

**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КАЗАХСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ НЕФТЯНОЙ ИНСТИТУТ»**

**Групповой технический проект на строительство эксплуатационных скважин
глубиной 600 (± 250 м) на месторождении «Караганда»**



**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ЛАЙНС ДЖАМП»
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КАЗАХСКИЙ НАУЧНО – ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ
НЕФТЯНОЙ ИНСТИТУТ»**



Групповой технический проект на строительство эксплуатационных скважин
глубиной 600(\pm 250)м на месторождении «Караганда»

Договор №9-ОК.

Атырау, 2019 год

**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ЛАЙНС ДЖАМП»
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КАЗАХСКИЙ НАУЧНО – ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ НЕФТЯНОЙ ИНСТИТУТ»**

УТВЕРЖДАЮ:
Исполнительный директор
ТОО «Лайнс Джамп»
Касенов А.Р.
« ____ » _____ 2019г.



**Групповой технический проект на строительство эксплуатационных
скважин глубиной 600 (±250)м на месторождении «Караганда»**

Директор, д.г-м.н.



Мунара А.

Атырау, 2019г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ:

Должность	Ф.И.О.	Подпись
Руководитель отделом проектирования бурения внутрискважинных работ	Исламов Х.М.	
Ведущий инженер отдела проектирования бурения внутрискважинных работ	Каражанова Г.А.	
Инженер отдела проектирования бурения внутрискважинных работ	Толегенова К.	

АННОТАЦИЯ

Групповой техничеcкий проект на строительство эксплуатационных скважин глубиной 600 (±250) м на месторождении «Караганда» контрактной территории ТОО «Лайнс Джамп», 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 «Макета рабочего (технического) проекта на строительство скважин на нефть и газ» (РД 39-0148052-537-87).

РЕФЕРАТ.

Нефтяное месторождение Караганда в административном отношении расположено в пределах территории бывшего совхоза Байганинский, Байганинского района Актюбинской области Республики Казахстан, расположенного от областного центра г. Актобе на расстоянии 280км к юго-западу (рисунок 2.1).

Ближайшим крупным населенным пунктом является поселок Байганин – районный центр Байганинского района, располагающийся на расстоянии 18-25 км, от площади к юго-западу, здесь же железнодорожная станция Караулкельды. В целом месторождение характеризуется благоприятным географо-экономическим положением.

Приведены все расчеты, необходимые для строительства скважины. Расчеты применяемых технологий строительства скважины произведены с использованием программного обеспечения «Бурсофтпроект» с учетом отечественного и мирового опыта строительства скважин. Приведены мероприятия по охране труда, технике безопасности, охране окружающей среды и недр.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:

Скважина, конструкция скважины, бурильный инструмент, буровые растворы, буровые долота, режим бурения, обсадные трубы, цементирование скважины, заканчивание, скважин.

СОДЕРЖАНИЕ

№ п/п	Оглавление	Стр.
Раздел 1	ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА	13
1	Сводные технико-экономические данные	14
2	Основание для проектирования	17
3	Общие сведения	18
4	Геологическая характеристика	20
4.1	Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины	25
4.2	Нефтегазоводоносность по разрезу скважины	29
4.3	Возможные осложнения по разрезу скважины	33
4.4	Исследовательские работы	38
4.5	Работы по испытанию в эксплуатационной колонне и освоение скважины, сведения по эксплуатации	41
5	Конструкция скважины	45
6	Профиль ствола скважины	52
7	Буровые растворы	53
8	Углубление скважины	62
9	Крепление скважины	71
9.1	Расчет обсадных труб	71
9.1.1	Выбор обсадных труб	71
9.2	Цементирование обсадных колонн	81
9.3	Оборудование устья скважины	88
10	Испытание скважины	89
10.1	Испытание пластов в процессе бурения	89
10.2	Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне	92
11	Дефектоскопия и опрессовка	97
12	Строительные и монтажные работы	102
12.1	Выбор и обоснование бурового оборудования	102
12.2	Подготовительные работы к строительству скважины (скважин)	103
12.3	Объем работ по комплекту бурового и силового оборудования	105
13	Продолжительность строительства скважин	116
14	Механизация и автоматизация технологических процессов, средства контроля и диспетчеризации	117
15	Соблюдение требований и мероприятий нормативно-технических документов	121
16	Список нормативно-справочных и инструктивно-методических материалов, используемых при принятии проектных решений и строительстве скважины	124
Раздел 2	ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСВТА	127
1	Сведения о водоснабжении	128
2	Сведения об энергоснабжении	130
3	Схема транспортировки грузов и вахт	131
Раздел 3	КОНСЕРВАЦИЯ И ЛИКВИДАЦИЯ	132
3.1	Общая пояснительная записка и обоснование критериев ликвидации скважин	133
3.2	Ликвидация скважины	133
3.2.1	Порядок оформления материалов на ликвидацию скважины	133
3.2.2	Оборудование устья и ствола скважины при ее ликвидации	134
3.2.3	Технологические и технические решения по ликвидации скважины	134

3.2.4	Порядок организации работ и оформления документов по ликвидации скважины	135
3.3	Консервация скважины	137
3.3.1	Технологические и технические решение по консервации скважины	137
3.3.2	Порядок организации работ по консервации скважины и обеспечению промышленной безопасности	137
3.3.3	Мероприятия по охране недр, окружающей среды и обеспечению промышленной безопасности	138
Раздел 4	ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА НЕДР	148
4.1	Основные требования по технике безопасности	149
4.2	Техника безопасности, промышленная санитария, противопожарная техника	153
4.2.1	Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций	153
4.2.2	Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда	158
4.2.3	Защита от шума и вибрации	161
4.2.4	Средства коллективной защиты от шума и вибрации	162
4.2.5	Освещение оборудования рабочих мест	162
4.2.6	Средства индивидуальной защиты	162
4.2.7	Средства индивидуальной защиты, спецодежда	170
4.2.8	Обустройство временных объектов при проведении работ	171
4.2.9	Санитарно-бытовые помещения	173
4.2.10	Средства контроля воздушной среды	174
4.2.11	Мероприятия по промышленной санитарии	174
4.2.12	Первичные средства пожаротушения	180
4.3	Противофонтанная и газовая безопасность	181
4.3.1	Мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению газонефтеводопроявлений (ГНВП)	181
4.3.2	Технологические мероприятия по предупреждению ГНВП	183
4.3.3	Порядок работы по предупреждению развития ГНВП при бурении	184
4.3.4	Технологические операции по контролю за поступлением флюида в процессе бурения	185
4.3.5	Мероприятия по предупреждению ГНВП при спускоподъемных операциях (СПО)	186
4.3.6	Мероприятия по предупреждению ГНВП и порядок работы по герметизации устья скважины при отсутствии бурильного инструмента в скважине и геофизических работах. Исследование и освоение скважины.	188
4.3.7	Мероприятия по предупреждению износа обсадных колонн, периодичность и методы контроля их остаточной прочности	189
4.3.8	Оснащение буровой средствами технологического контроля раннего обнаружения	190
4.3.9	Методы и средства проветривания рабочих зон буровой	190
4.3.10	Мероприятия по предупреждению коррозии крепи скважины	190
4.3.11	Оценка коррозионного риска обсадных труб, НКТ и оборудования скважины	191
4.4	Прогноз возможных аварийных ситуаций. Мероприятия по их предотвращению и ликвидации. Инструкция по действию персонала	196
4.5	Оценка степени риска при строительстве скважины	203
4.5.1	Анализ и оценка степени риска при строительстве скважины	203

4.5.2	Анализ видов и последствий отказов	204
4.5.3	Определение степени риска строительства скважины	208
4.5.4	Идентификация опасностей	208
4.6	Охрана недр	212
4.6.1	Общая задача охраны недр в период эксплуатационных работ на площади	212
4.6.2	Мероприятия по охране недр при строймонтажных работах	212
4.6.3	Выбор конструкции скважины и охрана недр	213
4.6.4	Охрана недр в процессе бурения площади	213
4.6.5	Охрана недр в процессе крепления	216
4.6.6	Охрана недр в процессе испытания пластов	216
4.6.7	Контроль окружающей среды	219
4.6.8	Радиационная безопасность	220
4.6.9	Рекультивация земель	221
	Паспорт технического проекта	223
Раздел 5	РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ: Приложения № 1-12	224

СПИСОК РИСУНКОВ

№ рис	Название	Стр.
4.1	Обзорная карта района работ	21
4.2	Схема расположения пробуренных и проектных скважин по месторождению	22
5.1	График совмещенных давлений	46

СПИСОК ТАБЛИЦ

№ табл.	Название	Стр.
1.1	Основные проектные данные	14
1.2	Общие сведения о конструкции скважины	15
1.3	Дополнительные сведения для составления сметы	16
1.4	Дополнительные сведения для составления сметы	16
2.1	Список документов, которые являются основанием для проектирования	17
3.1	Сведения о районе буровых работ	18
3.2	Сведения о площадке строительства буровой	18
3.3	Размеры отводимых во временное пользование земельных участков	18
3.4	Источники и характеристики водоснабжения, энергоснабжения, связи и стройматериалов	19
3.5	Сведения о подъездных путях	19
3.6	Сведения о магистральных дорогах и водных транспортных путях	19
4.1	Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов	25
4.2	Литологическая характеристика разреза скважины	26
4.3	Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины	27
4.4	Геокриологическая характеристика разреза скважины	28
4.5	Нефтеносность	29
4.6	Газоносность	30
4.7	Водоносность	31
4.8	Давление и температура по разрезу скважины	32
4.9	Поглощения бурового раствора	33
4.10	Осыпи и обвалы стенок скважины	34

4.11	Нефтегазоводопрооявления	35
4.12	Прихватаопасные зоны	36
4.13	Текучие породы	37
4.14	Прочие возможные осложнения	37
4.15	Отбор керна, шлама и грунтов	38
4.16	Геофизические исследования	39
4.17	Данные по испытанию (опробованию) пластов в процессе бурения	40
4.18	Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины) в эксплуатационной колонне	41
4.19	Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (освоении)	42
4.20	Данные по эксплуатационным объектам	43
4.21	Дополнительные данные для определения продолжительности испытания (освоения) скважины	44
5.1	Характеристика и устройство направления	45
5.2	Глубина спуска и характеристика обсадных колонн	47
5.3	Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн	48
5.4	Технико-технологические мероприятия, предусмотренные при строительстве скважины по проектной конструкции	49
6.1	Входные данные по профилю скважины	52
7.1	Типы и параметры буровых растворов	54
7.2	Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент	55
7.3	Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления и обработки	56
7.4	Потребность в воде и компонентах для обработки бурового раствора при разбуривании цементных стаканов	58
7.5	Потребность в компонентах для обработки бурового раствора при спуске обсадных колонн	59
7.6	Суммарная потребность в компонентах бурового раствора на скважине	60
7.7	Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов	61
8.1	Способы, режимы бурения, расширения (проработки) ствола скважины и применяемые компоновки низа бурильных колонн (КНБК)	62
8.2	Компоновка низа бурильных колонн (КНБК)	63
8.3	Потребное количество элементов КНБК	64
8.4	Суммарное количество и масса элементов КНБК	65
8.5	Рекомендуемые бурильные трубы	66
8.6	Конструкция бурильных колонн	66
8.7	Крутящие моменты для свинчивания соединений бурильных труб и УБТ	67
8.8	Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения	68
8.9	Оснастка талевой системы	69
8.10	Режим работы буровых насосов	69
8.11	Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой	70
8.12	Гидравлические показатели промывки	70
9.1	Исходные данные для расчета обсадных колонн	71
9.2	Способы расчета наружных давлений и опрессовки обсадных колонн	72
9.3	Распределение давлений по длине колонны	72
9.4	Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб	73
9.5	Параметры обсадных колонн	77

9.6	Суммарная масса обсадных труб	77
9.7	Технологическая оснастка обсадных колонн	78
9.8	Режим спуска обсадных колонн	79
9.9	Опрессовка обсадных труб и натяжение эксплуатационной колонны	80
9.10	Общие сведения о цементировании обсадных колонн	81
9.11	Характеристика жидкостей для цементирования	82
9.12	Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов	83
9.13	Технологические операции при цементировании и режим работы цементировочных агрегатов (буровых насосов)	84
9.14	Схема обвязки и потребность в цементировочных агрегатах	85
9.15	Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах	86
9.16	Потребное количество цементировочной техники для цементирования обсадных колонн	86
9.17	Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов	87
9.18	Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО)	88
10.1.1	Продолжительность работы пластоиспытателя (опробователя), спускаемого на трубах	89
10.1.2	Характеристика КИИ и технологические режимы работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах	90
10.1.3	Продолжительность работы опробователя пласта, спускаемого на кабеле	91
10.2.1	Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ)	92
10.2.2	Крутящие моменты для свинчивания соединений насосно-компрессорных труб	92
10.2.3	Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов	93
10.2.4	Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне	94
10.2.5	Продолжительность работы агрегатов при испытании (освоении) скважины в эксплуатационной колонне	95
10.2.6	Потребное количество материалов для испытания (освоения) скважины в эксплуатационной колонне	96
11.1	Виды операций контроля и объемы работ по дефектоскопии бурильного инструмента, проводимые с применением передвижной дефектоскопической лаборатории ПКДЛ	97
11.2	Опрессовка оборудования и используемая техника	99
11.3	Виды работ по контролю технического состояния скважин и приборные обеспечения	100
12.2.1	Объемы подготовительных работ к строительству скважины (скважин)	103
12.2.2	Перечень топографо-геодезических работ	104
12.3	Варианты строительных и монтажных работ	105
12.4	Объем работ по комплекту бурового и силового оборудования	106
12.5	Объем работ под конструктивные узлы вышки и привышечных сооружений к комплекту	110
12.6	Объем работ по фундаментам под комплект (и вышку)	111
12.7	Объем работ по дополнительному оборудованию	112
12.8	Объем работ по перечню оборудования, включаемого при испытании (освоении) первого и последующих объектов	115

13.1	Продолжительность цикла строительства скважины	116
13.2	Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин	116
14.1	Средства безопасности	117
14.2	Средства контроля	119
14.3	Средства диспетчеризации	120
2.1.1	Водоснабжение	128
2.1.2	Баланс водопотребления и водоотведения	129
2.2.1	Электроснабжение	131
2.2.2	Расчет потребности в ГСМ	131
2.3.1	Маршруты транспортировки грузов и вахт	132
3.4.1	Расчетные данные по установке цементных мостов при ликвидации скважины (со спуском эксплуатационной колонны)	141
3.4.2	Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов (со спуском эксплуатационной колонны)	142
3.4.3	Потребное количество материалов для установки цементных мостов (со спуском эксплуатационных колонны)	143
3.4.4	Потребное количество тампонажной техники для установки цементных мостов (со спуском экс. колонны)	144
3.4.5	Параметры труб для установки ликвидационных цементных мостов и испытания их на прочность (со спуском экcпл. колонны)	144
3.4.6	Расчетные данные по установке цементных мостов при консервация скважины (со спуском эксплуатационной колонны)	145
3.4.7	Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки для установки цементных мостов (со спуском эксплуатационной колонны)	146
3.4.8	Потребное количество материалов для установки цементных мостов (со спуском эксплуатационной колонны)	147
3.4.9	Потребное количество тампонажной техники для установки цементных мостов (со спуском эксплуатационной колонны)	147
4.1.1	Классификация сооружений и наружных установок объектов разработки нефтегазовых месторождений по взрывопожарной и пожарной опасности.	150
4.1.2	Сопоставимость классов взрывоопасных зон	151
4.1.3	Сопоставимость классов взрывоопасных зон	152
4.2.1	Основные нормативно-технические документы	156
4.2.2	Основные требования и мероприятия	158
4.2.3	Средства для оказания первой доврачебной помощи	160
4.2.4	Средства коллективной защиты от шума и вибрации	162
4.2.5	Нормы естественного освещения в помещениях	162
4.2.6	Средства индивидуальной защиты, спецодежда	170
4.2.7	Санитарно-бытовые помещения	173
4.2.8	Контроль газопоказаний бурового раствора методами ГИС	174
4.2.9	Минимальный расход наружного воздуха	176
4.2.10	Классификация производственных процессов	178
4.2.11	Комплектность первичных средств пожаротушения на щите	180
4.3.1	По раннему обнаружению газонефтеводопроявлений	182
4.3.2	Свойства цемента типа ПЦТ I-G	191
4.4.1	Основными видами аварий в процессе строительства скважин и осложнений, создающих аварийные ситуации, являются:	196
4.5.1	Матрица «вероятность – тяжесть последствий»	204

4.5.2	Вид аварий	205
4.6.1	Объем выбуренной породы при строительстве скважины	218
4.6.2	Рекультивация земель	222
4.6.3	Паспорт технического проекта	223

РАЗДЕЛ 1. ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

1. СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

Таблица 1.1

Основные проектные данные

п/п	Наименование данных	Значение
1	2	3
1	Блок Площадь (месторождение)	Караганда
2	Номер скважины, строящихся по данному проекту	№№130,131,132,133,140,141, 142,143,144, 150,151,152
3	Расположение (суша, море)	Суша
4	Цель бурения и назначение скважины	Эксплуатационная
5	Проектный горизонт	J ₂ T ₁
6	Проектная глубина, м - по вертикали - по стволу	600 (±250)м
7	Число испытаний для одной скважины - в эксплуатационной колонне - в открытом стволе	4 -
8	Вид скважины (вертикальная, наклонно-направленная, кустовая)	Вертикальная
9	Азимут бурения, град	-
10	Максимальный зенитный угол ,град	-
11	Интенсивность искривления град/30м	-
12	Способ бурения	Роторный
13	Вид привода	Дизельный
14	Вид монтажа (первичный, повторный)	первичный
15	Тип буровой установки	УПА -60/80
16	Тип вышки	Телескопическая
17	Максимальная масса колонны, тн - обсадной - бурильной КНБК - суммарная при спуске секциями	18,0 28,0
18	Тип установки для испытаний	Со станка
19	Продолжительность цикла строительства скважины на 1 скважину, сут. в том числе: - строительно-монтажные работы - подготовительные работы к бурению - бурение и крепление испытание: - в открытом стволе - в эксплуатационной колонне - ликвидационные и консервационные работы	57 4 1 22 - 20 10
20	Проектная коммерческая скорость бурения, м/ст-мес	818
21	Дежурство на буровой геологической и технологической службой	Постоянно
22	Вахтовый поселок на буровой для проживания персонала	Жилые вагоны
23	Сметная стоимость сооружения дороги	Договорная
24	Дежурство на буровой площадке спецтехники	Постоянно



Общие сведения о конструкции скважин

№	Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска, м			
			по вертикали		по стволу	
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7
1	Направление	339,7	0	10	0	10
2	Кондуктор	244,5	0	150	0	150
3	Эксплуатационная колонна	168,3	0	600(±250)	0	600(±250)

Примечание: Глубины спуска обсадных колонн могут корректироваться по результатам бурения.

Таблица 1.3

Дополнительные сведения для составления сметы

Мощность труборемонт- ных баз, площадок, тыс. м бурильных труб	Наличие тампонаж- ной конторы или цеха (да, нет)	Среднегодовое количество буровых станков		Время пробывания турбобура (электробура) на забое, %	Время механического бурения на воде, %	Дежурство, работа бульдозеров, автомашин на буровой, ч/сут	Форма оплаты труда буровой (сдельная, повременная, контрактная и тд)	Катего- рия УБР (УРБ)	Коэффициент оборачиваемост и бурильных труб, %
		в бурении и испытании	в т.ч. в турбинном бурении						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
-	По тендеру	1	-	-	-	Бульдозер – 12 часов	Контрактная	-	-

Таблица 1.4

Дополнительные сведения для составления сметы

Содержание полевой лаборатории по контролю промывочной жидкости в интервале, м				Дополнительные рабочие для приготовления утяжелителей обработки бурового раствора				Доп-е рабочие			Отходы бурения (отработанный раствор, шлам, сточные воды, нефтепродукты, другие отходы)	Объем расходов, м ³				
								кол-во		Объем повторно используемого раствора, м ³		всего	в том числе подлежит			
при бурении		при испытании		интервал глубины, м		кол- во	число смен в сут	слесарей	электро- монтеров		число смен в сутки			вывозу	захороне- нию	сбросу
от	до	от	до	от	до					9		10				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
0	600	Объект испытания		По необходимости				1	1	2	нет	Шлам	37,6	37,6	-	-
												ОБР	31,4	31,4	-	-
												Сточные воды	7,85	7,85	-	-

Примечание:

Захоронению подлежит 30% отработанного бурового раствора (ОБР) и 30% буровых сточных вод (БСВ) вследствие уменьшения их объема за счет испарения водной фазы, повторного использования в системе водоснабжения буровой и т.д.

2.1 ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Таблица 2.1

Список документов, которые являются основанием для проектирования

п/п	Наименование Документа
1	2
1	Договор №9-ОК между ТОО «КазНИГРИ» и ТОО «Лайнс Джамп» на разработку «Групповой техничеcкий проект на строительство эксплуатационных скважин глубиной 600 (±250) м на месторождении «Караганда» контрактной территории ТОО «Лайнс Джамп»
2	Техническое задание на «Групповой техничеcкий проект на строительство эксплуатационных скважин глубиной 600 (±250) м на месторождении «Караганда» контрактной территории ТОО «Лайнс Джамп».
3	Анализ разработку месторождения Караганда
4	Государственная Генеральная лицензия № 15017141 от 22.09.2015 г., выданная ТОО «КазНИГРИ» на проектирование (технологическое) и (или) эксплуатацию горных (разведка, добыча полезных ископаемых), нефтехимических производств, эксплуатацию магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов в сфере нефти и газа.

3. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Таблица 3.1

Сведения о районе буровых работ

Наименование 1	Значение (текст, название, величина) 2
Месторождение	Караганда
Блок (номер скважины)	№130, 131, 132, 133, 140, 141, 142, 143, 144, 150, 151, 152
Административное расположение: - Республика - Область (край) - Район	- Казахстан - Актюбинская
Год ввода площади в бурение	-
Год ввода месторождения в эксплуатацию	-
Температура воздуха, °С - среднегодовая - наибольшая летняя - наименьшая зимняя	+ 6,2-7,2 +42 - 39
Среднегодовое количество осадков, мм	на равнинах до300мм, в предгорьях и горах от500-700 до 1000мм
Продолжительность зимнего периода сут	120
Продолжительность отопительного периода, сут	150
Наибольшая скорость ветра м/с	0,1-4,8
Преобладающее направление	Юго-Восток
Количество ветреных дней в зимний период	Более 30 суток
Водоснабжение привозная пресная вода	

Таблица 3.2

Сведения о площадке строительства буровой

Наименование 1	Значение (текст, название, величина) 2
Рельеф местности	Равнина с перепадами высот 2-3 метра
Состояние местности	Слабовсхолмленная степь, прибрежная зона Каспийского моря
Толщина - снежного покрова, см - почвенного слоя, см	30максимально за зиму 10-15 (плодородный)
Растительный покров	Скудный полупустынного типа(полынь, колючка)
Категория грунта	2

Таблица 3.3

Размеры отводимых во временное пользование земельных участков

Назначение отводимого участка 1	Размер отводимого участка, га 2	Источник нормы отвода земель 3
Строительство буровой установки и размещение оборудования и техники	1,7 на одну скважину	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 Водо- и энергопровода, связи и стройматериалов
1	2	3	4
Водоснабжение для технических нужд	с месторождения	-	Автоцистерны
Питьевая вода и водоснабжение для бытовых нужд	Привозная пос.«Байганин»	15-25	Автоцистерны, бутилированная
Энергоснабжение	Дизель электростанция	В пределах площадки буровой	Автоновное
Связь	Радиосвязь	На буровой	Радиостанция

Таблица 3.5

Сведения о подъездных путях

Протяженность, км	Характер покрытие	Ширина, м	Высота насыпи, см	Характеристика дороги
1	2	3	4	5
-	грейдер	6	На уровне грунта	грунтовая

Таблица 3.6

Сведения о магистральных дорогах и водных транспортных путях

Магистральные дороги			Водные транспортные пути		
наличие (да, нет)	название	расстояние до буровой, км	наличие (да, нет)	название	расстояние до буровой, км
1	2	3	4	5	6
нет	-	-	нет	-	-



4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Исходные геологические данные для составления: «Групповой технический проект на строительство эксплуатационных скважин глубиной 600 (±250) м на месторождении «Караганда»

Цель бурения: эксплуатационное бурение для добычи нефти

Проектная глубина: 600 (±250) м

Проектный горизонт: J₂ и T₁

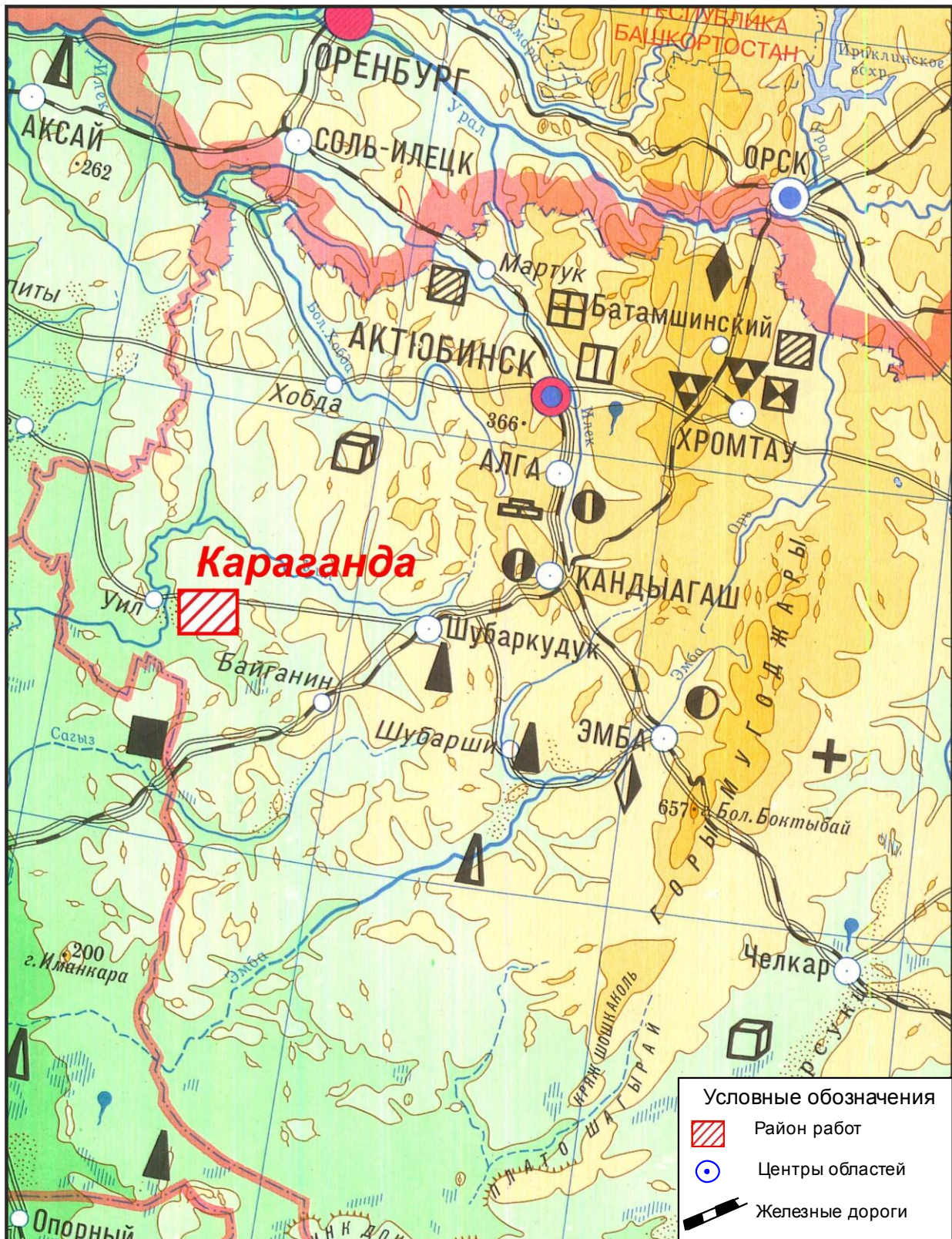


Рисунок 4.1 – Обзорная карта района работ.

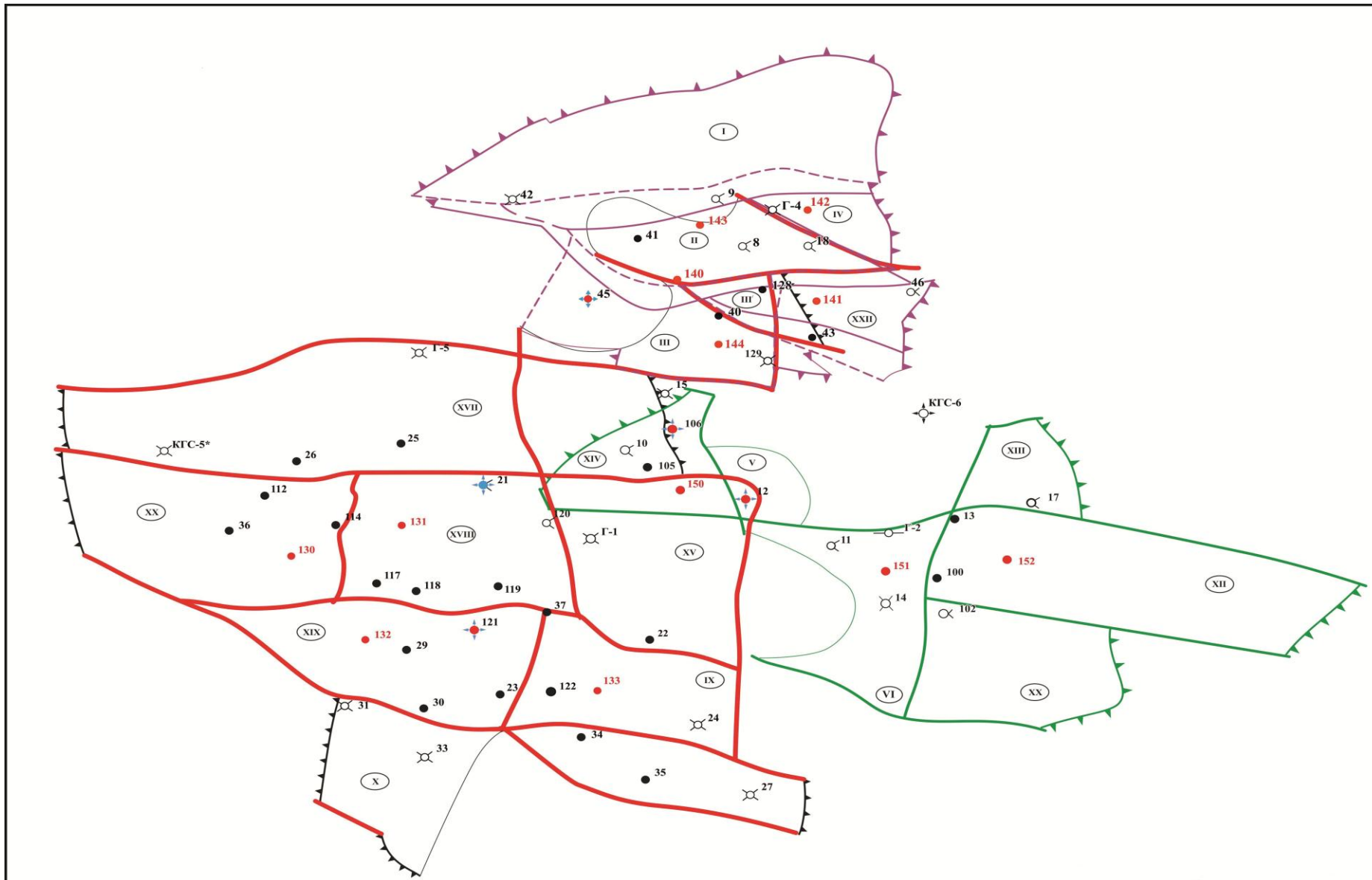


Рисунок 4.2 – Схема расположения пробуренных и проектных скважин по месторождению.

Общие сведения о месторождении

Нефтяное месторождение Караганда в административном отношении расположено в пределах территории бывшего совхоза Байганинский, Байганинского района Актюбинской области Республики Казахстан, расположенного от областного центра г. Актобе на расстоянии 280км к юго-западу (рисунок 2.1).

Ближайшим крупным населенным пунктом является поселок Байганин – районный центр Байганинского района, располагающийся на расстоянии 18-25 км, от площади к юго-западу, здесь же железнодорожная станция Караулкельды. В целом месторождение характеризуется благоприятным географо-экономическим положением.

На северо-востоке от площади работ в 7-10 км расположен поселок Таскопа – центральная усадьба бывшего совхоза «Теректинский» Октябрьского района.

Действующий нефтепровод Жанажол-Кенкияк-Орск (Россия) проходит на расстоянии 120 км к востоку от площади работ.

Ближайшие месторождения нефти находятся на расстоянии от площади Караганда: Коба – 70-80 км.на юго-западе; Каратюбе, Акжар – 130-120 км, соответственно, на юго-востоке и Кенкияк — 140 км на востоке. Эти месторождения связаны между собой сетью грейдерных проселочных дорог, за исключением Кенкияк-Жанажол, где они связаны по шоссейной дороге с асфальтным покрытием.

В орографическом отношении площадь работ расположена между южным продолжением Мугоджарских гор и Прикаспийской низменностью и представляет собой всхолмленную равнину с отдельными возвышенностями, разобщенными полого понижающимися ложбинами, балками и оврагами.

Наивысшая отметка рельефа +240,6м приурочена к восточной части площади, в междуречье Ащиейыл и Жарлы. На юго-западе имеется гора Карачатобе (+230,3м).

В целом, к северу высоты уменьшаются до +107м в урочище Соркудук, на побережье реки Ащиейыл до +90м.

Гидрографическая сеть представлена пересыхающими реками Ащиейыл и Жарлы. Река Ащиейыл протекает вблизи северо-западной части структуры, река Жарлы – южнее площади и имеет летом сухое русло. Бессточные озерные понижения, в которых образуются соры, развиты, в основном, в долине реки Ащиейыл.

Климат района работ резко континентальный, засушливый, с жарким летом, холодной малоснежной зимой. Количество осадков не превышает 220-280 мм/год, и они приходятся в основном на осенне-зимний период.



В это время, из-за раскисающих солончаковых почв и снежных заносов полевые проселочные дороги становятся непроходимыми.

Для района работ характерны постоянно дующие ветры, преобладающее направление которых часто соответствует временам года: зимой и осенью – восточное, летом и осенью – западное и южное.

Снеговой покров обычно ложится в начале декабря и сохраняется до конца марта. Мощность снегового покрова в течение зимы достигает 20-30 см, но сильными ветрами большая часть снега сносится в пониженные участки рельефа (балки, овраги, низины) и образует снежные заносы.

Своеобразие климата и литолого-стратиграфических условий района отражается в специфике почвенно-растительного покрова территории.

Почвы развиты, в основном, светло-каштановые в комплексе с солонцами и солончаками. Мощность почвенного слоя не превышает 1м.

Растительность бедная, почти исключительно травянистая. Покрытость почвы составляет 60-80%. На возвышенных водоразделах, сложенных породами верхнего альба и сеномана, широко распространены полынно-ковыльные сообщества, для пониженных водоразделов и склонов типичны пестрые комплексы бело-полынных и черно-полынных сообществ.

Животный мир представлен сусликами, тушканчиками, зайцами, барсуками, а также волками, лисицами, карсаками. Из пресмыкающихся часто встречаются гадюки, ужи, полозы, ящерицы; из птиц – утки, дрофы, орлы.

Полезные ископаемые района работ представлены нефтью и строительными материалами: песком и глиной.

