное пространство проветривается с помощью калориферной установки, используемой для обогрева превенторов.

2. В помещениях насосного блока и блока очистки бурового раствора проветривание осуществляется с помощью вытяжных вентиляторов (в блоке очистки раствора – 1шт., в насосном блоке – 2шт.), а также естественной вентиляцией при открытых фрамугах и боковых щитах. В зимнее время насосный блок кроме того вентилируется подувом теплого воздуха от блока электростанций.

4.2.8. Средства защиты работающих

1. Вся бригада (вахта), выполняющая работу в условиях возможного выделения вредных веществ в воздух рабочей зоны выше ПДК, обеспечивается средствами индивидуальной защиты.

2. Для коллективной защиты работающих от шума и вибрации проектом предусматриваются средства коллективной защиты.

4.2.9. Свойства и действие вредных веществ (H₂S, CO₂) на человека

1. Сероводород (H₂S) - бесцветный газ с запахом тухлых яиц. Температура воспламенения 246 °С. Плотность - 1,54 кг/м³, по отношению к воздуху - 1,19 кг/м³; скапливается в низких непроветриваемых местах. Хорошо растворяется в воде. В водяном растворе является слабой кислотой. Горит синеватым пламенем с образованием воды и сернистого газа (SO₂). Сероводород сильный, нервный яд, вызывающий смерть от остановки дыхания, на дыхательные пути и глаза действует раздражающее. Растворенный в воде, при попадании на кожу человека вызывает покраснение и экзему. Ощутимый запах сероводорода отмечается при 1,4-2,3 мг/м³, значительный запах при 4 мг/м³, при 7-11 мг/м³ - запах тягостный. При более высоких концентрациях запах менее сильный, наступает привыкание. При концентрации 200-280 мг/м³ наблюдается жжение в глазах, раздражение слизистых оболочек глаза и зева, металлический вкус во рту, усталость, головные боли, тошнота. При 750 мг/м³ наступает опасное отравление в течение 15-20 минут. При концентрации 1000 мг/м³ и выше смерть может наступить почти мгновенно.

2. Предельно-допустимая концентрация (ПДК) сероводорода в воздухе рабочей зоны - 10 мг/м³, в смеси с углеводородами (C₁ – C₅) - 3 мг/м³.

3. Двуокись углерода (CO_2) - углекислый газ - бесцветный газ кисловатого вкуса и запаха. Плотность 1,53 кг/м³ скапливается в низких непроветриваемых местах. Хорошо растворяется в воде. В водном растворе - является слабой кислотой. Обладает наркотическим воздействием на человека, раздражающее воздействие на кожу и слизистые оболочки. В малых концентрациях - возбуждает дыхательный центр, в очень больших - угнетает. Обычно высокое содержание CO_2 связано с повышенным содержанием кислорода в воздухе, что может явиться причиной быстрой смерти. При вдыхании 2,5 - 5% CO_2 у человека наблюдается головная боль, раздражение верхних дыхательных путей, учащение сердцебиения, повышенное давление. При более высоких концентрациях - потливость, шум в ушах, рвота, психическое возбуждение, снижение температуры тела, нарушение зрения.

4.2.10. Оказание доврачебной помощи пострадавшим при отравлении сероводородом

Отравление сероводородом вызывает тяжелое заболевание, исход которого зависит от быстроты принятия мер.

Основные признаки отравления - нарушение сознания, дыхания, сердечной и пищеварительной деятельности. При отравлении газами возникает расстройство кислородного обмена, приводящее к кислородному голоданию головного мозга.

Первыми признаками отравления сероводородом являются: чувство недомогания, светобоязнь, жжение в глазах, покраснение глазного яблока и век, слезотечение, раздражение горла, металлический привкус во рту, тошнота.

При отравлении сероводородом, сернистым газом необходимо немедленно вызвать скорую медицинскую помощь, а в необходимых случаях реанимационную службу.

До прибытия врача следует быстро вывести (вынести) пострадавшего из загазованной зоны на свежий воздух или в проветриваемое помещение, удобно уложить, освободить от стесняющей одежды, согреть, очистить полость рта и глотки. Если пострадавший в сознании, необходимо дать ему понюхать нашатырный спирт, напоить крепким чаем или кофе, принять меры, чтобы больной не уснул. При этом лица, выносящие пострадавшего из загазованной зоны, должны быть в противогазах (и сам пострадавший, если это возможно).

При легких отравлениях сероводородом и раздражении верхних дыхательных путей следует давать теплое молоко с содой или минеральной щелочной водой. При болях в глазах поместить в темную комнату, делать прохладные примочки 3% борной кислотой (НЗВОЗ).

Если у пострадавшего прекратилось дыхание, делают искусственное дыхание. Если отсутствует сердцебиение, необходимо в дополнение к искусственному дыханию применять наружный непрямой массаж сердца. Начинать надо всегда с искусственного дыхания.

4.2.11. Методы контроля содержания сероводорода и реагента-нейтрализатора в буровом растворе

Контроль содержания сероводорода и реагента - нейтрализатора в буровом растворе осуществляются инженером по буровым растворам, а также предусмотреть применение станций по контролю сероводорода.

Основные этапы работ:

1. В условиях буровой поступление сероводорода контролируется по появлению в растворе водо-нерасторимых и водо-растворимых сульфидов, которые определяются качественными методами.
2. Качественный анализ проводится в процессе бурения и промывки скважины через каждый час.
3. При появлении водорастворимых сульфидов определяется их количество по экспресс-методу.
4. Периодически, не реже одного раза в трое суток, проба бурового раствора направляется в лабораторию бурового предприятия, где производится количественное определение содержания сероводорода и сульфидов.
5. После окончания бурения скважины для определения необходимости проведения специальных мероприятий по нейтрализации шлама производится его анализ на содержание сульфидов.

4.2.12. 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 м³, 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 м³, 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 0,5•V пред, но не более 1,5 м³, 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:

$$K = \frac{\Delta^2}{d^2 h} \cdot \frac{d^2 h}{d^2 b h} \cdot \frac{\Delta h}{l_{csw}}$$

где: K - максимальное допустимое количество свечей, поднимаемых без долива;

Д - внутренний диаметр обсадной колонны, мм;

d_h, d_b -наружный и внутренний диаметры бурильных труб соответственно;

l_{csw} - длина свечи в метрах;

Δh - глубина безопасного опорожнения затрубного пространства;

Δh = 0,3 Н для скважины глубиной до 1000м;

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 будет долито менее 0,5 м³ 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 = 250литров.

4.2.13. Мероприятия по предупреждению износа обсадных колонн, периодичность и методы контроля их остаточной прочности

Чтобы снизить износ обсадных колонн необходимо предусмотреть следующие мероприятия:

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

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

3. Введение в буровой раствор смазывающих добавок.

4.2.14. Оснащение буровой средствами технологического контроля раннего обнаружения

На буровой установлена станция геолого-технологического контроля, 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, $^{\circ}\text{C}$;
- плотность бурового раствора на входе и выходе, кг/м³;
- газосодержание на выходе, %.

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

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

Контроль за состоянием фонтанной безопасности оговаривается «Руководством по организации фонтанной безопасности».

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

Обеспечение средствами связи и транспортом работников ФА ВПФО «Ак Берен» такое же, как и персонала БУ.

4.2.16. 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 вентиляция.

4.3. Прогноз возможных аварийных ситуаций.

Мероприятия по их предотвращению и ликвидации.

Инструкция по действию персонала

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

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

Таблица 4.3 - Прогноз возможных аварийных ситуаций, мероприятия по их предотвращению, ликвидации

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

Продолжение табл. 4.3

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

Продолжение табл. 4.3

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

Продолжение табл. 4.3

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

Продолжение табл. 4.3

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

Продолжение табл. 4.3

1	2	3	4	5
		8.3. При подъеме инструмента следить за соответствием объема поднимаемых труб и доливаемой жидкости.	8.3. Герметизировать устье и восстановить циркуляцию.	8.3. Сообщить руководителю буровых работ о начавшемся проявлении.
		8.4. Не допускать поршневания при подъеме инструмента. Принять меры для ликвидации сальника.	8.4. Приступить к вымыву разгазированного раствора с противодавлением и дегазацией.	8.4. Навернуть обратный клапан и герметизировать устье.
		8.5 Обучить обслуживающий персонал действиям при НГВП в условиях выделения сероводорода.	8.5. По величине давления в трубном и затрубном пространстве рассчитать необходимую плотность раствора для задавки проявления и утяжелить раствор до необходимой плотности.	8.5. Члены буровой вахты действуют согласно расписания по сигналу "Выброс".
		8.6. Поддерживать в работоспособном состоянии противовыбросовое оборудование.		
		8.7. При резком увеличении механической скорости бурения следить за уровнем жидкости в циркуляционной системе и ограничить скорость бурения.		
		8.8. При увеличении веса на крюке и уменьшении давления на стояке, что является косвенными признаками НГВП, сопоставить другие показатели процесса бурения для раннего обнаружения проявления.		
		8.9. Иметь запас раствора согласно пункта 280 Требований [5]		
		8.10. Параметры раствора необходимо выравнивать по всему циклу.		
		8.11. Не допускать утяжеления раствора "пачками".		
		8.12. Включать технические и технологические средства для раннего обнаружения НГВП.		
		8.13. Поддерживать в работоспособном состоянии оборудование для дегазации раствора.		
		8.14. Проводить учебные тревоги по сигналу "Выброс" с применением средств индивидуальной защиты от сероводорода.		
		8.15. Не проводить кратковременных промежуточных промывок при наличии газированных забойных пачек.		
		8.16. Промежуточные промывки во время спуска инструмента производить по длительности, позволяющей убедиться в отсутствии пластового флюида в скважине.		
		8.17. Длительные ремонтные работы, не связанные с ремонтом устья, необходимо производить при нахождении бурильной колонны в башмаке обсадной колонны с обязательной установкой шарового крана.		
		8.18. При необходимости продолжительного ремонта устья и невозможности промывки скважины необходимо устанавливать отсекающий цементный мост.		
		8.19 К подъему инструмента приступать только после выравнивания параметров раствора по всему объему до установленной величины.		

Продолжение табл. 4.3

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

4.4. 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.

Геологический разрез проектируемых скважин недостаточно изучен, т.к. буровые работы в рассматриваемом регионе велись в ограниченном объеме.

Заложенная технология строительства скважин соответствует «Требования промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли».

4.4.1. Анализ и оценка степени риска при строительстве скважины

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

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

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

- трудовой дисциплины в предприятии;
- производственного объекта (буровой);
- обученности персонала и наличие навыков при проведении работы в нештатных ситуациях;
- проведение организационно-технических мероприятий и др.

При строительстве скважин основные причины риска следующие:

- травматизм персонала при нарушении функционирования оборудования из-за отказа. Отказ (неполадка) - событие, заключающееся в нарушении работоспособного оборудования, объекта;
- 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 «Оценка воздействия на окружающую среду» (ОВОС) к рабочим проектам на строительство скважин учитывает особенности окружающей среды, природного и растительного мира, позволяет более рационально разместить оборудование. Проект ОВОС проходит согласование в местных органах по охране окружающей среды.

4.4.2. 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):

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

B - желателен детальный анализ риска, требуются меры безопасности;

C - рекомендуется проведение анализа риска и принятие мер безопасности;

D - анализ и принятие мер безопасности не требуются.

Таблица 4.4 - Матрица “вероятность – тяжесть последствий”

Частота возникновения (1/год)	Тяжесть последствия			
	катастрофический отказ	критический отказ	некритический отказ	отказ с пренебрежимо малыми последствиями
Частый отказ >1	A	A	A	C
Вероятный отказ $1-10^{-2}$	A	A	B	C
Возможный отказ $10^{-2} - 10^{-4}$	A	B	B	C
Редкий отказ $10^{-4} - 10^{-6}$	A	B	C	D
Невероятный отказ $< 10^{-6}$	B	C	C	D

На основе анализа, в таблице 4.5 приводятся вероятности возникновения аварийных ситуаций на 1000 м проходки (в целом по нефтегазовой отрасли):

Таблица 4.5- Вероятности возникновения аварийных ситуаций на 1000 м проходки (в целом по нефтегазовой отрасли)

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

Примерная вероятность возникновения аварийных ситуаций на скважине определяется по формуле: $P_{av} = P_t \times n_{скв} \times L/1000$;

где: P_t - 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 разреза ранее пробуренных скважин, уточнение информации по пластовым давлениям нефтегазонасыщенных коллекторов.

Третий этап – освоение скважины или вызов притока

Здесь целью риск-анализа может быть выявление опасностей и оценка последствий аварий. Для уменьшения риска на каждом этапе делается следующее:

На этапе проектирования

С целью обеспечения соответствия строительства скважин утвержденным проектам проводится 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, 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 ФА ВПФО «Ак Берен», инспекторами территориальных подразделений уполномоченного органа в области промышленной безопасности, 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:

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

Для выполнения указанных требований геолого-техническая служба бурового предприятия должна осуществлять контроль за режимом бурения (посредством станции ГТК), буровым раствором, газопоказаниями, 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 не полностью, можно считать, что геологический разрез изучен недостаточно. Тектоническое строение спокойное, так что при ведении дальнейших работ могут ожидаться встречи с какими-либо аномальными явлениями. В течение последних 10 лет ежегодно геолого-технические службы рассматривают реальные геологические условия площади, на которой 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.

4.4.3. Определение степени риска строительства скважины

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

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

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

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

4.4.4. 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.

При идентификации выделяются три группы факторов приводящих к возникновению открытого фонтана.

Первая группа - факторы, характеризующие состояние оборудования:

- некачественное крепление скважины 244,5 мм обсадной колонной вследствие плохого цементирования;
- некачественное крепление скважины 177,8 мм обсадной колонной вследствие плохого цементирования;
- не герметичность межтрубного пространства между колоннами 244,5мм и 177,8мм;
- просадка колонны 323,9мм при ее нагружении собственным весом, колоннами 244,5мм, 177,8мм, 127мм, НКТ и ФА;
- негерметичность резьбовых соединений колонны 244,5мм и 177,8мм;
- разрушение (или не герметичность) обвязки устья скважины вследствие воздействия повышенных устьевых давлений;
- отсутствие контроля за давлением в обсадной колонне 244,5мм и 177,8мм;
- неисправность шарового крана на бурильных трубах.

Вторая группа – факторы, связанные с неправильными действиями буровой бригады при строительстве скважин.

Третья группа – факторы, связанные с нефтегазопроявлениеми.

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.

Меры по предупреждению аварийных ситуаций и уменьшению степени риска:

1. Контроль момента свинчивания при спуске всех обсадных колонн.
2. Опрессовка колонны 244,5мм, 177,8 мм после истечения ОЗД с целью определения её герметичности.
3. Опрессовка приустьевой части (и ПВО) на расчетное давление.
4. Контроль за износом обсадных колонн 244,5мм в процессе бурения из-под башмака указанных колонн.
5. Обучение работников буровой бригады, занимающих ключевые позиции и ответственных работников бурового подрядчика контролю за скважиной.

Расчет степени риска

Для условий скважины проведена проверка работоспособности конструкции скважины при возникновении возможных отказов указанных выше факторов воздействия.

Ниже представлена вероятность отказа по основным позициям:

Исходные данные

Состояние оборудования

1. Отсутствие превенторного оборудования:

Не предусмотрено проектом: _____ 0.00000;

Не установлено перед началом бурения: _____ 0.00000;

2. Неисправность превенторного оборудования:

Негерметичность плашек превентора: _____ 0.00150;

Отказ системы управления: _____ 0.00010;

3. Разрушение обсадной колонны:

Отсутствие контроля за состоянием ОК: _____ 0.00080;

Отсутствие контроля за давлением в ОК: _____ 0.00000;

4. Отсутствие или неисправность шарового крана на бурильных трубах: _____ 0.00160;

5. Отсутствие или неисправность обратного клапана на обсадных трубах: _____ 0.00120;

Газонефтепроявления

1. Поглощение бурового раствора:

Несоответствие конструкции скважины геологическим условиям: _____ 0.03000;

Завышение плотности раствора: _____ 0.07000;

Несоответствие других параметров раствора: _____ 0.03000;

2. Принятие пластового давления без должного обоснования: _____ 0.10000;

3. Недостаточная плотность раствора в скважине: _____ 0.12000;

4. Недолив скважины:

При подъеме инструмента: _____ 0.08000;

При спуске обсадной колонны: _____ 0.10000;

5. Отсутствие методики и приборов контроля за давлением в скважине: _____ 0.09000;

Действия бригады

Неправильные действия буровой бригады при строительстве скважины: _____ 0.00040;

Результат расчета

Вероятность отказа оборудования: 0.00559;

Вероятность нефтегазопроявлений: 0.47782;

Вероятность возникновения открытого фонтана: 0.00267.