4.1. ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА СКВАЖИНЫ

Таблица 4.1

СТРАТИГРАФИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ СКВАЖИНЫ, ЭЛЕМЕНТЫ ЗАЛЕГАНИЯ И КОЭФФИЦИЕНТ КАВЕРНОЗНОСТИ ПЛАСТОВ

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности в интервале
по вертикали		Название	Индекс	Угол, град	Азимут, град	
от (верх)	до (низ)					
1	2	3	4	5	6	7
0	245	Нижний мел (альб+апт+баррем)	K ₁ al+a+b	-	-	1,02
245	275	Нижний мел(готеривский)	K ₁ h	-	-	1,04
275	335	Верхняя юра (волжский)	J ₃ v	2-3	-	1,10
335	520	Средняя юра	J ₂	-//-	-	1,06
520	600	Нижний триас	T ₁	2,14	22	1,15

ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА СКВАЖИНЫ

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по вертикали		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
K _{1a} l+a+b	0	245	Пески	35	Меловой системы представлен морскими отложениями валанжинского и готеривского ярусов, терригенными пестроцветными породами барремского яруса, морскими глинами апта, песчано-глинистыми континентальными образованиями альба, низы которого формировались в морских условиях.
			Песчаники	20	
			Глины	30	
			Алевролиты	15	
K _{1h}	245	275	Песчаники	50	
			Глины	25	
			Пески	25	
J _{3v}	275	335	Известняки	70	Литологически они представлены мергелями, глинами и реже песчаниками. Мергели светло-серые, глинистые, массивные, плотные с фауной аммонитов и пелеципод. Глины зеленовато-серые алевритистые, известковистые, слабо слюдястые, плотные, участками оскольчатистые, с включением фауны аммонитов и пелеципод и с редкими обуглившимися растительными остатками
			Мергель	30	
J ₂	335	520	Глины	30	Отложения средней юры представлены песчано-глинистыми породами с линзами и прослоями бурого угля. Распределение песчаных и глинистых пород по разрезу примерно равномерное.
			Алевролиты	20	
			Песчаники	10	
			Пески	40	
T ₁	520	600	Глины	20	Литологически они представлены чередованием глин, песков, песчаников и алевролитов. Глины аргиллитоподобные, голубовато-серые, зеленовато-серые, зеленые, кирпично-красные, пестроцветные, слюдястые, с шероховатыми изломами, плотные с включениями обуглившихся растительных остатков. Песчаники, алевролиты и пески светло-серые, полимиктовые, мелко-среднезернистые.
			Пески	15	
			Песчаники	35	
			Аргиллиты	15	
			Алевролиты	15	

ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ

Индекс стратиграфическо го подразделения	Интервал, м по вертикали		Краткое название горной породы	Плотность, г/см3	Пористость, %	Проницаемость, мдарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Соленость, %	Сплошность породы	Твердость, кгс/мм2	Рас- сло- ен- но- сть по- ро- ды	Абразивность	Категория пород по промысловой Классификации (мягкая, средняя и т.п.)	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга, кгс/мм2	Гидратационное разуплотнение (набухание) породы	
	От (верх)	До (низ)																
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
K _{1a} l+a+b	0	245	Пески	2,38	15	310,0	15,0	8,0	0,0	0,0	17,0	0,0	2	Средняя	0	0	0	
			Песчаники	2,56	30	155	25	7-6	1,1	0,0	0,0	26,0	0,0	4	Средняя	0	0	0
			Глины	2,38	15	310,0	15,0	8,0	0,0	0,0	0,0	17,0	0,0	2	Средняя	0	0	0
			Алевролиты	2,38	15	310,0	15,0	8,0	0,0	0,0	0,0	17,0	0,0	2	Средняя	0	0	0
K _{1h}	245	275	Песчаники	2,56	30	155	25	7-6	1,1	0,0	26,0	0,0	4	Средняя	0	0	0	
			Глины	2,38	15	310,0	15,0	8,0	0,0	0,0	0,0	17,0	0,0	2	Средняя	0	0	0
			Пески	2,38	15	310,0	15,0	8,0	0,0	0,0	0,0	17,0	0,0	2	Средняя	0	0	0
J _{3v}	275	335	Известняки	2,42	30	155	25	7-6	1,1	0,0	26,0	0,0	4	Средняя	0	0	0	
			Мергель	2,55	30	155	25	7-6	1,1	0,0	0,0	26,0	0,0	4	Средняя	0	0	0
J ₂	335	520	Глины	2,38	15	310,0	15,0	8,0	0,0	0,0	17,0	0,0	2	Средняя	0	0	0	
			Алевролиты	2,38	15	310,0	15,0	8,0	0,0	0,0	0,0	17,0	0,0	2	Средняя	0	0	0
			Песчаники	2,56	30	155	25	7-6	1,1	0,0	0,0	26,0	0,0	4	Средняя	0	0	0
			Пески	2,38	15	310,0	15,0	8,0	0,0	0,0	0,0	17,0	0,0	2	Средняя	0	0	0
T ₁	520	600	Глины	2,38	15	310,0	15,0	8,0	0,0	0,0	17,0	0,0	2	Средняя	0	0	0	
			Пески	2,33	15	310,0	15,0	8,0	0,0	0,0	0,0	17,0	0,0	2	Средняя	0	0	0
			Песчаники	2,56	30	155	25	7-6	1,1	0,0	0,0	26,0	0,0	4	Средняя	0	0	0
			Аргиллиты	2,35	15	310,0	15,0	8,0	0,0	0,0	0,0	17,0	0,0	2	Средняя	0	0	0
			Алевролиты	2,38	15	310,0	15,0	8,0	0,0	0,0	0,0	17,0	0,0	2	Средняя	0	0	0

ГЕОХРОНОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА СКВАЖИНЫ

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал залегания многолетне-мерзлых пород, м		Тип много-летнемерзлых пород: основная, реликтовая	Льдистость пород, %	Наличие (да, нет)			
	от (верх)	до (низ)			избыточной льдистости в породе в виде линз, пропластков, прослоев и т.д.	таликов	межмерзлотных напорных (защемленных) вод	пропластков газогидратов
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ММП отсутствуют								

4.2. Нефтегазоводоносность по разрезу скважин

Таблица 4.5

НЕФТЕНОСНОСТЬ

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по вертикали		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Подвижность, Дарси на сПз	Содержание серы, % по весу	Содержание парафина, % по весу	Дебит, м ³ /сут.	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)							газовый фактор, м ³ /т	Содержание H ₂ S, %	Углекислый газ	Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости	Давление насыщения в пластовых условиях, Мпа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ю-I-A+B	326	370	поровый	890,3	-	0,30	2,35	4,5	1,413	-	3,69	0,777	53,34	1,07
Ю-I-A+B	346	360	поровый	890,3	-	0,30	2,35	4,5	1,413	-	3,69	0,777	53,34	1,07
Ю-II -A	502	516	поровый	883,5	-	0,21	1,84	4,9	-	-	3,95	0,817	25,15	1,28
T-I-B	566	584	поровый	849,6	-	0,25	2,15	0,3	-	-	3,74	0,841	13,20	1,18

Примечание: Указанные интервалы нефтеносности будут уточняться по данным геологической службы Заказчика.

Газоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллект ора	Состояние (газ, конденсат)	Содержание H ₂ S, % по объему	Содержание CO ₂ , % по объему	Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости газа в пластовых условиях	Свободный дебит м ³ /сут	Плотность газоконденсата, г/см ³		Фазовая проницаемость, мдарси
	от (верх)	до (низ)								в пластовых условиях	на устье скважины	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Ю-I- А+Б	326	381	поровый	Растворен ный газ	-	3,69	0,777	0,66	-	-	н/д	поровый
Ю-I-А	346	360	поровый	Растворен ный газ	-	3,69	0,777	0,66	-	-	н/д	поровый
Ю-II -А	502	516	поровый	Растворен ный газ	-	3,95	0,817	0,66	-	-	н/д	поровый
Т-I-Б	566	584	поровый	Растворен ный газ	-	3,74	0,841	-	-	-	н/д	поровый

Примечание: Указанные интервалы газоносности будут уточняться по данным геологической службы Заказчика.

Таблица 4.7

ВОДОНОСНОСТЬ

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектор а	Плотность, г/см ³	Свободный дебит м ³ /сут	Фазовая проницаемость, мДарси	Химический состав воды, мг/экв						Степень минерализации мг-экв/л	Тип воды по Сулину СФН ГКН ХЛМ ХЛК	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы					
							Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Na ⁺ + K ⁺	Mg ⁺	Ca ⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Ю-I-A	367	374	поровый	1	-	-	1871	24	1311	1461	9	10	1,24	ГК	-
Ю-I-A-Б	318	347	поровый	1,002	-	-	4371	6	1226	3248	15	20	2,23	ГК	-
	368	381													
Ю-II -A	517	530	поровый	1,011	-	-	6540,4	0	1293	4659,1	36,3	89,7	7,46	ГК	-
T-I-A	531	543	поровый	1,007	-	-	13988	115	2928	10076	46	6	4,08	ГК	-

ДАВЛЕНИЕ И ТЕМПЕРАТУРА ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по вертикали		ГРАДИЕНТ ДАВЛЕНИЯ												Температура в конце интервала	
	От (верх)	До (низ)	Пластового				Порового			Гидроразрыва пород			Горного		градус	Источник получения
			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
K _{1a} l+a+b	0	10	-	0,096	РФЗ	-	0,096	ПГФ	0,154	0,160	ПГФ	-	0,158	ПГФ	-	РФЗ
K _{1a} l+a+b	10	150	0,096	0,100	РФЗ	0,096	0,102	ПГФ	0,160	0,180	ПГФ	0,158	0,168	ПГФ	17	РФЗ
K _{1a} l+a+b, K _{1h} , J _{3v} , J ₂ , T ₁	150	600	0,100	0,103	РФЗ	0,102	0,105	ПГФ	0,180	0,185	ПГФ	0,168	0,180	ПГФ	17-27	РФЗ

4.3. ВОЗМОЖНЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ

Таблица 4.9

ПОГЛОЩЕНИЕ БУРОВОГО РАСТВОРА

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /час	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максим. снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, кгс/(см ² х м)		Условия возникновения
	От (верх)	До (низ)				При вскрытии	После изоляционных работ	
J ₂ / T ₁	335	600	частичного	-	нет	0,103	0,168	В процессе бурения из-за наличия проницаемых пластов АНПД

ОСЫПИ И ОБВАЛЫ СТЕНОК СКВАЖИНЫ

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Параметры бурового раствора			Время до начала осложнения сут	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.)
	От (верх)	До (низ)	тип раствора	Плотность, г/см ³	«Показатель водоотдачи, при которой возможны осыпи и обвалы стенок скважины»		
K ₁ a ₁ +a ₂ +b	10	150	Полимерный ингибированный	1,15	B <10-12	-	Обработка с промывкой, проработка, промывка перед подъем инструмента
K ₁ h / T ₁	150	600	Полимерный ингибированный	1,18	B < 8-10	-	

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

НЕФТЕГАЗОВОДОПРОЯВЛЕНИЯ

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, мпо вертикали		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, г/см ³		Данные по объекту, содержащему свободный газ			Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т.п.)
	От (верх)	До (низ)		Внут рен него	Наруж ного	Кoeffи циент сжимае мости газа	Температура, °С			
							устье сква жины	в проявл яющем пласте		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
K ₁ a1+a +b, K ₁ h, J ₃ v, J ₂ , T ₁	200	600	газ+неф ть+вода	0,830	0,830	0,763	20	95	Нарушение технологий и параметров бурения при превышении пластового давления на 3-5% над забойным	Перелив, пузырьки газа, увеличение водоотдачи. Пленки нефти, снижение удельного веса.

ПРИХВАТООПАСНЫЕ ЗОНЫ

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по вертикали		Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальникообразования)	Раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие ограничения на оставление инструмента без движения (да, нет)	Условия возникновения
	От (верх)	До (низ)		Тип	Плотность, г/см ³	Водоотдача, см ³ /30 мин	Смазывающие добавки		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
K ₁ a ₁ +a+b, K ₁ h, J ₃ v, J ₂ , T ₁	150	600	Затяжка, посадки, сальникообразования	Полимерный ингибированный	1,18	<10-12	T-80	Нет	Сужение ствола скважины

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

Таблица 4.13

ТЕКУЧИЕ ПОРОДЫ

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название пород	Минимальная плотность бурового раствора, предотвращающая течение пород, кг/м ³	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6
Таблица не содержит информации (нет данных)					

Таблица 4.14

ПРОЧИЕ ВОЗМОЖНЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид (название) осложнения желобообразование, перегиб ствола, искривление, грифонообразование	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения.
	От (верх)	До (низ)		
1	2	3	4	5
Таблица не несет информации				

4.4. Исследовательские работы

Таблица 4.15

Отбор керна, шлама, флюидов

Индекс стратиграфического подразделения	Параметры отбора керна		Интервал по стволу, м		Метраж отбора керна, м	Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Частота отбора шлама через м.	Индекс стратиграфического подразделения	Глубина отбора грунта, м	Тип бокового грунтоноса	Количество образцов
	миним. диаметр, мм	максим. проходка за долбление, м	от (верх)	до (низ)			От (верх)	до (низ)					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
J ₂	101,6	20	350	370	20								
T3+1	101,6	30	500	530	30								

Примечание: Интервалы отбора керна будут уточняться геологической службой ЗАКАЗЧИКА по фактически вскрываемому разрезу. При проявлении или появлении признаков углеводородов отбор керна производить до полного исчезновения признаков и отбор шлама производить через каждый 1 метр.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Наименование работ	Масштаб записи	Интервал регистрации, м	Примечание
1. Промежуточный комплекс: КС, ПС, ДС, АК, ГК, НГК, инклинометрия ч/з 25м., термометрия.	1 : 500	0-200	
2. Полный комплекс: КС, ПС, ДС, АК, ГК, НГК, инклинометрия ч/з 25м., термометрия.	1 : 500	200-600	
БК, МБК, МКЗ, АК, ИК 5 зондов, ИКа, ИКр, ГГК, НГК.	1 : 200	200-600	
3. Акустическая цементометрия	1 : 500	0-200 0-600	

Примечание:

- Интервалы и объем ГИС могут корректироваться в процессе бурения геологической службой Заказчика
- По желанию Заказчика замеры могут производиться приборами импортного производства
- Комплекс геолого-геофизических исследований в скважине будет корректироваться в ходе бурения геологической службой Заказчика и подрядной Компанией

ДАННЫЕ ПО ИСПЫТАНИЮ (ОПРОБОВАНИЮ) ПЛАСТОВ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

Индекс стратиграфического подразделения	Испытание (опробование) пластоиспытателем на трубах			Опробование пластоиспытателем на кабеле		
	вид операции границы объема (испытание, опробование)	глубина нижней границы объема (по стволу), м	количество циклов промывки после проработки	интервал, м		количество проб, шт.
				от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7
не предусмотрено						

4.5. РАБОТЫ ПО ИСПЫТАНИЮ (ОСВОЕНИЮ) СКВАЖИНЫ, СВЕДЕНИЯ ОБ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Таблица 4.18

Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины) в эксплуатационной колонне

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта	Интервал залегания объекта, м		Интервал установки цементного моста, м		Тип конструкции продуктивного забоя: открытый забой, фильтр, цемент, колонна	Тип установки для испытания (освоения): передвижная, стационарная	Пласт фонтанирующий (да, нет)	Количество режимов (штуцеров) испытания	Диаметр штуцеров, мм	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения скважины	Опорожнение колонны при испытании (освоении)	
		Интервал, м по вертикали										Максимальное снижение уровня, м	Плотность жидкости, г/см ³
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Ю-I-A+B	IV	326	381	306	401	колонна	Передвижная	-	3	3,5,7	Смена р-ра на тех воду с последующим свабированием	-	-
Ю-I-A	III	346	360	326	380								
Ю-II-A	II	502	516	482	536								
T-I-B	I	566	584	546	604								

Примечание: 1. Глубина залегания интервалов испытания будут корректироваться по результатам ГИС
2. Количество отверстий на 1 п.м. уточняются после проведения окончательного ГИС.

РАБОТЫ ПО ПЕРФОРАЦИИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ ПРИ ИСПЫТАНИИ (ОСВОЕНИИ)

	Перфорационная среда		Мощность перфорации, мм	Вид перфорации: кумулятивная, пулевая, снарядная, гидропескоструйная, гидроструйная	Типоразмер перфоратора	Количество отверстий на 1 п.м., шт.	Количество одновременно спускаемых зарядов, шт	Количество спусков перфоратора	Предусмотрен ли спуск перфоратора на НКГ? (Да, Нет)	Насадки для гидропеско- струйной перфорации	
	Вид: раствор, нефть, вода	Плотность г/см ³								Диаметр, мм	Количество
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
IV	Растворили пластовая вода	1,18	1200	Кумулятивная	ПКО-114	16-20	160-200	1	Да	-	-

Примечание: 1. Интервалы опробования и испытания будут уточняться по данным ГИС.
2. Тип и параметры перфоратора могут быть изменены по желанию Заказчика.

ДАННЫЕ ПО ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОБЪЕКТАМ

Номер объекта (см. табл. 4.18)	Плотность жидкости в колонне, г/см ³		Плотность жидкости на период поздней эксплуатации, кгс/см ²	Максимальный динамический уровень при эксплуатации, м	Установившаяся температура при эксплуатации, °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
IV	0,778	0,863	17,59	-	20	51	-	0,763	-

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ ИСПЫТАНИЯ (ОСВОЕНИЯ) СКВАЖИНЫ

Номер объекта см. таблицу (4.19)	Относится ли объектам, которые (да, нет)		Предусмотрено ли (да, нет)			Для эксплуатационных скважин требуется ли исключить из состава основных работ (да, нет)			Работы по испытанию проводятся в 1, 1.5, 2 или 3 смены	Требуется ли двукратное применение работ после интенсификации притока (да, нет)
	При мощности до 5 м представлены пропластками	При мощности до 6м имеют подошвенную воду	Шаблонирование обсадной колонны	Для эксплуатационных скважин		Вызов притока в нагнетательной скважине	Гидрогазодинамические исследования в эксплуатационной скважине	Освоение, очистку и гидрогазодинамические исследования		
				Задавка скважины через НКТ	Использование норм по ССНВ для разведочных скважин					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
IV	нет	нет	да	Скважина эксплуатационная		нет	нет	нет	2	нет

Примечание: Решение по проведению работ в данных в п.п 2,3 и 9 будет приниматься по результатам бурения

5. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

Таблица 5.1

Характеристика и устройство шахтового направления

Характеристика трубы						Подготовка шахты или ствола, спуск и крепление направления
наружный диаметр, мм	длина, м	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	масса, тн	стандарт изготовления (ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т.д.)	
1	2	3	4	5	6	7
Предусматривается шахта размерами 2х2х2метра						Стенки и дно шахты должны быть укреплены армированным бетоном с толщиной 20см

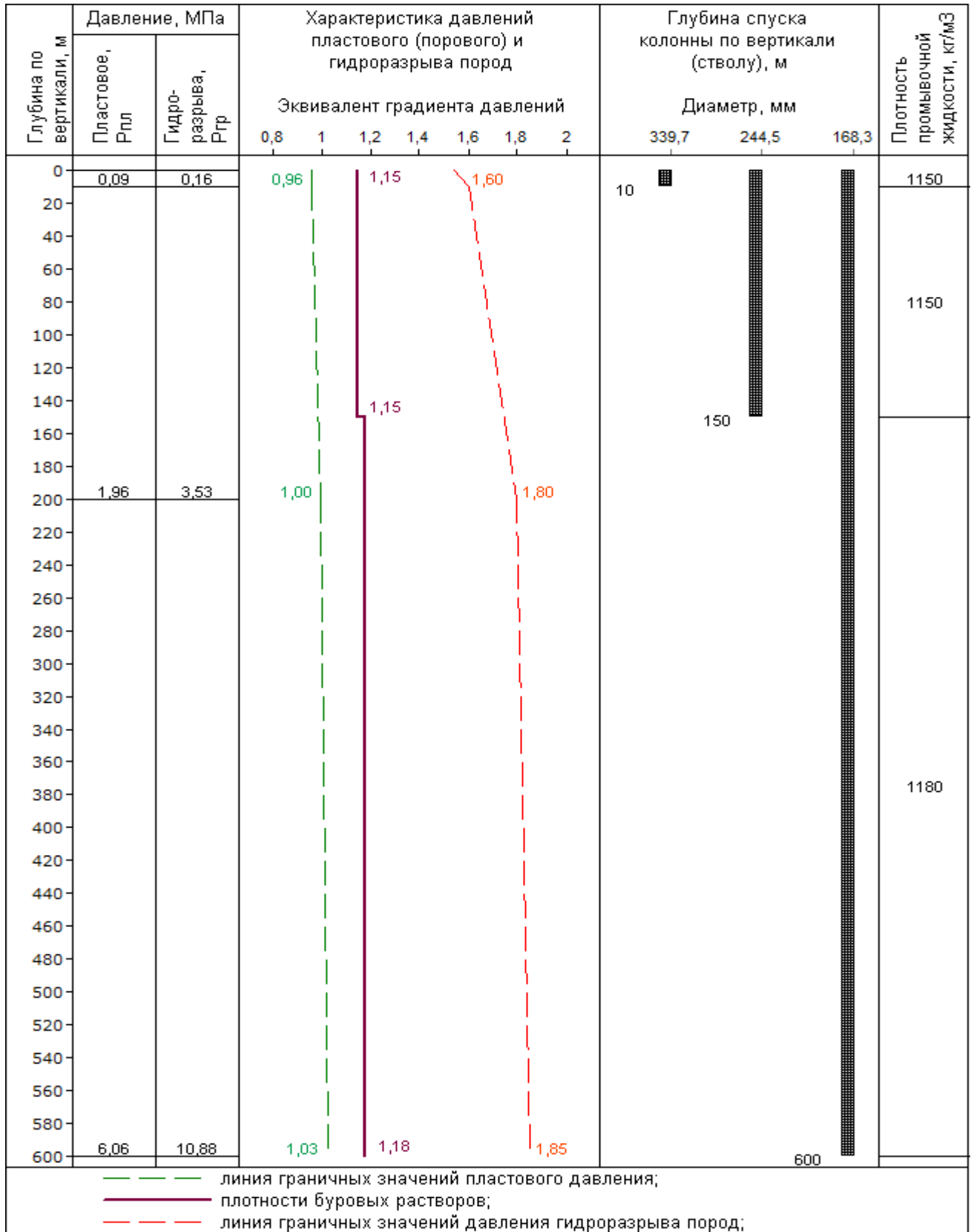


Рис 5.1 График совмещенных давлений

Таблица 5.2

Глубина спуска и характеристика обсадных колонн

Номера колонн в порядке спуска	Название колонны или открытый ствол	Интервал по стволу скважины, м		Номинальный диаметр ствола скважины (долота) в интервале, мм	Расстояние от устья скважины до уровня подъема тампонажного раствора за колонной, м	Количество раздельно спускаемых частей колонны, шт	Номер раздельно спускаемой части в порядке спуска	Интервал установки раздельной спускаемой части, м		Необходимость спуска колонны в один прием или секциями, установки надставки, 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 Ø339,7мм	0	10	444,5	0	1	1	0	10	Устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины
2	Кондуктор Ø244,5мм	0	150	311,1	0	1	1	0	150	Перекрытие верхних неустойчивых пород. Башмак устанавливается в плотных глинах. Установка превентора
3	Эксплуатационная Ø168,3 мм	0	600	215,9	0	1	1	0	600	Испытание и эксплуатация продуктивных горизонтов

Примечание: Глубина установки башмака эксплуатационной колонны будет уточняться геологической службой Заказчика по результатам ГИС

Таблица 5.3

Характеристика отдельно спускаемых частей обсадных колонн

Номера колонн в порядке спуска	Номер отдельно спускаемой части в порядке спуска	Количество диаметров (частей), шт	Номер одномерной части в порядке спуска	Наружный диаметр, мм	Интервал установки одномерной части, м		Ограничение на толщину стенки не более, мм	Соединения обсадных труб в каждой одномерной части					
					от (верх)	до (низ)		количество типов соединений, шт	номер в порядке спуска	условный код типа соединений	максимальный наружный диаметр соединения, мм	интервал установки труб с заданным типом соединения, м	
												от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	1	1	1	339,7	0	10	9,7	1	1	ОТТМ	365,0	0	10
2	1	1	1	244,5	0	150	7,9	1	1	ОТТМ	270,0	0	150
3	1	1	1	168,3	0	600	7,3	1	1	ОТТМ	188,0	0	600

Примечание:

Возможна замена обсадных труб всех размеров и типов резьбовыми соединениями на более прочные по усмотрению Заказчика.

Таблица 5.4

Технико-технологические мероприятия, предусмотренные при строительстве скважин 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 нефтегазопроявления и проверку их знаний. Проведение учебных тревог «Выброс», периодичность – 4 раза в месяц и перед вскрытием продуктивного пласта	Нефтегазопроявления
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 поглощения раствора и 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 (см. табл. 7.1); - с целью предупреждения заклинивания и прихвата инструмента в случае потери диаметра необходимо проработать интервал предыдущего долбления. <p>В интервалах возможных поглощений бурового раствора необходимо предусмотреть ограничение скорости спуска бурильного инструмента, поддержание свойств бурового раствора в заданных пределах согласно (табл. 7.1).</p> <p>На глубине кровли продуктивного пласта произвести промежуточную промывку скважины не менее 2 циклов и выравнивание параметров бурового раствора (для уменьшения гидравлических сопротивлений на пласт).</p> <p>В интервалах возможных проявлений после окончания долбления, перед подъемом бурильных труб для смены долота, необходимо предусмотреть промывку скважины в течение цикла.</p> <p>В интервалах возможных осыпей и обвалов необходимо поддержание ингибирующих свойств бурового раствора в заданных пределах (см. табл. 7.1).</p>	Предупреждение аварийных ситуаций и осложнений
4	<p>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: колокол с воронкой, метчик, магнитный фрезер. 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

- Перед началом бурения бурильщик обязан ознакомиться с характером отработки 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) или верхний привод, 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;
 - Постоянно контролировать и регистрировать величину вращающего момента бурильной колонны, не допуская превышения установленной величины с помощью моментомера;
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 осуществлять с промывкой;
 - При изменении КНБК 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 закреплять машинными ключами;
 - Смену положения рабочих соединений УБТ производить через 100 ч механического бурения при бурении до глубины 600 м и через 50 ч при бурении свыше 600 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;
- Для предупреждения искривления скважины в проекте предусмотрено:
- 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 инклиномера через 150–250 м проходки

	скважины, либо помощью с интегрированной анализирующей системы для бурения MWD в реальном времени.	
5	При бурении в продуктивном газовом пласте механическая скорость проходки должна ограничиваться до значений, при которых обеспечивается дегазация бурового раствора	Предупреждение нефтегазопрооявления
6	Проверять работоспособность ПВО каждую неделю	Предупреждение и борьба с НГВП
7	Организационные мероприятия по исследованию скважин на продуктивность	Испытание скважины на продуктивность
8	<p>Установка станции ГТИ (ГТК) При контроле технологического процесса строительства скважины должны выполняться следующие условия, обеспечивающие своевременное распознавание предаварийных ситуаций и предотвращение выбросов и ОФ:</p> <p>1) обязательная промывка скважины перед подъемом инструмента в течение времени, превышающего расчетное время выхода забойной пачки (величину расчетного «отставания») в 1,5 раза;</p> <p>2) предупреждение буровой бригады о факте повышения содержания углеводородных и других газов в газовоздушной смеси, извлеченной из дегазатора принудительного действия.</p> <p>Подъем инструмента производится с обязательным контролем долива скважины и вычислением притока (поглощения).</p> <p>В процессе исследований буровая бригада по рекомендации работников станции ГТИ осуществляет управление режимом бурения и оборудованием для проверки и калибровки датчиков, установленных на буровой. В процессе исследований буровая бригада по рекомендации работников станции ГТИ осуществляет управление режимом бурения и оборудованием для проверки и калибровки датчиков, установленных на буровой.</p>	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 нефтегазопрооявления
10	Ограничение притока пластового флюида в соответствии с РД 39-2-803-82. Допустимый объем притока при этом составит: - в процессе бурения 1,5 м ³ - при СПО – 1,0 м ³	Раннее обнаружение нефтегазопрооявления
11	<p>Долив скважины при подъеме бурильной колонны производить:</p> <p>- бурильные трубы – через 5 свечей, - УБТ – через каждую свечу.</p> <p>В процессе СПО производить постоянный контроль долива раствора при подъеме бурильной колонны и объема вытесняемого раствора при ее спуске</p>	Предупреждение, раннее обнаружение нефтегазопрооявления
12	Режим долива скважины при СПО должен быть непрерывным с поддержанием уровня на устье скважины. Блок долива (мерная емкость) устанавливать и обвязывать с устьем скважины с таким расчётом, чтобы обеспечивался контролируемый долив скважины. Производить суммарный учет долива на весь объем металла поднятых труб	Предупреждение нефтегазопрооявления
13	Периодические функциональные проверки ПВО во время бурения – 2 раза в месяц и перед вскрытием продуктивного пласта.	Проверка работоспособности ПВО

6. ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Таблица 6.1

Входные данные по профилю скважины

Интервал установки погружных насосов, м		Максимально-допустимые параметры профиля в интервале установки погружных насосов		Зенитный угол, град		
от (верх)	до (низ)	зенитный угол, град	интенсивность изменения зенитного угла, град / 100м	максимально- допустимый в интервале его увеличения	при входе в продуктивный пласт	
					минимально- допустимый	максимально- допустимый
1	2	3	4	5	6	7
Таблица не несет информации						

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;
- прихватопасность;
- нефтепроявления

Решения:

- 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;
- в случае возникновения поглощений, необходимо в раствор вводить комбинированные наполнители;
- для недопущения нефтегазопроявлений требуется точное и непрерывное слежение за технологическими показателями бурового раствора и уровнем раствора в рабочих емкостях;
- с целью предупреждения осыпей стенок скважины, кавернообразования и прихватов бурильной колонны, необходимо использовать ингибированные системы буровых растворов.

Примечание:

- возможно использование других реагентов идентичных по своему назначению, производимые другими фирмами;
- во время бурения первой скважины, 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 чего все основные параметры (табл 7.1) должны измеряться 5-6 раза в сутки, кроме плотности, замеряемая каждые 10-15 минут (а при нефтегазопроявлениях каждые 5 минут) и условной вязкости (по СПВ-5, стандарт РК или по воронке Марша, стандарт АНИ) каждые 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 такими как: вибросито, илоотделитель, пескоотделитель и среднескоростная гидравлическая центрифуга для очистки в растворе твердой фазы. При использовании ингибированных систем бурового раствора вибросита должны быть оснащены сетками, соответствующими вскрытому разрезу. Правильное использование системы очистки бурового раствора от выбуренной породы позволит обеспечить поддержание запроецированных параметров и сократить затраты на его обработку (минимальное разбавление).

Перечень оборудования по очистке бурового раствора от выбуренной породы представлен в таблице 7.6. Расчетные объемы раствора для интервалов приведены в таблице 7.3.

Таблица 7.1

Тип и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал по вертикали, м		Параметры бурового раствора													
	от (верх)	до (низ)	плотность, г/см ³	условная вязкость, с	водоотдача, см ³ / 30 мин	СНС, дПа		корка, мм	содержание твердой фазы, %			рН	минерализация, % (КСЛ)	пластическая вязкость, сПз	ДНС, дПа	плотность до утяжеления, г/см ³
						через 1 мин	через 10 мин		коллоидной (активной) части	песка	всего					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Глинистый раствор	0	10	1,15	55-60	<10	8÷10	12÷16	2,0	Дисперсная глинистая фаза	<5	<5	7-8	-	Как можно ниже	<20	
Полимерный ингибированный раствор	10	150	1,15	45-50	<8	8÷10	12÷16	1,0	Полимерные недиспергирующие	<2	<2	8-9	КСЛ > 3 %	Как можно	15-25	
Полимерный ингибированный раствор	150	600	1,18	45-50	<5	8÷10	12÷16	0,5	Полимерные недиспергирующие	<2	<2	8-9	КСЛ > 5 %	Как можно ниже	15-25	

Примечание:

Плотность бурового раствора будет зависеть от фактических условий бурения при проводке скважин

Таблица 7.2

Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент

Номер интервала с одинаковым долевым составом бурового раствора	Интервал по вертикали, м		Название (тип) раствора	Плотность раствора, г/см ³	Смена раствора для бурения интервала (да, нет)	Название компонента	Плотность, г/см ³	Содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	Влажность, %	Сорт	Содержание компонента в буровом растворе, кг/м ³
	от (верх)	до (низ)									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	10	Глинистый раствор	1,10-1,15	-	Na ₂ CO ₃	2,53	-	-	Первый	2
						NaOH	2,13	-	-	Высший	2
						Глины	2,4	-		Первый	50
						Вода тех	1,02	-			640
2	10	150	Полимерный ингибированный раствор	1,12-1,15	нет	Lube 167	0,89	-	-	Высший	5
						Na ₂ CO ₃	2,60	-		Первый	2
						NaOH	2,13	-		Высший	2
						PAC-LV	1,12	65	10	Высший	3
						PAC-RL	1,12	70	10	Высший	2
						XY-27	1,15	-		Высший	7
						Вода тех	1,02	100		-	610
						Дуовис	1,40	-		Высший	3
KCL	1,99	98		Первый	15						
3	150	600	Полимерный ингибированный раствор	1,15-1,18	Нет	Lube 167	0,89	-		Высший	5
						Na ₂ CO ₃	2,60	-		Первый	2
						NaOH	2,13	-		Высший	2
						PAC-LV	1,12	65	10	Высший	3
						PAC-RL	1,12	70	10	Высший	2
						XY-27	1,15	-		Высший	7
						Вода тех	1,02	100		-	250
Дуовис	1,40	-		Высший	3						

Примечание:

1. Могут применяться аналоги хим. реагентов, не уступающие по качеству проектным
2. В случае возникновения поглощения в надпродуктивной толще использовать волокнистые и чешуйчатые наполнители

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

Интервал по вертикали, м		Коэффициент запаса раствора на поверхности	Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Нормы расхода бурового раствора, м ³ /м и его компонентов, кг/м ³ в интервале			Потребность бурового раствора, м ³ и его компонентов, тн			
от (верх)	до (низ)			величина	источник нормы	поправочный коэффициент	на запас на поверхности	на исходный объем	на бурение интервала	суммарная в интервале
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	10	-	Глинистый раствор	0,92	СЭСН	0,5	-	40	55	95
			Na ₂ CO ₃	2	- " -	- " -	-	80	110	190
			NaOH	2	- " -	- " -	-	80	110	190
			Глины	50	- " -	- " -	-	2000	2750	4750
			Вода техническая	640	-	-	-	25600	35200	60800
10	150	0,5	Полимерный ингибированный раствор	0,85	СЭСН	0,5	-	40	79	119
			Lube 167	5	- " -	- " -	-	200	395	595
			Na ₂ CO ₃	2	- " -	- " -	-	80	158	238
			NaOH	2	- " -	- " -	-	80	158	238
			РАС-LV	3	- " -	- " -	-	120	237	357
			РАС-RL	2	- " -	- " -	-	80	158	238
			XY-27	7	- " -	- " -	-	280	553	833
			Вода техническая	610	-	-	-	24400	240950	265350
			KCL	15	- " -	- " -	-	600	1185	1785
Дуовис	3	- " -	- " -	-	120	237	357			
150	600	0,5	Полимерный ингибированный раствор	0,65	СЭСН	0,5	-	80	213	293
			Lube 167	5	- " -	- " -	-	400	1065	1465
			Na ₂ CO ₃	2	- " -	- " -	-	160	426	586
			NaOH	2	- " -	- " -	-	160	426	586
			РАС-LV	3	- " -	- " -	-	240	720	960

			РАС-RL	2	- " -	- " -	-	160	426	586
			ХУ-27	7	-	-	-	560	1491	2051
			Вода техническая	250	- " -	- " -	-	20000	53250	73250
			КСL	15	- " -	- " -	-	1200	3195	4395
			Дуовис	3				240	639	879

Примечание:

В зависимости от фактических условий проводки скважин, необходимое количество компонентов может изменяться

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

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Номер ступени цементирования	Название компонентов для обработки раствора	Характеристика компонента				Норма расхода на обработку 1 м ³ раствора, кг/м ³	Количество, кг
					плотность, г/см ³	содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	влажность, %	сорт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Кондуктор	1	1	Na ₂ CO ₃	2,5	100	-	1	2,0	100,0
2	Эксплуатационная	1	1	Na ₂ CO ₃	2,5	100	-	1	2,0	126,0

Таблица 7.5

Потребность в компонентах 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	содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	влажность, %	сорт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Кондуктор	Lube 167	0,89	100	-	1	5	248,0
2	Эксплуатационная	Lube 167	0,89	100	-	1	5	315,0

Суммарная потребность в компонентах бурового раствора на скважину

Название компонентов бурового раствора	Стандарт изготовления (ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т.д.)	Потребность компонентов бурового раствора в интервале, тн			
		интервал установки колонны, м			суммарная на скважину
		0-10	10-150	150-600	
1	2	3	4	5	6
Глины – структурообразователь	ГОСТ 25796-83	4,750	-	-	4,750
Каустическая сода – регулятор щелочи	ТУ 2132-185-00203312-99	0,190	0,238	0,586	1,014
Кальцинированная сода - для снижения общей жесткости	ТУ 2381-038-00209645-95	0,190	0,238	0,586	1,014
РАС-RL – понизитель фильтрации	Импортовое	-	0,238	0,586	0,824
РАС-LV – регулятор фильтрации	Импортовое	-	0,357	0,960	1,317
Lube 167 – смазочная добавка	Импортовое	-	0,595	1,465	2,06
ХУ-27 – понизитель вязкости	Импортовое	-	0,833	2,051	2,88
KCL–ингибирующие добавки	ТУ 2152-018-00203-3944-95	-	1,785	4,395	6,18
Дуовис– регулятор фильтрации	Импортовое	-	0,357	0,879	1,25
Вода техническая		60,800	265,350	73,250	399,400

Примечание:

- Для приготовления и обработки бурового раствора могут быть использованы аналоги химических реагентов
- Допускается применение химических реагентов, производимых по другим стандартам отечественных и зарубежных производителей

Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Название	Типоразмер или шифр	Количество, шт	Использование очистных устройств		
			ступенчатость очистки: 1 - вибросито; 2 - 1+пескоотделитель; 3 - 2+илоотделитель	интервал, м	
				от (верх)	до (низ)
1	2	3	5	6	7
Буровая установка УПА -60/80					
Глиномешалка	МГ-4	1		0	600
Циркуляционная система		1		0	600
в т.ч. вибросито	СВС-2М	1	1	0	600
Дегазатор	ДВС-2	1		150	600
Пескоочиститель	ПГ-50	1	2	150	600

Примечание:

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

8. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

Таблица 8.1

Способы, режимы бурения, расширения (проработки) ствола скважин и применяемые КНБК

Интервал по вертикали, м		Вид технологической операции	Способ бурения	Условный номер КНБК	Режим бурения			Скорость выполнения технологической операции, м/ч
от (верх)	до (низ)				осевая нагрузка, тс	скорость вращения, об/мин	расход бурового раствора, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	10	Бурение	роторное	1	с навеса	60-80	35-40	12,0
10	150	Бурение	роторное	2	10-12	90-100	28-35	10-12
150	600	Бурение	роторное	3	8÷10	90-120	20-35	5-6
350 500	370 530	Отбор керна	Роторное	4	7-8	50-60	15-18	2

Примечание:

Режим бурения уточняется в соответствии с программой бурения сервисной компании, согласованной с заказчиком.