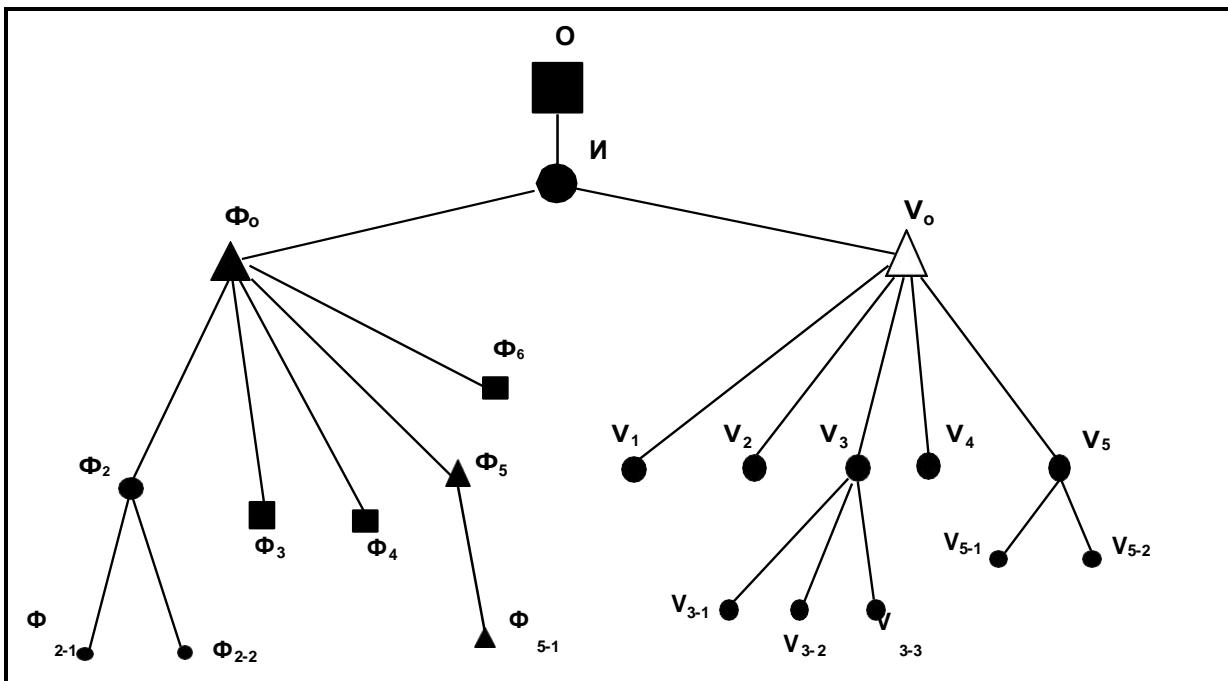


Рис. 18.1. Дерево отказов и событий

	Наименование событий	Условные обозначения	Расчетные значения
О	Открытый фонтан (вероятность головного события)	■	0.002670
И	Логическое событие	●	0.002670
	Наличие факторов аварийности (вероятность отказа оборуд.)	△	0.005590
	Газонефтепроявления	▲	0.477820
Φ_0	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	●	0.001600
Φ_{2-1}	Негерметичность плашек превентора	●	0.001500
Φ_{2-2}	Неисправность системы управления ПВО	●	0.000100
Φ_3	Отсутствие или неисправность шарового крана на БТ	■	0.001600
Φ_4	Отсутствие или неисправность обратного клапана на ОК	■	0.001200
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	■	0.000400
V_1	Недостаточная плотность раствора в скважине	●	0.120000
V_2	Принятие пластового давления без должного обоснования	●	0.100000
V_3	Поглощение бурового раствора	●	0.130000
V_{3-1}	Несоответствие конструкции скважины геологическим условиям	●	0.030000
V_{3-2}	Завышение плотности бурового раствора	●	0.070000
V_{3-3}	Несоответствие других параметров раствора	●	0.030000
V_4	Отсутствие методики и приборов контроля за давлением в скважине	●	0.090000
V_5	Недолив скважины	●	0.180000
V_{5-1}	При подъеме инструмента	●	0.080000
V_{5-2}	При спуске обсадной колонны	●	0.100000

4.5. Охрана недр

4.5.1. Общая задача охраны недр в период поисковых работ на площади

Охрана недр должна осуществляться в строгом соответствии с Законами Республики Казахстан «О недрах и недропользовании». В современном мире понятия экологической и промышленной безопасности неразделимы и уровень их обеспечения является важным критерием эффективности работы предприятия. Учитывая это, требование к технологии бурения скважины на участке (блока А) и задачи по обеспечению промышленной и экологической безопасности станут приоритетными.

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

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

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

Мероприятия по охране недр в процессе разведки месторождения предусматривают:

1. Обеспечениеполноты геологического изучения и получения необходимых параметров для достоверной оценки запасов месторождения, предоставленного в недропользование;
2. Предотвращение загрязнения подземных водных источников вследствие перетоков нефти, газа и воды в процессе проводки, освоения и кратковременной пробной эксплуатации скважин, а также вследствиеутилизации отходов производства и сточных вод;
3. Соблюдение установленного порядка приостановления, прекращения нефтяных операций, консервации и ликвидации объектов недропользования;

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

5. Надежную изоляцию в пробуренных скважинах нефтеносных, газоносных и водоносных горизонтов по всему вскрытыму разрезу;

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

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

4.5.2. Охрана недр в процессе разбуривания площади

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

С точки зрения охраны недр проектом предусмотрены буровые растворы плотностью - $\rho=1,10\div1,12$ г/см³ под экс. колонну и $\rho=1,08\div1,10$ г/см³ под хвостовик, не ухудшающие коллекторские свойства продуктивных пластов.

При бурении скважин велика вероятность повышения плотности, структурно-механических и реологических характеристик бурового раствора за счет обогащения его водочувствительными, легкодиспергирующими глинами, что ведет к снижению скорости бурения, ухудшению качества промывки ствола скважины, поглощению бурового раствора, увеличению расхода хим. реагентов, увеличению объемов отходов, размещаемых в окружающей среде.

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

- 1) низкое содержание твердой фазы;
- 2) достаточная биоразлагаемость, незасоряющая пласт;
- 3) в качестве утяжелителя бурового раствора необходимо использовать кислоторастворимые реагенты.

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

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

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

Свойства бурового раствора:

- Плотность $1,10 - 1,12 \text{ г/см}^3$;
- Условная вязкость 35-40 сек;
- Водоотдача $4-5 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$;
- Корка 0,5 мм;
- pH 9 - 9,5;
- Песок $\leq 0,5\%$;
- Содержание кислоторастворимой твердой фазы $< 3\%$.

На случай возникновения аварийной ситуации в скважине, грозящей газонефтеводопроявлением или открытым фонтанированием, на БУ устанавливается комплекс противовыбросового оборудования. Он включает в себя превенторную установку со станцией управления и штуцерный манифольд. Превенторная установка представляет собой сборку двухплашечного, а также универсального превентора. На двухплашечном превенторе установлены трубные плашки, с помощью которых можно загерметизировать устье скважины при наличии в ней бурильных труб, обеспечивая возможность проведения работ по глушению проявлений. Конструкция двухплашечного превентора позволяет обеспечить герметичность устья при давлении в скважине 350 кгс/см². Конструкция универсального превентора позволяет герметизировать скважину при наличии в ней труб любого диаметра при давлении скважины до 350 кгс/см². Управление превенторной установкой производится гидросиловой станцией, установленного на посту бурильщика на буровой площадке. Штуцерный манифольд с рабочим давлением 350 кгс/см² позволяет плавно регулировать давление в скважине при проведении работ по глушению нефтегазопроявлений.

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

В процессе модернизации БУ был принят ряд проектных решений по обеспечению «безамбарного метода». В основном это касалось жидких отходов и бурового шлама. Была поставлена задача по сбору, разделению и хранению отходов по видам и обеспечению перегрузки их на транспортные средства. Выбуженный шлам после отделения его на виброситах собирается в металлические контейнеры емкостью по 30 м³, которые по мере их заполнения вывозятся на Самосвале на полигон для последующей обработки и утилизации шлама. Буровые сточные воды накапливаются в металлических емкостях, после осветления и очистки частично могут повторно использоваться для нужд бурения. Отработанный буровой раствор также накапливается в емкостях для последующей химобработки и возможности использования при дальнейшем бурении и цементировке скважины. Система обработки и хранения бурового раствора, включает в себя активную емкость, общим объемом 200 м³.

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

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

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

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

Перечень других отходов, процедуры их обработки и утилизации приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6–Перечень отходов

Наименование отходов	Способы обращения	Методы утилизации
1.Промышленные отходы: а) использованное моторное масло, жидкости гидравлических и тормозных систем, фильтры и другие отходы, содержащие нефтепродукты. Эта категория отходов может включать абсорбирующие материалы, используемые для сбора разливов нефти.	Собирать в бочки, запечатывать, маркировать соответствующим ярлыком	Утилизировать в специализированных предприятиях
б) металлом и списанное оборудование, использованные материалы;	Упаковывать в зависимости от размера и веса	Утилизировать на полигоне отходов
в) аккумуляторы и батареи: кислотные/щелочные; никель-кадмиеевые сухие батареи;	Слить жидкость, нейтрализовать кислоту, поместить в запечатанные бочки, пометить ярлыком	Утилизировать в специализированных предприятиях. Аккумуляторы регенерировать, если возможно.
г) жидкие химикаты, включая использованные лабораторные и остатки неиспользованных химикатов;	Поместить в бочки, запечатать, пометить ярлыком	Утилизировать на полигоне отходов
д) сухие сыпучие неиспользованные химические реагенты, цемент;	Поместить в контейнеры, запечатать, пометить ярлыком.	Утилизировать на полигоне отходов
е) краски, растворители, разбавители;	Поместить в бочки, запечатать, пометить ярлыком	Утилизировать в специализированных предприятиях
ж) металлические бочки;	Очистить бочки, поместить смывную воду в бочки, запечатать, пометить ярлыком. Бочки смыть для уменьшения объема и предотвращения повторного использования.	Утилизировать на полигоне отходов
з) пластиковые бочки;	Очистить бочки, поместить смывную воду в бочки, запечатать, пометить ярлыком. Бочки смыть для уменьшения объема и предотвращения использования не по назначению.	Утилизировать на полигоне отходов
и) деревянные поддоны, ящики;	Разрушить для уменьшения объема	Утилизировать на полигоне отходов
к) использованные люминесцентные лампы;	Поместить в коробки, запечатать, пометить ярлыком	Передача специализированным предприятиям
2. Сточная вода из установки обработки санитарных стоков.	Анализировать на содержание хлора.	Утилизировать на полигоне отходов
3. Конторские отходы: а) картриджи принтеров, факсов, копировальных машин; б) использованная бумага.	Поместить в упаковку производителя, вернуть производителю для восстановления	Если экономически невыгодно, утилизировать на полигоне отходов
Пищевые отходы блока	Измельчить	Сдавать в смеси с фекальными водами
Бытовые отходы/мусор: упаковки, банки, бутылки, стекло, смет с жилых помещений, другой мусор.	Отделить металл, пластик, стекло. Поместить в отдельные пластиковые мешки.	Утилизировать на полигоне отходов

При освоении скважины пластовые флюиды подаются через отводы выкидной линии в металлические емкости накопления объемом 100 м³ для последующего вывоза и утилизации, газ сжигается на факеле.

Согласно «Классификации производственных объектов и сооружений для выбора минимальных размеров санитарно-защитных зон» при строительстве объектов по добыче и разведке углеводородного сырья устанавливается санитарно-защитная зона размером не менее 1000м.

Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны должны соответствовать санитарно-эпидемиологическим правилам и нормам «Санитарно-эпидемиологические требования к воздуху производственных помещений» от 14.07.2005 г. №355.

Для проведения буровых работ на скважине Бестобе Б-24, 25 земельный отвод на одну скважину составит 3,5 га.

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

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

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

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

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

Опрессовка труб обсадной колонны будет производиться централизовано на базе подрядчика.

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

Расчет объемов выбуренной породы

Расчет объемов отходов бурения произведена в соответствии с методикой расчета объема образования эмиссий (в части отходов производство, сточных вод) согласно приказу Министра охраны окружающей среды РК от «3» мая 2012 года № 129-Ө.

1.Объем выбуренной породы при строительстве скважины.

Таблица 4.7–Объем секции

Интервал	<i>k</i>	$\pi/4$	$D_d, м$	$D_{скв} = (D_d \times K)$	$D_{скв}^2 = (D_d \times k)^2, м^2$	$V, м^3$
1	2	3	4	5	6	7
0-50	1,5	0,785	0,3937	0,591	0,349	13,688
50-450	1,3	0,785	0,2953	0,384	0,147	46,275
450-1050	1,2	0,785	0,2159	0,259	0,067	31,615
91,58						

2. Объем отходов бурения

2.1. Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{шл} = V_n \times K_1 = 107,33 \times 1,2 = \mathbf{109,89 м}^3$$

где $K_1 = 1,2$ - коэффициент, учитывающий разупрочнение выбуренной породы.

Суммарный объем шлама с учетом разбухания рыхлых пород 25% - **137,37 м³**

2.2. Объем отработанного бурового раствора

$$V_{обр} = K_1 \cdot K_2 \cdot V_n + 0,5 \cdot V_{ц}$$

где K_2 - коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом на выбросите, пескоотделителе и илоотделителе, равный 1,052

$V_{ц}$ - объем циркуляционной системы буровой установки, $м^3$. Объем циркуляционной системы буровой установки определяется в соответствии с паспортными данными установки; при повторном использовании бурового раствора 1,2 заменяется на 0,25.

$$V_{обр.п} = 1,2 \times 1,052 \times 91,58 + 0,5 \times 90 = \mathbf{160,6 м}^3$$

2.3. Объем буровых сточных вод (БСВ) с учетом повторного использования

$$V_{БСВ} = 2 \cdot V_{обр.п}$$

$$V_{БСВ} = 0,25 \times 160,6 = \mathbf{40,15 м}^3$$

2.4 Суммарный объем отходов бурения

$$V_{сум} = 1,1 (V_{БСВ} + V_{обр.п} + V_{шл})$$

$$V_{сум} = 1,1 \times (40,15 + 160,6 + 137,37) = \mathbf{371,932 м}^3$$

4.5.3. Контроль окружающей среды

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

Нефтяные операции регулируются следующим природоохранным законодательством Республики Казахстан:

- Экологическим кодексом Республики Казахстан»;
- Законом «Об особо охраняемых территориях»;
- Законом «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира»;
- Законом «О земле»;
- Законом «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения»;
- Законом «О чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера»;
- Концепцией экологической безопасности Республики Казахстан;
- Стратегией развития Республики Казахстан до 2030 года, где большое значение придается охране окружающей среды.

Сбор хозяйственно-бытовых отходов будет проводиться в водонепроницаемые контейнеры. Техническое водоснабжение будет осуществляться путем забора воды из водозаборной скважины. Расход технической воды на одну скважину составляет около 8,36 м³/сут или более точно объем определяют из конкретных условий. Шламы от бурового раствора будут собираться в специальные емкости, поэтому фильтрация раствора и воды практически исключена. В такие же емкости будет сбрасываться выбуренная порода после отделения. Приготовление бурового раствора будет осуществляться в глиномешалке, хранение в металлических емкостях.

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

При этом:

- все буровые работы должны производиться строго в пределах отведенного участка;
- циркуляционная система буровой предусматривает замкнутый цикл использования бурового раствора, исключающий его выброс и загрязнение окружающей среды;

- для предотвращения возможного открытого фонтанирования, бурение скважин осуществлять строго соответствии с утвержденным ГТН;
- своевременно устраниить течи смазывающих веществ, ГСМ и продуктов их обработки и не допускать загрязнения почвы;
- для смазки бурового оборудования применять соответствующие масла;
- хранение и использование химических реагентов производится в специально отведенных местах;
- для хранения и складирования сыпучих веществ применять контейнера;
- жидкие химические реагенты доставляются на буровую в специальных контейнерах, а сухие – в контейнерах и мешках;
- использовать металлические емкости с общим объемом 100 м³ для сбора нефти в случаях выброса и при испытании.

Основными источниками воздействия на окружающую среду при безаварийной деятельности являются:

- выбросы продуктов сгорания топлива в двигателях;
- шум производственного оборудования на объектах, двигателей, устройств и механизмов;
- освещение производственных площадок;
- выбросы продуктов сгорания при кратковременных испытаниях скважин.