Таблица 8.2

Компоновка низа бурильных колонн (КНБК)

Условный номер КНБК	Элементы КНБК (до бурильных труб)									
	номер по порядку	типоразмер, шифр	расстояние от забоя до глубины установки, м	техническая характеристика				суммарная длина КНБК, м	суммарная масса КНБК, кг	примечание
				наружный диаметр, мм	длина, м	Вес, кг	Нараст. вес, т			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	1	Долото Ø444,5мм	0,00	444,5	0,63	316,0	0,316			Разрушение
	2	УБТ 229 мм	0,63	229,0	9,5	2593,5	2,59	10,13	2,91	Нагрузка
2	1	Долото Ø311,1 мм	0,00	311,1	0,53	75,0	0,075			Разрушение
	2	УБТ 203 мм	0,53	203,0	9,5	2042,5	2,0426			Нагрузка
	3	Калибратор Ø311,1 мм	10,03	311,1	1,1	225,0	2,2676			Калибрование
	4	УБТ 203 мм	11,13	203,0	19,0	4085,0	6,3526			Нагрузка
	5	Калибратор Ø311,1 мм	30,13	311,1	1,1	225,0	6,5776			Калибрование
	6	УБТ Ø 203,0	31,23	203,0	19,0	4085,0	10,6626			Нагрузка
	7	УБТ Ø 165,1	50,23	165,1	48,0	6552,0	17,2146	98,23	17,2	Нагрузка
3	1	Долото Ø 215,9 мм	0,00	215,9	0,4	40,0	0,04			Разрушение
	2	УБТ -165,1 мм	0,4	165,1	9,5	1296,75	1,337			Нагрузка
	3	Калибратор 215,9мм	9,9	172,0	0,5	170,0	1,508			Калибрование
	4	УБТ- 165,1мм	10,4	165,1	19,0	2593,5	4,102			Нагрузка
	5	Калибратор 215,9мм	29,4	215,9	0,5	170,0	4,272			Калибрование
	6	УБТ Ø 165,1мм	29,9	165,1	52,0	7098	11,37			Нагрузка
	7	Ясс 165,1 мм	81,9	165,1	4,3	800	12,17			Против прихвата
	8	УБТ 165,1мм	86,2	165,1	19,0	2593,5	14,8	105,2	14,8	Нагрузка
4	1	Бур.головка Ø215,9 мм	0,00	215,90	0,37	57,00	0,057			Разрушение
	2	Керноотборочный снаряд 101,6	0,37	171,4	20,0	1035	1035,1			Прием керна
	3	УБТ 165,1 мм	20,37	165,1	33,0	4504,5	5539,6			Нагрузка
	4	Ясс гидравлический	53,37	165,1	4,3	800,00	6339,6			Против прихвата
	5	УБТ 165,1 мм	57,67	127,0	19,00	2593,5	8933,1	76,67	8,9	Нагрузка

Примечание:

- Допускается корректировка КНБК по фактическим горно-геологическим условиям и изменение элементов КНБК на аналогичные, имеющиеся в наличии или по желанию Заказчика
- КНБК уточняется в соответствии с программой бурения сервисной компании, согласованной с Заказчиком
- Допускается использование долот других фирм-производителей

Таблица 8.3

Потребное количество элементов КНБК

Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширка, проработка)	Интервал работы по стволу, м		Норма проходки величина, м	Потребное количество на интервале, шт (для УБТ комплектов)
		от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5	6
Долото Ø444,5мм	Бурение, проработка, промывка	0	10	100	0,25
УБТ 229 мм		0	10		к-т
Долото Ø311,1 мм	Бурение, проработка, промывка	10	150	120	1,17
УБТ 203 мм		10	150		к-т
Калибратор Ø311,1 мм		10	150		2
УБТ 165,1 мм		10	150		к-т
Долото Ø215,9 мм	Бурение, проработка, промывка	150	600	150	3,0
УБТ 165,1 мм		150	600		1
Ясс 165 мм		150	600		к-т
Бур.головка Ø215,9 мм	Отбор керна	350	370	100	1,0
Керноотборочный снаряд 101,6		500	530		к-т

Суммарное количество и масса элементов КНБК

Название обсадной колонны	Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	Стандарт изготовления (ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т.д.)	Суммарная величина			
			количество элементов КНБК			масса по типоразмеру или шифру, кг
			для проработки ствола	метров для бурения, расширки и отбора керна	штук для бурения, расширки и отбора керна	
1	2	3	4	5	6	7
Направление Ø339,7 мм	Долото Ø444,5 мм	ГОСТ-20692-75	-	0,25	1	316,0
	УБТ 229 мм	ГОСТ- ТУ14-3-835-79	-	9,5	комп	2593,5
Кондуктор Ø244,5 мм	Долото Ø311,1 мм	ГОСТ - 20692-75	-	1,17	2,0	300,0
	УБТ 203 мм	ГОСТ- ТУ14-3-835-79	-	47,5	комп	10212,5
	Калибратор Ø311,1 мм	ГОСТ-ОСТ39-078-79	-	2,60	2	1030,0
	УБТ 165,1 мм	ГОСТ- ТУ14-3-835-79	-	48,0	комп	6552,0
Эксплуатационная Ø168,3 мм	Долото Ø215,9 мм	ГОСТ 20692-75	-	3,0	3,0	120,0
	УБТ 165,1 мм	ГОСТ- ТУ14-3-835-79	-	99,5	комп	13581,7
	Ясс 165 мм	Импортные	-	4,30	1	800,00
	Бур.головка Ø215,9 мм	ГОСТ 21210-75	-	1,0	1	37,0

Примечание:

- Фактическая КНБК при необходимости может быть изменена в зависимости от состояния ствола скважины
- Тип используемых долот, бурильных головок (тип и размер) и элементов КНБК при необходимости может быть изменен

Таблица 8.5

Рекомендуемые бурильные трубы

Обозначение бурильной трубы	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности) материала	Тип замкового соединения	Количество труб, шт	Наличие труб (есть, нет)
1	2	3	4	5	6	7
СБТ	114,3	10	Д	ЗУК-146	64,0	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 спуска бурильной колонны снизу вверх без КНБК	Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, тн		КЗП трубы на:	
	от (верх)	до (низ)			тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	фактический	выносливость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Бурение	0	10	10	1	СБТ	114,3	Д	10	ЗУК-146	-	-	-	-	-
Бурение	10	150	150	1	СБТ	114,3	Д	10	ЗУК-146	51,8	1,38	18,6	2,17	3,0
Бурение	150	600	600	1	СБТ	114,3	Д	10	ЗУК-146	494,8	13,2	28,0	2,44	6,1
Отбор керна	350 500	370 570	370 530	1	СБТ	114,3	Д	10	ЗУК-146	453,3	13,1	22,0	2,1	3,4

Примечание:

Допускается использование 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 замкового соединения	Наружный диаметр замка, мм	Крутящий момент, кН * м		
					минимальный	оптимальный	максимальный
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурильные трубы:							
114,3	10,0	ЗУК-146	ЗУК 146	114,3	33,3	35,0	36,8
Утяжеленные бурильные трубы:							
203,0	69,50	40ХГМА	3-171	203,0	96,9	101,7	106,8
165,1	49,00	4145Н	NC 56 (6 5/8"REG)	165,1	42,9	45,0	47,3

Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения

Название обсадной колонны	Интервал, м		Характеристика бурильной трубы					Длина труб на интервале, м	Масса труб, тн		
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		теоритическая	с плюсовым допуском	с нормативным запасом
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Направление Ø 339,7мм	0	10	УБТ	229,0	40ХГМА	69,50	3-171	9,5	2,59	2,69	2,80
Кондуктор Ø 244,5 мм	10	150	СБТ	114,3	Д	9,0	ЗУК-146	51,8	1,38	1,43	1,49
			УБТ	203,0	40ХГМА	61,50	3-161	47,5	10,2	10,6	11,0
			УБТ	165,1	AISI 1340	46,85	NC 50	48,0	6,55	6,81	7,08
Эксплуатационная Ø 168,3 мм	150	600	СБТ	114,3	Д	9,0	ЗУК-146	494,8	13,2	13,7	14,3
			УБТ	165,1	AISI 1340	46,85	NC 50	99,5	13,58	14,12	14,69

Таблица 8.9

Оснастка талевой системы

Интервал, 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	600	Бурение, спуск обсадных колонн и другие вспомогательные работы	3	4

Таблица 8.10

Режим буровых насосов

Интервал, м		Название технологической операции (бурение, проработка, промывка и т.д.)	Тип буровых насосов	Количество насосов	Режим работы буровых насосов						Суммарная производительность насосов, л/с
от (верх)	до (низ)				коэффициент использования гидравлической мощности	диаметр цилиндровых втулок, мм	допустимое давление, МПа	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин	производительность, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
10	150	Бурение	НБТ-600	1	0,90	180	19,85	0,85	150	43,00	43,00
150	600	Бурение	НБТ-600	1	0,90	160	19,85	0,85	150	35,0	35,00

Примечание: Возможно применение буровых насосов аналогичных по техническим характеристикам любого производства в зависимости от имеющихся в наличии или по желанию Заказчика.

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
				долоте (насадках)	забойном двигателе			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	150	Бурение	108,7	87,0	-	20,1	0,7	0,90
150	600	Бурение	79,6	40,0	-	33,4	5,3	0,90

Таблица 8.12

Гидравлические показатели промывки

Интервал, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с·см ²	Схема промывки долота (центральная, периферийная, комбинированная)	Диаметр сопла на центральном отверстии, мм	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность, срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)						кол-во	диаметр, мм		
10	150	Бурение	0,610	0,057	Периферийная	0	3	12,7	113,20	374,10
150	600	Бурение	0,110	0,096	Периферийная	0	3	15,9	75,80	140,00

Примечание:

Количество и диаметр гидромониторных насадок уточняется в соответствии с 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» [32], «Инструкцией по испытанию скважин на герметичность» [33] 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 обсадных труб по стандарту 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 запаса. Возможно применение других труб-аналогов, 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 колонны для соединений для соединений ОТТМ, марки стали «Д» по ГОСТ 632-80 .

Таблица 9.1

Исходные данные для расчета обсадных колонн

п/п	Наименование	Конструкция скважины, мм		
		339,7	244,5	168,3
1	2		4	
1	Расстояние от устья скважин, м			
	- до башмака колонны	10	150	600
	- до уровня цементного раствора за колонной	0	0	0
	- до пласта с возможным проявлением			
	- до башмака предыдущей колонны	-	10	600
2	Тип соединения	ОТТМ	ОТТМ	ОТТМ
3	Удельный вес, кг/см ³			
	- опрессовочной жидкости	-	-	-
	- бурового раствора	1,15	1,15	1,18
	- тампонажного раствора	1,70	1,75	1,80
	- пластового флюида			
4	Пластовое давление на глубине, Р _{пл} , МПа	0,17	1,5	6,18

Таблица 9.2

Способы расчета наружных давлений и опрессовки обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Номер отдельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Признаки (да, нет)			Опрессовочный агент		Рекомендуемая глубина установки пакеров для опрессовки (сверху вниз), м
		Допустима ли поэтапная опрессовка	Рекомендуется ли вести расчет наружного давления по		Краткое название тип, шифр	Плотность бурового раствора, кг/м ³	
			пластовому давлению	столбу бурового раствора			
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1	Нет	Да	Да	Буровой раствор	1150	
2	1	Нет	Да	Да	Техническая вода	1030	

Таблица 9.3

Распределение давлений по длине колонны

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер отдельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Распределение избыточных давлений по длине отдельно 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 Ø 339,7мм	1	0	10	0	0,8	0	64,9
2	Кондуктор Ø 244,5 мм	1	0	150	0	0,59	0	8,85
3	Эксплуатационная Ø 168,3 мм	1	0	600	0	12,87	0	32,14



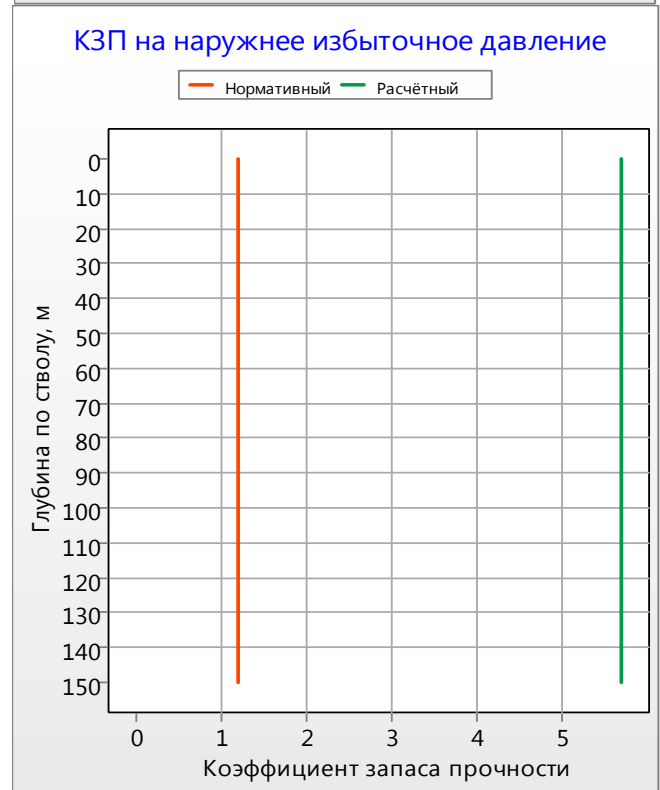
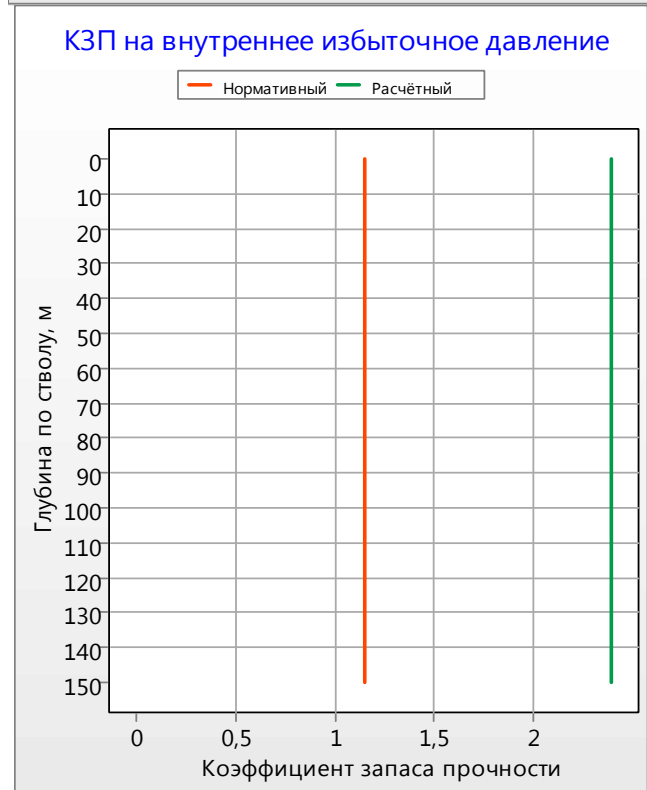
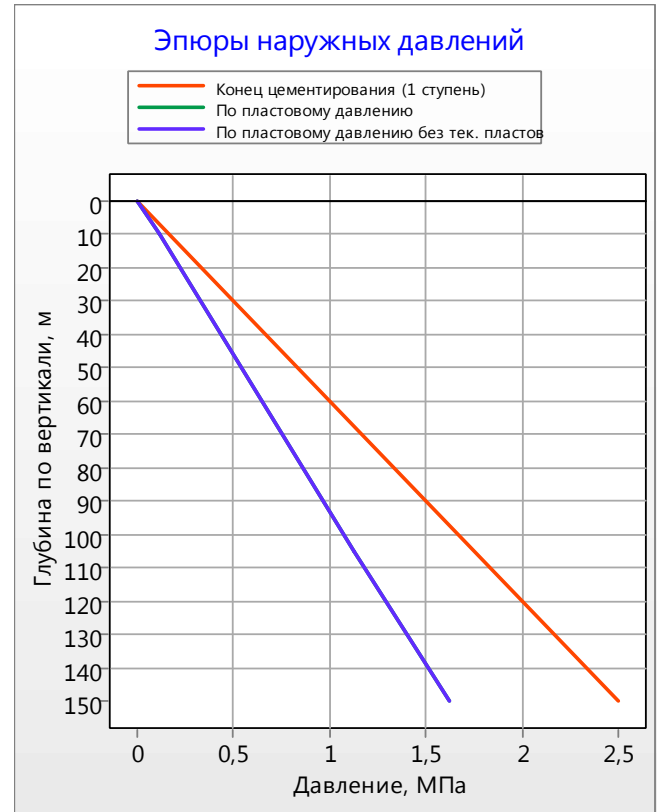
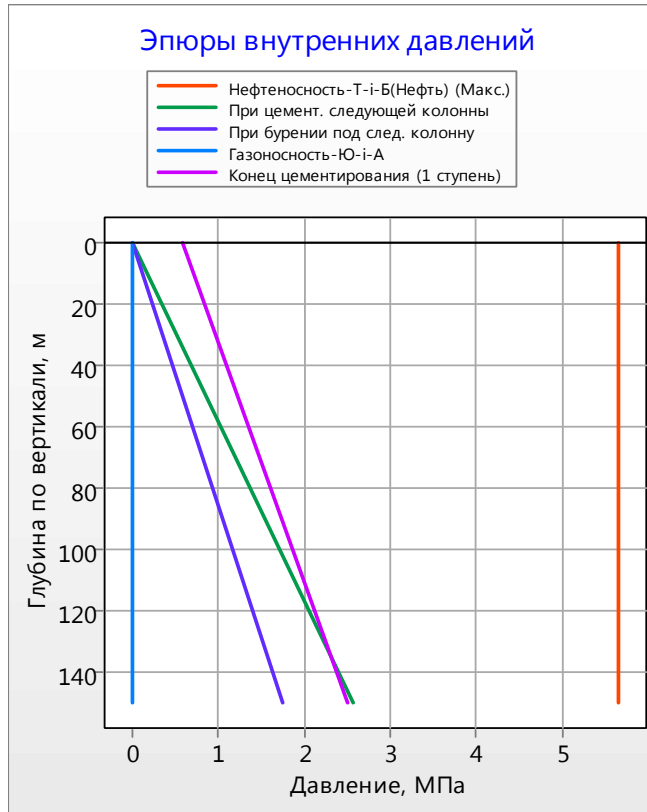
Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб

Характеристики обсадных труб						Рекомендуется к использованию (да, нет)
наружный диаметр, мм	производство (импортное, отечественное)	условный код типа соединения	марка (группа прочности) труб	толщина стенки, мм	масса, кг/м	
1	2	3	4	5	6	7
339,7	отечественные	ОТТМ	Д	9,7	81,30	Да
244,5	отечественные	ОТТМ	Д	7,9	48,20	Да
168,3	отечественные	ОТТМ	Д	7,3	30,0	Да

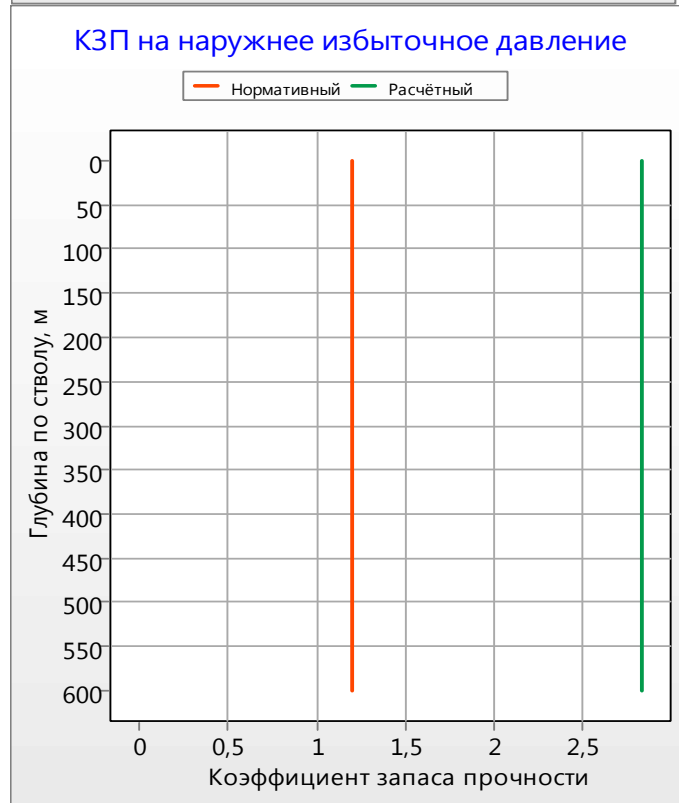
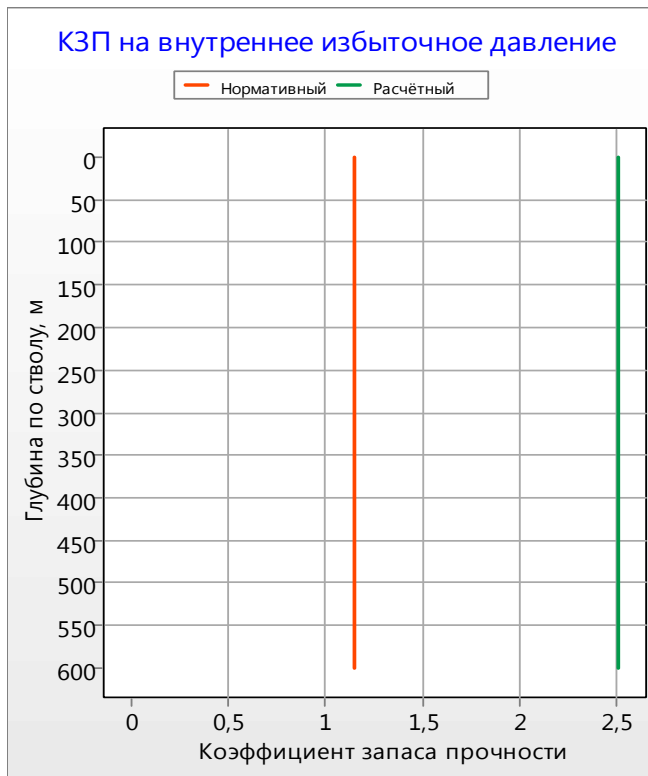
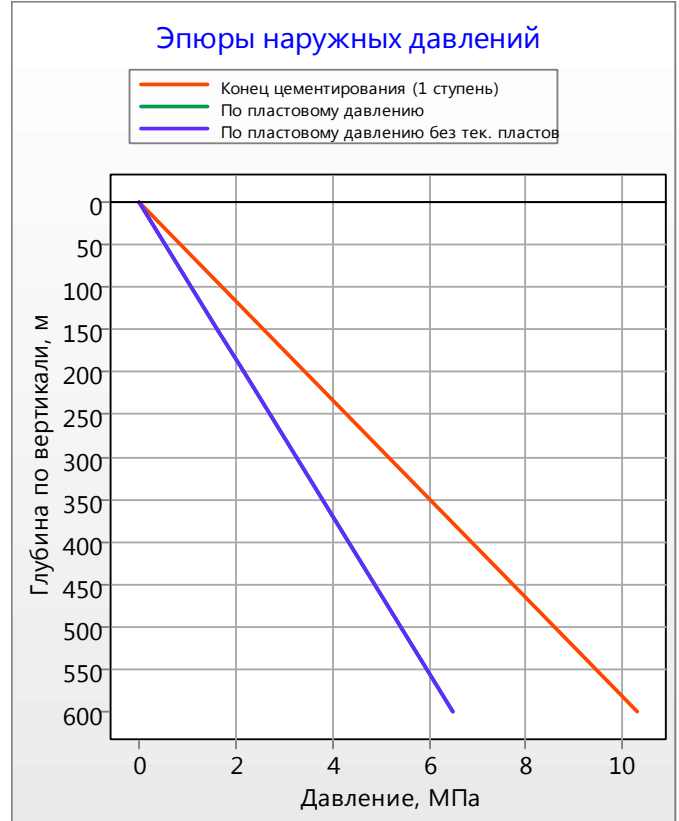
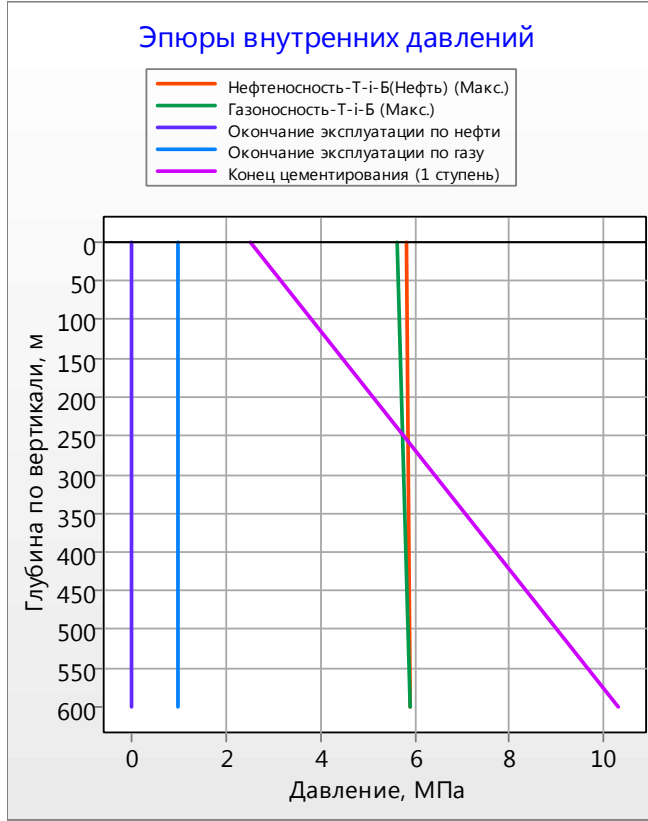
Примечание:

Допустимо применение обсадных труб из стали других групп прочности, марок и толщин стенок, при условии, что их прочность не ниже проектной

Проверка обсадных колонн на прочность КОНДУКТОР 339,7 мм



ЭКСПЛУАТАЦИОННАЯ 168,3 мм



КЗП / Нагрузки Кондуктор

Секция		КЗП (наруж.)		КЗП (внутр.)		Нагрузки, т				Макс. инт. искривл., град/10 м	КЗП (растяж.)			
Описание	От (ствол), м	До (ствол), м	Норм.	Расчёт	Норм.	Расчёт	Допуст. (растяж.)	Допуст. (клин. захват)	Расчёт		Расчёт. (натяж.)	Норм. м.	Расчёт.	Расчёт. по телу
ОТТМА 244,5x7,9 Д	0	150	1,200	5,698	1,150	2,39	178,79	112,50	7,23	-	0,000	1,750	>10	>10

Испытание обсадной колонны на герметичность (Опрессовка)

Показатели		Секции			
Описание секции		ОТТМА 244,5x7,9 Д			
Давление при испытании колонны на герметичность без пакера, МПа					
Максимальное внутреннее давление при закрытии устья после замещения бур.раствора пластовым флюидом, РвZ		5,63			
Наружное давление, $R_{H_z} = 10^{-6} \cdot \gamma_{ж} \cdot z$ при $\gamma_{ГС} = 1,1 \cdot 10^4$ Н/м ³		0,00			
Внутреннее давление, при котором напряжения в теле труб достигают предела текучести, Рт		21,47			
Внутреннее избыточное давление при испытании колонны в один прием без пакера, $R_{опи_z} = 1,1 \cdot P_{вy} + 10^{-6} \cdot \gamma_{ж} \cdot z - R_{H_z}$		9,00			
КЗП (внутреннее избыточное давление)		2,39			
Давление гидроиспытания труб на поверхности до спуска в скважину, МПа					
Минимальное необходимое, $R_{опт_{MIN}} = 1,05 \cdot R_{опи_z}$		9,45			
Максимально допустимое, $R_{опт_{MAX}} = P_t / n'$ при $n' = 1,1$		19,52			

КЗП / Нагрузки Эксплуатационная колонна

Секция		КЗП (наруж.)		КЗП (внутр.)		Нагрузки, т				Макс. инт. искривл., град/10 м	КЗП (растяж.)			
Описание	От (ствол), м	До (ствол), м	Норм.	Расчёт	Норм.	Расчёт	Допуст. (растяж.)	Допуст. (клин. захват)	Расчёт		Расчёт. (натяж.)	Норм.	Расчёт	Расчёт. по телу
ОТТМА 168,3x7,3 Д	0	600	1,200	2,834	1,150	2,51	114,35	77,63	17,99	53,65	0,000	1,250	7,944	7,889

Испытание обсадной колонны на герметичность (Опрессовка)

Показатели		Секции			
Описание секции		ОТТМА 168,3x7,3 Д			
Давление при испытании колонны на герметичность без пакера, МПа					
Максимальное внутреннее давление при закрытии устья после замещения бур.раствора пластовым флюидом, РвZ		5,82			
Наружное давление, $R_{H_z} = 10^{-6} \cdot \gamma_{ж} \cdot z$ при $\gamma_{ГС} = 1,1 \cdot 10^4$ Н/м ³		0,00			
Внутреннее давление, при котором напряжения в теле труб достигают предела текучести, Рт		28,82			
Внутреннее избыточное давление при испытании колонны в один прием без пакера, $R_{опи_z} = 1,1 \cdot P_{вy} + 10^{-6} \cdot \gamma_{ж} \cdot z - R_{H_z}$		11,50			
КЗП (внутреннее избыточное давление)		2,51			
Давление гидроиспытания труб на поверхности до спуска в скважину, МПа					
Минимальное необходимое, $R_{опт_{MIN}} = 1,05 \cdot R_{опи_z}$		12,07			
Максимально допустимое, $R_{опт_{MAX}} = P_t / n'$ при $n' = 1,1$					

Таблица 9.5

Параметры обсадных труб

Номер колонны в порядке спуска	Номер раздельно-спускаемой части колонны в порядке спуска	Номер равнопрочной секции труб в раздельно-спускаемой части колонны (снизу вверх)	Интервал установки равнопрочной секции, м		Длина секции, м	Масса секции, тн	Нарастающая масса, тн	Характеристика обсадной трубы				КЗП при избыточном давлении		
			от (верх)	до (низ)				Номинальный наружный диаметр, мм	код типа соединения	марка (группа прочности) материала труб	толщина стенки, мм	наружном	внутреннем	растяжении
1	1	1	0	10	10	0,813	0,813	339,7	ОТТМ	Д	9,7	3,712	2,84	>10
2	1	1	0	150	150	7,23	7,23	244,5	ОТТМ	Д	7,9	5,7	2,39	>10
3	1	1	0	600	600	18,0	18,0	168,3	ОТТМ	Д	7,3	2,84	2,51	7,88

Таблица 9.6

Суммарная масса обсадных труб

Характеристика трубы		Масса труб с заданной характеристикой, тн		
код типа соединения	условное обозначение трубы и/или муфты по ГОСТ 632-80	теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным допуском
1	2	3	4	5
ОТТМ	ОТТМ9,7 – Д: по ГОСТ 632-80	0,813	0,845	0,879
ОТТМ	ОТТМ 7,9 - Д: по ГОСТ 632-80	7,23	7,6	7,9
ОТТМ	ОТТМ 7,3 - Д :по ГОСТ 632-80	18,0	18,88	19,83

Таблица 9.7

Технологическая оснастка обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Элементы технологической оснастки колонны					Суммарные на колонну		
			наименование, шифр, типоразмер	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т. д. на изготовление	масса элементов, кг	интервал установки по стволу, м		кол-во элементов на интервале, шт	кол-во, шт	масса, кг
						от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление Ø339,7 мм	1	Башмак колонный БКМ-340	ОСТ 39-011-87	156	-	10	1	1	156
			Обратный клапан ЦКОДМ-340-2	ТУ 39-1443-89	77	-	-	1	1	77
2	Кондуктор Ø 244,5 мм	1	Башмак колонный БКМ-245	ОСТ 39-011-87	53	-	150	1	1	53
			Обратный клапан ЦКОДМ-245	ТУ 39-1443-89	42	-	138	1	1	42
			Центраторы ЦЦ 245/295-320-1	ТУ 39-01-08-283-77	17	-		5	5	85
			Турбулизаторы ЦТ245/295-320-1	ТУ 39-01-08-284-77	11	-		3	3	33
			Пробки продавочные ПРП-Ц-Н-В-219×245	ТУ 39-208-76	9,5	-	-	2	2	19
3	Эксплуатационная Ø168,3мм	1	Направляющий башмак БК-168,3	ОСТ 26-02-227-71	55	-	600	1	1	55
			Муфта с клапаном обратным ЦКОД-168-1	ТУ 39-01-08-281-77	25	-	588	1	1	30
			Центраторы ЦЦ-178/245-270-1	ТУ 39-01-08-283-77	13	-		-	15	195
			Турбулизаторы ЦТ-168/216-245-1	ТУ 39-01-08-284-77	9				6	54
			Цементировочные пробки тип ПРП-Ц-168	ТУ 39-208-76	4	-	-	2	2	8

Примечание:

Допускается использование технологической оснастки других фирм производителей при соответствии ее требованиям стандартов АНИ
 Количество центраторов и турбулизаторов уточняется геологической службой Заказчика по данным ГИС



Таблица 9.8

Режим спуска обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Тип, шифр инструмента для спуска (элеватор, спайдер, спайдер-элеватор)	Средства смазки и уплотнения резьбовых соединений		Интервал глубины с одинаковой допустимой скоростью спуска труб, м		Допустимая скорость спуска труб, м/с	Допустимая глубина спуска труб на клиньях, м	Периодичность долива колонны, мин	Промежуточные промывки		
				шифр или название	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т. д. на изготовление	от (верх)	до (низ)				глубина, м	продолжительность, мин	расход, л/с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	Направление Ø339,7 мм	1	Спайдер-элеватор	P-2МВП	ТУ 38-101708-78	0	10	0,5-0,8	10	Контроль за уровнем	10	20	35
2	Кондуктор Ø 244,5 мм	1	Спайдер-элеватор	P-2МВП	ТУ 38-101708-78	0	150	0,4-0,6	200	Контроль за уровнем	10	150	32
3	Эксплуатационная Ø168,3 мм	1	Спайдер-элеватор	P-2МВП	ТУ 38-101708-78	0	600	0,3-0,5	600	Контроль за уровнем	150	30	25
											600	45	

Примечание:

При необходимости промежуточные промывки осуществлять до полного выхода объема затрубного пространства, если параметры бурового раствора не соответствуют требованиям т 7.1. (и ГТН) - промывка не менее одного цикла до полного выравнивания параметров

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, тН	Плотность жидкости для опрессовки, кг/м ³		Давление на устье скважины при опрессовке, МПа			Глубина установки пакера, м	Давление на устье скважины при опрессовке пакера, кгс/см ²	Номер равнопрочной секции труб в раздельно спускаемой части	Давление опрессовки труб равнопрочной секции на поверхности, МПа
				раздельно-спускаемой части	цементного кольца	раздельно-спускаемой части	цементного кольца	части колонны ниже муфты для 2-хступенчатого цементирования				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Кондуктор Ø 244,5 мм	1	-	1150	1150	9,0	0,8	-	-	-	1	9,4
2	Эксплуатационная Ø168,3 мм	1	-	1030	-	11,50	-	-	-	-	1	12,0

9.2 ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Таблица 9.10

Общие сведения о цементировании обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Способ цементирования (прямой, ступенчатый, обратный)	Данные по отдельно спускаемой части колонны				Данные о каждой ступени цементирования				
			номер колонны 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 Ø339,7мм	Прямой	1	0	10	-	1	0	Тампонажный Продавочный	0	16
2	Кондуктор Ø 244,5 мм	Прямой	1	0	150	-	1	20	Буферный Тампонажный Продавочный	0	150
3	Эксплуатационная Ø168,3мм	Прямой	1	0	600	600	1	20	Буферный Тампонажный Продавочный	0	600

Характеристика жидкостей для цементирования

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Номер ступени (сверху вниз)	Характеристика жидкости (раствора)						
				тип или название	объем порции, м ³	плотность, г/см ³	пластическая вязкость, сП	ДНС, мг/см ²	время начала схватывания, мин	время ОЗЦ, час
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление Ø339,7мм	1	1	Тампонажный	1,45	1,70	19,0	6,3	105	16
				Продавочный	0,56	1,15	10,0	19,0		
2	Техническая Ø244,5мм	1	1	Буферный	2,0	1,03	12,0	20,0	210	48
				Тампонажный	8,91	1,75	19,0	6,3		
				Продавочный	5,35	1,15	12,0	15,0		
3	Эксплуатационная Ø168,3мм	1	1	Буферный	3,0	1,03	12,0	19,0	240	72
				Тампонажный	16,1	1,80	19,0	6,3		
				Продавочный	10,8	1,18	12,0	19,0		

Примечание: Объемы тампонажных растворов и продавочной жидкости уточняются по фактическим результатам ГИС.