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

Рекомендуется осуществление следующих мероприятий по охране почвы:

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

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

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

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

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

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

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

4.5.4. Радиационная безопасность

Основанием для составления настоящего подраздела является Закон Республики Казахстан от 23 апреля 1998 года №219-1 «О радиационной безопасности».

Известно, что все природные органические соединения, в том числе нефть и газ, являются естественными активными сорбентами радиоактивных элементов. Их накопление в нефти, газоконденсате, пластовых водах является закономерным геохимическим процессом.

Поэтому проектом предусматриваются следующие мероприятия по радиационной безопасности:

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

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

– В случае, если загрязненность радионуклидами буровых сточных вод, бурового раствора и бурового шлама, накопленных в отстойниках и контейнерах, превышает уровень концентраций, предусмотренных нормами радиационной безопасности работы с радиоактивными веществами «НРБ-99» СП 2.6.1.758-99, то производится их очистка. Сбор, ликвидация или дезактивация этих отходов регламентируется специальными правилами.

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

– В случае, когда мощность эквивалентной дозы радионуклидов в нефти, конденсате и пластовых водах превысит 0,03 мбэр/час, рабочие места на буровой оборудуются в соответствии с требованиями «НРБ-99» с обязательным оформлением санитарных паспортов на право производства с радиоактивными веществами соответствующего класса. Район работ не представляет радиационной опасности. Естественный фон не превышает 10-14мкр/час. Древние осадочные породы на поверхности отсутствуют. Предусмотрено проведение анализа добываемой нефти на радиоактивность. Нефть, полученная при испытании и опробовании скважин из первых продуктивных скважин, рекомендуется доставить в Республиканскую санэпидемстанцию для проведения анализа на радиоактивность в необходимом для проведения анализа объеме. В случае подтверждения результатами проводимого анализа радиоактивности добываемой нефти, работы на загрязненном радиоактивностью действующем производственном оборудовании должны соответствовать НРБ-76/78 и ОСП-72/87.

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

4.5.5. Рекультивация земель

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

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

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

Таблица 4.9–Техническая рекультивация

№№ п/п	№№ расценок	Наименование работ или затрат	Коэффициенты к расценкам	Ед. изм.
1	2	3	4	5
		Техническая рекультивация		
1	403	Подкладка из досок под емкость объемом 25 м ³ для тех. воды	1	куб.м
2	403	Подкладка из досок под емкость объемом 25 м ³ для нефти и запасного бурового раствора	1	куб.м
3	403	Подкладка из досок под емкость объемом 10 м ³ - доливная	1	куб.м
4	403	Подкладка из досок под емкость объемом до 5 м ³ для дизельного и инструментального масел	1	куб.м
5	403	Подкладка из досок под емкость объемом до 2 м ³ для отработанного масла	1	куб.м
6	403	Подкладка из досок под глиномешалку	1	куб.м
7	405	Бутобетонный фундамент под хоз.насосы, стойки нагнетательной линии	1	куб.м
8	4	Демонтаж лотков, гидроизоляция буровой площадки	1	куб.м
9	405	Разбивка монолитных фундаментов	1	куб.м
10	15	Снятие грунта, загрязненного нефтепродуктами, грунт II перемещение на 30 см	1	куб.м
11	11	Засыпка амбаров, канав грунтом из обваловки или привозным грунтом	1	куб.м
12	1	Планировка площадки	1	1000м ²
13	4347	Транспортировка машин и механизмов	1	куб.м
14	4350	Транспортировка питьевой воды на 65 км	1	куб.м

Таблица 4.10—Биологическая рекультивация

№№ п/п	№№ расценок	Наименование работ или затрат	Коэффи- циенты к расценкам	Ед. изм.	Коли- чество
1	2	3	4	5	6
14	4350	Транспортировка питьевой воды на 65 км	1	куб.м	
15	4350	Транспортировка емкостей для питьевой воды, ГСМ в оба конца	1	куб.м	6
16	4347	Транспортировка вагончиков	1	куб.м	38
17	2750	Порожний пробег: а/шасси - 2 шт. трактора	1	куб.м	65
		Объемы и виды работ по охране атмосферного воздуха от загрязнения			
25	828	Установка емкостей объемом 3-5 м ³ в качестве гидрозатвора для улавливания сажи и несгоревших нефтепродуктов	1	шт.	2
26	4347	Транспортировка оборудования	1	тн	1,38
27	839	Обвязка гидрозатвора	1	шт.	2,0
28	4346	Транспортировка материалов, II группа	1	тн	0,03
		Биологическая рекультивация			
29	ЕНИР	Вспашка	1	га	2,5
30	ЕНИР	Разбрасывание навоза прицепами-разбрасывателями при расстоянии перевозки 0,5 км и норме 80 тн на га	1	га	2,5
31	ЕНИР	Внесение минеральных удобрений при расстоянии перевозки 0,5 км и норме 1,4 на га	1	га	2,5
32	ЕНИР	Предпосевное боронование в 2 слоя	1	га	2,5
33	ЕНИР	Предпосевное прикатывание в 1 слой	1	га	2,5
34	ЕНИР	Смешивание минеральных удобрений	1	тн	1,33
35	4348	Транспортировка минеральных удобрений на 100 км, IV гр. груза	1	тн	1,33
36	4345	Транспортировка навоза на 5 км, группа	1	тн	1
37	4347	Доставка спецтехники для полевых работ на 65 км	1	тн	19
38	4348	Транспортировка вагон-домика для полевых работ	1	тн	3
39	4348	Транспортировка семян на 65 км IV группа	1	тн	0,28
40	4347	Транспортировка питьевой воды для 5 чел. на полевые работы на 5 дней	1	тн	0,6

**РАЗДЕЛ 5.
РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ: ПРИЛОЖЕНИЯ №1-8**

ПРОТОКОЛ
совместного заседания геолого-технического совета
АО «Кристалл Менеджмент» и ТОО «Мунайгазгеолсервис»

г. Алматы

«_____» 2018 г.

Присутствовали:

от АО «Кристалл Менеджмент»:

Кан А.В. – Заместитель генерального директора по вопросам недропользования;

Болат Е. – Главный геолог;

Ергешов Б. – Ведущий инженер по бурению.

от ТОО «Мунайгазгеолсервис»:

ПОВЕСТКА ДНЯ:

Рассмотрение «Группового технического проекта на строительство скважины № Бестобе Б-24, 25 глубиной 800 (± 250) м находящиеся на контрактной территории АО «Кристалл Менеджмент» согласно договору № 100-18/КМ от 23.07.2018 г.

СЛУШАЛИ: Сообщение Грибкова В. А. о выполнении «Группового технического проекта на строительство скважин № Бестобе Б-24, 25 глубиной 800 (± 250) м находящиеся на контрактной территории АО «Кристалл Менеджмент».

Рассматриваемый технический проект разработан на основании «Технического задания на разработку «Группового технического проекта на строительство скважины Бестобе- 24, 25 глубиной 800 м (± 250 м) на территории участка (Блок А) АО «Кристалл Менеджмент» и контракта № 3996 от 07.02.2014 г. на разведку углеводородного сырья на территории участка (Блок А) в Кызылординской, Карагандинской и Актюбинских областях. Проект выполнен в полном объеме и в соответствии с техническим заданием Заказчика, произведены расчеты по всему циклу строительства скважин, включающие в себя раздел геологии, раздел охраны окружающей среды и техническую часть (буровые растворы, углубление скважины, крепление, испытание скважины, строительно-монтажные работы, энергоснабжение скважины). Отвечает требованиям и другим нормативным документам и Правилам, действующим в Республике Казахстан.

Геолого-технические вопросы были согласованы с сотрудниками «Заказчика» в ходе разработки технического проекта.

На все заданные вопросы докладчиком были даны исчерпывающие ответы.

В обсуждении технического проекта приняли участие: Кан А., Болат Е., Ергешов Б., Грибков В., Жумабек С.

После обмена мнениями, геолого-техническое совещание постановило:

1. Принять «Групповой технический проект на строительство скважин № Бестобе Б-24, 25 глубиной 800 м (± 250 м) находящиеся на контрактной территории АО «Кристалл Менеджмент». Направить проект на дальнейшее рассмотрение в государственные контролирующие органы.

Подписи:

Кан А.В. _____

Болат Е. _____

Ергешов Б. _____

АО «Кристалл Менеджмент»

ТОО «Мунайгазгеолсервис»

**ПАСПОРТ
ГРУППОВОГО ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОЕКТА**

Договор 100-18/КМ от 23.07.2018 г.

На строительство группы скважин №: Бестобе Б-24, Б-25

На площади (месторождении): Бестобе

Цель бурения: поиск залежей УВ

Назначения скважин: Оценочная

Проектная глубина: 800 (± 250) м

Проектный горизонт: верхнедаульская свита нижнего мела

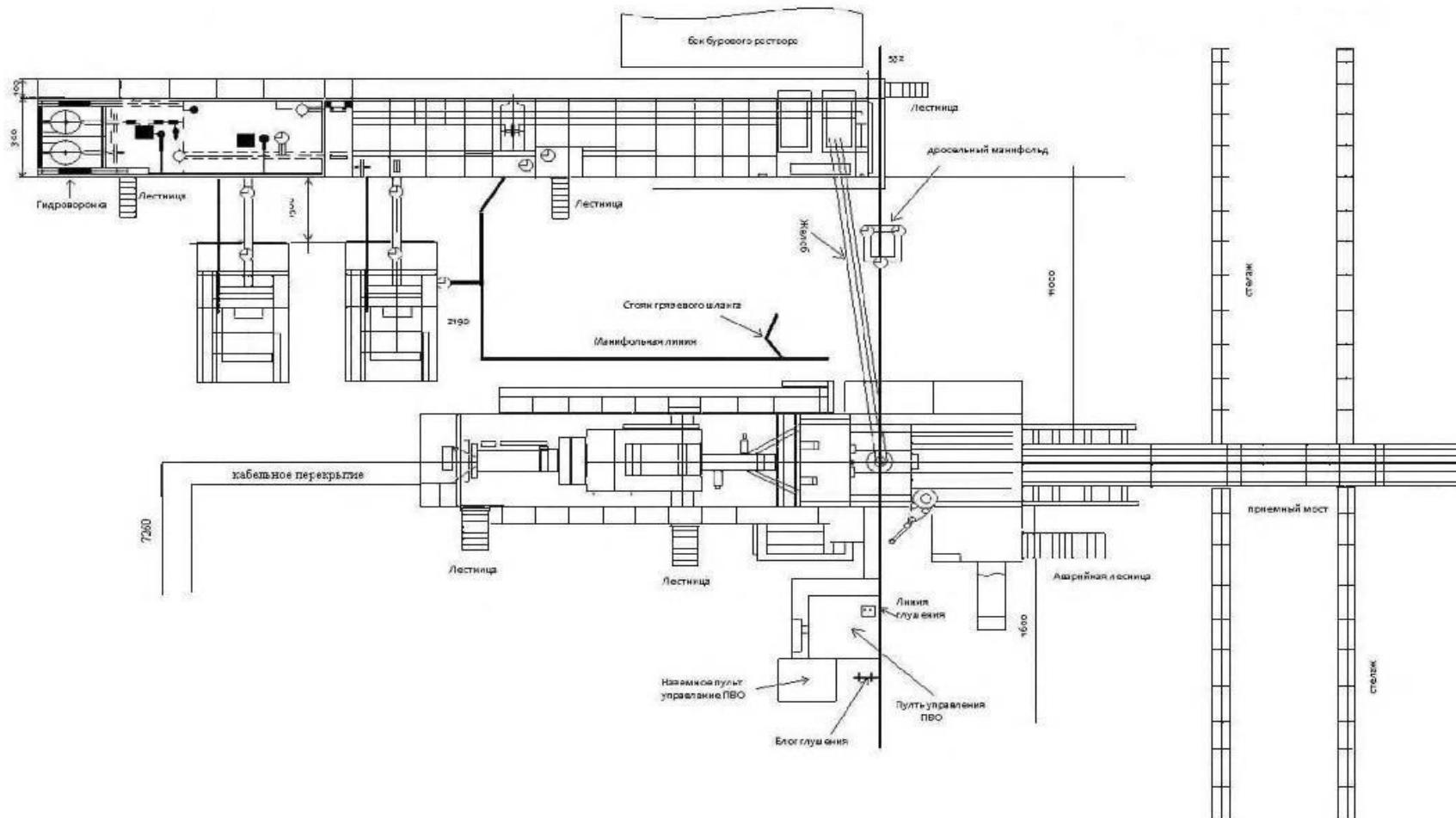
Вид скважин: Вертикальная

Паспорт технического проекта

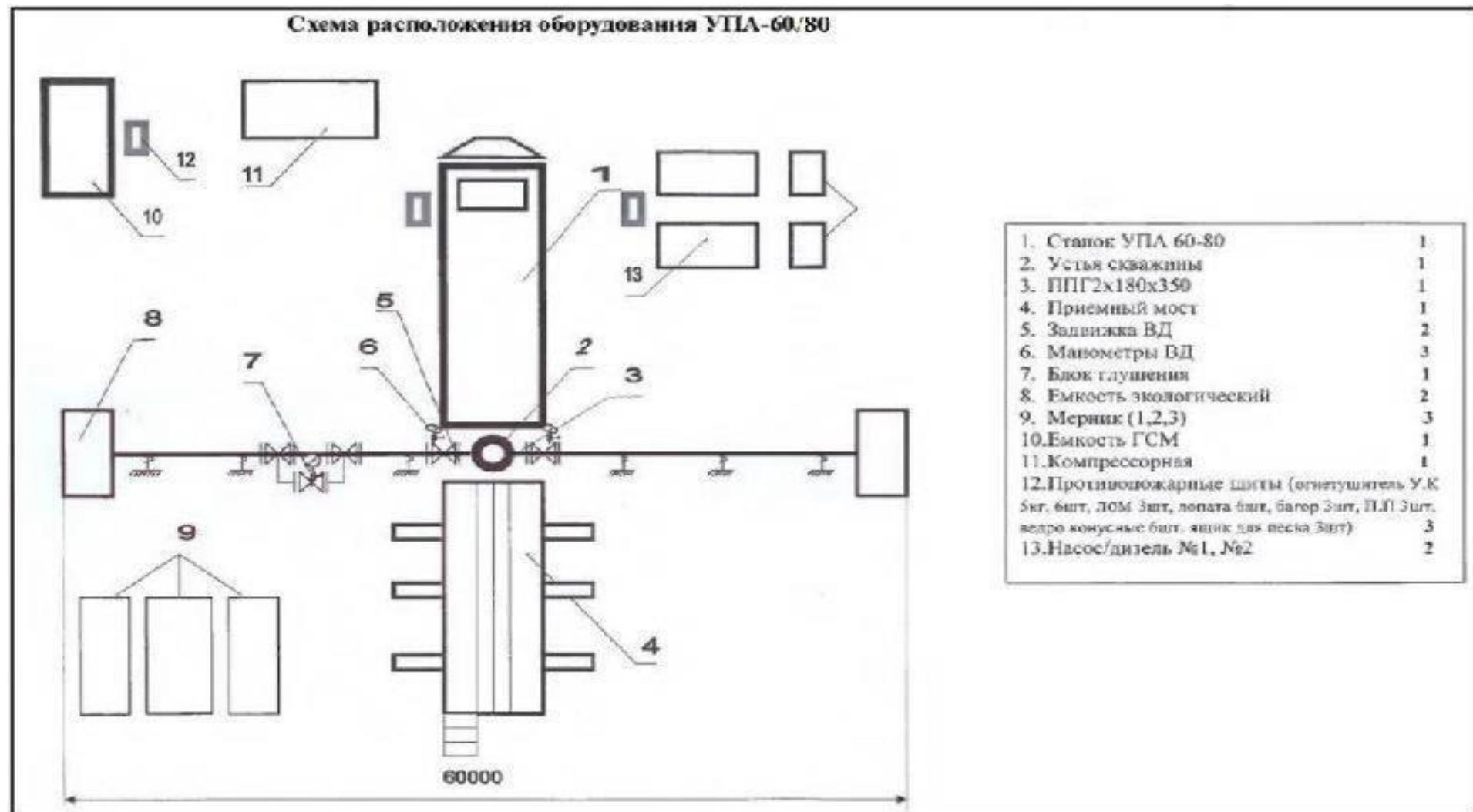
№	Наименование показателя	Ед. изм.	Значения показателя		Примечание
			Базового	Проектного	
1	2	3	4	5	6
1	Проектная глубина: • По вертикали • По стволу	м		800 (± 250) 800 (± 250)	
2	Продолжительность цикла строительства скважин. в том числе: • строительно-монтажные работы • подготовительные работы к бурению • бурение и крепление • испытание в открытом стволе в том числе: • подготовительные работы к испытанию • испытание скважины	сут.		235,0 7 3 30 -- 15 180	
3	Глубина спуска обсадных колонн: направление Ø323,9мм кондуктор Ø244,5мм экс. колонна Ø168,3/177,8мм	м		50 450 800 (± 250)	
4	Затраты времени на работы по проходке при бурении под колонны. направление Ø323,9мм кондуктор Ø244,5мм экс. колонна Ø168,3/177,8мм	сут.		1 4 20	
5	Затраты времени на работы по креплению колонн. направление Ø323,9мм кондуктор Ø244,5мм экс. колонна Ø168,3/177,8мм	сут.		1 2 2	
6	Расход долот по типоразмером: Долото Ø393,7мм Долото Ø295,3мм Долото Ø215,9мм	шт.		1 3 4	
7	Затраты времени на испытание (освоение) скважины в эксплуатационной колонне по объектам:	сут.		180	
8	Материалы для бурового раствора: Буровой раствор, м ³ Вода техническая, м ³ Бентонит PAC-RL PAC-LV XY-27 NaOH Na ₂ CO ₃ Lube 167 Дуовис KCL	м ³ м ³ кг кг кг кг кг л кг кг		765,27 671,62 6318,0 1287,53 1931,3 4506,36 1530,53 1530,53 3218,83 1931,3 45063,59	