Таблица 9.12

Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Номер ступени (сверху вниз)	Тип или название жидкости для цементирования	Название компонента	Плотность, г/см ³	Норма расхода компонента, кг/м ³
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Направление Ø 339,7 мм	1	1	Буферный	Вода тех	1,14	1140
				Тампонажный	ПЦТ I-G-CC-1	3,15	1294,9
					Ускоритель схватывания (CaCl ₂)	2,15	30,4
					Вода пресная	1,0	767,0
				Продавочный	Буровой раствор	1,15	1150
2	Кондуктор Ø 244,5 мм	1	1	Буферный	Вода тех	1,14	1030
				Тампонажный	ПЦТ I-G-CC-1	3,15	1295,6
					Ускоритель схватывания (CaCl ₂)	2,15	38,6
					Вода пресная	1,0	713,2
				Продавочный	Буровой раствор	1,20	1170
4	Эксплуатационная Ø 168,3 мм	1	1	Буферный	Вода тех	1,14	1140
				Тампонажный	ПЦТ I-G-CC-1	3,18	3180
					Замедлитель схватывания (НТФ)	1,5	0,8
					Вода пресная	1,0	713,2
				Продавочный	Буровой раствор	1,19	1580

Примечание:

- Количественный и качественный (рецептура) состав добавок определяется по фактическому состоянию ствола скважины перед цементированием, по результатам лабораторных исследований сервисной компании
- Допускается использование других добавок, обеспечивающих смыв неуплотненной глинистой корки со стенок скважины и поверхности обсадных труб, а также разделение бурового и тампонажного растворов
- Допускается использование противоположающих добавок при наличии поглощения
- Допускается использование химических реагентов других фирм-производителей (отечественных и зарубежных) при условии обеспечения ими требований, предъявляемых к данному цементному раствору.

Таблица 9.13

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

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны в порядке (снизу вверх)	Номер ступени цементирования части колонны (снизу вверх)	Наименование технологической операции	Тип или название жидкости	Тип (шифр) агрегата или бурового насоса	Назначение агрегата или бурового насоса	Кол-во агрегатов (бур.насосов), работающих в одном режиме	Режим работы агрегатов (буровых насосов)						Время выполнения технологической операции	
								диаметр цилиндрических втулок, мм	скорость агрегата или число 2-х ходов бур насоса	суммарная производительность агрегатов (буровых насосов)	давление, МПа		объем порций на данном режиме, м ³	в данном режиме	нарастающее от начала затворения до момента «СТОП»
											допустимое для агрегатов (буровых насосов)	на устье скважины в конце			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1	1	Цементирование направление	Тампонаж	2СМН-20	Затворение	1	125	IV	10,0	8,00	-	2,1	2,2	2,4
					ЦА-320М	Закачка	2	125	IV	14,5	6,00	-	1,45	2,4	4,8
					Бур р-р	Продавка	1	125	125	14,5	6,00	0,14	0,56	3,7	13,5
2	1	1	Цементирование кондуктора	Буфер	ЦА-320М	Закачка	2	125	III-IV	29,0	6,00	0,15	2,0	4,0	4,0
				Тампонаж	2СМН-20	Затворение	1	125	IV	20,0	8,00	-	11,23	22,9	26,9
					ЦА-320М	Закачка	2	125	III-IV	29,00	6,00	-	8,91	25,8	52,7
						Сброс пробки	-	-	-	-	-	-	-	5,0	57,7
				Бур р-р		Продавка	1	125	125	29	-	-	5,35	28,4	86,1
						«СТОП»	1	125	I	4	-	-	2,00	3,0	89,1
3	1	1	Цементирование эксплуатационной колонны	Буфер	ЦА-320М	Закачка	2	125	III-IV	29,0	6,00	-	3,0	5,0	5,0
				Тампонаж	2СМН-20	Затворение	2	125	IV	20,0	8,00	-	20,3	26,0	31,0
					ЦА-320М	Закачка	2	125	III-IV	29	-	-	16,1	23,6	54,6
						Сброс пробки	-	-	-	-	-	0,17	-	2,00	56,6
				Бур р-р		Продавка	1	125	125	29	-	-	10,8	32,4	89,0
						«СТОП»	1	125	I	4	-	-	3,0	3,0	92,0

Примечание:

- В процессе цементирования осуществляется контроль и регистрацию следующих технологических параметров: 1) Плотность цементного раствора; 2) Производительность цементировочного агрегата; 3) Давление на устье скважины; 4) Время проведения каждой технологической операции

- Допускается применение цементировочных агрегатов других фирм - производителей (Halliburton, SchlumbergerDowell), обеспечивающие требуемые режимы цементирования

Таблица 9.14

Схема обвязки и потребность в цементировочных агрегатах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны в порядке	Номер ступени цементирования	Интервал, м		Номер схемы обвязки цементировочной техники	Потребное количество ЦА										
			от (верх)	до (низ)		основных							дополнительных			
						тип	всего	в том числе для					тип	всего	в том числе резерв	
			затворения	перемешивания				закачки	продавки	амбара	резерва					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	1	1	0	10	1	ЦА-320М	2			1	1					
2	1	1	0	150	1	ЦА-320М	3		1	1	1					
3	1	1	0	600	1	ЦА-320М	4		1	2	1					

Таблица 9.15

Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны в порядке	Номер ступени цементирования	Интервал, м		Потребное количество												
			от (верх)	до (низ)	смесительных машин				цементовозов				автоцистерн				
					тип	всего	в том числе для		тип	всего	в том числе для		тип	всего	в том числе для доставки жидкости		
							тампонаж	тампонаж			тампонаж 1	тампонаж 2			буферной	загворения	продавочной
4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18			
1	1	1	0	10	2СМН-20	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	1	1	0	150	2СМН-20	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	1	1	0	600	2СМН-20	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Примечание:

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

Таблица 9.16

Потребное количество цементировочной техники для цементирования обсадных колонн

№ п/п	Название или шифр	Потребное количество			
		интервал установки колонны, м			суммарная на скважину (вызовов)
		0-10	0-150	0-600	
1	2	3	4	5	7
1	ЦА-320М	2	3	4	5 вызовов
2	2СМН-20	1	1	1	3 вызовов
3	ОСР-20	-	1	1	3 вызовов
4	1БМ-900	-	1	1	3 вызовов
5	СКЦ-2М	-	1	1	53 вызовов

Примечание:

По усмотрению Заказчика тип цементировочной техники может быть заменён на аналогичный, по качеству не уступающие данной технике



Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов

№ п/п	Название или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т. д. на изготовление	Единица измерения	Потребное количество			
				интервал установки колонны, м			суммарная на скважину
				0-10	0-150	0-600	
1	2	3	4	5	6	8	10
1	ПЦТ-G-CC-1 (ПЦТ ДО-100)	ГОСТ 1581-96	тн	2,1	11,23	20,3	33,63
2	Ускоритель схватывания (CaCl ₂)	ГОСТ 450-77	кг	1,3	-	-	1,3
3	Замедлитель схватывания (НТФ)	ТУ 6-09-5283-86	кг	-	15,8	26,0	41,8
4	Вода тех для затворения	-	м ³	1,16	6,18	11,2	18,54
5	Вода тех для буфера	-	м ³	-	2,0	3,0	5,0

Примечание:

- Рекомендуется иметь 10-30% запас материалов сверх расчетного, на случай непредвиденных обстоятельств
- Допускается использование химических реагентов аналогичного действия других фирм-производителей учитывающего потери материалов при цементирования.

9.3 ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ

Таблица 9.18

Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО)

Обсадная колонна		Номер схемы обвязки ПВО	Давление опрессовки устьевого оборудования и ПВО, МПа		Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого и ПВО оборудования	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т. д. на изготовление	Количество, шт	Допустимое рабочее давление, МПа	Масса, тн	
п/п	название		после установки	перед вскрытием напорного горизонта					единицы	суммарная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Кондуктор Ø 244,5 мм	32	7,5	-	ПУГ 13 5/8 x 3000 psi ППГ 13 5/8 x 3000 psi ОКК1 21-168x245	ГОСТ 13862 – 2003 ГОСТ 13862 -2003 ГОСТ 30196 -2001	1 1 1	21,0 21,0 21,0	5 15 2,85	20 2,85
2	Эксплуатационная Ø168,3 мм	-	34,28	-	АФК1 – 80x21	ГОСТ 13846-2003	1	21,0	3,1	3,1

Примечание:

Фактические схемы монтажа и спецификация противовыбросовых оборудований согласовывается Буровым подрядчиком с аварийно-спасательной службой согласно пункт 471, 962 "Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности" от 30.12.2014 года №355.

10. ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН

10.1 ИСПЫТАНИЕ ПЛАСТОВ В ПОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

Таблица 10.1.1

Продолжительность работы пластоиспытателя (опробователя), спускаемого на трубах

Объект испытания		Вид операции (опробование, испытание, испытания с геофизическими исследованиями)	Затраты времени на испытание						
п/п	глубина нижней границы, м		для буровой организации				для геофизической организации		
			нормативное время, ч				нормативное время, ч		
			проработка по нормам ЕНВ	промывка по табл 3 Вр.УСНВ	испытание (опробова ние) по табл 2 Вр.УСНВ	всего на объект, сут	ожидание притока по табл 21 СНВ на ПГИ	испытание (опробование) по табл 2.21 СНВ на ПГИ	всего на объект, сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Не предусматривается									

Таблица 10.1.2

Характеристика КИИ и технологические режимы работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах

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

Продолжительность работы опробователя пласта, 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			4	5	6	7	8	9
Не предусматривается								

10.2 ИСПЫТАНИЕ ГОРИЗОНТОВ НА ПРОДУКТИВНОСТЬ В ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЕ

Таблица 10.2.1

Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ)

Номер лифтовой колонны НКТ	Номер секции труб в лифтовой колонне (снизу вверх)	Интервал установки секции, м		Характеристика трубы					Длина секции, м	Масса секции, тн			КЗП		
		от (верх)	до (низ)	номинальный наружный диаметр, мм	тип	марка (группа прочности) стали	толщина стенки, мм	теоретическая масса, кг/м		теоретическая	с учетом		на растяжение	На избыточное давление	
											плюсового допуска	запаса при спуске при наличии в скважине H ₂ S		наружное	внутреннее
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1	0	580	73	высаженные	Д	5,51	9,67	580	5,61	5,83	-	1,78	>1,15	>1,32

Примечание:

Глубина установки башмака НКТ принимается на 10-20 м выше верхней границы интервала перфорации, который намечается по результатам ГИС

Таблица 10.2.2

Крутящие моменты для свинчивания соединений насосно-компрессорных труб

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности) материала	Тип соединения	Крутящий момент, Н x м		
				минимальный	оптимальный	максимальный
1	2	3	4	5	6	7
73,0	5,51	Д	высаженные	2545	2800	3080

Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов

Номер объекта испытания	Интервал установки секции, м		Характеристика жидкости								
	от (верх)	до (низ)	название или тип	плотность, г/см ³	пластичес- кая вязкость, сП	ДНС, мгс/см ²	составляющие компоненты				
							название	плот- ность, г/см ³	влаж- ность, %	сорт	Удельный расход на 1 м ³ раствора, кг/м ³
1	2	3	4	5	6	8	9	10	11	12	13
Интервалы установки цементных мостов приведены в разделе «Ликвидация скважины»											

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	5
4	Подготовительные работы перед испытанием	ССНВ табл.22, п.3	продолжительность испытания одного объекта 5 суток
	Шаблонирование эксплуатационной колонны	ССНВ табл.22, п.13	
	Перфорация обсадной колонны	ССНВ таб.25, графа 8	
	Вызов притока	ССНВ табл.22, п.5	
	Испытание объекта	ССНВИ табл 17	
	Шаблонирование эксплуатационной колонны	ССНВ табл.22, п.13	
	Перфорация обсадной колонны	ССНВ таб.25, графа 8	
	Вызов притока	ССНВ табл.22, п.5	
	Испытание объекта	ССНВИ табл 17	
	Суммарная по объекту		20

Продолжительность работы агрегатов при испытании (освоении) объектов в эксплуатационной колонне

Номер объекта	Название процесса, операции по испытанию (освоению) и интенсификации	Используемые агрегаты при выполнении работ	Кол-во вызовов	Источник норм времени	Продолжительность работы, ч
1	2	3	4	5	6
4	Опрессовка ФА на устье скважины	ЦА-320	1	Сметные нормы времени на работу и дежурство спецтехники	1,50
	Опрессовка НКТ	ЦА-320	1		1,50
	Опрессовка устья скважины после установки противовыбросовой задвижки	ЦА-320	1		1,50
	Смена тех. воды на перфорационную жидкость	ЦА-320	1		6,0
	Подготовительные работы перед испытанием (освоением)	ЦА-320	1		8,0
	Вызов притока	ЦА-320	1		12,0
	Смена перфорационной жидкость (буровой раствор) на техническую воду	ЦА-320	1		6,0
	Промывка скважины после перфорации для очистки забоя	ЦА-320	1		98,0
Итого на работу:					134,5

Примечание: Допускается применение аналогичных агрегатов

Потребное количество материалов для испытания (освоения) скважины в эксплуатационной колонне

Номер объекта	Название или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т. д. на изготовление	Единица измерения	Потребное количество
1	2	3	4	5
4	Вода (для смены бурового раствора на воду и промывку - 2 цикла)	Местный	м ³	120

11 ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА

Таблица 11.1

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

Название обсадной колонны	Номер по порядку проведения дефектоскопии бурильного инструмента	Глубина скважины при проведении операции, м	Время механического бурения между очередными проверками, 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	9
Эксплуатационная	1	600	60 45	СБТ Ø 127 УБТ Ø165,1	27,5 22,1	Трубные резьбы, зона сварного шва УБТС, переводники, калибраторы и т.д.	2,4 2,4	7,48 0,44

Примечание:

Периодичность проверки дефектоскопией элементов бурильной колонны принята по таблице 4.1 (стр. 200) РД 39-13-90

Перечень деталей бурового оборудования, подлежащих дефектоскопии

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Талевый блок						Щеки, нижняя серьга, кронштейн для подвески серьги	раз в год	
Крюк						Крюк, боковые рога, штроп, карманы корпуса	раз в год	
Крюкоблок						Щеки, крюк, боковые рога, карманы корпуса крюка	раз в год	
Вертлюг						Штроп, карманы корпуса, переводники	раз в год	
Элеваторы						Проушины, штроп, корпус элеватора	раз в год	
Спайдер						То же	раз в год	
Штропа Манифольд						По всей длине Замер толщины стенок в местах изменения направления потока жидкости	раз в год	
Буровая лебедка Краны конечных выключателей						Тормозные ленты, ручка лебедки	раз в 6 мес	
Машинные ключи Верхний привод						Рукоятка, траверса, удержка, челюсти По всей длине	раз в 6 мес раз в год	

Примечание:

Дефектоскопию бурильных труб осуществлять по телу трубы в местах работы ПКР

Опрессовка оборудования и используемая техника

Название обсадной колонны	Название или номер контролируемого объекта	Глубина скважины при проведении операции, м	Используемая при проведении операции техника		Максимальное давление, создаваемое при опрессовке, кгс/см ²	Источник норм времени	Продолжительность проведения операций, час
			тип (шифр)	количество (шт)			
1	2	3	4	5	6	7	8
Кондуктор Ø 244,5 мм	Кондуктор совместно с ПВО	150	ЦА-320М	1	90,0	ЕНВБ§ 109	1,35
	Цементное кольцо и горные породы	150	ЦА-320М	1	8,0	ЕНВБ§ 112	1,53
Эксплуатационная Ø168,3 мм	Эксплуатационная колонна с колонной головкой ОКК1 21x168x245	600	ЦА-320М	1	115,0	ЕНВБ§ 112	1,35
	фонтанной арматурой АФК1 – 80 x21	600	ЦА-320М	1	115,0	ЕНВБ§ 112	1,35

Примечание:

- Допустимо применение опрессовочных агрегатов других типов с соответствующими рабочими давлениями
- На глубине установки башмака обсадных колонн проводить замеры градиентов гидроразрыва пород методом гидравлических испытаний

Геофизические исследования для изучения технического состояния обсадных колонн и цементного камня (ГИС – тех. контроль)
Виды работ по контролю технического состояния скважин и приборные обеспечения

Задачи контроля 1	Технические средства 2
1. Определение технического состояния обсадных колонн при строительстве скважин	
1.1 Определение профиля внутренней поверхности промежуточных обсадных колонн, деформации труб их проходного сечения приборами, использующие контактные и бесконтактные методы съема информации	Электромеханические профилемеры: "СПРУТ" (8рычагов) ПТС-1, ПТС-2 Электромагнитные профилографы: ПОК-1, ЭПОК-Г, КСПТ-3, КСПТ-7 Акустические телевизоры САТ, САТ-2; Микрокаверномер-дефектомер САТ-4
1.2 Определение интервалов износа обсадных колонн (интегральной потери металла по дуге 360°) электромагнитными и РК методами	Магнито-импульсные дефектоскопы: МИД ЭМДС-ТМ, ЭМДСТ-42 и др.
1.3.Определение мест негерметичности обсадных колонн	Акустический течеискатель ТСА-1 Контактный шумомер СМАШ-42 Резистивиметры КРИС-28, КРИС-36 и др. Термометр ТР-7 с регистрацией Т/Н, ΔТ/Н, ΔТ/ΔН
1.4 Контроль состояния цементного камня за обсадной колонной и его контакта по границам двух сред: колонна, цемент-порода	МАК (3, 5), ЦМ (8-16; 12-20) АРК-1, АКШ-5, АКШ-8, ИКЦ-1, АВАК-7 и др.
1.5 Обнаружение перетоков флюида за обсадными колоннами	Акустический метод: Контактный шумомер СМАШ-42 (диапазон регистрируемых частот 0,2-20 кГц, 5-20 кГц, 200, 600, 1000, 2000 Гц); ИКЦ-1, АКШ-5, АКШ-8, АКИ-36-3-АКТАШ, ШМВ-42, АИП-36-3-АКТАШ, ШМВ-42 (средние частоты настройки фильтров: 0,8; 1,8; 4,0; 10,0; 25,0; 60,0; 120,0 кГц)
1.6 Выделение интервалов перфорации и оценка ее качества	ЛПО-ГК (локатор перфорационных отверстий), ГК, АКП-1, САТ-4, ЭМЛОТ-112, АСКП-36, АКИ-36-3-АКТАШ Комплекс: ИДК-105+ДЛМ-2СМ; АШ-42+ПТС-4 Магнитно-импульсные дефектоскопы: МИД-Газпром; ЭМДС-ТМ, ЭМ, ДСТ-42
2. Контроль технического состояния скважин при их эксплуатации	
2.1 Обнаружение порывов и трещин продольной и поперечной ориентации, обрывов эксплуатационных колонн и изменений среднего внутреннего диаметра труб	Индукционный дефектоскоп ИДК-105
2.2 Обнаружение порывов и трещин в многоколонных конструкциях (обсадных колоннах и НКТ)	Магнитно-импульсные дефектоскопы: ЭМДС-ТМ, ЭМДСТ-42 и др.
2.3 Определение интервалов износа обсадных колонн (интегральной потери металла по дуге 360°)	Магнитно – импульсные дефектоскопы: МИД, ЭМДС-ТМ, ЭМДСТ-42 и др. КСА-Т-7-73-/110-120/60ВАРТА
2.4 Определение деформации и проходного сечения труб	Электромеханические профилемеры:

приборами, использующими контактные и бесконтактные методы съема информации	ПТС-4(8 рычагов) Электромагнитные профилографы: ПОК-1, ЭПОК-1, КСПТ-3, КСПТ-7 Акустические телевизоры САТ, САТ-2 Микрокаверномер-дефектомер САТ-4
2.5 Определение интервалов интенсивной коррозии, интегральной потери металла по дуге 360° и сквозных проржавлений НКТ	Магнито – импульсные дефектоскопы: МИД, ЭМДС-ТМ, ЭМДСТ-42 Локаторы потери металла ЛПМ-90, ЛПМ-42
2.6 Определение мест негерметичности обсадных колонн	Акустический течеискатель ТСА-1 контактный шумомер СМАШ-42 резистивиметры КРИС-28, КРИС-36 и др.
2. Контроль технического состояния скважин при их эксплуатации	
3.1 Обнаружение порывов и трещин продольной и поперечной ориентации, обрывов эксплуатационных колонн и изменений среднего внутреннего диаметра труб	Индукционный дефектоскоп ИДК-105
3.2 Обнаружение порывов и трещин в многоколонных конструкциях (обсадных колоннах и НКТ)	Магнитно-импульсные дефектоскопы: ЭМДС-ТМ, ЭМДСТ-42 и др.
3.3 Определение деформации и проходного сечения труб приборами, использующие контактные и бесконтактные методы съема информации	Электромеханические профиломеры: ПТС-4 (8 рычагов) Электромагнитные профилографы: ПОК-1, ЭПОК-1, КСПТ-3, КСПТ-7

12 СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ

12.1 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Основными критериями выбора комплекта буровой установки являются:

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

Для строительства, эксплуатационной скважин принята буровая установка УПА – 60/80 грузоподъемностью не менее 80 т на дизель-электрическом приводе с достаточным уровнем механизации работ. Система приготовления, циркуляции и очистки бурового раствора исключает загрязнение земли раствором и химическими реагентами, используемыми для его обработки, позволяет максимально очистить раствор от выбуренной породы. Сбор отходов бурения предусматривается в шламособорники с последующим вывозом к месту захоронения.

Согласно п.120 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» - выбор типа буровой установки производится, исходя из максимально допустимой рабочей нагрузки на крюке от веса бурильной колонны в воздухе или веса наиболее тяжелой обсадной колонны и ее секции. Допустимая нагрузка на крюке должна превышать вес наиболее тяжелой бурильной колонны в воздухе не менее чем на 40 процентов.

Расчёт

Определяем максимальную нагрузку:

$$Q=(G+P) \cdot K$$

где G - вес наиболее тяжелой колонны; P - 40% от веса бурильной колонны.

Определяем максимальную нагрузку от веса самой тяжелой обсадной колонны с учетом расщаживания $K=1,15$

Вес тяжелой обсадной колонны $G=18\text{тн}$

$$Q_{\text{макс}}=(18+7,2) \cdot 1,15=29,0\text{тн}$$

Вес бурильной колонны с УБТ

где $L_{\text{э}}$ - глубина спуска эксплуатационной колонны, м; $q_{\text{э}}$ - вес 1м, Н/м

$$G_{\text{б.к.}} = G_{\text{б.т.}} + G_{\text{у.}} = L_{\text{б.}} \cdot q_{\text{б.}} + L_{\text{у.}} \cdot q_{\text{у.}}$$

где $L_{\text{б.}}$ и $L_{\text{у.}}$ - длина бурильных труб и УБТ, м; $q_{\text{б.}}$ и $q_{\text{у.}}$ - вес бурильной колонны и УБТ.

$$G = 28,0\text{т}$$

Из приведенного расчёта следует, что наибольшую нагрузку БУ будет испытывать максимальный вес бурильной колонны и УБТ.

Определяем максимальные нагрузки отвеса бурильной колонны с учётом расщаживания:

$$G = (28+11,2) \cdot 1,25 = 49, \text{ МН}$$

Максимальная грузоподъемность УПА – 60/80 равна 80 тонн.

Для данной скважины более рациональным будет использование буровой установки УПА - 60/80, поскольку нагрузка (в МН) от веса наиболее тяжелой бурильной колонны, меньше максимальной грузоподъемности БУ.

$$49 < 80$$



12.2 ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ К СТРОИТЕЛЬСТВУ СКВАЖИНЫ

Таблица 12.2.1

Объемы подготовительных работ к строительству скважины

п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер скважины по варианту подготовительных работ	Номер варианта подготовительных работ	Количество
1	3	4	5	6	7
1	Снятие с буровой площадки плодородного слоя почвы толщиной 15+5 см $V = 50 \text{ м} \times 80 \text{ м} \times 0,2 \text{ м} = 800 \text{ м}^3$	100 м ³		1,2	1 0,8
2	Складирование снятого слоя почвы в насыпи (по периметру буровой площадки) с утрамбовкой	-		-	0,8
3	Обваловка буровой площадки (50 м × 2 + 80 м × 2) × 1,25	100 м ³		-	0,52
4	Обваловка площадки ГСМ (20 м × 2 + 15 м × 2) × 1,25 м	-		-	0,785
5	Сооружение амбара 4 м × 6 м × 1,5 м на отводах ПВО с обратной засыпкой для установки емкостей для сбора пл. флюида в случае НГВП	амбар		-	-
6	Планировка буровой площадки механическим способом при, грунт II кат. а) при монтаже 50 м × 80 м × 0,2 м = 800 б) при демонтаже 50 м × 80 м × 0,2 м = 800	1000 м ³		-	1,6
7	Топливопровод, из труб d-25-50 мм (подача к агрегатам)	100 м		-	1,5
8	Топливопровод, из труб d-25-50 мм (подача к агрегатам)	100м		-	2
9	Изоляция противокоррозионная трубопроводов (спускные линии, подающие линии топлива, бур.раствор, пар)	100м		-	3
10	Теплоизоляция трубопроводов войлоком или аналогичными материалами	10м		-	3
11	Пожарные стояки (гидранты)	шт		-	2
12	Ящики деревянные для задвижек и гидрантов глубиной 1 м	-		-	4
13	Низковольтная осветительная линия	100м		-	1,5
14	Установка металлических опор**	шт		-	8

Перечень топографо-геодезических работ

п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Номер скважины	Количество скважин
1	2	3	4
1	Рекогносцировка участка работ	№№ 130,131,132,133, 140,141,142, 143,144,150,151, 152	12
2	Заготовка вех и кольев		
3	Перенесение в натуру и закрепление на местности местоположения скважины		
4	Определение координат устья скважины методом теодолитного хода		
5	Определение координат устья скважины методом технического нивелирования		
6	Определение азимута		
7	Ведение полевой документации		
8	Камеральная обработка материалов		
9	Перезезды на участке работ		

12.3 ОБЪЕМ СТРОИТЕЛЬНЫХ И МОНТАЖНЫХ РАБОТ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

Таблица 12.3

Варианты строительных и монтажных работ

Номер варианта	Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Номер скважины	Номер комплекта бурового и силового оборудования	Вид привода (электрический, двигатель внутреннего сгорания)	Вид строительства (первичное, повторное, передвижка до 5м, на 15-20м, на 40-50м, демонтаж первичный, повторный)
1	2	3	4	5	6
1	-	№№ 130,131,132, 133,140,141, 142,143,144, 150,151,152	УПА-60/80 или аналог	Дизель- электрический	Первичное строительство

Объем работ по комплекту бурового и силового оборудования

п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единицы измерения	Номер варианта	Количество	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)
1	3	4	5	6	7
	Буровая установка "УПА-60/80"				агрегат
	Грузоподъемность: номинальная - 80 т	к-т	1	1	
1.1	Монтажно-транспортная	к-т	1:2	1	
1.2	Шасси автомобиля КрАЗ-65101б, КрАЗ - 65053-02 или Кр АЗ-63221	"-	1:2	1	"-
1.3	Мачта телескопическая наклонная	"-	1:2	1	"-
1.4	Высота мачты от земли до оси кронблока, м - 22 ± 0,4	"-	1:2	1	"-
1.5	Привод механизмов – тяговый двигатель ЯМЗ-238М2 или ЯМЗ -238ДЕ	"-	1:2	1	"-
1.6	Мощность привода максимальная, кВт (л.с.) 132,4 (80)	"-	1:2	1	"-
1.7	Диапазон скоростей подъема крокоблока 0,191-1,44	"-	1:2	1	"-
1.8	Лебедка – однобарабанная с цепным приводом, двухленточным тормозом пневматическими муфтами включения барабан	"-	1:2	1	"-
1.9	Вспомогательная лебедки – гидравлическая или электрическая	"-	1:2	1	"-
1.10	Нагрузка на крюке вспомогательной лебедки, кН от 12,5 до 35	"-	1:2	1	"-
1.11	Скорость подъема крюка вспомогательной лебедки, м/с от 0,4 до 0,8				
2.	В комплект дополнительно включены следующие узлы	"-	1:2	1	"-
2.1	Рабочая площадка устья скважины, установка стояка манифольда, вертлюг ВБ-80, труба ведущая, рукава буровой, установка механического ротора.	"-	1:2	1	"-
2.2	Установка дополнительно оснащены	"-	1:2	1	"-
2.3	приемными мостика	"-	1:2	"-	"-
2.4	Аварийным электроприводом, предназначенным для применения при отказе двигателя шасси для опускания верхней секции мачты и складывания мачты в транспортное положение установки	"-	1:2	1	"-
2.5	Дополнительным компрессором с электроприводом для применения в аварийных ситуациях	"-	1:2	1	"-

2.6	Системой выдвижения верхней секции мачты гидролебедкой;	-"	1:2	1	-"
2.7	Барабаном для перепуска талевого каната	-"	1:2	1	-"
2.8	Электронным креномером, предназначенным для установки агрегата в горизонтальное положение	-"	1:2	1	-"
2.9	Насосным блоком с приводом от самой установки посредством карданной передачи	-"	1:2	1	-"
2.10	Габаритные размеры подъемной установки в транспортном положении, мм 14000x2900x4300	-"	1:2	1	-"
2.11	Масса подъемной установки в транспортном положении, кг, не более: 24000 – для УПА -60А	-"	1:2	1	-"
2.12	Манифольд, стояк стальной Ø101,6 мм максимальное рабочее давления 35 МПа	к-т	1:2	1	-"
2.13	Устройство для быстрого покидания балкона верхового рабочего	-"	1:2	1	-"
2.14	Подсвечник для бурильных труб	-"	1:2	1	-"
2.15	Шурф для квадрата	-"	1:2	1	-"
2.16	Воздухосборник «GB150-98» кол.-2 шт., рабочее давления – 1,0 МПа	-"	1:2	2	-"
3	Система приготовления и очистки бурового раствора:				
3.1	Вибросито «СВС-2М» привод – электродвигатель, мак.рабочее производ. - 90 л/с, размер сеток 40-180 меш.	к-т	1:2	2	-"
3.2	Пескоотделитель «ПГ 50», питающего насоса – центробежный, 6×8, привод насоса – электродвигатель, 55 кВт, мак.рабочая производительность – 200 м ³ /час	-"	1:2	2	-"
3.3	Емкости бурового раствора, общий объем емкостей, включая отстойник – 220 м ³ :	-"	1:2	1	-"
3.4	Емкость для приготовления бурового раствора – 20 м ³	-"	1:2	1	-"
3.5	Доливочная емкость – 8 м ³	-"	1:2	1	-"
4	Остальное оборудование:	-"	1:2		
4.1	Вертикальный шламовый насос «НР7.5» -"		1:2	2	-"
4.2	Устьевая воронка с переходными шлангами	-"	1:2	1	-"
4.3	Желобная линия с ванной для установки датчиков	-"	1:2	1	-"
4.4	Емкость для ввода концентрированных химических растворов – 1,5 м ³	-"	1:2	2	-"
4.5	Линия долива	-"	1:2	1	-"
5	ПВО и оборудования контролю за скважиной				
5.1	Универсальный превентор Рабочее давления – 21 МПа	-"	1:2	1	-"
5.2	Плащечный превентор Рабочее давления – 21 МПа	-"	1:2	2	-"
5.3	Крестовина ,	-"	1:2	2	-"

	Рабочее давления – 21 МПа				
5.4	Адаптер 1, Адаптер 2 – 21 МПа	-"	1:2	2	-"
5.5	Блок (пульт) управления ПВО «FKQ-8006» – 21 МПа	-"	1:2	1	-"
5.6	Блок дросселирования -21 МПа	-"	1:2	1	-"
5.7	Блок глушения – 21 МПа	-"	1:2	1	-"
5.8	Линия дросселирования – 21 МПа	-"	1:2	1	-"
6	Энергооборудование:	-"	1:2	-"	-"
7	Остальное оборудование, механизмы и инструменты	-"	1:2	-"	-"
7.1	Водяная емкость. С встроенной расходной емкостью. Общий объем – 60 м ³ . оборудована двумя центробежными насосами	-"	1:2	2	-"
7.2	Топливная емкость. Оборудована расходной емкостью объемом 3,5 м ³ . Объем 20 м ³ . Оборудована насосами, системой вентиляции и молниезащитой	-"	1:2	1	-"
7.3	Дополнительная топливная емкость. Объем 30 м ³	-"	1:2	1	-"
7.4	Емкость под масло. Разделенный на отдельные секции	-"	1:2	1	-"
7.5	Шурф для ведущей штанги	-"	1:2	1	-"
7.6	Шурф для бурильной трубы			1	-"
7.7	Комплект сварочного оборудования	к-т	1:2	1	-"
7.8	Емкость доливная V= 7-12 м ³	-"	м .бл.	1:2	-"
7.9	Обвязка емкостей трубопроводами	узел	узел	-"	-"
8	Система приготовления бурового раствора:				
8.1	Бункер (контейнер) для материалов	м .бл.	м .бл.	1:2	
8.2	Емкость V=2,5-4 м ³ на смешительной емкости			-"	-"
8.3	насос с эл/двигателем N-55 кВт, Гидроворонка	агр.	агр.	-"	-"
8.4	Шламный насос с эл/двигателем к нему N-5,5 кВт	-"	-"	-"	-"
9	Насос с электроприводом к нему N-55 кВт для подачи воды	-"	-"	-"	-"
10	Шламный насос с электродвигателем N-30 кВт для откачки жидкости из шахты с обвязкой трубопроводом с циркуляционной системой (по требованию заказчика)	-"	-"	-"	-"
11	Емкость для сбора пластового флюида V-50 м на концах линий ПВО	-"	-"	-"	-"
12	Емкость для воды малого V-40м ³ и большого V-70м ³	-"	-"	-"	-"
13	Емкость для дизтоплива расходная V-40 м ³ с центробежным насосом и электроприводом к нему	-"	-"	1	в к-т
14	Бак для дизтоплива расходная V-2 м ³	-"	-"	-"	-"
15	Бак двухсекционный для смазочного масла	-"	-"	1	-"
16	Обвязка емкостей трубопроводами (воды, топлива)	агр.	агр.	-"	-"

16.1	Комплект зимнего укрытия с основанием для буровой установки и жилого поселка	-"	1:2	1	-"
16.2	Водяная емкость для питания котельной объемом 20 м ³	-"	1:2	2	-"
16.3	Топливная емкость для питания котельной объемом 4 м ³	-"	1:2	2	-"
17	Устройство шахты 2 м × 2 м × 2 м без установки направления с облицовкой дна и стенок пластиком или бетоном	шахта	1:2	2	-"
18	Бетонный блоки или металлические столбызабетонированные в земле (через 10 м) для крепления манифольда насосов, линий глушения, дросселирования ПВО (20 м + 100 м + 100 м): 10	стойка	1:2	12	-"
19	Металлический контейнер (склад) для бентонита и химреагентов по обработке бурового раствора	Контейнер	1:2	1	-"
20	Металлическое основание под бытовку	комплект	1	-"	-"

Объем работ под конструктивные узлы вышки и привышечных сооружений к комплекту

п/п	Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единицы измерения	Номер варианта	Количество	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)
1	2	3	4	5	6	7
1	-	Обшивка балкона верхового рабочего синтетической тканью	балкон	1;2	1	
2	-	Обшивка рабочей площадки металлическими щитами или синтетической тканью	площадка	"-"	1	
3	-	Обшивка подвышечного основания синтетической тканью	осн	"-"	1	
4	-	Сарай (навес для бур. насоса с приводом 8 м×4,0 м×2,6 м (каркас металл., обшивка синтетической тканью)	сарай	"-"	1	
5	-	Сарай для котельной 2,5 м×4 м×3 м обтянут синтетической тканью	"-"	"-"	1	
6	-	Лестницы на буровой установке согласно схеме:	"-"	"-"	"-"	
6.1	-	- для прохода на рабочую площадку со стороны приемного моста	лестница	"-"	1	
6.2	-	- для прохода с рабочей площадки на поверхность земли	"-"	"-"	1	
6.3	-	- для прохода с платформы на поверхность земли	"-"	"-"	2	
6.4	-	- для прохода с циркуляционной системы на поверхность земли	"-"	"-"	2	

Объем работ по фундаментам под комплект (и вышку)

п/п	Номер расценк и по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единицы измерения	Номер варианта	Количество	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)
1	2	3	4	5	6	7
1*	-	Фундамент из железобетонных плит 3 м×1,5 м×0,2 м под	плита	1; 2		
1.1	-	выщечное основание	-"	-"	7	
1.2	-	автоплатформу	-"	-"	8	
1.3	-	емкости циркуляционной системы	-"	-"	8	
1.4	-	блок приготовления бурового раствора	-"	-"	5	
1.5	-	буровой насос и привод к нему	-"	-"	6	
1.6	-	энергоблок	-"	-"	5	
1.7	-	склад ГСМ	-"	-"	8	
2	-	Фундамент из железобетонных блоков 2 м×1 м×0,6 м под КПБ-3	-"	-"	4	
3	-	Изоляция синтетической пленкой площадок под выщечным блоком, блоком				
4	-	приготовления раствора, насосами	м ²	-"	100	

Примечание:

* Допускается сооружать фундаменты из других плит с аналогичной несущей способностью

Объем работ по дополнительному оборудованию

п/п	Номер расценк и по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единицы измерения	Номер варианта	Количество	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)
1	2	3	4	5	6	7
Монтаж дополнительного оборудования, в т.ч.						
1	-	Емкость для тех. воды	шт		2	Автотранспорт
2	-	Емкость для отработанного масла 3 м ³	шт		1	-- // --
3	-	Емкость для диз. топлива 20 м ³	шт		2	-- // --
4	-	Емкость для бурового раствора и химреагентов	шт		1	-- // --
5	-	Общий объем емкостей 100 м ³ :				
5.1	-	приемные емкости 20 м ³	шт		1	-- // --
5.2	-	емкость для бурового раствора 40 м ³	шт		1	-- // --
5.3	-	емкость для бурового раствора 40 м ³	шт		1	-- // --
6	-	Блок приготовления бурового раствора	к-т		1	-- // --
7	-	Вагон-лаборатория буровых растворов	к-т		1	-- // --
8	-	Электромонтаж блоков очистки и приготовления бурового раствора	к-т		2	-- // --
9	-	Вибросито	к-т		1	-- // --
10	-	Пескоотделитель	к-т		1	-- // --
11	-	Илоотделитель	к-т		1	-- // --
12	-	Миксер для каждой емкости	к-т		6	-- // --
13	-	Центрифуга	к-т		1	-- // --
14	-	Буровые воронки	шт		6	-- // --
15	-	Шахтный насос	к-т		1	-- // --
16	-	Водяной насос, модели	к-т		2	-- // --
17	-	Сварочное оборудование	к-т		1	-- // --
18	-	Опрессовка обвязки буровых насосов цементировочным агрегатом ЦА-320М, расстояние переезда ЦА-320М в один конец	шт		1	-- // --
19	-	Инструментальная площадка для долот	шт		1	-- // --
20	-	Транспортировка вагон-				-- // --