СОГЛАСОВАНО: Главный геолог АО "Кристалл Менеджмент" <hr/> Болат Е. <hr/> " " 2018 г.		УТВЕРЖДАЮ: Генеральный директор АО "Кристалл Менеджмент" <hr/> Сайинулы Д. <hr/> " " 2018 г.	
Г Е О Л О Г О - Т Е Х Н И Ч Е С К И Й Н А Р Й Д			
Заказчик: Участок Скважины Цель бурения Проектный горизонт Проектная глубина Вид скважин		АО "Кристалл-Менеджмент" Блок А. Бестобе 1, 2, 25. Поиск запасов УМК Верхнедудская свита, К1д2. 800м (±250м) Вертикальная	
БУ Метта Вид энергии Насосы Лебедка Кронблок		21-30, 34-39 или их аналог Моты геофизическая Дизельный F-1000, 2шт. 650 л.с. ТС5-180, 180тн.	
ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ			
Стратиграфический разрез 		Литологический разрез 	
Производительность скважин скважины: в ТОМ ЧИСЛЕ - подготовительные работы к бурению - бурение и крепление - испытание в открытом стволе - подготовительные работы к испытанию - испытание в экс. колонне			
Проектная скорость бурения 235 сут. 10 сут. 30 сут. - сут. 15 сут. 180 сут.			
Оборудование устья скважины: Направление: ПУТ 350x14 Конуктор: ОИ15-230x80x35, спиральный НПГ 230x35, ПУТ 230x35 Экс колонн: ОКК2-35-178x245x324, АФК2-65x35К1 Обвязка обсадных колонн: ОКК2-35-178x245x324, АФК2-65x35К1			
ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ			
Конструкция скважины Высота пакета изолирующей колонн		Режим бурения	
235,9 м		177,5 м	
244,6 м		177,5 м	
252,9 м		177,5 м	
260,4 м		177,5 м	
267,9 м		177,5 м	
275,4 м		177,5 м	
282,9 м		177,5 м	
290,4 м		177,5 м	
297,9 м		177,5 м	
305,4 м		177,5 м	
312,9 м		177,5 м	
320,4 м		177,5 м	
327,9 м		177,5 м	
335,4 м		177,5 м	
342,9 м		177,5 м	
350,4 м		177,5 м	
357,9 м		177,5 м	
365,4 м		177,5 м	
372,9 м		177,5 м	
380,4 м		177,5 м	
387,9 м		177,5 м	
395,4 м		177,5 м	
402,9 м		177,5 м	
410,4 м		177,5 м	
417,9 м		177,5 м	
425,4 м		177,5 м	
432,9 м		177,5 м	
440,4 м		177,5 м	
447,9 м		177,5 м	
455,4 м		177,5 м	
462,9 м		177,5 м	
470,4 м		177,5 м	
477,9 м		177,5 м	
485,4 м		177,5 м	
492,9 м		177,5 м	
500,4 м		177,5 м	
507,9 м		177,5 м	
515,4 м		177,5 м	
522,9 м		177,5 м	
530,4 м		177,5 м	
537,9 м		177,5 м	
545,4 м		177,5 м	
552,9 м		177,5 м	
560,4 м		177,5 м	
567,9 м		177,5 м	
575,4 м		177,5 м	
582,9 м		177,5 м	
590,4 м		177,5 м	
597,9 м		177,5 м	
605,4 м		177,5 м	
612,9 м		177,5 м	
620,4 м		177,5 м	
627,9 м		177,5 м	
635,4 м		177,5 м	
642,9 м		177,5 м	
650,4 м		177,5 м	
657,9 м		177,5 м	
665,4 м		177,5 м	
672,9 м		177,5 м	
680,4 м		177,5 м	
687,9 м		177,5 м	
695,4 м		177,5 м	
702,9 м		177,5 м	
710,4 м		177,5 м	
717,9 м		177,5 м	
725,4 м		177,5 м	
732,9 м		177,5 м	
740,4 м		177,5 м	
747,9 м		177,5 м	
755,4 м		177,5 м	
762,9 м		177,5 м	
770,4 м		177,5 м	
778,9 м		177,5 м	
786,4 м		177,5 м	
794,9 м		177,5 м	
802,4 м		177,5 м	
810,9 м		177,5 м	
818,4 м		177,5 м	
826,9 м		177,5 м	
834,4 м		177,5 м	
842,9 м		177,5 м	
850,4 м		177,5 м	
857,9 м		177,5 м	
865,4 м		177,5 м	
873,9 м		177,5 м	
881,4 м		177,5 м	
889,9 м		177,5 м	
897,4 м		177,5 м	
905,9 м		177,5 м	
913,4 м		177,5 м	
921,9 м		177,5 м	
929,4 м		177,5 м	
937,9 м		177,5 м	
945,4 м		177,5 м	
953,9 м		177,5 м	
961,4 м		177,5 м	
969,9 м		177,5 м	
977,4 м		177,5 м	
985,9 м		177,5 м	
993,4 м		177,5 м	
1001,9 м		177,5 м	
1009,4 м		177,5 м	
1017,9 м		177,5 м	
1025,4 м		177,5 м	
1033,9 м		177,5 м	
1041,4 м		177,5 м	
1049,9 м		177,5 м	
1057,4 м		177,5 м	
1065,9 м		177,5 м	
1073,4 м		177,5 м	
1081,9 м		177,5 м	
1089,4 м		177,5 м	
1097,9 м		177,5 м	
1105,4 м		177,5 м	
1113,9 м		177,5 м	
1121,4 м		177,5 м	
1129,9 м		177,5 м	
1137,4 м		177,5 м	
1145,9 м		177,5 м	
1153,4 м		177,5 м	
1161,9 м		177,5 м	
1169,4 м		177,5 м	
1176,9 м		177,5 м	
1184,4 м		177,5 м	
1192,9 м		177,5 м	
1200,4 м		177,5 м	
1208,9 м		177,5 м	
1216,4 м		177,5 м	
1224,9 м		177,5 м	
1232,4 м		177,5 м	
1240,9 м		177,5 м	
1248,4 м		177,5 м	
1256,9 м		177,5 м	
1264,4 м		177,5 м	
1272,9 м		177,5 м	
1280,4 м		177,5 м	
1288,9 м		177,5 м	
1296,4 м		177,5 м	
1304,9 м		177,5 м	
1312,4 м		177,5 м	
1320,9 м		177,5 м	
1328,4 м		177,5 м	
1336,9 м		177,5 м	
1344,4 м		177,5 м	
1352,9 м		177,5 м	
1360,4 м		177,5 м	
1368,9 м		177,5 м	
1376,4 м		177,5 м	
1384,9 м		177,5 м	
1392,4 м		177,5 м	
1400,9 м		177,5 м	
1408,4 м		177,5 м	
1416,9 м		177,5 м	
1424,4 м		177,5 м	
1432,9 м		177,5 м	
1440,4 м		177,5 м	
1448,9 м		177,5 м	
1456,4 м		177,5 м	
1464,9 м		177,5 м	
1472,4 м		177,5 м	
1480,9 м		177,5 м	
1488,4 м		177,5 м	
1496,9 м		177,5 м	
1504,4 м		177,5 м	
1512,9 м		177,5 м	
1520,4 м		177,5 м	
1528,9 м		177,5 м	
1536,4 м		177,5 м	
1544,9 м		177,5 м	
1552,4 м		177,5 м	
1560,9 м		177,5 м	
1568,4 м		177,5 м	
1576,9 м		177,5 м	
1584,4 м		177,5 м	
1592,9 м		177,5 м	
1600,4 м		177,5 м	
1608,9 м		177,5 м	
1616,4 м		177,5 м	
1624,9 м		177,5 м	
1632,4 м		177,5 м	
1640,9 м		177,5 м	
1648,4 м		177,5 м	
1656,9 м		177,5 м	
1664,4 м		177,5 м	
1672,9 м		177,5 м	
1680,4 м		177,5 м	
1688,9 м		177,5 м	
1696,4 м		177,5 м	
1704,9 м		177,5 м	
1712,4 м		177,5 м	
1720,9 м		177,5 м	
1728,4 м		177,5 м	
1736,9 м		177,5 м	
1744,4 м		177,5 м	
1752,9 м		177,5 м	
1760,4 м		177,5 м	
1768,9 м		177,5 м	
1776,4 м		177,5 м	
1784,9 м		177,5 м	
1792,4 м		177,5 м	
1800,9 м		177,5 м	
1808,4 м		177,5 м	
1816,9 м		177,5 м	
1824,4 м		177,5 м	
1832,9 м		177,5 м	
1840,4 м		177,5 м	
1848,9 м		177,5 м	
1856,4 м		177,5 м	
1864,9 м		177,5 м	
1872,4 м		177,5 м	
1880,9 м		177,5 м	
1888,4 м		177,5 м	
1896,9 м		177,5 м	
1904,4 м		177,5 м	
1912,9 м		177,5 м	
1920,4 м		177,5 м	
1928,9 м		177,5 м	
1936,4 м		177,5 м	
1944,9 м		177,5 м	
1952,4 м		177,5 м	
1960,9 м		177,5 м	
1968,4 м		177,5 м	
1976,9 м		177,5 м	
1984,4 м		177,5 м	
1992,9 м		177,5 м	
2000,4 м		177,5 м	
2008,9 м		177,5 м	
2016,4 м		177,5 м	
2024,9 м		177,5 м	
2032,4 м		177,5 м	
2040,9 м		177,5 м	
2048,4 м		177,5 м	
2056,9 м		177,5 м	
2064,4 м		177,5 м	
2072,9 м		177,5 м	
2080,4 м			