		домиков для строительно-монтажной и буровой бригад большегрузными автомашинами на расстояние 75 км, в том числе:				
21.1	-	жилые подрядчика	шт		6	-- // --
21.2	-	мастерская сварщика / электрика	шт		1	-- // --
21.3	-	культбудка	шт		1	-- // --
21.4	-	инструментальная мастерская	шт		1	-- // --
21.5	-	лаборатория буровых растворов	шт		1	-- // --
21.6	-	кухня и склад	шт		2	-- // --
21.7	-	ванная комната	шт		1	-- // --
21.8	-	вагон мастера	шт		1	-- // --
21.9	-	вагон супервайзера (заказчика)	шт		1	-- // --
22	-	Электромонтаж комплекса бытовых помещений для строительно-монтажной и буровой бригад	шт		-	-
23	-	Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления	к-т		1	-- // --
24	-	Средства двухсторонней связи	к-т		1	-- // --
25	-	Эксплуатация электростанции при СМР (1шт.)	смена		24	-- // --
26	-	Электро-наладочные работы	буровая			-- // --
Противовыбросовое оборудование						
27	-	Типовая схема ПВО после спуска колонн 244,5мм в комплекте: - превентор плащечный - превентор универсальный - манифольд - блок управления	к-т		1	-- // --
28	-	Крестовина	к-т		1	-- // --
29	-	Блок управления ПВО	к-т		1	-- // --
30	-	Блок дросселирования	к-т		1	-- // --
31	-	Блок глушения	к-т		1	-- // --
32	-	Линия дросселирования	к-т		1	-- // --
33	-	Линия глушения	к-т		1	-- // --
34	-	Колонная головка ОКК1 168,3 x 244,5	к-т		1	-- // --
35	-	Арматура фонтанная	к-т		1	-- // --
36	-	Шаровой кран: - между рабочей трубой и	к-т		2	-- // --

		бурильной колонной х 1 шт - запасной х 1 шт				
37	-	Обратный клапан с приспособлением для установки в открытом положении (основной и резервный)	к-т		2	-- // --
38	-	Аварийная труба под инструмент 101,6мм, с шаровым краном	к-т		2	-- // --
39	-	Компрессорный блок	к-т		2	-- // --
Аварийные инструменты						
40	-	Овершоты	к-т	1	2	-- // --
41	-	Метчики	к-т	1	2	-- // --
42	-	Наддолотный шламометаллоуловитель	к-т	1	2	-- // --
43	-	Торцевой фрез	к-т	1	2	-- // --
44	-	Шламоуловитель с обратной промывкой с магнитом	к-т	1	1	-- // --
45	-	Разъединительный переводник	к-т	1	1	-- // --
46	-	Ловильный ясс	к-т	1	1	-- // --

Объем работ по перечню оборудования, включаемого при испытании (освоении) первого и последующих объектов

п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единицы измерения	Номер варианта	Количество	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)
1	2	3	4	5	6
1	Со станка	1	01	1	-

13. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ

Таблица 13.1

Продолжительность строительства скважина

Строительно-монтажные работы для перевозки ВМ бригады, сут.	Продолжительность цикла строительства скважин, сут							
	всего	в том числе						
		строительно-монтажные работы	подготовительные работы к бурению	бурение и крепление	испытание			Ликвидационные и консервационные работы
					всего	в открытом стволе	в эксплуатационной колонне	
1	2	3	4	5	7	8	9	10
-	57	4	1	22	20	-	20	10

Таблица 13.2

Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин

Номер обсадной колонны	Название обсадной колонны	Продолжительность крепления, сут	Интервал бурения, м		Продолжительность бурения, сут		
			от (верх)	до (низ)	забойными двигателями	роторным способом	совмещенным способом
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Направление	1,0	0	10	-	1,0	-
2	Кондуктор	2,0	10	150	-	6,0	-
3	Эксплуатационная	3,0	150	600	-	9,0	-
Итого:		6,0			16,0		

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

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

Таблица 14.1

Средства безопасности

п/п	Наименование средств безопасности	Наименование объектов	Количество
1	2	3	4
1	Трубозахватное устройство	Буровая установка	1
2	Пояс предохранительный для верхового рабочего	Буровая установка	2-3
3	Спасательное устройство для верховых рабочих в аварийных ситуациях	Буровая установка	1
4	Приспособление для безопасной рубки стальных канатов	Буровая установка	1
5	Приспособление для завинчивания и свинчивания долот («доска»)	Буровая установка	по 1 для каждого размера
6	Инструмент для замера износа замковых соединений бурильных труб	Буровая установка	1
7	Устройство для безопасного выброса бурильных труб (желоб и т.п.)	Буровая установка	1
8	Механизм для крепления, перезапуска изменения нагрузки неподвижной ветви талевого каната	Буровая установка	1
9	Сигнальное или переговорное устройство между постом бурильщика и насосным отделением, между пультом бурильщика и верховым	Буровая установка	1
10	Патрубки подъемные по диаметрам УБТ	Буровая установка	2
11	Обратный клапан и шаровой кран для бурильных труб с ключом и комплектом переводников по размерам труб	Буровая установка	по 2 на каждый типоразмер
12	Трехфазная розетка для подключения промышленно-геофизической аппаратуры	Буровая установка	1
13	Шаблон для обсадных труб по их диаметрам	Буровая установка	по 1 для каждого размера
14	Шаровые краны для бурильных труб (между ведущей трубой и ее защитным переводником) с ключом и комплектом переводников по размерам труб	Буровая установка	3 (один из них запасной)
15	Гидравлический подъемник	Буровая установка	1
16	Пневмораскрепитель трубный	Буровая установка	1
17	Ограничитель подъема талевого блока	Буровая установка	1
18	Устройство против разбрызгивания бурового раствора	Буровая установка	1
19	СИЗ при приготовлении бурового раствора с химреагентами	Буровая установка	по 1 для каждого рабочего

20	Приспособление для установки ведущей трубы в шурф	Буровая установка	1
21	Комбинированный колпачок для перемещения долот	Буровая установка	1
22	Приспособление для отвинчивания трехшарошечных долот	СТД	1
23	Комплект ключей во взрывобезопасном исполнении для фланцевых соединений превенторной установки	Буровая установка	1
24	Указатель «Открыто - Закрыто» к задвижке высокого давления	Буровая установка	1
25	Приспособление для снятия поршней со штоков буровых насосов и выемки втулок	Буровая установка	1
26	Предупредительное устройство о падении посторонних предметов в скважину	Устье скважины	1
27	Комплект аварийного ловильного инструмента	Буровая установка	1
28	Отводный крючки	Буровая установка	3
29	Приспособление для одевания протекторов на бурильные трубы	Буровая установка	1
30	Защитные каски с подшлемниками	Буровая установка	по 1 для каждого рабочего
31	Автоматический сигнализатор уровня промывочной жидкости	Емкость	по 1 для каждой емкости
32	Светильник переносной во взрывозащищенном исполнении напряжением 12В	Буровая установка	2
33	Пусковая задвижка с дистанционным управлением	Буровая установка	1
34	Автоматический регулятор нагрузки на долото	Буровая установка	1
35	Ограничитель напряжения холостого хода электросварочного трансформатора	Электросварочный трансформатор	1
36	Гидравлический трубный ключ для обсадных колонн и для бурильных труб	Буровая установка	1
37	Устройство по предупреждению перегрузки бурового насоса	Насос	1
38	Комплект ключей во взрывобезопасном исполнении для фланцевых соединений превенторной установки	Буровая установка	1
39	Блокирующие устройства, исключающие вращение ротора при поднятых клиньях ПКР, а также произвольное открывание комплекту дверей кожуха лебёдки с её приводом	Буровая установка	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 тип, вид, шифр и т.д.	Стандарт на изготовление	Количество, шт
1	2	3	4
1	Гидравлический индикатор веса	Импортные	1
2	Индикаторы, показывающие давления (манометры)	--/--	1 комплект
3	Роторный и ВП моментомер	--/--	1
4	Шаблоны для контроля за износом центроторов и калибраторов	--/--	1
5	Мерные скобы для контроля диаметров бурильных труб и УБТ	--/--	1
6	Уровнемер в доливной емкости	--/--	1
7	Лаборатория буровых растворов	--/--	1
8	Прибор для определения удельного веса	--/--	1
9	Прибор для определения условной вязкости	--/--	1
9.1	Вискозиметр	--/--	1
9.2	Вискозиметр FANN	--/--	1
9.3	Секундомер	--/--	1
10	Прибор для определения содержания песка	--/--	1
11	Фильтрпресс со сжатым CO ₂	--/--	1
11.1	Высокотемпературный фильтрпресс высокого давления со сжатым воздухом	--/--	1
12	Станция геолого-технологического контроля (с глубины 60м)	--/--	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.

Средства диспетчеризации

п/п	Наименование 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 раствором; -у пульта бурильщика; -у пульта ПВО; - на виброситах; -на буровых насосах; -объекте перемешивание бурового раствора	-	Один стационарный блок
2	Система оповещения по трансляционной сети (переносные мегафоны с питанием от аккумуляторных батарей)	-	2
3	Средства двухсторонней связи с лагерем (радиоустройство с антенной и блоком питания)	-	2
4	Спутниковая связь	-	1

15. СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ И МЕРОПРИЯТИЙ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИХ ДОКУМЕНТОВ

С целью обеспечения безопасного строительства вертикальной поисково-разведочных 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 изменений 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 - проверке знаний подлежат все лица, занятые на опасных производственных объектах.

Организации, аттестованные на право подготовки, переподготовки специалистов, работников в области промышленной безопасности, для проведения обучения разрабатывают учебный план и программы обучения работников требованиям промышленной безопасности, которые утверждаются их руководителем, согласно Закона Республики Казахстан О «гражданской защите» пункта 3 статья 79. 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.

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 и не реже одного раза в год - проверку 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, 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 быть ограждены ответственным работником за проведение работ.

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 работника от несчастных случаев при исполнении им трудовых (служебных) обязанностей».

16. СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ПРИ ПРИНЯТИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ И СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН

п/п	Наименование материала	Издание (утверждение)
1	2	3
1	Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности	Утверждены Министром МИР РК от 30.12.2014г №355
2	Закон о гражданской защите	Закон РК от 11.04.2014г №188-V
3	О недрах и недропользовании	Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI ЗРК
4	Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов, ведущих горные и геологоразведочные работы	Утверждены Министром МИР РК от 30.12.2014г №352
5	Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр	Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239.
6	Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана	Приказ Министра энергетики РК от 22 мая 2018года № 200
7	О недрах и недропользовании	Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI ЗРК.
8	Правил создания, размещения и эксплуатации морских объектов, используемых при проведении разведки и (или) добычи углеводородов на море и внутренних водоемах	Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 28 апреля 2018 года № 151.
9	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к радиационно опасным объектам»	Приказ Министра национальной экономики РК от 27.03.2015г №260
10	Санитарно-эпидемиологические требования систем вентиляции и кондиционирования воздуха, очистке и дезинфекции	Утверждены приказом Министра МИР РК от 9.12.2015г №758
11	Правила обеспечения промышленной безопасности для хвостовика и шламовых хозяйств опасных производственных объектов	Утверждены Министром национальной экономики РК от 30.12.2014г №349
12	Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности	Приказ Министра национальной экономики РК от 20.03.15г №236
13	Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам по обслуживанию транспортных средств и пассажиров»	Утверждены Министром национальной экономики РК от 27.02.2015г №156
14	Об утверждении санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности»	Приказ и.о. Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27.03.2015г №261
15	Правила гигиенического обучения группы населения и гигиенического обучения население	Постановление Правительства РК от 24.06.2015г №444
16	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам общественного питания»	Приказ Министра национальной экономики РК от 19.03.2015г №234
17	Кодекс республики Казахстан о здоровье народа и системе здравоохранения	№193-IV Закон РК от 18.09.2009г (с изменениями и дополнениями по состоянию на 21.04.2016г)
18	Санитарно-эпидемиологические требования к	Приказ Министра национальной

	условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства	экономики РК от 28.02.2015г №177
19	Об утверждении стандартов государственных услуг в области промышленности безопасности	Утверждено Министром МИР РК от 22.01.2016г №48
20	Правила ликвидации и консервации объектов недропользования	Утверждены Министром МИР РК от 27.02.2015г №200
21	Об утверждении правил обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации грузоподъемных механизмов	Утверждено Министром МИР РК от 30.12.2014г №359
22	Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов, ведущих взрывных работы	Утверждены Министром МИР РК от 30.12.2014г №343
23	Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности	Приказ Министра национальной экономики РК от 20.03.2015г №236
24	Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации оборудование работающего под давлением	Приказ Министра национальной экономики РК от 30.12.2014г №358
25	Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению производства и потребления	Приказ Министра национальной экономики РК от 28.02.2015г №176
26	Экологический кодекс РК	№212-III от 09.01.2007г (с изменениями и дополнениями по состоянию на 28.04.2016г)
27	Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производства объектов	Приказ Министра национальной экономики РК от 20.03.2015г №237
	Справочная Литература	
27	Макет технического (рабочего) проекта на строительство скважин на нефть и газ РД 39-0148052-537-87	г. Москва, ВНИИБТ, 1987г
28	Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин	г. Самара, ВНИИТ нефть, 1997г
29	Инструкция по испытанию скважин на герметичность	г. Куйбышев, ВНИИТ нефть, 1977г
30	Инструкция по эксплуатации насосно-компрессорных труб РД 39-0147014-217-86	г. Куйбышев, ВНИИТ нефть, 1987г
31	Инструкция по эксплуатации колонкового снаряда «Недра» КД II –190/80 (КД ПМ–190/80)	г. Москва, ВНИИБТ, 1975г
32	Инструкция по эксплуатации бурильных труб РД 39-013-90	г. Куйбышев, ВНИИТ нефть, 1990г
33	Инструкция по подготовке обсадных труб к спуску в скважину РД 39-2-132-78	г. Куйбышев, ВНИИТ нефть, 1980г
34	Справочник инженера по бурению, т. 1 под редакцией В.И. Мищевича	г. Москва, Недра, 1976г
35	ППБС РК-10-98	-
36	Трубы нефтяного сортамента под редакцией Сарояна	г. Москва, Недра, 1976г
37	Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин под редакцией Булатова	г. Москва, Недра, 1981г
38	Трубы обсадные и муфты к ним ГОСТ 632-80	г. Москва, Госстандарт, 1982г
39	Спутник буровика. Справочник. К.В. Иогансен.	г. Москва, Недра, 1986г
40	Оборудование противовыбросовые ГОСТ 13862-90	г. Москва, Госстандарт, 1990г
41	Б.И. Мительман «Справочник по гидравлическим	г. Москва, Недра, 1963г

	расчетам в бурении»	
42	РД 39-0147009-516-86. Инструкция по составлению гидравлической программы бурения скважин.	г. Краснодар, ВНИИКР нефть, 1986г
43	Справочник инженера по бурению т. 2 под редакцией В.И. Мищевича	г. Москва, Недра, 1978г
44	Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые	г. Москва, ЦБНТ ГК СССР, 1987г
45	Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин	г. Москва, НИИ труда, 1987г
46	Справочник укрепления сметных норм (СУСН) на строительство нефтяных и газовых скважин	г. Москва, Недра, 1981г
47	Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин	г. Москва, Недра, 2000г
48	Буровые растворы	г. Астрахань, 2000г
49	Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважины на нефть и газ на суше РД 39-022-90	г. Москва, ВНИИБТ, 1990г
50	«Охрана окружающей природной среды». Макета рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ. Дополнение к РД 39-0148052-537-87. Раздел 3	г. Москва, ВНИИБТ, 1990г
51	Методические указания по определению объемов отработанных буровых растворов и шлама при строительстве скважин РД 39-3-819-82	г. Краснодар, ВНИИКР нефть, 1983г
52	Инструкция радиационной безопасности РД-39-97	г. Актау, НИПИмунайгаз, 1997г
53	Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции ГОСТ 13846-2003	-
54	«Требования по защите работающих при строительстве скважин в особых условиях» РД 39-2-1220-84	-
55	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
56	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 СТРОИТЕЛЬСВА

1. СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ

Таблица 2.1.1

Водоснабжение

Расчетная потребность в технической воде, м ³ /сут	Объем запасных емкостей для воды, м ³	Необходимо ли: (да, нет)				Характеристика источника водоснабжения				Характеристика водопровода		Реквизиты проекта строительства скважины для водоснабжения
		бурить скважину для водоснабжения	строить водопровод	подключить водопровод к источнику снабжения	подвозить воду цистернами	наименование (магистральный водопровод, водопровод, водозабор, артезианская скважина и т.д.)	месторасположение	рабочий расход, м ³ /час	расстояние до буровой, км	диаметр, мм	длина, м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Для технических нужд 542,8	80	да	нет	нет	нет	с месторождение	-	-	-	А/цистерна		Для тех нужд
Для питьевых нужд 269,3	20	нет	нет	нет	да	с поселка Байганин	Привозная (бутилированная)	-	-	А/цистерна		Для питьевых нужд

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, с составлением акта, согласованного с Заказчиком

Расчет расхода воды

Расчет норм водопотребления и водоотведения производится согласно , СНиП РК 4.01-02-2009 на 30 человек (одну смену – 15 человек).

Норма расхода воды на питьевые и хоз- бытовые для одного человека составляет – 150,0 л/сутки

Баланс водопотребление и водоотведение на месторождение Карагандаприведены в таблице 2.1.2

Таблица 2.1.2

Баланс водопотребление и водоотведение

Продолжительность работ	Продолжительность в сутки	Количество человека	Норма водопотребления	Водопотребление		Водоотведение	
				м ³ /сут	м ³ /цикл	м ³ /сут	м ³ /цикл
1	2	3	4	5	6	7	8
Питьевые и хозбытовые нужды	57	30	0,15	4,5	256,5	3,6	205,2
Всего				4,5	256,5	3,6	205,2
Непредвиденные расходы, 5%				0,22	12,8	0,18	10,24
Итого				4,72	269,3	3,78	215,44

Примечание:

Расход воды для технических нужд:

- приготовления бурового раствора (таблица 7.6) – 399,4 м³
- цементирования (таблица 9.17): - 23,4м³
- испытания (таблица 10.2.6): 120м³

Всего: 542,8м³

2. СВЕДЕНИЯ ОБ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИИ

Таблица 2.2.1

Электроснабжение

Количество потребляемой электроэнергии, кВт.ч	Заявленная мощность, кВт		Источник электроснабжения		Характеристика линий передачи электроэнергии		
	системы электроснабжения буровой	трансформаторов	Наименование (энергосистема, электростанция и т.д.)	расстояние до буровой, км	ЛЭП, кВт	подземный (подводный) кабель, кВт	длина, км
1	2	3	4	5	6	7	8
			Дизель-генератор буровой установки				

Таблица 2.2.2

Расчет потребности в ГСМ

Продолжительность работ	Потребность в ГСМ для двигателей буровой установки, тн			Потребность в ГСМ для котельной теплофикационной установки, тн	База снабжения ГСМ	
	всего	в том числе			наименование	расстояние до буровой, км
		топлива	масла			
1	2	3	4	6	7	8
Строительно-монтажные работы	7,575	7,507	0,068	-	на месторождение Караганда	-
Подготовительные работы	1,894	1,877	0,017			
Бурение и крепление	98,036	97,152	0,884			
Испытание	10,087	9,996	0,091			
Итого:	117,592	116,532	1,060			

3 СХЕМА ТРАНСПОРТИРОВКИ ГРУЗОВ И ВАХТ

Таблица 2.3.1

Маршруты транспортировки грузов и вахт

Пункты размещения промбаз предприятий и организации-исполнителей, карьеров по добыче местных материалов и местожительство персонала (в том числе на территории заказчика, подрядчика), аэропортов отправления вахтово-экспедиционного персонала		Номер маршрута	Характеристика маршрута						
			общая протяжённость, км	пункты следования по маршруту	расстояние между пунктами, км	вид транспорта (наземный, речной, морской, железнодорожный, авиа: вертолет, самолет)	наземные пункты подвоза		
							тип дороги (асфальтированная, грунтовая и т.д.)	вид транспортного средства (автомобиль, вездеход, трактор и т.д.)	требуется ли сопровождение автотранспорта тракторами или вездеходами (да, нет)
наименование организации, промбазы, карьера и т.д.	пункт	3	4	5	6	7	8	9	10
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Маршруты транспортировки грузов и вахт определяет подрядчик по контракту									

РАЗДЕЛ 3. КОНСЕРВАЦИЯ И ЛИКВИДАЦИЯ

3.1 ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА И ОБОСНОВАНИЕ КРИТЕРИЕВ ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИН

Скважина может быть законсервирована или ликвидирована по завершению строительства по инициативе ТОО «Лайнс Джамп».

Ответственность за качество и своевременность проведения работ по консервации и ликвидации скважины, сохранность скважины, проверку ее состояния несет ТОО «Лайнс Джамп».

ТОО «Лайнс Джамп» 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 ТОО «Лайнс Джамп».

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 «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 22 мая 2018 года № 200.

За основу расчетов по ликвидации скважин приняты проектные решения по скважине на контрактной территории ТОО «Лайнс Джамп» 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 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.

3.2 ЛИКВИДАЦИЯ СКВАЖИН

3.2.1 Порядок оформления материалов на ликвидацию скважин

1. Все работы по порядку оформления материалов на ликвидацию (консервацию) скважин должны проводиться в строгом соответствии с «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана».

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 дат начала и прекращения 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 МД «ЗапКазНедра». Итоговые данные по ликвидации скважины направляются в органы технического надзора Республики с годовыми отчетами управлениями округов (РД 03-64-94 форма ЛС).

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

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

8. Восстановление ранее ликвидированных скважин проводится при положительном решении предприятия, на учете которого находится скважина. Ремонтно-восстановительные работы производятся по плану, согласованному с противодонной военизированной части «ПВАСС».

3.2.2 Оборудование устья и ствола скважин при ее ликвидации

1. Все работы по оборудованию устья и ствола скважины, на месторождение Култук при ее ликвидации должны проводиться в строгом соответствии с «Правилами промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности от 30 декабря 2014 года №355».

2. Осложнения и аварии, возникшие в процессе проведения изоляционно-ликвидационных работ, ликвидируются по дополнительным планам соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».

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

3.2.3 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 с типовым проектом консервации и ликвидации

скважин, согласно «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 22 мая 2018 года № 200.

Рассматриваемые варианты ликвидации скважины:

Вариант 1 Скважина доведена до проектной глубины, спущена эксплуатационная колонна диаметром 168,3мм в интервале 0-600м, 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 оценочной скважин, разработанной и утвержденной в установленном порядке.

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

Учитывая выше сказанное, предусматривается установка следующих ликвидационных цементных мостов:

Вариант 1

мост №1 – для перекрытия интервала перфорации нефтегазоносного пласта;

мост №2 – 100-150 м – согласно инструкции.

Вариант 2

мост №1 – устанавливается в открытом стволе с целью перекрытия непродуктивных, не имеющих промышленного значения нефтегазоносных пластов с высотой – 100м;

мост №2 – 100-150 м – согласно инструкции.

В случаях, когда во время проводки скважин обнаружены водяные горизонты, то напротив водяных горизонтов устанавливаются цементные мосты.

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

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

3.2.4 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.

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

При установке цементных мостов предусматриваются следующие технологические особенности:

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

Последовательность работ по установке и испытанию мостов на прочность:

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

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

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

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

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

Вокруг устья скважины оборудуется тумба размером 1х1х1м с ограждением. На тумбе устанавливается металлическая табличка с указанием номера скважины, месторождения, предприятия пользователя недр и даты окончания бурения.

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

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

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

Акт заверяется печатью и подписью руководства ТОО «Лайнс Джамп». Проект акта о ликвидации скважины вместе с утвержденным актом на выполненные работы и актом на рекультивацию земли представляются в территориальный орган.

3.3 КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИН

3.3.1 Технологические и технические решения по консервации скважин

Консервация скважин на период обустройства предусматривается после окончания строительства со спущенной эксплуатационной колонной при наличии промышленных залежей углеводородов.

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

Предусматривается установка цементного моста в эксплуатационной колонне, на 50 м выше верхнего интервала перфорации из цемента, стойкого к агрессивной и токсичной среде. 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.

3.3.2 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 10м, промыть скважину с обработкой раствора и доведением бурового раствора до параметров, рекомендуемых проектом;

- закачать в интервал перфорации специальную жидкость, обеспечивающую сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта;
- поднять НКТ 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 0-30м (прямой и обратной циркуляцией закачав дизельное топливо в трубное и затрубное пространства);
- на фонтанной арматуре закрыть все задвижки, снять штурвалы, манометры, установить заглушки;
- демонтировать буровую установку;
- провести рекультивацию и планировку площадки;
- оградить устье скважины и на ограждении укрепить табличку с указанием номера скважины, площадь (месторождение), предприятия-пользователя недр, дата (срок) консервации, произвести планировку прискважинной площадки.

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

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 пользователя недр и согласованным с территориальным органом технического надзора.

3.3.3 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 противofонтанной 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 визуального установления прекращения выделения газа из скважины и проверки постоянства уровня жидкости в ней.

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

- надежностью рекомендуемой конструкции;
- полной изоляцией водоносных горизонтов и разобщения горизонтов с различной минерализацией воды;
- надежным перекрытием интервалов возможных поглощений и 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 грифообразования;
- сохранностью законсервированной скважины;
- обеспечением надежной герметизации трубного и затрубного пространства;
- соблюдением всех технологических операций в процессе ликвидации (консервации) скважины согласно плану работ.

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

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

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

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

Таблица 3.4.1

Расчетные данные по установке цементных мостов при ликвидации скважины (со спуском эксплуатационной колонны)

Номер моста	Интервал установки моста		Высота цементного моста, м	Требуемый объем цементного раствора, м ³	Объем Буферный жидкост н, м ³		Объем продавочной жидкости, м ³	Величина превышения высоты цементного моста в заливочных	Потребное количество сухого цемента для приготовления 1м ³ раствора, т	Потребное количество сухого цемента для установки цементного моста с учетом 5% погрерь, т	Потребное количество воды для затворения цемента, м ³	Общее количество воды для установки моста с учетом буферов, м ³	Время приготовления цементного раствора, мин	Время продавки, мин	Время подъема заливочных труб до верхней границы моста, мин	Время герметизация устья скважины, мин	Время на подготовку к срезке моста, мин	Время срезки моста обратной промывкой, мин	Суммарное время на установку моста, мин	Расчетное время загустевания цементного раствора, час	Приятное время загустевания цементного раствора для подбора	Запас времени на установку моста от времени загустевания раствора, %
	от	до			I	II																
	(верх)	(низ)			буфер	буфер																
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
4	306	401	95	3,5	0,5	0,1	18,7	16	1,355	4,53	2,49	3,09	10	26	53	12	10	9	92	1,62	2,0	>25
3	326	380	54	2,03	0,5	0,1	17,7	16	1,258	2,63	1,44	2,44	5	25	31	33	10	2	54	0,90	1,1	25
2	482	536	54	2,03	0,5	0,1	25,3	16	1,258	2,63	1,44	2,04	5	25	31	33	10	2	54	0,90	1,1	25
1	546	604	58	2,1	0,5	0,1	28,6	16	1,258	2,73	1,5	2,1	5	25	31	33	10	2	54	0,90	1,1	25

Таблица 3.4.2

Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки для установки цементных мостов (со спуском эксплуатационной колонны)

Номер объекта испытания	Интервал установки моста, м		Характеристики жидкости								
	от (верх)	до (низ)	название или тип	объем порции, м ³	плотность, кг/м ³	пластическая вязкость, мПа*с	динамические напряжения сдвиг: Па	Составляющие компоненты			
								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
4	306	401	Цем. раствор	3,5	1850	52	14	Цемент класса G	3150	-	1295
								НТФ (0,2% от веса цем.)	1800	-	3,77
								Вода	1000	-	572
			Буферная жидкость	0,5	1030	20	6	Вода	1000	-	1000
								КМЦ-700	1700	-	25
3	326	380	Цем. раствор	2,03	1850	52	14	Цемент класса G	3150	-	1295
								НТФ (0,2% от веса цем.)	1800	-	3,77
								Вода	1000	-	572
			Буферная жидкость	0,5	1030	20	6	Вода	1000	-	1000
								Цемент класса G	3150	-	1295
2	482	536	Цем. раствор	2,03	1850	52	14	НТФ (0,2% от веса цем.)	1800	-	3,77
								Вода	1000	-	572
								Вода	1000	-	1000
			Буферная жидкость	0,5	1030	20	6	Вода	1000	-	1000
								Цемент класса G	3150	-	1295
1	546	604	Цем. раствор	2,1	1850	52	14	Цемент класса G	3150	-	1295
								НТФ (0,2% от веса цем.)	1800	-	3,77
								Вода	1000	-	572
			Буферная жидкость	0,5	1030	20	6	Вода	1000	-	1000
								КМЦ-700	1700	-	25

Таблица 3.4.3

Потребное количество материалов для установки цементных мостов (со спуском эксплуатационной колонны)

Номер объекта	Название или шифр	Стандарт на изготовление	Единица измерения	Потребное количество
1	2	3	4	5
4	Цемент класса G		т	4,53
	НГФ (0,2% от веса цем.)	ТУ 6-03-2072-86	кг	0,6
	Вода		м ³	2,49
	КМЦ-700	ТУ 9291-193.00147001-99	кг	9,0
3	Цемент класса G		т	2,63
	НГФ (0,2% от веса цем.)	ТУ 6-03-2072-86	кг	0,4
	Вода		м ³	1,44
	КМЦ-700	ТУ 9291-193.00147001-99	кг	10,9
2	Цемент класса G		т	2,63
	НГФ (0,2% от веса цем.)	ТУ 6-03-2072-86	кг	0,6
	Вода		м ³	0,92
	КМЦ-700	ТУ 9291-193.00147001-99	кг	2,04
1	Цемент класса G		т	2,73
	НГФ (0,2% от веса цем.)	ТУ 6-03-2072-86	кг	0,6
	Вода		м ³	1,5
	КМЦ-700	ТУ 9291-193.00147001-99	кг	9,0

Таблица 3.4.4

Потребное количество тампонажных техники для установки цементных мостов (со спуском эксплуатационной колонны)

Номер объекта	Название или шифр	Потребное количество, шт	Продолжительность работы, час
1	2	3	4
1	ЦА – 320М	1	8
2	ЦА – 320М	1	6

Таблица 3.4.5

Параметры труб для установки ликвидационных цементных мостов и испытания их на прочность (со спуском эксплуатационной колонны)

Номер Лифтовой колонны НКТ	Номер секции труб в лифтовой колонне (снизу – вверх)	Интервал установки секции, м		Характеристике трубы					Длина секции, м	Масса секции, т		Коэффициент запаса прочности		
				нормин. нарун. диаметр, мм	тип	марка (группа прочности) стали	толщина стенки, мм	теоретический масса 1 п.м. кг/м		теоретический	плюсового допуска $k=1,036$	на растяжение	на избыточное давление	
		от (верх)	До (низ)										наружное	Внутреннее
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1-2	1	0	600	высаженные	НКТ	Д	5,51	9.67	3100	30.0	31.1	1,3	>1,15	>1,5

Примечание: Допускается применение других марок сталей и толщина стенок обсадных труб с прочностными характеристиками не ниже расчетных.

Таблица 3.4.6

Расчетные данные по установке цементных мостов при консервации скважины (со спуском эксплуатационной колонны)

Интервал установки моста		Высота цементного моста, м	Требуемый объем цементного раствора, м ³	Объем буферной жидкости, м ³		Объем продажной жидкости, м ³	Величина превышения высоты цементного моста в заливных	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 продавки, мин	Время подъема заливных труб до верхней границы моста, мин	Время герметизация устья скважины, мин	Время на подготовку к срезке моста, мин	Время срезы моста обратной промывкой, мин	Суммарное время на установку моста, мин	Расчетное время загустевания цементного раствора, час	Принятое время загустевания цементного раствора для подбора рецептур, час	Принятое время загустевания цементного раствора для подбора
от	до			I	II																
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
276	226	50	2,01	0,5	0,1	23,5	13	1,258	2,6	1,43	2,03	5	25	31	33	10	2	54	0,90	1,1	25

Таблица 3.4.7

Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки для установки цементных мостов (со спуском эксплуатационной колонны)

Интервал установки моста, м		Характеристики жидкости								
от (верх)	До (низ)	название или тип	объем порции, м ³	плотность, кг/м ³	пластическая вязкость, мПа*с	динамические напряжение сдвиг: Па	Составляющие компоненты			
							название	Плотность, кг/м ³	влажность, %	удельный расход на 1м ³ раствора, кг/м ³
276	226	Цем. раствор	2,01	1850	52	14	Цемент класса G	3150	-	1295
							НТФ (0,2% от веса цем.)	1800	-	3,77
							Вода	1000	-	572
		Буферная жидкость	0,5	1030	20	6	Вода	1000	-	1000
							КМЦ-700	1700	-	25

Таблица 3.4.8

Потребное количество материалов для установки цементных мостов (со спуском эксплуатационной колонны)

Интервал объекта	Название или шифр	Стандарт на изготовление	Единица измерения	Потребное количество
1	2	3	4	5
276-226	Цемент класса G	ГОСТ 1581-96	т	2,6
	НГФ (0,2% от веса цем.)	ТУ 6-03-2072-86	кг	0,6
	Вода	-	м ³	2,03
	КМЦ-700	ТУ 9291-193.00147001-99	кг	9,0

Таблица 3.4.9

Потребное количество тампонажной техники для установки цементных мостов (со спуском эксплуатационной колонны)

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

РАЗДЕЛ 4. ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА НЕДР

4.1 ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ ПО ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ

1. Производство работ по строительству скважины осуществляется в соответствии с Законом РК «О гражданской защите» от 11 апреля 2014г. №188-V «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности». Приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года №355.

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 Правил 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 должны проводиться в соответствии с требованиями «Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей» (ПТБЭЭП), «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей» (ПТЭЭП) 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 буровой установки осуществлять при наличии документов регистра РК на право ее эксплуатации, акта приемки буровой установки межведомственной комиссией, приказа по объединению о вводе буровой установки в эксплуатацию.

10. Бурение скважин может быть начато при законченной монтажом буровой установке и приемке ее комиссией, назначенной приказом по предприятию. В работе комиссии принимает участие представитель территориального подразделения уполномоченного органа в области промышленной безопасности.

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

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. Необходимо наличие не менее четырёх комплектов аптечек для оказания первой медицинской помощи.

15. Помещения и открытые пространства по классу взрывоопасности должны соответствовать требованиям, представленным в таблице ниже.