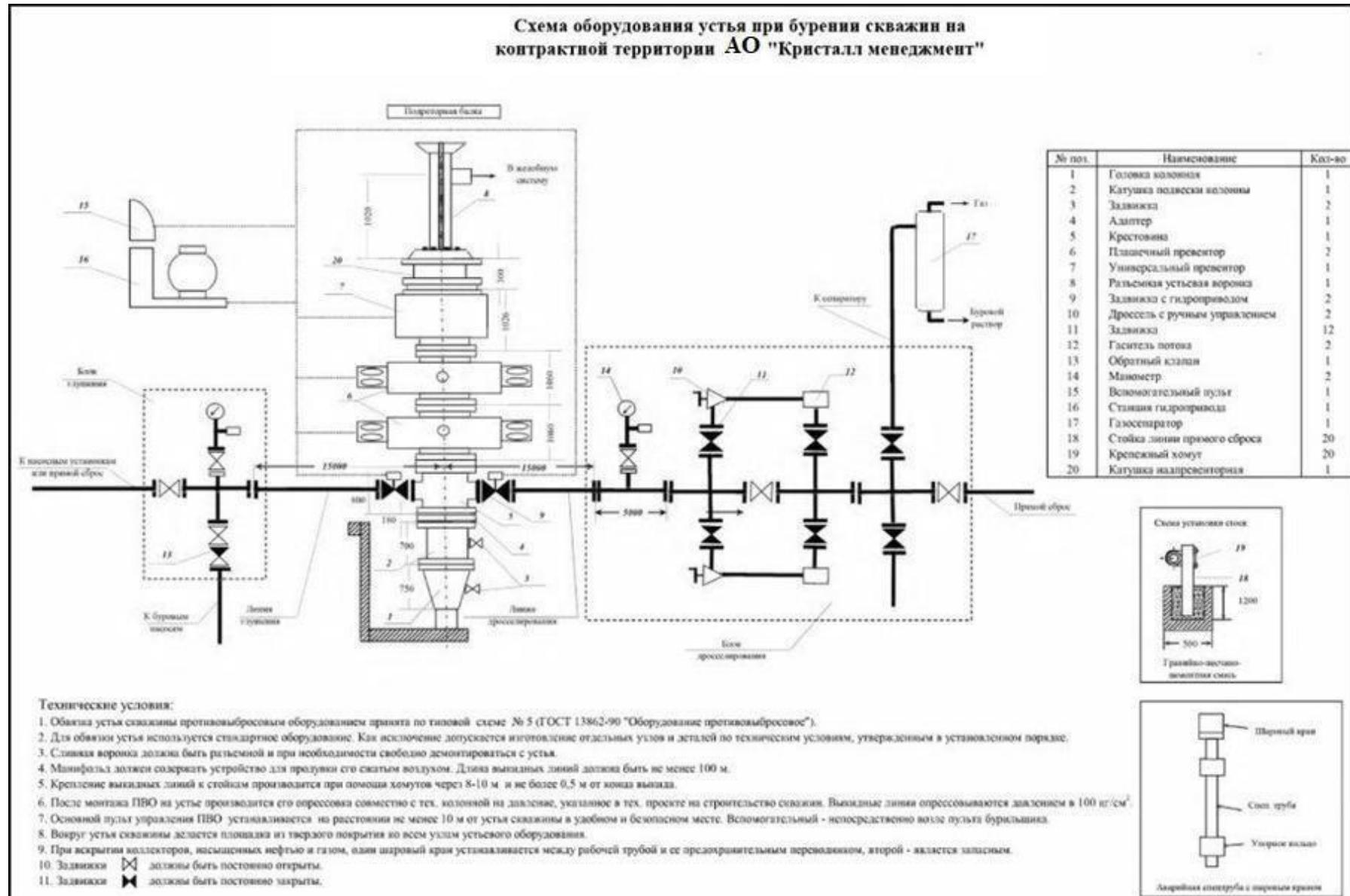
СХЕМА
РАСПОЛОЖЕНИЯ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ И ОБОРУДОВАНИЯ ZJ-30



ПРИЛОЖЕНИЕ 6



ПРИЛОЖЕНИЕ 6



ПРИЛОЖЕНИЕ 8

СПЕЦИФИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ

- | | |
|----------------------------------|---|
| 1- Шахта скважины, | 18- Фаекельная линия Ø65мм, |
| 2- Направляющая колонна, | 19- Пробоотборник, |
| 3- Кондуктор | 20- Фланцевое соединение, |
| 4- Обвязка колонная, | 21- Емкость для тех. воды/рассола V-50м3, |
| 5- Арматура фонтаниая, | 22- Емкость для сбора воды V-40м3, |
| 6- Вентиль манометровый M20x1,5, | 23- Емкость для сбора нефти V- 70/50м3, |
| 7- Манометр 16 МПа, | 24- Линия для прямой промывки, |
| 8- Задвижка ЗМС 65x35, | 25- Молниеспуск с заземлением емкостей с нефтью |
| 9- Штуцерный узел | 26- БРС |
| 10- Коленный угольник, | 27- Линия слива нефти, |
| 11- Тройник 65x35ФХЛ, | 28- Факел |
| 12- Сепаратор 3-х фазный VS-1236 | 29- Стойка гусака |
| 13- ППК Ду-50/Ру-1,6, | 30- Гусак |
| 14- Линия воды Ø65мм, | 31- Линия сбора конденсата |
| 15- Линия нефти Ø65мм, | 32- Конденсатосборник |
| 16- Линия глушения Ø65мм, | |
| 17- Выкидная линия Ø65мм, | |