Таблица 4.1.1

Классификация сооружений и наружных установок объектов разработки нефтегазовых месторождений по взрывопожарной и пожарной опасности, согласно «Правилам обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой промышленности» от 30.12.2014г №355

п/п	Наименование зданий, сооружений и наружных установок	Категория сооружений	Класс взрывопожарных зон	Категория и группа взрывоопасной смеси
1	2	3	4	5
1	Устья нефтяных скважин. Замерные, сепарационные установки, в том числе узел распределения потока по сепараторам, блок сепараторов	А	В-1а-В-1г	IIА-ТЗ
2	Узел предварительного отбора газа, депульзатор, выносной каплеуловитель, факел для аварийного сжигания газа, емкость - сборник	А	В-1а-В-1г	IIА-ТЗ
3	Трубопроводы нефти и газа. Дожимные насосные станции	А	В-1а-В-1г	IIА-ТЗ
4	В т.ч. блок предварительного отбора газа, блок насосный, блок предварительного обезвоживания и очистки пластовой воды, блок замера нефти, газа и воды, блок компрессорной воздуха для питания приборов КИПиА, блок нагрева продукции скважин, блок реагентного хозяйства, блок закачки ингибиторов коррозии, емкость дренажная подземная	А	В-1а-В-1г	IIА-ТЗ
Сооружения технологического комплекса, размещаемые на ЦПС				
5	Центральный пункт сбора	А	В-1а-В-1г	IIА-ТЗ
6	Установка предварительного сброса пластовых вод	Д	II - III	Нормальная среда
7	Установка подготовки нефти (УПН)	А	В-1а-В-1г	IIА-ТЗ
8	Резервуарные парки	А	В-1а-В-1г	IIА-ТЗ
9	Узлы учета нефти	А	В-1а-В-1г	IIА-ТЗ
10	Нефтенасосные станции	А	В-1а-В-1г	IIА-ТЗ
11	Установка подготовки газа (УПГ)	А	В-1а-В-1г	IIА-ТЗ
12	Компрессорные станции	А	В-1а-В-1г	IIА-ТЗ
13	Факельная система	А	В-1а-В-1г	IIА-ТЗ

Сопоставимость классов взрывоопасных зон

п/п	Класс и характеристика взрывоопасной зоны по ПЭУ	Класс и характеристика взрывоопасной зоны настоящих правил к зарубежным стандартам
1	2	3
1	В-1 Пространство закрытых помещений при установленных в них открытых технических устройствах, аппаратах, емкостях	Зона 0 Пространство, с постоянным или в течение длительного времени присутствием взрывоопасной смеси
2	В-1а Пространство закрытых помещений при установленных в них закрытых технических устройствах, аппаратах, емкостях	Зона 1 Пространство, с возможным присутствием взрывоопасной смеси при нормальных эксплуатационных условиях
3	В-1а Открытые пространства вокруг открытых технических устройств, аппаратов, емкостей (граница зон этого других классов)	Зона 1 Пространство, с возможным присутствием взрывоопасной смеси при нормальных эксплуатационных условиях
4	В-1г Открытые пространства вокруг закрытых технических устройств, аппаратов, емкостей	Зона 2 Пространство, с маловероятным появлением взрывоопасной смеси, а в случае ее появления она существует только в течении короткого периода времени

Примечание:

Любые закрытые помещения, имеющие сообщение с взрывоопасными зонами классов 0 и 1 (двери, окна, вентиляционные отверстия), считаются взрывоопасным

Сопоставимость классов взрывоопасных зон

Наименование вещества	Плотность, кг/м ³	Плотность по воздуху	ПДК в рабочей зоне, мг/м ³	Макс ПДК в населённых местах, мг/м ³	Пределы воспламенения по объему, в %		Класс опасности
					нижний	верхний	
1	2	3	4	5	6	7	8
Аммиак	681,4	0,59	20	0,2	17	28	IV
Ацетон	790,8	2,00	200	0,35	2,20	13,0	IV
Бензин топливный	722-790,8	3,28-3,65	100	0,05-5	0,76-1,48	5,03-8,12	IV
Бензол	879,0	2,7	5	0,3	1,40	7,1	II
Бутан	2,672	2,06	300	200,0	1,80	9,1	IV
Гексан	659,35	3,00	300	60,0	1,20	7,5	IV
Дихлорэтан	1253,0	3,4	10	3,0	6,20	16,0	II
Изопентан	2,672	2,06	300	15,0	1,80	38,0	IV
Изопентан	619,67	2,50	300		1,30	28,0	IV
Керосин	792,0	4,15	300		1,40	7,5	IV
Ксилол	855	3,66	50	0,2	1,00	6,0	III
Меркаптаны			0,8	9x10-6			II
Метан	0,71	0,55	300		5,00	15,0	IV
Метиловый спирт	795,0	1,11	5		6,00	34,7	III
Нефть (фракция до 180°С)		3,50	300		1,26	6,5	III
Оксид углерода	1,25	0,967			12,5	74	
Пропан	500,5	1,56	1	03-06	2,10	9,5	IV
Пентан	626,17	2,50	300	100	1,40	7,8	IV
Пропиловый спирт	804,4	2,10	10	0,3	2,10	135	III
Сероводород	1,539	1,19	10	0,008	4,30	46,0	II
Сероводород с углеводородам и C1-C5		-	3	0,03	-	-	III
Сероуглерод	11263,0	2,6	10/3	0,03	1,33	33	II
Сернистый ангидрит	2,93	2,26					
Этан	1,35	1,05	300		2,90	15,0	IV
Этилен	1,2594	0,97	100	3,0	3,00	32,00	IV
Этиловый спирт	789,2	1,60	1000		3,60	19,0	IV

4.2 ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ, ПРОТИВОПОЖАРНАЯ ТЕХНИКА

4.2.1 Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций

Предприятие обязано соблюдать требования Законов Республики Казахстан от 11 апреля 2014 года №188-V «О гражданской защите» раздел 4 «Предупреждение чрезвычайных ситуаций» и:

- 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 невоенизированных 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 по гражданской 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 по Гражданской защите разрабатываются и проводятся заблаговременно.

Страхование лиц, привлекаемых к выполнению мероприятий по Гражданской защите и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций, обусловленных авариями, катастрофами, стихийными и иными бедствиями, и возмещение ущерба в случае их гибели или увечья 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 Республике 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 безопасности и охране труда, 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 «Инструкциями 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 постановлением правительства Республики Казахстан от 28 февраля 2015года №177 «Требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, вводе эксплуатации объектов строительства»;
- рабочие, поступающие на работу, проходят обучение общим правилам безопасности, 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 видах работ:

- Строительно-монтажные работы;
- Бурение поисковых скважин;
- Испытание скважин;
- Тампонажные работы.

С целью обеспечения безопасности и 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 20 марта 2015 года №236, строгое соблюдение требований и мероприятий следующих нормативно-технических документов, действующих в нефтегазовой отрасли промышленности Республики Казахстан.

Основные нормативно-технические документы

п/п	Основные нормативно-технические документы	Объект применения
1	2	3
1	Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отрасли промышленности. Утвержденные Утверждены приказом Министра по инвестициям и развитию РК от 30.12.2014г №355	Все виды работ на объекте. Цикл строительства скважины (монтаж, бурение, испытание)
2	Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации компрессорных станции. Утверждены приказом Министра по инвестициям и развитию РК от 30.12.2014г. №360	Воздухосборники, гидроаккумуляторы, баллоны, обвязка, манометры
3	Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации грузоподъемных механизмов. Утверждены приказом Министра по инвестициям и развитию РК от 30.12.2014г. №359	Грузоподъемные механизмы, перемещение грузов
4	Правила создания, эксплуатации и использования искусственных островов, дамб, сооружений и установок, а также иных объектов, связанных с нефтяными операциями. Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 23.02.2015г №131	Все виды работ на объекте. Цикл строительства скважины
5	«Санитарно-эпидемиологические требования к объектам нефтедобывающей промышленности». Утверждены постановлением Правительства РК, от 28.03.2015г №174	Оборудованию, санитарно-бытовым помещениям на объектах нефтедобывающей промышленности
6	Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых. Совместный приказ Министра по инвестициям и развитию РК от 17.11.2015г №1072 и Министра энергетики РК от 30.11.2015г №675	Инфраструктура объекта (площади)
7	ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы». Классификация	Оборудование, процессы, инструкции
8	«Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства» от 28.02.2015г №177	Оборудование, процессы, инструкции
9	«Санитарно-эпидемиологические требования к объектам по обслуживанию транспортных средств и пассажиров» от 27.02.2015г №156	----- « -----
10	«Санитарно-эпидемиологические требования к объектам общественного питания» от 19 марта 2015 года № 234	----- « -----
11	ГОСТ 13862-2003 «Оборудование противовыбросовое». Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции	Комитет по техническому регулированию и метрологии Министерства индустрии и торговли РК
12	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности». Приказ национальной экономики РК от 20.03.15г №236	Все виды работ на объекте

13	Правил гигиенического обучения лиц декретированной группы населения и программ гигиенического обучения лиц декретированной группы населения. Приказ Министра национальной экономики РК от 24.06.2015г №449	Оборудование, санитарно-бытовые помещения на объектах нефтедобывающей промышленности
14	Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению производства и потребления. Приказ Министра национальной экономики РК от 28.02.2015г №176	Оборудование, процессы, инструкции
15	Об утверждении санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к радиационно-опасным объектам" от 27.03.2015г №260	Оборудование, процессы, инструкции
16	«Инструкция по безопасности работ при разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, содержащих сероводород», ИБС	Для всех видов работ на объектах разработки нефтегазовых месторождений.

4.2.2 Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда

Таблица 4.2.2

п/п	Основные требования и мероприятия
1	2
1	Для обеспечения безопасных условий труда при строительстве и выполнении требований по промышленной санитарии и гигиене труда рабочий должен быть обеспечен: санитарно-бытовыми помещениями, средствами индивидуальной защиты, спецодеждой, спецобувью, средствами защиты от шума и вибрации, средствами защиты органов дыхания, а также средствами контроля воздушной среды и необходимым уровнем освещенности
2	Для обеспечения безопасности работающих на буровых установках и профилактики профессиональных заболеваний необходимо предусмотреть СИЗ: спецодежду, спецобувь, средства защиты органов дыхания, органов слуха, рук, лица, головы. Применение СИЗ предусмотрено в обязательном порядке отраслевыми правилами техники безопасности. Выдача спецодежды, спецобуви и других СИЗ регламентировано «Отраслевыми нормами выдачи спецодежды, спецобуви и других средств защиты». Согласно указанным документам весь рабочий персонал, участвующий в строительстве скважины, должен быть обеспечен СИЗ
3	Учитывая наличие паров органических веществ: углеводов, эфиров, спиртов, альдегидов в воздухе рабочей зоны в соответствии с каталогом «Промышленные противогазы и респираторы» члены буровой бригады опробования для защиты органов дыхания должны быть обеспечены СИЗ – противогазами марки А, коричневая краска, время защитного действия (коробка без фильтра) – 120 минут при максимальном содержании вредных веществ в диапазоне 24000-26000мг/м ³ (по бензолу)
4	Учитывая, что в процессе бурения, работающие подвергаются воздействию повышенного уровня шума и вибрации и в соответствии с требованиями «Гигиенических нормативов уровней шума на рабочих местах» и «Санитарно-эпидемиологических требований к условиям работы с источниками вибрации» по ограничению действующих уровней шума и вибрации буровая установка должна быть оснащена коллективными средствами снижения шума и вибрации
5	Для создания необходимого и достаточного уровня освещенности на рабочих местах с целью обеспечения безопасных условий труда необходимо руководствоваться «Отраслевыми нормами проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности, а также соблюдать требования санитарно-эпидемиологические требования к объектам нефтедобывающей промышленности» от 28.03.2015г №174, «Нормируемые показатели искусственного освещения основных помещений объектов»
6	Необходимо предусмотреть следующие виды освещения: рабочее и аварийное. Рабочее освещение должно быть предусмотрено во всех помещениях и на неосвещенных территориях для обеспечения нормальной работы, прохода людей и движения транспорта во время отсутствия или недостатка естественного освещения. Аварийное освещение для продолжения работ должно быть предусмотрено для рабочих поверхностей. Для общего освещения помещений основного производственного назначения (высечно-лебедочный блок, силовое и насосное помещение, циркуляционная система, противовыбросовое оборудование, место зарядки прострелочных и взрывных аппаратов, операторная, склад взрывных материалов) следует применять газоразрядные источники света, для подсобных и административных помещений - лампы накаливания или люминесцентные лампы. Допускается для освещения помещений основного производственного назначения, применение ламп накаливания. Для освещения производственных площадок и неотапливаемых производственных помещений, проездов следует также применять газоразрядные источники света. Выбор типа светильников производится с учетом характера светораспределения окружающей среды и высоты помещения. В помещениях, на открытых площадках, где могут по условиям технологического процесса образовываться взрыво- и пожароопасные смеси, светильники должны иметь взрывонепроницаемое, взрывозащищенное исполнение, в зависимости от категории

	взрывной пожароопасности помещения по классификации ПУЭ
7	Для улучшения условий видения и уменьшения слепимости, световые приборы на буровых вышках должны иметь жалюзные насадки или козырьки, экранирующие источники света или отражатель от бурильщика и верхового рабочего. При устройстве общего освещения для пультов управления источников света необходимо располагать таким образом, чтобы отраженные от защитного стекла измерительных приборов блики не попадали в глаза оператора. При освещении производственных помещений газоразрядными лампами, питаемыми переменным током промышленной частоты 50 Гц, коэффициент пульсации освещенности не должен превышать 20%. Светильники промышленных помещений следует чистить не реже раз в год. Для всех остальных помещений чистить светильники необходимо не реже 4 раза в год
8	В соответствии с СанПиН «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения» приказ Министра национальной эканомики 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 15.6

Средства для оказания первой доврачебной помощи

п/п	Наименование	Количество
1	2	3
1	Аптечка, состоящая из: Индивидуальный перевязочный пакет Бинты марлевые стерильные Салфетки марлевые Вата белая Настойка йода 100 гр. Жидкость Новикова (бриллиантовая зелень) 50 гр. Нашатырный спирт в ампулах по 20 куб.см (при применении смочить вату) 10 шт. Валериановые капли 50 гр. Капли желудочные, болеутоляющие 350 гр. Борная кислота 50 гр. Сода двууглекислая (питьевая сода) 50 гр. Лейкопластырь Вазелин 30 гр. Валидол 2 пачки Кардиамин 1 флакон Зубные капли или вата Анальгин 2 пачки Пирамидон 2 пачки Мензурка - стаканчик на 30 гр. 1 шт. Термометр медицинский 1 шт. Кровоостанавливающий жгут 1 шт. Шины для фиксации переломов 4 шт. Ножницы медицинские 1 шт. Таблетки от кашля (кодеин) 2 пачки Магнезия 50 гр. Уголь активированный Аппарат искусственного дыхания Носилки	5 шт 10 шт 5 пакетов 5 пакетов (по 50 гр.) 100 гр 50 гр 20 куб.см 10 шт 50 гр 350 гр 50 гр 50 гр 50 гр 1пачка 30 гр 2 пачки 1 флакон "Дента" 20 гр 2 пачки 2 пачки стаканчик на 30 гр. 1 шт 1 шт 1 шт 4 шт 1 шт 2 пачки 50 гр 50 гр 1 шт 2 шт

Примечание:

Иметь медицинский пункт с персоналом для оказания первой медицинской помощи пострадавшим на производстве

В каждом жилом вагоне иметь медицинскую аптечку, укомплектованную медикаментами согласно перечня

4.2.3 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 «Санитарно-эпидемиологическими требованиями к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства» согласно приказу Министра национальной экономики Республики, Казахстан от 28 февраля 2015 года №177.

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 шумомера после монтажа станка на месте). Допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах в производственных помещениях и на территории буровой следует принимать в соответствии с 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 шумообразования относительно рабочих мест);
- уменьшение шума на пути распространения (устройство звукоизолирующих ограждений, кожухов, экранов);
- применение для защиты органов слуха средств индивидуальной защиты (беруши, наушники, шлемы).

Выполненные расчеты уровня звукового давления при проведении буровых работ на расстоянии 100м равен 56дБ, 150м - 50,12дБ, и 200м - 45,96дБ от источника шума, а также в офисе на расстоянии 50м равен 39дБ удовлетворяют санитарным нормам, т.е. меньше допустимых уровней шума на рабочих местах (80дБ).

4.2.4 Средства коллективной защиты от шума и вибрации

п/п	Наименование (тип, вид, шифр и т.д.)	Место установки на буровой
1	2	3
1	Кожух	Вертлюжки-разрядники шинно-пневматических муфт пневмосистемы
2	Деревянные маты	Под основанием буровой
3	Виброизолирующая площадка или резиновые коврики	У пульта бурильщика и дизелистов
4	Наушники СОМЗ-1 или каска с наушниками типа СОМЗ-2К	Все работники
5	Антивибрационные рукавицы	Бурильщики, помощники бурильщиков

Принятые технологические решения обеспечивают допустимый уровень звука (шума) на рабочих местах не выше 80дБ. 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.

4.2.5 Освещение оборудования рабочих мест

Проектом устанавливаются нормы электрического освещения оборудования рабочих мест, территории, согласно Санитарно-эпидемиологическим правилам и нормам от 20 марта 2015 года №236 приказ Министра национальной экономики Правительства РК.

Нормы естественного освещения в помещениях

п/п	Наименование помещения	Коэффициент естественной освещенности, %
1	2	3
1	Жилые помещения	0,5
2	Общественные помещения	1,0
3	Помещения медицинского позиционирования (на кладовых)	1,0
4	Помещения пищевого блока	1,0
5	Ходовой мостик (рулевая рубка)	2,0
6	Главный пост управления, спуском и подъемом	2,0
7	Помещения динамического позиционирования (на буровых судах)	1,5
8	Радиорубка	1,5
9	Кабины гидрооборудования опорных колонн	1,0
10	Лаборатории глинистого раствора	1,0

4.2.6 Средства индивидуальной защиты

Для защиты персонала от воздействия ОВПФ и травмоопасных ситуаций проектом предусматривается обеспечение членов бригады по «Отраслевым нормам бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и др. средств индивидуальной защиты работникам предприятия нефтяной, газовой, нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности» утвержденными «Санитарно-эпидемиологическими требованиями к радиационно-опасным объектам» - по приказу Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27 марта 2015 года №260.

Обязательное использование СИЗ

Персонал обязан носить средства индивидуальной защиты в местах их обязательного использования, 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: строительные участки, складских помещений и баз, обязательно ношение следующих видов СИЗ:

- каска
- защитные очки
- защитная обувь

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

Утвержденный список защитного оборудования

Защитное оборудование должно быть стандартизовано для того, чтобы облегчить контроль затрат и обеспечить требуемое качество защиты. Все СИЗ должны быть разрешены для использования и отвечать установленным Казахстанским и международным стандартам.

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 токо непроводящего 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 предписываемому знаку. 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.

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

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

Защитные лицевые щитки

Защитные лицевые щитки должны использоваться для защиты лица и шеи от частиц и брызг агрессивных жидкостей и горячих растворов. Использование только лицевых защитных щитков не обеспечивает соответствующей защиты глаз. Защитный лицевой щиток должен быть использован в комбинации с другими средствами защиты глаз, такими как защитные очки или защитные очки от воздействия химических веществ.

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

Очки сварщика

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

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

Если требуется использование затемнения с показателем, превышающим номер 8, необходимо использовать шлем сварщика с фильтрующим стеклом для того, чтобы предохранить кожу лица и глаза от ожогов. Запрещается надевать лицевой щиток поверх очков сварщика. Очки

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

Шлем сварщика

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

Фильтрующее стекло должно иметь показатель затемнения, обеспечивающий защиту от ожогов при проведении дуговой сварки. Показатель затемнения стекол изменяется от номера 8 до номера 14, в зависимости от типа сварки и тока дуги. Рекомендуется использовать шлемы с откидывающимся вверх стеклом. Сварщики несут ответственность за техническое обслуживание, текущий ремонт и хранение своих шлемов.

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

Защитные очки, шлемы сварщиков и лицевые щитки следует промыть мыльной водой, тщательно прополоскать и высушить, прежде чем положить их на хранение. Для чистки стекол необходимо использовать мягкую или неабразивную ткань.

Закрытые защитные очки следует хранить в футлярах. Запрещается подвешивать очки за ремни. Стекла в шлемах сварщиков необходимо заменять, если они сломаны или, если царапины и прожоги от сварки затрудняют работу.

Замена оборудования

Защитные очки необходимо заменять, если стекла потрескались, на них образовались вмятины, царапины или, если уплотнение очков стало хрупким и ломким. Очки также необходимо заменять, если повреждены боковые части очков или, если ремешки не удерживают очки в нужном положении. Лицевые щитки необходимо заменять, когда они покрываются царапинами, когда появляются трещины, а также, когда материал становится хрупким от времени. Шлемы сварщиков необходимо заменять при появлении трещин или признаков деформации, а также когда стекло держатель и/или внутренняя оснастка повреждены и/или не работают должным образом.

Средства защиты рук

Общие положения

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

Типы защитных перчаток

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

Перчатки с кожаными накладками

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

обеспечивают минимальную защиту от углеводородов и иных жидкостей и поэтому не рекомендуются для использования при работе с данными веществами.

Непроницаемые перчатки (из неопрена, поливинилхлорида, нитрила)

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

Хлопчатобумажные перчатки

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

Латексные перчатки

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

Одноразовые перчатки

Одноразовые перчатки изготавливаются из тонкого пластика и используются в лаборатории для предотвращения попадания нефти и смазочных материалов на кожу рук. Одноразовые перчатки также используются медицинским персоналом в поликлиниках и больницах. 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:

- а) Перчатки сварщиков изготовлены из обработанной кожи, которая обеспечивает защиту от высоких температур, искр от сварки, и горячего шлака;
- б) Перчатки пожарных изготовлены из кожи и обшиты жароотталкивающим, неплавким текстильным материалом с ворсом;
- в) 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. Перчатки категории 0, типа 1 обеспечивают защиту до 1000 В.

Проверка состояния защитных перчаток

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

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

Чистка и уход

Загрязненные непроницаемые перчатки можно мыть в горячем мыльном растворе. При мытье перчаток запрещается использовать растворители, за исключением случаев, когда известно, что перчатки устойчивы к воздействию данного материала. Для снижения воздействия пота внутренняя часть перчаток может быть покрыта талькообразным порошком. Если перчатки загрязнились или пропитались маслом настолько, что загрязнение попадает на кожу рабочего, то такие перчатки следует уничтожить.

Защитная одежда

Общие положения

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

Непроницаемая защитная одежда

Непроницаемая одежда (например, водонепроницаемый или противокислотный костюм) обеспечивает защиту от брызг и должна использоваться во время проведения работ, при которых возможен контакт с кислотными или коррозирующими материалами, или жидкими углеводородами. Непроницаемую защитную одежду требуется использовать при открытии линий, вскрытии оборудования, а также во время проведения работ, при которых возможно разбрызгивание коррозирующих или углеводородных материалов. Непроницаемую защитную одежду требуется использовать в условиях повышенной влажности, при проведении ремонтных работ, когда возможно воздействие коррозирующих материалов, а также при очистке резервуаров от жидкого материала. Порванная или поврежденная защитная одежда должна быть незамедлительно заменена на новую.

Одноразовые комбинезоны и костюмы

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

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

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

Защитные фартуки

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

Опознавательные жилеты

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

Защитная обувь

Общие положения

При проведении работ на тех участках, где существует потенциальная опасность получения травмы ног от падающих и катящихся предметов сотрудники 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:

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

Требования, предъявляемые к защитной обуви

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

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

Право получения 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 штанины от загрязнения и влаги.

Аварийные души и 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 «Стандартизированный список СИЗ и защитного оборудования»).

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

Аварийные души и пункты для промывания глаз следует располагать в местах свободного доступа и иметь опознавательные знаки (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) с погрешностью в +/- 5,5 °C (10 °F).

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.

4.2.7 Средства индивидуальной защиты, спецодежда

Таблица 4.2.6

Сопоставимость классов взрывоопасных зон

п/п	Наименование (тип, вид, шифр и т.д.)	Стандарт на изготовление	Потребное количество для бригады буровой
1	2	3	4
1	Костюм из смесовых тканей и материалов с маслостойкой пропиткой на утепленной прокладке, зимний.	Европейский стандарт EN-531	Всем работающим
2	Костюм из смесовых тканей и материалов с маслостойкой пропиткой, летний	Европейский стандарт EN-531	Всем работающим
3	Сапоги кирзовые сапоги кожаные утепленные (зимой); сапоги резиновые	ГОСТ 5394-89 ТУ 38.306004-95	Всем работающим
4	Перчатки защитные с полимерным покрытием и крагами	Европейский стандарт EN-531	Всем работающим
5	Рукавицы нефтеморозостойкие	Европейский стандарт EN-531	Всем работающим
6	Каска защитная с подшлемником	ТУ 13-983-93	Всем работающим
7	Очки защитные ЗН56	ТУ 92.0480.565-002-90	Для работающих с химреагентами (4 шт)
8	Фартук прорезиненный		Для работающих с химреагентами (2 шт)
9	Наушники противозумные СОМЗ-1	ТУ 25-1924-003-88	Машинистам буровой установки
10	Пояс предохранительный для верхового рабочего	ТУ 39-1400-89	4
11	Респиратор противопылевой У-2К		Всем работающим
12	Противогаз фильтрующий ПФМГ-96 с коробками В; КД		Всем работающим
13	Дыхательные аппараты с комбинезоном	Импортное	6
14	Шкаф – аптечка		1
15	Модульная система жизнеобеспечения с набором средств автономной и неатомной защиты дыхания, комплект:	MATISEC	1
15.1	Воздушный компрессор производительностью 190 л/мин		1
15.2	Антенна скорой помощи	MATISEC	1
15.3	Реанимационный мешок с двумя баллонами кислорода (по 2л каждый), с редуктором, расходомером, маской	MATISEC	1
16	Средства защиты от поражения электрическим током	Количество и виды определяются в соответствии с ПТЭ и ПТБ электрических установок потребителей	

4.2.8 Обустройство временных объектов при проведении работ

Проектом предусматривается обустройство временных объектов: вахтового поселка и промышленной зоны.

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

Вахтовый поселок

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. Оборудуется столовая (вагон-столовая), соответствующая всем санитарным требованиям; организация питания трехразовое.

Вахтовый городок имеет:

- 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 не менее 30 м от мест проживания;
- Наличие не менее 10 медицинских аптечек (медикаментов и средств оказания первой медицинской помощи);
- Обеспечение сменными спальными принадлежностями;
- Обеспечение инвентарем для отдыха (телевизор, настольные игры, спортивный инвентарь);
- Обеспечение системами кондиционирования (вентиляции) и обогрева жилых и производственных помещений.

Если вблизи вахтового поселка отсутствует государственная сеть коммуникаций, то система энергоснабжения состоит дизельных генераторов мощностью 200 кВт.

Промышленная зона

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

- Буровая установка УПА -60/80;
- Привод механизмов – тяговый двигатель ЯМЗ-238М2 или ЯМЗ-238ДЕ2;
- Мощность привода , кВт (л.с.) – 132,4 (80);
- Емкостей для технической воды;
- Блоков для приготовления бурового раствора;
- Блоков для отстаивания буровых сточных вод;
- Площадки ремонтной мастерской;
- Насосов для перекачки топлива;
- Насосов для процесса бурения;
- Пожарные инвентари;
- Платформы и площадки промышленной зоны.

Территория промышленной зоны будет оснащена жилыми помещениями, соответствующими, ожидаемым условиям окружающей среды, емкостями для питьевой воды, помещениями и средствами связи, средствами подачи электроэнергии, ремонтными мастерскими,

автостоянкой. Размер санитарно-защитной зоны устанавливается на основании санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», приказ Министра национальной экономики РК от 20 марта 2015 года №237. Расположение вахтового поселка на расстоянии 1000 м от края буровой площадки. Организация поселка будет осуществляться в соответствии с требованиями законодательства РК.

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;
- Помещения санитарно-бытового обслуживания работающих предусматриваются в соответствии с настоящими санитарными правилами. Комнату приема пищи как минимум оборудуют бытовым холодильником и раковиной для мытья посуды;
- 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 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 марта 2015 года №234.

Питание

Работающие всех производственных объектов обеспечиваются горячим питанием согласно (Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам общественного питания» приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 19 марта 2015 года №234), расстояние до столовых не должно превышать 300 метров, а производствах с непрерывным технологическим процессом, соответственно, с не регламентированным обеденным перерывом 75 метров. 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, работники объектов нефтедобывающей промышленности обеспечиваются медико-санитарным обслуживанием.

Персонал

На объектах разведочных скважин предусмотрена круглосуточная работа. Максимальное количество персонала, обслуживающих буровые работы составляет – 35 человек.

Транспорт

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

- Самосвал ведущий;
- Гидравлический подъемник (автокран);
- Бульдозер;
- Автоцистерна для воды (КАМАЗ или Урал);
- Вахтовая (Урал 4320);
- УАЗ, джипы;
- ППУ на шасси, а/м КРАЗ;
- Полуприцеп для перевозки оборудования.

4.2.9 Санитарно-бытовые помещения

Таблица 4.2.7

п/п	Наименование (тип, вид, шифр и т.д.)	Количество, шт
1	2	3
	Для буровой бригады помещения в вахтовом городке	На 30 мест
1	Вагон-столовая	4
2	Вагон-сушилка	1
3	Вагон-прачечная	1
4	Вагон-гостиница	3
5	Вагон-медпункт	1
6	Вагон-склад	7
7	Вагон-раздевалка	2
8	Вагон-дом (жилье)	16
9	Мастерская (обогрев, освещение)	1
10	Лаборатория (обогрев, освещение)	1
11	Установка для обработки воды для питья с обратным осмосом	1

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.

4.2.10 Средства контроля воздушной среды

В процессе вскрытия продуктивного горизонта предусматривается контроль воздушной среды переносными газоанализаторами 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 углеводородных газов в воздухе рабочей зоны составляет 300 мг/м³, окиси углерода - 20 мг/м³. При превышении ПДК весь персонал обязан применять СИЗ для органов дыхания (фильтрующие противогазы).

Предусматривается также контроль газопоказаний бурового раствора методами ГИС.

Таблица 4.2.8

п/п	Наименование (тип, вид, шифр и т.д.)	Количество, шт	Место установки датчиков стационарного газоанализатора
1	2	3	4
1	Бумажные индикаторы, пропитанные ацетатом свинца	Для всех работающих	Буровая установка
2	На буровых установках предусмотрена согласно пункт 1208 «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности»	2 2	У ротора, в начале желобной системы, у вибростит, в насосном помещении, приемных емкостей и в помещении отдыха персонала

Примечание:

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

4.2.11 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 условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства» приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года №177). При отсутствии на буровой вахтового комплекса, вне буровой на безопасном расстоянии (высота вышки + 10 метров) размещается вагон бурового мастера, культбудка - помещение для обогрева и отдыха персонала, устройство кипячения воды, аптечка с набором медикаментов и материалов для оказания первой доврачебной помощи, комната для приема пищи, туалетная комната, комната для переодевания, хранения и сушки спецодежды. Сам вахтовый комплекс находится на расстоянии не менее 1000 метров от буровой установки. В его состав входит: 11 жилых вагонов для персонала общей вместимостью 30 человек, душевая, прачечная, туалет. Для 1 рабочей смены (30 человек) - 3 душевых сеток, 5 умывальника согласно табл. 4.2.7 (санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения» приказ Министра национальной экономики РК от 28 февраля 2015 года №174), продуктовый склад для хранения продуктов питания, столовая на 20 мест. Количество гардеробных отделений на 1 человека – 2 отделения.

Уборные и места утилизации жидких и твердых отходов размещаются на расстоянии не менее 30 м от помещений в емкостях.

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

Водоснабжение: Питьевая вода завозится в пластиковых бутылках объемом 18,9 литров, а техническая вода будет завозиться с водозаборной скважины автоцистернами.

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

Отопление: Санитарно-бытовые помещения должны соответствовать всем требуемым условиям, в том числе входными тамбурами, раздевалками и другими помещениями, отвечающими (санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства» приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года №177).

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 (санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» приказ Правительства РК от 20 марта 2015 года №236).

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

Минимальный расход наружного воздуха

Помещения с естественным проветриванием. Расход м ³ /час/чел	Помещения без естественного проветривания			Приточные системы
	расход м ³ /час/чел	расход об/час	% общего воздухообмена не более	
1	2	3	4	5
30* 20**	60	1		Без рециркуляции или с рециркуляцией при кратности воздухообмена 10 обменов в час и менее
	60 90 120	- - -	20 15 10	С рециркуляцией при кратности общего воздухообмена менее 10 обменов в час

Примечание:

* при объеме помещения (участка, зоны) на 1 человека менее 20 м³

** при объеме помещения (участка, зоны) на 1 человека менее 20 м³ и более

Под помещением «без естественного проветривания» следует понимать помещение без открываемых окон и проемов в наружных стенах или помещение с открываемыми окнами и проемами площадью менее 20% общей площади окон, а также зоны помещений с открываемыми 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 концентраций для воздуха рабочей зоны.

Нагревательные приборы в производственных помещениях с пылевыведениями надлежит предусматривать с гладкими поверхностями, допускающими легкую очистку.

Применение лучистого отопления с инфракрасными газовыми излучениями допускается 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 °С
- для полов с временным пребыванием людей - 3 °С
- для потолков при высоте помещения от 2,5 до 2,8 м - 28 °С
- для потолков при высоте помещения от 2,8 до 3,0 м - 30 °С
- для потолков при высоте помещения от 3,0 до 3,5 м - 33 °С
- для потолков при высоте помещения от 3,5 до 4,0 м - 36 °С
- для потолков при высоте помещения от 4,0 до 6,0 м - 38 °С

Примечание:

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

Очистка от пыли наружного и рециркулируемого воздуха, подаваемого в помещения, должно быть предусмотрено:

- 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 °С при легкой физической работе;
- 12 °С при работе средней тяжести;
- 8 °С при тяжелой работе.

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

Аварийная вентиляция 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, оборудованные для ремонта, наладки и контроля систем отопления, вентиляции, кондиционирования и установок очистки вентиляционных выбросов.

Классификация производственных процессов

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

Примечание:

- 1 При сочетании признаков различных групп производственных процессов тип гардеробных, душевые устройства и умывальники должны предусматриваться по группе с наиболее высокими требованиями, а специальные бытовые устройства – по суммарным требованиям

- 2 При процессах группы 1а допускается при соответствующем обосновании душевые не предусматривать
- 3 При любых процессах, вызывающих запыление спецодежды и обуви, должны предусматриваться помещения и устройства для их обеспыливания
- 4 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 20 метра, вблизи вышечно-силового блока и насосного блока. На объекте устанавливаются 3 щита с противопожарным инвентарем в вахтовом комплексе. Места установки должны иметь свободный доступ.

4.2.12 Первичные средства пожаротушения

Комплектность первичных средств пожаротушения на щите устанавливается правилами пожарной безопасности РК2006 и должна быть следующей:

Таблица 4.2.11

п/п	Санитарная характеристика производственных процессов (признаки загрязнения тела и спецодежды)	Количество
1	2	3
1	Щит, изготовленный согласно ГОСТ	1
2	Огнетушитель порошковый ОП-8(3)-АВСЕ	10
3	Углекислый 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 2 х 2 м	5
8	Ломы	2
9	Багры	5
10	Лопаты совковые	2
11	Пожарные шланги с соплами	10
12	Ведро	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 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.

4.3 ПРОТИВОФОНТАННАЯ И ГАЗОВАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

4.3.1 Мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению газонефтеводопроявлений

Перед вскрытием продуктивного горизонта или пластов с возможными флюидопроявлениями выполняются мероприятия по предупреждению аварий и инцидентов, согласно «правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утвержденные приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года №355.

Выделяют основные пункты:

- инструктаж персонала по практическим действиям при ликвидации ГНВП согласно ПЛА; инструктаж персонал геофизических и подрядных организаций, работающих на территории буровой установки;
- проверка состояния буровой установки, устьевого и ПВО, инструмента и приспособлений для герметизации скважины и ликвидации ГНВП;
- проверка средств контроля загазованности, системы раннего обнаружения прямых и косвенных признаков ГНВП, СИЗ, СИЗ органов дыхания, СКЗ персонала;
- проверка систем противоаварийной, противофонтанной и противопожарной защиты, эвакуации персонала;
- проведение учебных тренировок, тревог по графику, утвержденному техническим руководителем организации;
- оценка готовности объекта к вскрытию продуктивного горизонта с составлением акта, соответствия объемов и параметров бурового раствора, средств очистки, дегазации и обработки;
- проверка системы геолого-технического контроля и регистрации параметров режима бурения, показаний концентрации газов в буровом растворе и газоанализаторов;
- результаты выполненных мероприятий записываются в вахтовом журнале с предложениями по устранению выявленных нарушений.

Согласно Закону Республики Казахстан от 11 апреля 2014 года №188-V «О гражданской защите» обучение и проверка знаний (экзамены) специалистов, работников опасных производственных объектов или учебной организации при наличии у них аттестата, представляющего право на подготовку, переподготовку специалистов, работников в области промышленной безопасности.

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

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

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

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

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

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

Таблица 4.3.1

Показатель	Диапазон измерений	Допустимое отклонение (+/-)	Тип подачи исходной информации			
			Показание	запись	световой сигнал	звуковой сигнал
1	2	3	4	5	6	7
Уровень бурового раствора в приемных емкостях, м	1,6	0,02	+	+	+	+
Расход бурового раствора на выходе от расхода на входе, %	0-100		+	-	+	+
Разность между теоретическим и фактическим объемом долитого в скважину бурового раствора, м ³	0-1,0	0,1	+	-	+	+
Разность между теоретическим и фактическим объемом вытесненного из скважины бурового раствора, м ³	0-1,0	0,1	+	-	+	+
Газосодержание, %	1-60	4	+	-	+	+
Механическая скорость проходки, м/ч	0-50	0,2	+	+	-	-
Давление на стояке, МПа	0-40	0,2	+	+	-	-
Крутящий момент на роторе, кгс*м	0-3800	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;

в) увеличение объема бурового раствора в приемной емкости.

Второе сочетание признаков (проявление средней интенсивности)

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

Третье сочетание признаков (слабое проявление):

- а) снижение плотности бурового раствора;
- б) увеличение содержания газа, воды и нефти в буровом растворе.

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

При СПО и при остановках признаки проявлений не являются косвенными.

4.3.2 Технологические мероприятия по предупреждению ГНВП

Плотность бурового раствора выбирается по интервально согласно пункту 874 «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».

При вскрытии высоконапорных горизонтов необходимо проверить возможное поступление воды, нефти, газа в скважину из пласта. Для этого следует произвести контрольный подъем инструмента на 200-300метра от забоя в башмак колонны или безопасную от прихвата зону, сделать технологическую остановку на 6-8 часов и промыть скважину в течение цикла. После этого спустить инструмент до забоя, промыть скважину по циклу с регистрацией параметров бурового раствора. При отсутствии пачек разжиженного или разгазированного бурового раствора можно произвести подъем инструмента. При наличии пачек разжиженного или разгазированного бурового раствора дальнейшие работы на скважине производятся по плану, утвержденному главным инженером бурового предприятия. При спуске инструмента обязательно производить промывку в башмаке колонны или в зоне, расположенной выше проявляющего горизонта и безопасной от прихвата. Дальнейший спуск при наличии ниже башмака колонны зон, в которых наблюдается разгазирование, должен производиться с промежуточными промывками, интервалы которых устанавливаются в зависимости от интенсивности разгазирования руководством бурового предприятия и записываются начальником (мастером) буровой в вахтовом журнале. Перед подъемом инструмента после отработки долота или проведения других технологических операций промыть скважину в течение одного цикла. Если параметры бурового раствора отличаются от предусмотренных ГТН, а также при различии параметров входящего и выходящего растворов, продолжить промывку до приведения раствора в соответствие с требованиями ГТН и выравнивания его параметров.

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

4.3.3 Порядок работ по предупреждению развития ГНВП при бурении

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

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

При снижении давления в нагнетательной линии немедленно определить его причину.

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

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

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

Спуск колонны бурильных труб осуществляется при непосредственном контроле объема вытесняемого раствора. При отсутствии уровня скважину доливают, тщательно контролируя объем доливаемой жидкости. При отклонении в объеме доливаемого раствора в сторону уменьшения на 0,5 м³ спуск колонны должен быть прекращен. Установить причину отклонения согласно признакам 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 орошения вышки, аварийного устья и приустьевой зоны, а также орошения струй фонтана и создания водяных завес между жилым поселком и скважиной, другими бурящимися и добывающими скважинами;
- определить загазованность помещений жилого и технологического блоков, путей эвакуации, подготовить индивидуальные средства защиты к эвакуации персонала.

Порядок герметизации скважин при бурении:

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

- закрыть задвижку перед дросселем.

Не допускается отклонение плотности бурового раствора (освобожденного от газа), находящегося в циркуляции, более чем на $0,02 \text{ г/см}^3$ от установленной проектом величины.

Блок ПВО должен быть предварительно испытан на блоке управления 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 и опрессовки обсадных колонн на рабочее давление;
- до установки оборудования на устье скважины производится опрессовка на давление, предусмотренное паспортом, а после окончания монтажных работ на устьевой площадке производится испытание и опрессовка устьевого оборудования скважины на давление опрессовки эксплуатационной колонны.

Опрессовку следует проводить в присутствии представителя аварийно-спасательной службой, а также представителя территориального подразделения уполномоченного органа по промышленной безопасности. Результаты опрессовки оформляются актом.

Проверку элементов ПВО на функционирование следует проводить

в случае до вскрытия продуктивного горизонта:

- плащечный превентор – 1 раз в неделю;
- универсальный – 1 раз в месяц.

в условиях разбуривания продуктивного горизонта:

- плащечный превентор – 2 раза в неделю;
- универсальный – 2 раза в месяц.

4.3.4 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 произвести 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 (с глубины 600 м – 70 м³) 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.

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

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

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

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

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

При отсутствии такой возможности в скважину должна быть спущена «аварийная» труба с шаровым краном, скважина должна быть 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 (УБГ через каждую свечу) по мерной линейке, установленной в приемных емкостях замерять объем вытесненного раствора, сопоставлять его с предыдущим и регистрировать.

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

В случае остановок длительностью до 2-х часов, при вскрытых продуктивных горизонтах во время СПО наверхнуть «аварийную» трубу с шаровым краном и обеспечить непрерывное наблюдение за устьем скважины и возможность немедленного закрытия преентора. При ожидаемых остановках более 2-х часов должны быть приняты меры по спуску инструмента в башмак колонны.

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

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

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

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

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

Запрещается начинать цементирование скважины при наличии признаков газонефтепроявления. Если в процессе цементирования будут обнаружены признаки газонефтепроявлений, то цементирование необходимо продолжить при закрытых преенторах с регулированием противодействия в затрубном пространстве. ОЗЦ при этом должно проходить с противодействием в межколонном пространстве. После ОЗЦ посадить колонну на клинья и оборудование устья с установкой ПВО.

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

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

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

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

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

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

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

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

3. Прострелочно-взрывные работы (ПВР) в скважине проводятся в соответствии с «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой промышленности», от 30 декабря 2014 года №355.

При выполнении ПВР в составе сложных технологий испытания и освоения скважины, требующих непосредственного взаимодействия персонала Подрядчика и Заказчика, работы должны выполняться по планам, совместно утверждаемым их руководителями. Приступать к выполнению ПВР на скважине разрешается только после окончания работ по подготовке БУ, ствола и оборудования к ПВР, подтвержденного «Актом готовности скважины для производства ПВР», подписанным представителями Заказчика и Подрядчика. При выполнении ПВР устье скважины должно оборудоваться запорной арматурой и лубрикаторным устройством, обеспечивающим герметизацию при спуске, срабатывании и подъеме прострелочно-взрывной аппаратуры. Контрольное шаблонирование ствола скважины необходимо выполнять спуском на кабеле шаблона, диаметр, масса и длина которого должны соответствовать габаритно-массовым техническим характеристикам применяемых прострелочно-взрывной аппаратуры. В скважине с температурой и давлением в интервале перфорации на уровне предельно допустимых (+/- 10%) для применяемой аппаратуры обязательно проведение замеров этих параметров перед спуском прострелочно-взрывной аппаратуры. 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 противодействия на пласт);
- использования пенных систем;
- снижение уровня жидкости в эксплуатационной колонне посредством свабирования, использования скважинных насосов, нагнетанием инертного или природного газа производится в соответствии с инструкциями по безопасному ведению работ, разработанными предприятием.

Работы по освоению скважины осуществлять после выполнения следующих работ:

- эксплуатационная колонна прошаблонирована, опрессована совместно с колонной головкой и ПВО на расчетное давление;
- фонтанная арматура до установки на устье скважины 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 оборудованы и обвязаны в соответствии с утвержденной схемой, установлен сепаратор, емкости для сбора флюида и глушения скважины.

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

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

Чтобы снизить износ обсадных колонн необходимо предусмотреть следующие мероприятия:

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

4.3.8 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, тн;
- нагрузка на долото, тн;
- 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*м;
- давление в буровом манифольде, МПа;
- число входов в буровом насосе, ход/мин;
- расход на выходе, л/с;
- уровень бурового раствора в рабочей и запасных емкостях, м;
- температура бурового раствора на входе и выходе, °С;
- плотность бурового раствора на входе и выходе, кг/м³;
- газосодержание на выходе, %.

Средства технологического контроля должны позволять также производить анализ поровых давлений.

4.3.9 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 поддувом теплого воздуха от блока электростанций.

4.3.10 Мероприятия по предупреждению коррозии крепи скважины

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

В качестве базового цемента для крепления скважин выбран сульфатостойкий портландцемент по стандарту АНИ или аналог (ПЦТ I-СС-100 по ГОСТ 1581-96), который в совокупности с регулируемыми добавками (понижитель водоотдачи, понижитель трения, ингибитор глины, пеногаситель) обеспечивает получение эффективного тампонажного раствора с пониженной водоотдачей из которого формируется за колонной непроницаемый для пластовых

флюидов цементный камень. Наличие такой цементной оболочки позволяет обеспечивать защиту металла обсадных труб от агрессивного воздействия пластовых минерализованных вод при условии хорошей адгезии цементного камня с колонной и стенками скважины, предусмотренный в техническом проекте комплекс мероприятий при бурении и цементировании скважин, обеспечивает хорошее сцепление цементного камня со стенками скважины и обсадных колонн, чем достигается надежная защита обсадных колонн и предупреждение разрушения крепи скважины в интервале цементирования. Качество (пригодность) цемента для установки цементного моста определяется по соответствию физико-механических свойств тампонажного раствора, приготовленного из испытываемого цемента, требованиям ГОСТ 1581-96.

Физико-механические свойства тампонажных растворов.

К цементированию предъявляются определенные требования по долговечности, герметичности, прочности, а также по высоте и глубине расположения. Эти требования обусловлены конкретными геолого-техническими условиями.

Таблица 4.3.2

Свойства цемента типа ПЦТ I-G

п/п	Наименование показателя	Значение	
		не менее	не более
1	2	3	4
1	Прочность на сжатие через 8 часов твердения, МПа при температуре: -38°С -60°С	2,1-10,3	-
2	Водоотделение цементного теста, мл	-	3,5
3	Начальная консистенция цементного теста через 15-30 мин после помещения в консистометр, ед. Вс	-	30,0
4	Время загустевания до консистенции 100 ед. Вс, мин	90,0	120,0

Подбор рецептур цементного раствора и буферных жидкостей для цементирования должен осуществляться с применением проектных добавок к цементному раствору и с учетом горно-геологических и технологических особенностей скважины. Основным параметром при этом принято время начала загустевания цементного раствора. Обязательными параметрами являются: водоотделение, прочность цементного камня на сжатие, на изгиб, время начала и окончания схватывания цементного раствора. Рецептуры цементного раствора являются базовыми и могут быть изменены в зависимости от фактических геолого-технических и технологических условий в скважине и проверены в лаборатории. Основным параметром при этом принято время начала загустевания цементного раствора. Время ожидания затвердения цемента (ОЗЦ) для всех мостов принято не менее 24 часов. Подбор рецептуры цементных растворов необходимо производить в лаборатории для конкретной партии цемента, при фактических давлениях и температуре.

4.3.11 Оценка коррозионного риска обсадных труб, НКТ и оборудование скважины

Основные факторы, которые обуславливают опасность коррозии обсадных труб, лифтовой колонны НКТ и скважинного оборудования это высокая концентрация H_2S в извлекаемом пластовом газе, высокое парциальное давление сероводорода и углекислого газа при полном замещении бурового раствора пластовым флюидом в случае длительных газоводопровлений, выбросов и их ликвидации, а также высокая минерализация пластовой воды в подстилающих водяных пластах, которая может поступать с газом в этих случаях. Вода, в поступающем в скважину газе, может появиться вследствие подтягивания воды из подстилающих водяных

пластов, причем вода, в сочетании с H_2S и CO_2 , представляет наибольшую опасность с точки зрения коррозии.

При контакте обсадных труб, лифтовой колонны НКТ и оборудования скважины с поступающим в скважину пластовым газом в процессе строительства скважины и последующей добычей газа, содержащего агрессивные компоненты, возникает опасность сульфидно-коррозионного растрескивания сталей под напряжением (СКРН), индуцированное водородом растрескивания (ВИР), общей и местной (локальной) углекислотной коррозии труб и скважинного оборудования.

Потенциальная коррозионная активность CO_2 по отношению к углеродистой стали может иметь очень высокие значения при условии смачивания водой.

Коррозия труб в межтрубном пространстве обусловлена составом жидкостей для глушения скважин. Проявление указанных выше видов коррозии на обсадные трубы (внутренняя поверхность) и НКТ (внешняя поверхность), оборудование скважин в большой степени зависит от уровня pH жидкостей.

При негерметичности (некачественном цементировании) затрубного пространства скорость коррозии труб в межтрубном пространстве может быть очень высокой из-за насыщения жидкости кислыми газами.

Коррозионный мониторинг эксплуатационных колонн является обязательным при эксплуатации скважин. Методы коррозионного мониторинга позволяют диагностировать коррозионные нарушения колонн и контролировать уровень коррозии металлической крепи скважины. Своевременное принятие мер по защите крепи скважины обеспечит надежную эксплуатацию.

С учетом геологического разреза скважины, свойств пластового флюида и параметров эксплуатации приняты обсадные трубы следующих марок стали:

Наименование колонны	Размер, мм	Толщина стенки, мм	Марка стали
1	2	3	4
Направление	339,7	9,7	Д
Кондуктор	244,5	7,9	Д
Эксплуатационная колонна	168,3	7,3	Д
НКТ	73,0	5,51	Д

Мероприятия по предупреждению возникновения нефтяных и газовых фонтанов

Общий анализ причин возникновения фонтанов свидетельствует, что подавляющее их большинство результат нарушения технологии проводки скважин, отступления от требований геолого-технического наряда, недостаточной квалификации исполнителей работ, незнания правил предупреждения фонтанирования либо установления признаков начала проявления пласта ит.д.

В процессе вскрытия и разбуривания пластов основными причинами возникновения фонтанов считаются следующие:

- несвоевременная подкачка бурового раствора в скважину во время подъема колонны бурильных труб;
- поглощение бурового раствора с падением уровня в скважине в результате вскрытия трещиноватых пластов или гидроразрыва пород;
- вскрытие пластов установки с аномально высокими давлениями, не учтенными геолого-техническими нарядом;
- нарушение правил установки нефтяных и водяных ванн для освобождения прихваченного бурильного инструмента или обсадной колонны;
- слом обратного клапана при спуске обсадной колонны в результате ее недолива буровым раствором;
- насыщение газом бурового раствора по всему объему, циркулирующему в скважине.

Основная причина, обуславливающая возможность фонтанного проявления пласта, снижение гидростатического давления, создаваемого буровым раствором, заполняющим скважину.

В зависимости от депрессии на пласт и времени ее действия возможны проявления такие как:

- образование газированных пачек;
- кипение;
- движение (перелив) бурового раствора;
- выброс и фонтан.

Если первых три вида газонефтепроявлений можно предупредить и/или ликвидировать, повысив плотность всего объема или части бурового раствора (дегазация, утяжеление), то фонтаны заглушить сложно.

Открытие фонтаны возникают в следующих случаях:

- при неисправном противовыбросовом оборудовании или его отсутствии;
- при некачественном монтаже противовыбросового оборудования и манифольда;
- если давление на устье при закрытом превенторе превышает прочность обсадной колонны;
- при несвоевременном закрытии противовыбросового оборудования, когда часто выходят из строя резиновые элементы превенторов;
- при некачественном цементировании (возникновении каналов) обсадных колонн, на которых установлено противовыбросовое оборудование, что приводит к прорыву газа за ними при герметизации устья во время выбросов.

Эффективность ликвидации возникающих фонтанов зависит от правильности выбранного плана работ, четкого и быстрого его осуществления.

Все открытые фонтаны по условиям их ликвидации подразделяются на две группы:

1. На фонтанирующей где имеется база для установки герметизирующих устройств. Ликвидацию таких фонтанов ведут по следующей схеме:

- с устьевой обвязки снимают все пришедшие в негодность части;

- на узле обвязки, выбранный в качестве базы, устанавливают герметизирующее устройства либо проводят прямую задавку (в некоторых случаях устанавливают лубрикатор), либо спускают под давлением в скважину трубы и через них задавливают фонтан.

2. На фонтанирующей где на скважине нет базы для установки герметизирующих устройств или обсадная колонна негерметична.

Такие фонтаны ликвидируют различными методами:

1) созданием воронки депрессии в призабойной зоне фонтанирующей скважины при интенсивном отборе газа через скважины;

2) подземным взрывом большой мощности в скважине, который создает условия для ликвидации каналов движения пластовых флюидов;

3) созданием дополнительных сопротивлений движению газа в пласте или в стволе фонтанирующей скважины.

Для первого метода требуется высокая точность проводки скважины и знание положения в пространстве забоя фонтанирующей скважины.

Метод ликвидации открытых фонтанов герметизацией устья скважины с последующим задавливанием жидкости основан на создании превышения в ней забойного давления над пластовым путем закачки в нее жидкости после герметизации устья. Применяется он только в том случае, когда в скважину спущена и надежно зацементирована обсадная колонна. В противном случае после герметизации устья могут произойти прорывы газа за колонну и возникнуть грифоны.

При наличии на устье скважины выбрасываемого флюида устанавливают запорные устройства (задвижки, превенторы), герметизируют устье и в скважину закачивают под давлением жидкость.

Предварительно (при необходимости) с колонного фланца фонтанирующей скважины удаляют разъединенное или поврежденное противовыбросовое оборудование, а если невозможен доступ к устью, - его сбивают снарядом. Пламя гасят мощной струей воды или взрывом. Если на устье установлен фланец или повреждена колонна, а дебиты небольшие, то ликвидировать фонтан можно после установки специального запорного приспособления.

Контроль коррозионного состояния бурильных труб и элементов трубных колонн

В процессе эксплуатации все элементы бурильной колонны подвергаются различным видам износа (абразивный, коррозионной, износ замковых резьба и др.), в результате чего на поверхности труб и резьб появляются вмятины, выбоины, надрезы и т.п., что изменяет их геометрические размеры и прочностные характеристики.

Основными коррозионными агентами, действующими на бурильную колонну, являются кислород, двуокись углерода, сероводород, растворенные соли и кислоты. На скорость коррозии влияет в первую очередь активность среды, характеризующаяся показателем концентрации водородных ионов рН (при рН<7 кислая среда, скорость коррозии возрастает, при рН>7 – уменьшается), температура среды, скорость движения промывочной жидкости, неоднородность микроструктуры материала труб, величина напряжения материала бурильных труб и другие факторы.

Для защиты от коррозии рекомендуется:

- систематически контролировать щелочность (рН) промывочной жидкости, не допуская ее уменьшения ниже оптимального для данного региона;
- в особых случаях применять бурильные трубы, изготовленные из специальных сплавов;
- вводить в промывочный раствор ингибиторы коррозии и реактивы, снижающие коррозионное воздействие сероводорода.

Для контроля за состоянием труб проводят периодическую проверку, в частности неразрушающий тест на специальной установке. Установка предназначена для неразрушающего контроля бурильных и насосно-компрессорных труб на основе магнитоиндукционного контроля концевых участков труб и электромагнитного акустического контроля толщины стенки труб. Установка позволяет производить контроль труб, бывших в эксплуатации, без предварительной очистки их поверхности от краски, ржавчины и масляных пятен.

4.4 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:

- аварии с бурильной колонной – слом бурильной (или утяжеленной) трубы, прихват, заклинка;
- аварии с обсадными трубами – прихват, полет;
- аварии с долотами – оставление шарошек, слом долота;
- падение посторонних предметов в скважину;
- осложнения: нефтегазоводопроявления, поглощения бурового и цементного растворов.

Таблица 4.4.1

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 КНБК
		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 СПО не допускать посадок и затяжек инструмента свыше собственного веса более чем на 10 т	1.3 Спустить труболовку, метчик или колокол, в зависимости от места слома и соединиться с аварийной частью	1.3 При появлении вибрации необходимо выйти из зоны критических колебаний, уменьшив или увеличив нагрузку на долото
		1.4 Нагрузку на долото создавать не более 75% веса УБТ	1.4 Произвести расхаживание и подъем аварийного инструмента	1.4 Аварийные работы выполняются по плану, утвержденным директором по производству, под руководством бурового супервайзера
		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		
		1.7 Проводить дефектоскопию бурильных и утяжеленных труб		
2	Прихват	2.1 Выделить прихватоопасные зоны	2.1 Определить верхнюю границу	2.1 Знать зоны осложнений

	инструмента		прихвата геофизическими методами или по величине вытяжки свободной части колонны	
		2.2 СПО в интервалах сужений, осыпей, обвалов производить на пониженных скоростях		2.2 Поддерживать в работоспособном состоянии систему очистки раствора
		2.3 Обеспечить качественную очистку бурового раствора от выбуренной породы	2.2 Рассчитать объем и установить ванну (нефтяную, водную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата. При расчете ванны учесть снижение давления на пласт и компенсировать его увеличением плотности раствора (при необходимости)	2.3 При длительных перерывах в работе инструмент поднять в башмак колонны
		2.4 Вводить в раствор смазывающие противоприхватные добавки		2.4 Параметры раствора поддерживать согласно ГТН
		2.5 Не оставлять инструмент без движения и промывки на длительный срок		2.5 Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера
		2.6. Не допускать образования на стенках скважины толстой фильтрационной корки за счет соблюдения параметров промывочной жидкости	2.3 Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание инструмента	
3	Заклинивание инструмента	3.1 Выделить зоны осыпей, обвалов, желобных выработок	3.1 Определить место заклинки	3.1 Использовать устройства и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину
		3.2 Исключить падение посторонних предметов в скважину	3.2 Провести работы по сбиванию инструмента вниз или подъему вверх с одновременным проворотом	3.2 Систематически проверять состояние клиньев ротора, фиксирующие устройства ключей – АКБ, УМК и др.
		3.3 Допуск долота к забою производить осторожно с проработкой при забойной зоны	3.3 Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание инструмента	3.3 При отсутствии инструмента в скважине закрывать устье
		3.4 Параметры раствора поддерживать на уровне, обеспечивающем устойчивость стенок скважины	3.4 Рассчитать объем и установить ванну (водную, нефтяную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата	3.4 Не оставлять на столе ротора различные инструменты
		3.5 Места посадок и затяжек тщательно прорабатывать	3.5 После освобождения инструмента вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН	3.5 Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера
4	Прихват обсадных	4.1 Тщательно прорабатывать интервалы сужений	4.1 Определить место прихвата	4.1 Строго выполнять план подготовки ствола к спуску

	колонн	4.2 Не оставлять колонну без движения на длительный срок	4.2Продолжить спуск колонны	4.2 Не оставлять колонну без движения на длительное время
		4.3 Перед спуском колонны вводить смазывающие добавки	4.3 Рассчитать объем и установить ванну (нефтяную, водную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата. При расчете ванны учесть снижение давления на пласт и компенсировать его увеличением плотности раствора (при необходимости)	4.3Использовать устройства и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину
			4.4 Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание колонны	4.4 Систематически проверять состояние клиньев ротора, фиксирующие устройства ключей АКБ, УМК и др.
			4.5 После освобождения колонны вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН	4.5 Не оставлять на столе ротора различные инструменты
			4.6 В случае безрезультатности установки ванн или опасности разрушения колонны рассмотреть вопрос цементирования колонны надостигнутой глубине с последующим спуском «хвостовика»	4.6Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера
5	Полет обсадных труб	5.1 Перед спуском колонны проверить центровку вышки, состояние клиньев ротора, элеваторов	5.1 Спустить трубуловку, 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
6	Оставление шарошек долота (слом долота)	6.1 Спускать долота с вооружением, соответствующим твердости разбуриваемых пород	6.1 Спустить магнитный фрезер или «паук»	6.1 Не допускать несоответствия типа спускаемого долота твердости разбуриваемых пород
		6.2 Не допускать передержки долота на	6.2 При безрезультатности работ в	6.2 Анализировать показания

		забое (момент подъема долота определяется по показаниям контрольно-измерительных приборов и изменению скорости механического бурения)	пункте 6.1 спустить торцовый фрезер в комплексе с металлошламоуловителем	контрольно-измерительных приборов (момент на роторе, скорости бурения для определения момента подъема долота)
		6.3 Перед спуском долота в скважину производить тщательный осмотр на предмет состояния сварных швов и наличие трещин		
		6.4 Не допускать резких посадок и ударов долота о забой	6.4 Произвести разбуривание шарошки или части долота при нагрузке 4-6 тн. При разбуривании металла отрыв инструмента от забоя производить через 15 мин	6.4 Аварийные работы выполняются по плану, утвержденным директором по производству, под руководством бурового супервайзера
7	Падение посторонних предметов в скважину	7.1 Применять приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину	7.1 Спустить магнитный фрезер или «паук»	7.1 При СПО применять обтираторы и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов
		7.2 Каждую смену тщательно проверять состояние и фиксирующие приспособления автоматических и машинных ключей, клиньев ротора	7.2 При безрезультатности работ в пункте 6.1 спустить торцовый фрезер в комплексе с металлошламоуловителем	7.2 Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера
		7.3 Не оставлять на столе ротора инструменты и посторонние предметы	7.3 Произвести разбуривание постороннего предмета при нагрузке 4-6 тн. При разбуривании металла отрыв инструмента от забоя производить через 15 мин	
		7.4 При отсутствии инструмента в скважине не оставлять открытым устье		
8	Нефтегазоводо проявления	8.1 Бурильщики должны знать глубину залегания и характер поведения горизонтов с аномально высокими или аномально низкими пластовыми давлениями	8.1 Спустить инструмент на возможно большую глубину	8.1 При бурении в горизонтах с аномально высокими пластовыми давлениями ограничивать скорость бурения с целью обеспечения дегазации раствора
		8.2 Не допускать снижения плотности раствора от предусмотренной ГТН	8.2 Установить обратный клапан под квадрат	8.2 Дополнительно проинструктировать вахту о действиях при НГВП с применением средств индивидуальной защиты в условиях сероводородной агрессии

		8.3 При подъеме инструмента следить за соответствием объема поднимаемых труб и доливаемой жидкости	8.3 Герметизировать устье и восстановить циркуляцию	8.3 Сообщить руководителю буровых работ о начавшемся проявлении
		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 задвки 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		
		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		
		8.16 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 буровой 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		
9	Поглощение	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 №1335 ТБС НМПОСНО	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 буровых труб, с применением гидромеханического пакера или установить цементный мост	9.3 Бурение с частичным поглощением или без выхода циркуляции допускается только по специальному плану, утвержденному директором по производству
		9.4 При опасности возникновения поглощения предусмотреть ввод наполнителей, закачку вязкоупругих смесей, установку цементных мостов,		

		стальных пластырей и т.д.		
		9.5 В случае возможности возникновения поглощений предусмотреть уменьшение производительности насосов, возможность уменьшения диаметра КНБК для увеличения кольцевого зазора с целью уменьшения гидродинамических сопротивлений с минимальным ущербом для технологического процесса		
		9.6 Восстановление циркуляции производить при возможно минимальной производительности насосов с постепенным доведением до рабочей и вращением инструмента		
		9.7 Поддерживать в исправном состоянии компенсирующие устройства насосов для исключения резких колебаний давления при циркуляции		

4.5 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.

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

4.5.1 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:

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.

4.5.2 Анализ видов и последствия отказов

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

Критерии отказов по тяжести последствий:

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

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

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

Категории отказов (степень риска отказов):

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

B - желателен детальный анализ риска, требуются меры безопасности;

C - рекомендуется проведение анализа риска и принятие мер безопасности;

D - анализ и принятие мер безопасности не требуются.

Таблица 4.5.1

Матрица «Вероятность – Тяжесть последствий»

Частота возникновения 1/год	Тяжесть последствия			
	катастрофический отказ	критический отказ	некритический отказ	отказ с пренебрежимо малыми последствиями
Частый отказ >1	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 ⁻⁴	B	C	C	D

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

Таблица 4.5.2

п/п	Вероятность	Вероятность
1	2	3
1	Поломка бурильных труб	0,0220
2	Аварий с долотом	0,0400
3	Падение в скважину посторонних предметов	0,0050
4	Прихват бурильных колонн	0,0600
5	Неудачный цементаж	0,0001
6	Прихват обсадных труб	0,0010
7	Поломка забойных двигателей	0,0010
8	Прочие виды аварий	0,0020

Примерная вероятность возникновения аварийных ситуаций на скважине определяется по формуле:

$$P_{ав} = P_T * n_{скв} * L/1000$$

где,

P_T – примерная вероятность возникновения аварийных ситуаций на 1000 метров;

$n_{скв}$ – количество скважин с данной аварией;

L – проектная глубина скважины с данной аварией.

Цикл строительства скважины состоит из многих этапов.

первый– проектирование;

второй– строительство;

третий – освоение.

Первый этап– проектирование

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 – этап 1

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 – этап 2

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. Таким как:

- 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 испытаний пласта на трубах, вскрытие продуктивных горизонтов, перфорация, вызов притока и др.)

К техническим мероприятиям относятся следующие работы:

- 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.

На устье скважины важно соблюдать следующее:

- 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 межтрубные пространства 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 позволяют исключить фактор отказа. Тем не менее, рекомендуется проводить анализ риска и принятие мер безопасности.

На этапе освоения – этап 3

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 ожидается встреча 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.

4.5.3 Определение степени риска строительства скважин

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:

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

4.5.4 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, заполнить исходные данные для расчета степени риска и др.

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

Главная опасность, которую необходимо учитывать на этапе проектирования бурения скважин и их строительства, является открытый фонтан. В процессе идентификации в первую очередь необходимо определить опасности (в дальнейшем будем называть их факторами), которые приводят к возникновению этого нежелательного события.

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

Первая группа – факторы, характеризующие состояние оборудования:

- некачественное крепление скважины 244,5мм обсадной колонной вследствие плохого цементирования;
- некачественное крепление скважины 168,3мм обсадной колонной вследствие плохого цементирования;
- не герметичность межтрубного пространства между колоннами 244,5мм и 168,3мм;
- просадка колонны 339,7 мм при ее нагружении собственным весом, колоннами 244,5мм, 168,3мм, НКТ и фонтанной арматурой;
- негерметичность резьбовых соединений колонны 244,5мм и 168,3мм;
- разрушение (или не герметичность) обвязки устья скважины вследствие воздействия повышенных устьевых давлений;
- отсутствие контроля за давлением в обсадной колонне 244,5мм и 168,3мм;
- неисправность шарового крана на бурильных трубах.

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

Третья группа – факторы, связанные с нефтегазопроявлениями.

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

Расчет степени риска

Для условий скважины проведена проверка работоспособности конструкции скважины при возникновении возможных отказов указанных выше факторов возникновения. 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 обсадной колонны	0,00080
	- отсутствие контроля за давлением в обсадной колонне	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

1	Неправильные действия буровой бригады при строительстве скважины	0,00040
---	--	---------

Результаты расчета

1	Вероятность отказа оборудования	0,00559
2	Вероятность нефтегазопроявления	0,47782
3	Вероятность возникновения открытого фонтана	0,00267

Меры по предупреждению аварийных ситуаций и уменьшению степени риска

- Контроль момента свинчивания при спуске всех обсадных колонн;
- Опрессовка колонны 244,5мм, 168,3 мм после истечения ОЗЦ с целью определения её герметичности;
- Опрессовка приустьевой части (и ПВО) на расчетное давление;
- Контроль за износом обсадных колонн 244,5мм в процессе бурения из-под башмака указанных колонн;
- Обучение работников буровой бригады, занимающих ключевые позиции и ответственных работников бурового подрядчика контролю за скважиной.

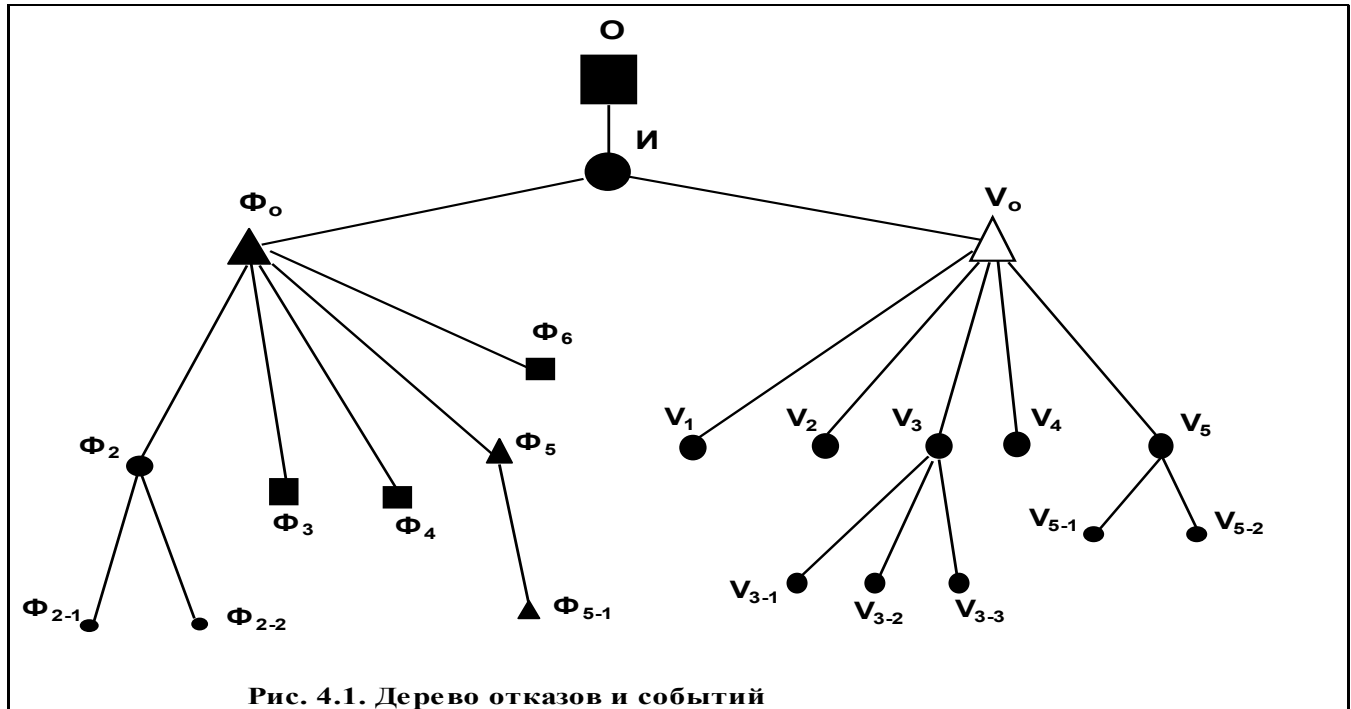


Рис. 4.1. Дерево отказов и событий

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

4.6. ОХРАНА НЕДР

4.6.1 Общая задача охраны недр в период эксплуатационных работ на площади

Охрана недр должна осуществляться в строгом соответствии с кодексами 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 месторождении Караганда задачи по обеспечению промышленной и экологической безопасности станут приоритетными.

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

Известно, что уровень причинения вреда окружающей среде и здоровью людей от деятельности предприятия напрямую зависит от качества и технического состояния применяемого оборудования. Современная мировая практика бурения скважин на суше располагает достаточным количеством средств и методик обеспечения безопасности работ. Поэтому при бурении 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 поисковых 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:

- Обеспечение полноты геологического изучения и получения необходимых параметров для достоверной оценки запасов месторождения, предоставленного в недропользование;
- Предотвращение загрязнения подземных водных источников вследствие перетоков нефти, газа и воды в процессе проводки, освоения и кратковременной пробной эксплуатации скважин, а также вследствие утилизации отходов производства и сточных вод;
- Соблюдение установленного порядка приостановления, прекращения нефтяных операций, консервации и ликвидации объектов недропользования;
- Предотвращение открытого фонтанирования, поглощения промывочной жидкости, грифонообразования, обвалов стенок скважин и межпластовых перетоков нефти, газа и воды в процессе проводки, освоения и последующей пробной эксплуатации скважин;
- Надежную изоляцию в пробуренных скважинах нефтеносных, газоносных и водоносных горизонтов по всему вскрытому разрезу;
- Надежную герметичность обсадных колонн, спущенных в скважину, их качественное цементирование;
- Предотвращение ухудшения коллекторских свойств продуктивных пластов, сохранение их естественного состояния при вскрытии, креплении и освоении.

4.6.2 Мероприятия по охране недр при строймонтажных работах

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

законодательством по охране подземных вод или передача их для эксплуатации местным организациям.

4.6.3 Выбор конструкции скважины и охрана недр

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

При проектировании конструкции скважин на месторождении ТОО «Лайнс Джамп» проектировщики исходили, прежде всего из «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой промышленности», горно-геологических условий проводки скважин и из опыта бурения скважин с аналогичными горно-геологическими условиями. Конструкция скважин приведена в таблице 5.2 настоящего проекта. Перед спуском колонн, ствол скважины тщательно прорабатывается. Для равномерного распределения цементного раствора в кольцевом пространстве на обсадной колонне устанавливаются специальные центраторы. При цементации применяются режимы закачки, обеспечивающие максимальное вытеснение бурового раствора из кольцевого пространства. Все эти мероприятия обеспечивают качественное разобщение пластов друг от друга, что обеспечивает отсутствие перетоков из пласта в пласт и из пласта в скважину, то есть надежно гарантирует охрану недр.

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

- Направление $\text{Ø}339,7\text{мм} \times 10\text{м}$ устанавливается с целью предотвращения размыва устья при бурении под кондуктор и возврата восходящего потока бурового раствора из скважины в циркуляционную систему;
- Кондуктор $\text{Ø}244,5\text{мм} \times 150\text{м}$ спускается для перекрытия пород палеогена, верхнего мела и устанавливается с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений. Устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием. Высота подъема цемента до устья.
- Эксплуатационная колонна $\text{Ø}168,3\text{мм} \times 600\text{ м}$ по стволу устанавливается с целью разобщения, испытания и эксплуатации продуктивных горизонтов. Высота подъема цемента до устья.

Обсадные колонны подвешиваются в колонной головке ОКК1 на рабочее давление 21 МПа. На устье устанавливается фонтанная арматура типа АФК-65 на рабочее давление 21 МПа.

4.6.4 Охрана недр в процессе бурения площади

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

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

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

С целью предупреждений прогнозируемых осложнений и для максимально возможного

сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов при первичном вскрытии предусматривается:

- применение ингибированного бурового раствора;
- ввод наполнителей в случае возникновения поглощения;
- точное соблюдение проектных параметров бурового раствора для недопущения нефтегазопроявлений и контроль их согласно требований промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли;
- ввод в буровой раствор нейтрализаторов CO₂;
- использование точной системы обнаружения газов (газовые анализаторы);
- обеспечение приемных емкостей уровнями.

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

Предусмотренные в проекте системы бурового раствора отвечают основным экологическим требованиям, предъявляемым к буровым растворам при вскрытии продуктивных пластов. С целью предотвращения загрязнения водоносных пластов с пресными водами, при разбуривании месторождения 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 $\rho = 1,16 - 1,18 \text{ г/см}^3$, не ухудшающие коллекторские свойства продуктивных пластов.

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

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

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

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

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

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

Свойства бурового раствора:

Плотность	от 1,16-1,18 г/см ³
Условная вязкость	45 – 50 сек
Водоотдача	4 – 5 см ³ / 30 мин

Корка	0,5 мм
pH	9,5
Песок	≤ 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 плашечного, а также универсального превентора. Плашечном 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 плашечного превентора позволяет обеспечить герметичность устья при давлении в скважине 210 кгс/см². Конструкция универсального превентора позволяет герметизировать скважину при наличии в ней труб любого диаметра при давлении скважины до 210 кгс/см². Управление превенторной установкой производится гидросиловой станцией, установленного на посту бурильщика на буровой площадке. Штуцерный манифольд с рабочим давлением 350кгс/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. Выбуренный шлам после отделения его на виброситах собирается в металлические контейнеры емкостью по 3-4 м³, которые по мере их заполнения вывозятся на полигон для последующей обработки и утилизации шлама. Контейнеры возвращаются обратно на буровую для последующего использования. Буровые сточные воды накапливаются в металлических емкостях, твердым покрытием, ограждением, контейнерами с крышками и вывоз на участок захоронения токсичных отходов для размещения специально оборудованных карт (котлованов), является природоохранным сооружением и предназначен для сбора и обеззараживания и захоронения отходов. 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 300м³.

По окончании бурения все неиспользованные отходы бурения, в том числе нефтесодержащие сточные воды, вывозятся на участок захоронения токсичных отходов представляет собой территорию, предназначенную для размещения специально оборудованных карт (котлованов).

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.

4.6.5 Охрана недр в процессе крепления

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

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

Использование тампонажных растворов с пониженной водоотдачей, что определяется следующими факторами:

- наличием в разрезе скважин пород с различной проницаемостью (глины, песчаники), при прохождении которых степень обезвоживания цементного раствора будет не одинакова;
- набуханием глин под действием фильтраата;
- снижением проницаемости приствольной зоны скважины (загрязнением продуктивной части) в результате фильтрации жидкой фазы.

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

Использование реагентов – регуляторов сроков схватывания тампонажных растворов для цементирования направления, кондуктора введение хлорида кальция, а для цементирования эксплуатационной колонны добавка замедлителя схватывания.

Применение центраторов в количестве, обеспечивающем необходимую степень центрирования обсадной колонны, с целью лучшего замещения бурового раствора тампонажным, образования равномерного цементного кольца за обсадной колонной и обеспечения плотного контакта цементного камня, как с поверхностью обсадной колонны, так и с различными горными породами в стволе скважины.

Использование специальных утяжеленных буферных жидкостей для предотвращения смещения и загрязнения цементного и бурового растворов, обеспечения максимально возможной полноты вытеснения промывочной жидкости цементным раствором, а также для удаления со стенок скважины толстой глинистой корки.

Применение режима закачки при цементировании обсадных колонн, обеспечивающей максимальное вытеснение бурового раствора из кольцевого пространства.

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

4.6.6. Охрана недр в процессе испытания пластов

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

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

Вызов притока производят заменой бурового раствора в скважине на техническую воду на

расчетную глубину, создающую условия для притока пластового флюида, сбор нефти производится в установленные для этой цели емкости.

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

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

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

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

Испытание дефектных скважин (с нарушенной герметичностью эксплуатационных колонн, отсутствием цементного камня за колонной и т.д.) не допускается. После окончания бурения, испытания (освоения) скважины и демонтажа оборудования необходимо проведение мероприятий по восстановлению (рекультивации) земельного участка в соответствии с существующими требованиями.

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

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.

Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны должны соответствовать санитарно-эпидемиологическим правилам и нормам «Санитарно-эпидемиологические требования к системам вентиляции и кондиционирования воздуха, очистке и дезинфекции» от 9 декабря 2015 года №758. Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года №168.

Для проведения буровых работ на оценочных скважин земельный отвод на одну скважину составит 1,7га.

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

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

Расчет

Расчет объемов отходов бурения произведен 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.

Данные для расчета объема образования отходов бурения проведено в таблице ниже.

Таблица 4.6.1

Объем выбуренной породы при строительстве скважины

Интервал, м		к	π	Рд, м	Рд ² м	V, м ³
1	2	3	4		5	6
0	10	1,02	3,14	0,22225	0,0494	1,582
10	150	1,02	3,14	0,15555	0,0242	10,849
150	600	1,15	3,14	0,10795	0,0117	18,936
Итого объем по скважине						31,367

Объем отходов бурения на одну скважину

Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{ш} = V_n \times K_1 = 31,367 \times 1,2 = 37,6404 \text{ м}^3$$

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

Объем отработанного бурового раствора:

$$V_{обр} = 1,2 \times K_1 \times V_{п} + 0,5 \times V_{ц}$$

где K_1 – коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе, равный 1,052

$V_{ц}$ – объем циркуляционной системы БУ.

При повторном использовании бурового раствора 1,2 заменяется на 0,25

$$V_{обр.п} = 1,2 \times 1,052 \times 31,367 + 0,5 \times 56,95 = 68,075 \text{ м}^3$$

Объем буровых сточных вод с учетом повторного использования:

$$V_{бсв} = 0,25 \times V_{обр.п}$$

$$V_{бсв} = 0,25 \times 68,075 = 17,02 \text{ м}^3$$

Суммарный объем отходов бурения:

$$V_{сум} = V_{бсв} + V_{обр.п} + V_{ш}$$

$$V_{сум} = 17,02 + 68,075 + 37,6404 = 122,74 \text{ м}^3$$

4.6.7 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 «О гражданской защите»;
- 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. 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, исключая его выброс и загрязнение окружающей среды;
- для предотвращения возможного открытого фонтанирования, бурение скважин осуществлять строго соответствии с утвержденным ГТН;
- своевременно устранить течи смазывающих веществ, ГСМ и продуктов их обработки и не допускать загрязнения почвы;
- для смазки бурового оборудования применять соответствующие масла;
- хранение и использование химических реагентов производится в специально отведенных местах;
- для хранения и складирования сыпучих веществ применять контейнера;
- жидкие химические реагенты доставляются на буровую в специальных контейнерах, а сухие – в контейнерах и мешках;
- использовать металлические емкости с общим объемом 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.

4.6.8 Радиационная безопасность

Основанием для составления настоящего подраздела является закон Республики Казахстан от 23 апреля 1998года №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:

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

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

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

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

5. В случае, когда мощность эквивалентной дозы радионуклидов в нефти, конденсате и пластовых водах превысит 0,03 мбер/час, рабочие места на буровой оборудуются в соответствии с требованиями «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.

4.6.9 Рекультивация земель

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

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

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

Таблица 4.6.2

п/п	№ расценки	Наименование работ или затрат	Коэффициент к расценкам	Единица измерения
1	2	3	4	5
		Техническая рекультивация		
1	403	Подкладка из досок под емкость объемом 25 м ³ для тех. воды	1	м ³
2	403	Подкладка из досок под емкость объемом 25 м ³ для нефти и запасного бурового раствора	1	м ³
3	403	Подкладка из досок под емкость объемом 10 м ³ - доливная	1	м ³
4	403	Подкладка из досок под емкость объемом до 5 м ³ для дизельного и инструментального масел	1	м ³
5	403	Подкладка из досок под емкость объемом до 2 м ³ для отработанного масла	1	м ³
6	403	Подкладка из досок под глиномешалку	1	м ³
7	405	Бутобетонный фундамент под хоз.насосы, стойки нагнетательной линии	1	м ³
8	4	Демонтаж лотков, гидроизоляция буровой площадки	1	м ³
9	405	Разбивка монолитных фундаментов	1	м ³
10	15	Снятие грунта, загрязненного нефтепродуктами, грунт II перемещение на 30 см	1	м ³
11	11	Засыпка амбаров, канав грунтом из обваловки или привозным грунтом	1	м ³
12	1	Планировка площади	1	1000м ²
13	4347	Транспортировка машин и механизмов	1	м ³
14	4350	Транспортировка питьевой воды на 65 км	1	м ³
15	4350	Транспортировка емкостей для питьевой воды, ГСМ в оба конца	1	м ³
16	4347	Транспортировка вагончиков	1	м ³
17	2750	Порожний пробег: а/шасси - 2 шт. трактора	1	м ³
		Биологическая рекультивация		
18	828	Вспашка земель на глубину до 30 см средних и тяжелых почв	1	га
19	4347	Предпосевное боронование	1	га
20	839	Разбрасывание минеральных удобрений с механизированной загрузкой	1	га
21	2847	Навоз	1	тн
22	3264	Семена сасаула	1	кг
24	3126	Погрузка навоза при автомобильных перевозках	1	тн

Паспорт технического проекта

п/п	Наименования показателя	Единица измерения	Значения показателя		Примечание
			проектного	фактического	
1	2	3	4	5	
1	Глубина скважины	м	600		
2	Стоимость строительства скважины – всего	тенге	договор		
	в том числе по этапам:		--“--		
	- подготовительные работы к бурению		--“--		
	- бурение, крепление и прочие работы		--“--		
3	Стоимость 1 метра бурения	тенге	договор		
4	Продолжительность строительства скважины - всего		57		
	- подготовительные работы к бурению	сутки	4		
	- строительные и монтажные работы	сутки	1		
	- бурение, крепление и испытание объектов	сутки	22		
	в том числе				
	- в открытом стволе	сутки	-		
	- в эксплуатационной колонне	сутки	20		
	--ликвидационные и консервационные работы	сутки	10		
5	Глубина спуска обсадных колонн:				
	- направление Ø 339,7 мм	м	10		
	- кондуктор Ø 244,5 мм	м	150		
	- эксплуатационная колонна Ø168,3 мм	м	600		
6	Затраты времени на работы по проходке	сутки	16		
7	Затраты времени на крепление	сутки	6		
8	Расход долот по всем типо-размерам	шт	5		

**РАЗДЕЛ 5
РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ:
ПРИЛОЖЕНИЯ**



ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

22.09.2015 года

15017141

Выдана Товарищество с ограниченной ответственностью "Казахский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт"

060011, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау,
ул. Айтеке би, дом № 43 "А", БИН: 991240001478

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие **Проектирование (технологическое) и (или) эксплуатацию горных (разведка, добыча полезных ископаемых), нефтехимических производств, эксплуатацию магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов в сфере нефти и газа**

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Особые условия

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Примечание **Неотчуждаемая, класс 1**

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар **Комитет экологического регулирования, контроля и государственной инспекции в нефтегазовом комплексе. Министерство энергетики Республики Казахстан.**

(полное наименование лицензиара)

Руководитель **БИМУРАТОВ БЕРИК ШАДИМУРАТОВИЧ**

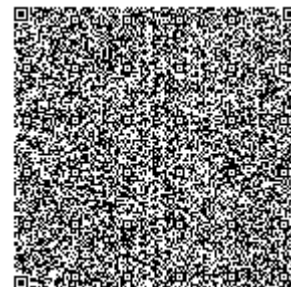
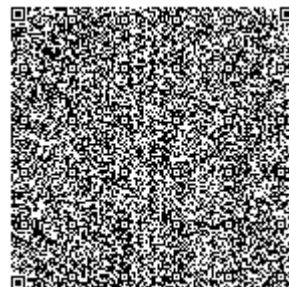
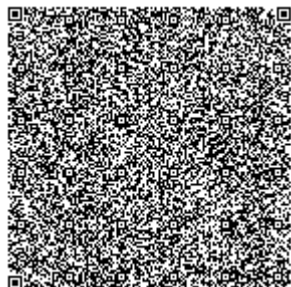
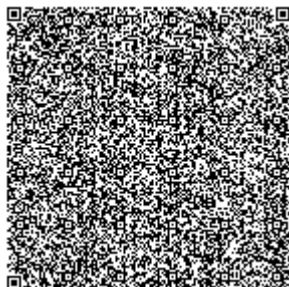
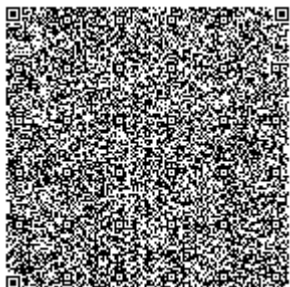
(уполномоченное лицо)

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи **07.08.2013**

**Срок действия
лицензии**

Место выдачи **г.Астана**





ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 15017141

Дата выдачи лицензии 22.09.2015 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:

- Составление технико-экономического обоснования проектов для месторождений углеводородного сырья
- Повышение нефтеотдачи нефтяных пластов и увеличение производительности скважин
- Составление проектных документов для месторождений углеводородного сырья
- Составление технологических регламентов для месторождений углеводородного сырья

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат

Товарищество с ограниченной ответственностью "Казахский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт"

060011, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау, ул. Айтеке би, дом № 43 "А", БИН: 991240001478

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

Производственная база

1) Атырауская обл., г. Атырау, ул. Айтеке би, д. 43 "А"; 2) Атырауская обл., пос. Бирлик, ул. Геологопоисковая, д. 8.

(местонахождение)

Особые условия действия лицензии

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиар

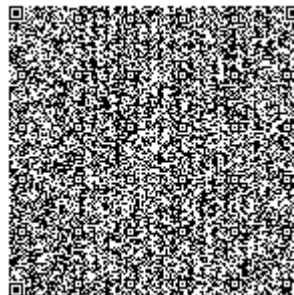
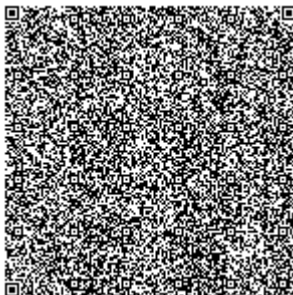
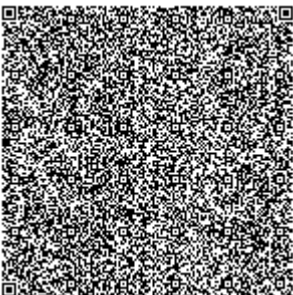
Комитет экологического регулирования, контроля и государственной инспекции в нефтегазовом комплексе. Министерство энергетики Республики Казахстан.

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

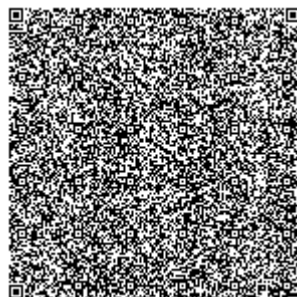
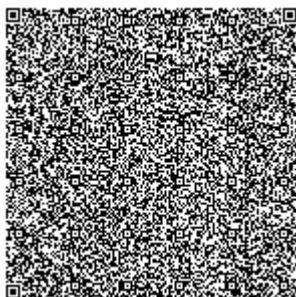
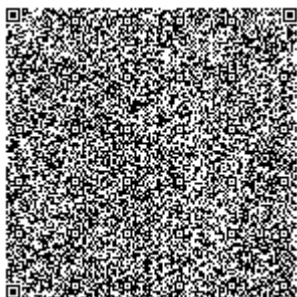
Руководитель (уполномоченное лицо)

БИМУРАТОВ БЕРИК ШАДИМУРАТОВИЧ

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))



Номер приложения	001
Срок действия	
Дата выдачи приложения	22.09.2015
Место выдачи	г.Астана





МЕМЛЕКЕТТІК ЛИЦЕНЗИЯ

22.09.2015 жылы

15017141

Мұнай және газ саласындағы тау-кен (пайдалы қазбаларды барлау, өндіру), мұнай-химия өндірістерін жобалауға (технологиялық) және (немесе) пайдалануға, магистральдық газ құбырларын, мұнай құбырларын, мұнай өнімдері құбырларын пайдалану айналысуға

(«Рұқсаттар және хабарламалар туралы» Қазақстан Республикасының Заңына сәйкес лицензияланатын қызмет түрінің атауы)

"Қазақтың мұнай геологиялық барлау ғылыми-зерттеу институты" жауапкершілігі шектеулі серіктестігі

060011, Қазақстан Республикасы, Атырау облысы, Атырау Қ.Ә., Атырау қ., Әйтеке би к-сі, № 43 "А" үй
., БСН: 991240001478 **берілді**

(занды тұлғаның (соның ішінде шетелдік заңды тұлғаның) толық атауы, мекенжайы, бизнес-сәйкестендіру нөмірі, заңды тұлғаның бизнес-сәйкестендіру нөмірі болмаған жағдайда – шетелдік заңды тұлға филиалының немесе өкілдігінің бизнес-сәйкестендіру нөмірі/жеке тұлғаның толық тегі, аты, әкесінің аты (болған жағдайда), жеке сәйкестендіру нөмірі)

Ерекше шарттары

(«Рұқсаттар және хабарламалар туралы» Қазақстан Республикасы Заңының 36-бабына сәйкес)

Ескерту

Иеліктен шығарылмайтын, 1-сынып

(иеліктен шығарылатындығы, рұқсаттың класы)

Лицензиар

Мұнай-газ кешеніндегі экологиялық реттеу, бақылау және мемлекеттік инспекция комитеті. Қазақстан Республикасының Энергетика министрлігі.

(лицензиардың толық атауы)

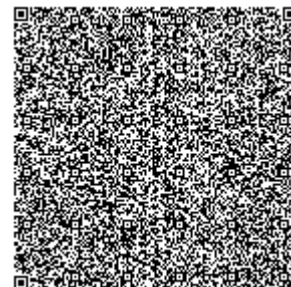
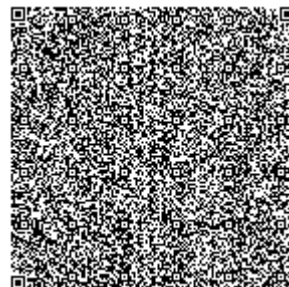
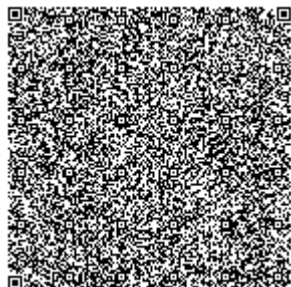
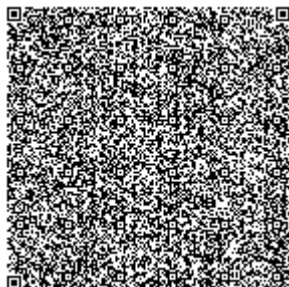
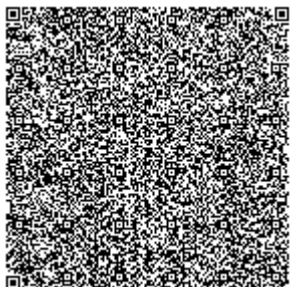
Басшы (уәкілетті тұлға) БИМУРАТОВ БЕРИК ШАДИМУРАТОВИЧ

(тегі, аты, әкесінің аты (болған жағдайда))

Алғашқы берілген күні **07.08.2013**

Лицензияның қолданылу кезеңі

Берілген жер **Астана қ.**





МЕМЛЕКЕТТІК ЛИЦЕНЗИЯҒА ҚОСЫМША

Лицензияның нөмірі 15017141

Лицензияның берілген күні 22.09.2015 жылы

Лицензияланатын қызмет түрінің кіші қызметтері:

- Көмірсутекті шикізат кен орындарына арналған жобалардың техникалық-экономикалық негіздемесін жасау
- Мұнай қабаттарының мұнай беруін арттыру және ұңғымалардың өнімділігін ұлғайту
- Көмірсутекті шикізат кен орындарына арналған жобалардың жобалық құжаттарын жасау
- Көмірсутекті шикізат кен орындарына арналған жобалардың технологиялық регламенттерін жасау

(«Рұқсаттар және хабарламалар туралы» Қазақстан Республикасының Заңына сәйкес лицензияланатын қызметтің кіші түрінің атауы)

Лицензиат

"Қазақтың мұнай геологиялық барлау ғылыми-зерттеу институты" жауапкершілігі шектеулі серіктестігі

060011, Қазақстан Республикасы, Атырау облысы, Атырау Қ.Ә., Атырау қ., Әйтеке би к-сі, № 43 "А" үй., БСН: 991240001478

(заңды тұлғаның (соның ішінде шетелдік заңды тұлғаның) толық атауы, мекенжайы, бизнес-сәйкестендіру нөмірі, заңды тұлғаның бизнес-сәйкестендіру нөмірі болмаған жағдайда – шетелдік заңды тұлға филиалының немесе өкілдігінің бизнес-сәйкестендіру нөмірі/жеке тұлғаның толық тегі, аты, әкесінің аты (болған жағдайда), жеке сәйкестендіру нөмірі)

Өндірістік база

1) Атырау обл., Атырау қ., Әйтеке би к-сі, 43 "А" үй; 2) Атырау обл., Бірлік кенте, Геологопоисковая к-сі, 8 үй.

(орналасқан жері)

Лицензияның қолданылуының ерекше шарттары

(«Рұқсаттар және хабарламалар туралы» Қазақстан Республикасы Заңының 36-бабына сәйкес)

Лицензиар

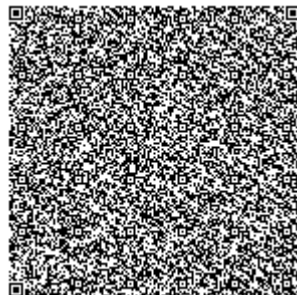
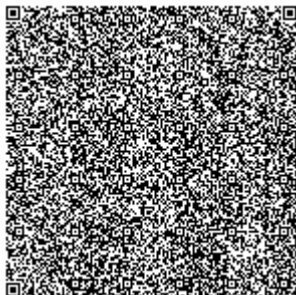
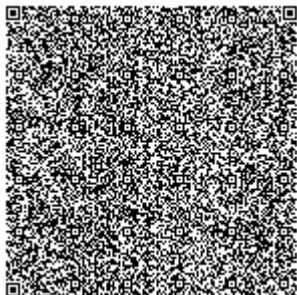
Мұнай-газ кешеніндегі экологиялық реттеу, бақылау және мемлекеттік инспекция комитеті. Қазақстан Республикасының Энергетика министрлігі.

(лицензияға қосымшаны берген органның толық атауы)

Басшы (уәкілетті тұлға)

БИМУРАТОВ БЕРИК ШАДИМУРАТОВИЧ

(тегі, аты, әкесінің аты (болған жағдайда))

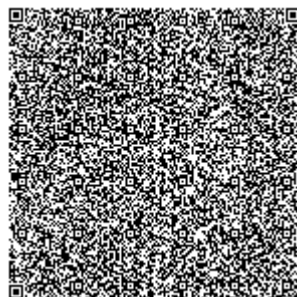
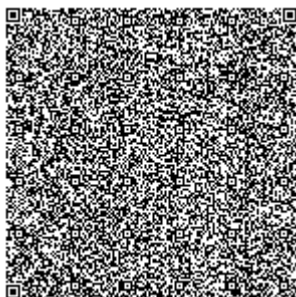
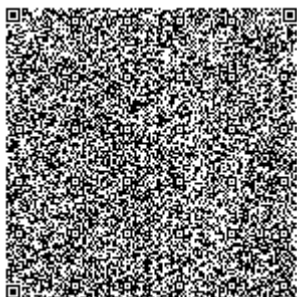


Қосымшаның нөмірі 001

Қолданылу мерзімі

Қосымшаның берілген күні 22.09.2015

Берілген орны Астана қ.



Приложение №1
к Договору на выполнение работ по разработке
«Группового технического проекта на строительство
эксплуатационных скважин с проектной глубиной
600 м (+/-250м) на месторождении Караганда с проектом ОВОС»
№9 –ОК от 29 марта 2019г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на составление группового технического проекта на строительство эксплуатационных скважин гл. 600 м. (+/-250м) на месторождении «Караганда»

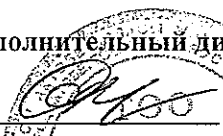

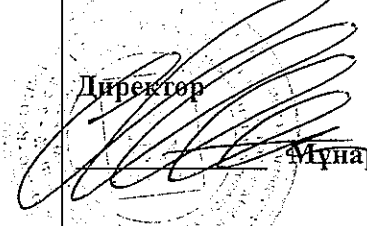
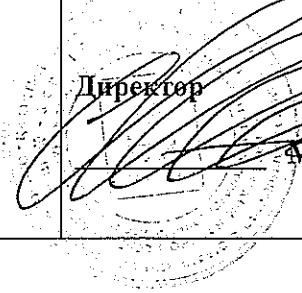
Исходные данные для проектирования

1.	Проектная глубина, в метрах	600
2.	Проектный горизонт	J ₂ и T ₁
3.	Источник технического и питьевого водоснабжения (указывается количество и глубина скважин для технического водоснабжения, расстояние подвозки питьевой воды)	Питьевое водоснабжение по договору. Расстояние 15 км. Техническая вода - имеется скважина глубиной 140 м
4.	Размер отводимых земель под строительство скважины, в гектарах	1,7
5.	Буровая установка (указывается тип буровой установки, её максимальная грузоподъемность, в тоннах)	УПА -60 или аналог
6.	Оборудование устья скважины ПВО (указываются типы превенторов, на какую обсадную колонну они устанавливаются)	ПВО -21 мПа
7.	Колонная головка, ФА (указывается тип и размер колонной головки, ФА)	ОКК1-21-168-245, ТГ 80*21.06РЭ
8.	Конструкция скважины (указывается условный наружный диаметр, (мм) и глубина спуска, (в метрах), обсадных колонн)	
	направление шахтовое	Условный диаметр Ø339мм-10 м, Д-9,7
	кондуктор	Условный диаметр Ø245мм-150/200 м, Д-7,9
	эксплуатационная колонна	Условный диаметр Ø168мм-600м., Д-7,3
9.	Бурильные трубы (указываются марки стали и диаметр бурильных труб)	Ø127 мм, марка стали Д, Ø114 мм
10.	Обсадные колонны (указываются резьба, марки стали и диаметр колонн)	ОТТМ Ø339 ГОСТ 632-80 ОТТМ Ø245 ГОСТ 632-80 ОТТМ Ø168 ГОСТ 632-80
11.	Продолжительность работ по строительству скважины, в сутках	
	всего	
	монтажные и демонтажные работы	
	подготовительные работы к бурению	
	бурение и крепление	
	Опрессовка и испытание колонн на герметичность ГИС	
12.	Перевозка вахт (указывается расстояние и их сменность по времени)	270 км. Через 15 дней

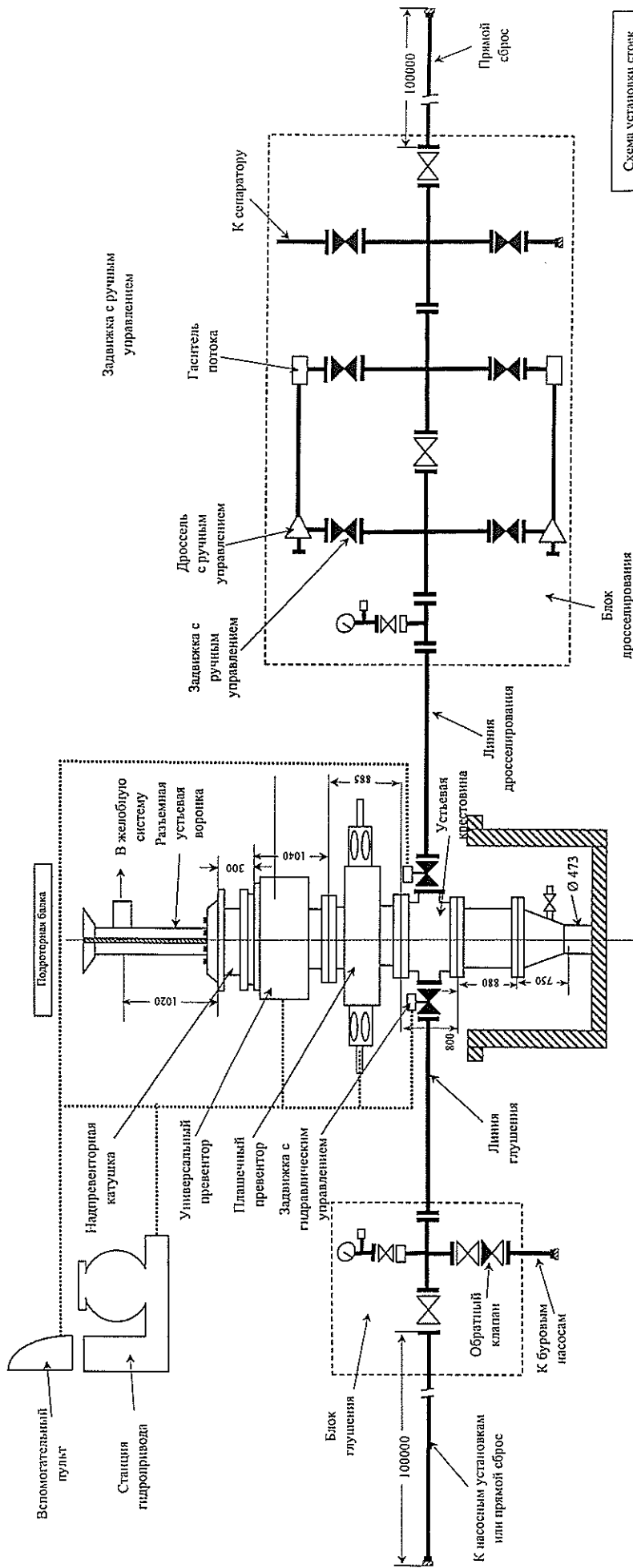
Несер

13.	Теплоснабжение буровой (указываются типы котельной установки или электроколориферов)	ПКН - 2м.или аналог
14.	Электроснабжение (автономное или от ЛЭП)	автономное
15.	Расход ГСМ (на весь период строительства скважины)	30 тонн для одной скважины
16.	Характеристика буровых растворов	
	тип и объем бурового раствора при бурении под каждую обсадную колонну, его компонентный состав	полимерный раствор 0-600м.
17.	Компоновка низа бурильной колонны (КНБК) при бурении под каждую обсадную колонну	0-600м. УБТ Ø172 – 10тн,
18.	Диаметры и шрифты долот	Ø393,7 МГВ; Ø311 НАТ 127-517; Ø215 НАТ 117-517
19.	Удельные веса тампонажных растворов при креплении каждой обсадной колонны, марки цемента	1,65-1,80 ПЦТ-100, ПЦТ-50
20.	Высота подъема тампонажного раствора при креплении каждой обсадной колонны	Согласно давлению продуктивного пласта
21.	Характеристика тампонажной техники (зарубежная или отечественная)	ЦА - 320 или аналог
22.	Метод бурения	роторный
	Амбарный, безамбарный	безамбарный
23.	Интервалы отбора керна, опробования пластов	Выборочно по номенклатурным пластам
24.	Коэффициенты пластового давления	J ₂ не превышает 3,7, T ₁ не превышает 6,7
25.	Коэффициенты давления гидроразрыва пород	J ₂ не превышает 5,2, T ₁ не превышает 9,3
26.	Ситуационный план	см. УТС месторождения Караганда
27.	Наличие сероводорода	отсутствует
28.	Структурные карты по продуктивным пластам с проектным расположением эксплуатационных скважин	см. УТС месторождения Караганда

Подписи сторон

<p>Заказчик:</p> <p>ТОО «ЛАЙНС ДЖАМП»</p> <p>Исполнительный директор</p> <p> Касенов А.Р.</p> <p></p>	<p>Исполнитель:</p> <p>ТОО «Казахский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт» (ТОО «КазНИГРИ»)</p> <p>Директор</p> <p> Мүнара Асқар</p> <p></p>
--	---

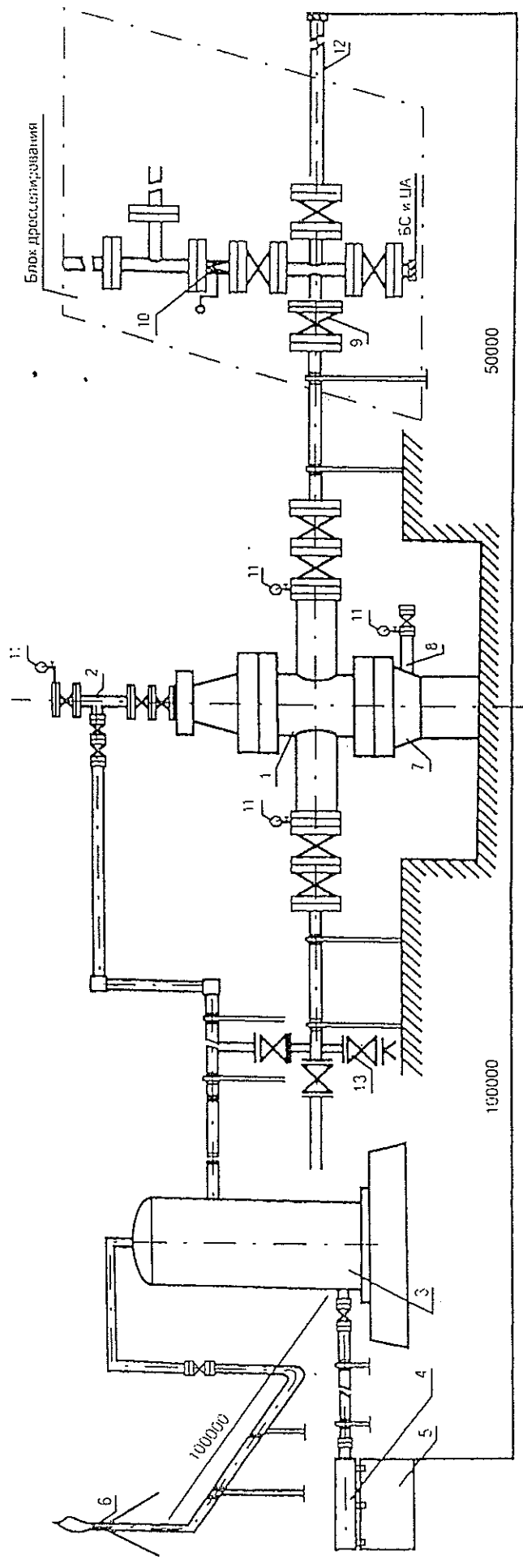
Handwritten mark



Технические условия

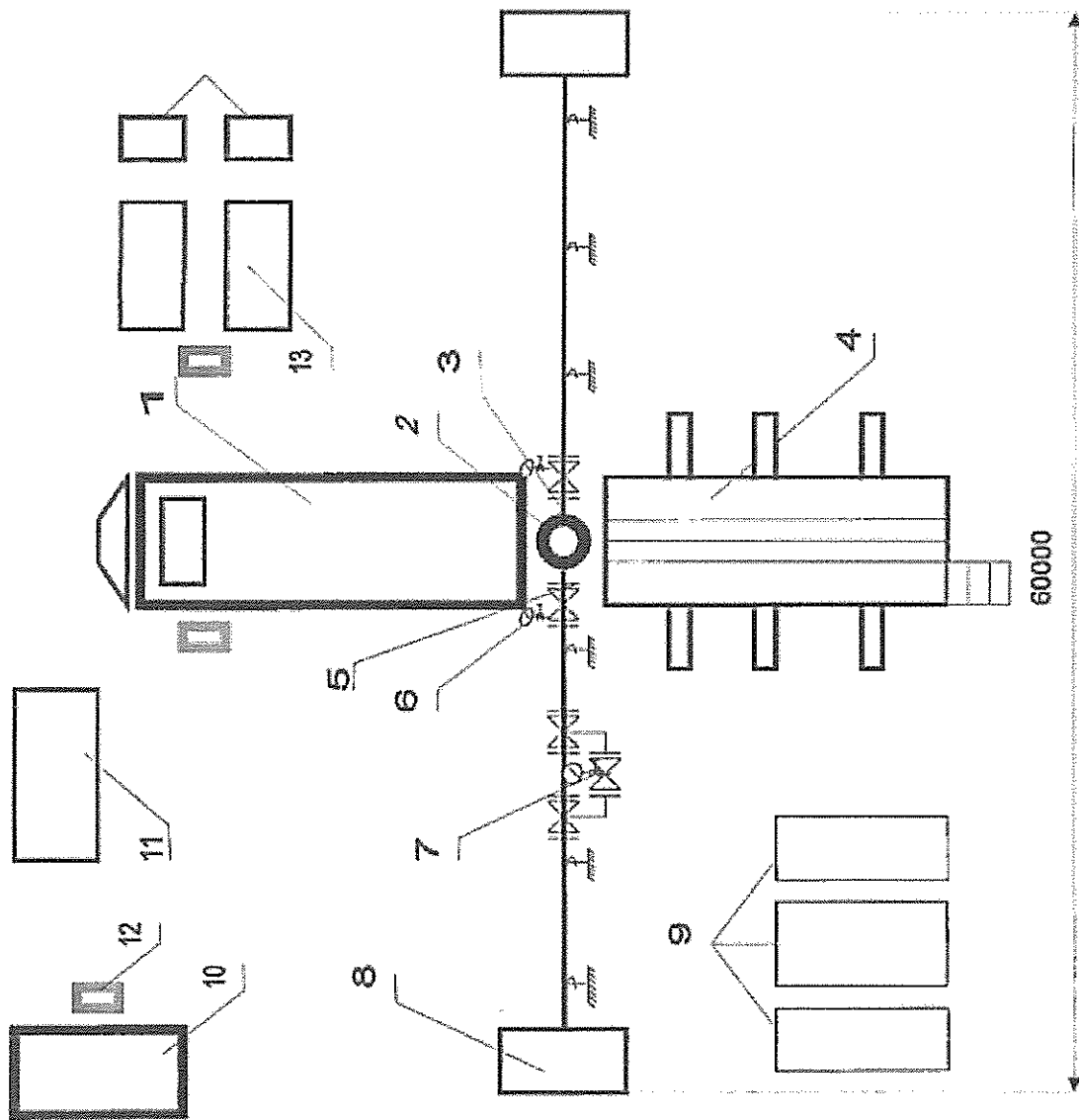
- 1 Для обвязки устья используется стандартное оборудование;
- 2 Сливная воронка должна быть съемной и при необходимости свободно демонтироваться с устья;
- 3 Манifold должен содержать устройство для продувки его сжатым воздухом. Длина выкидных линий должна быть не менее 100 м;
- 4 Крепление выкидных линий к стойкам производится при помощи хомутов через 8-10 м и не более 0,5 м от конца выкида;
- 5 После монтажа ПВО на устье производится его опрессовка совместно с тех. колонной на давление, указанное в тех. проекте на строительство скважин. Выкидные линии опрессовываются давлением в 100 кг/см²
- 6 Основной пульт управления ПВО устанавливается на расстоянии не менее 10 м от устья скважины в удобном и безопасном месте. Вспомогательный - непосредственно возле пульта буровицка;
- 7 Вокруг устья скважины делается площадка из твердого покрытия на расстоянии ко всем углам устьевого оборудования;
- 8 При вскрытии коллекторов, насыщенных нефтью и газом, один шаровой кран устанавливается между рабочей трубой и вертлюгом, второй - между рабочей трубой и буровой колонной, третий - является запасным;
- 9 Задвижки \times должны быть постоянно открыты;
- 10 Задвижки \times должны быть постоянно закрыты.

Типовая схема обвязки устья скважины при испытании



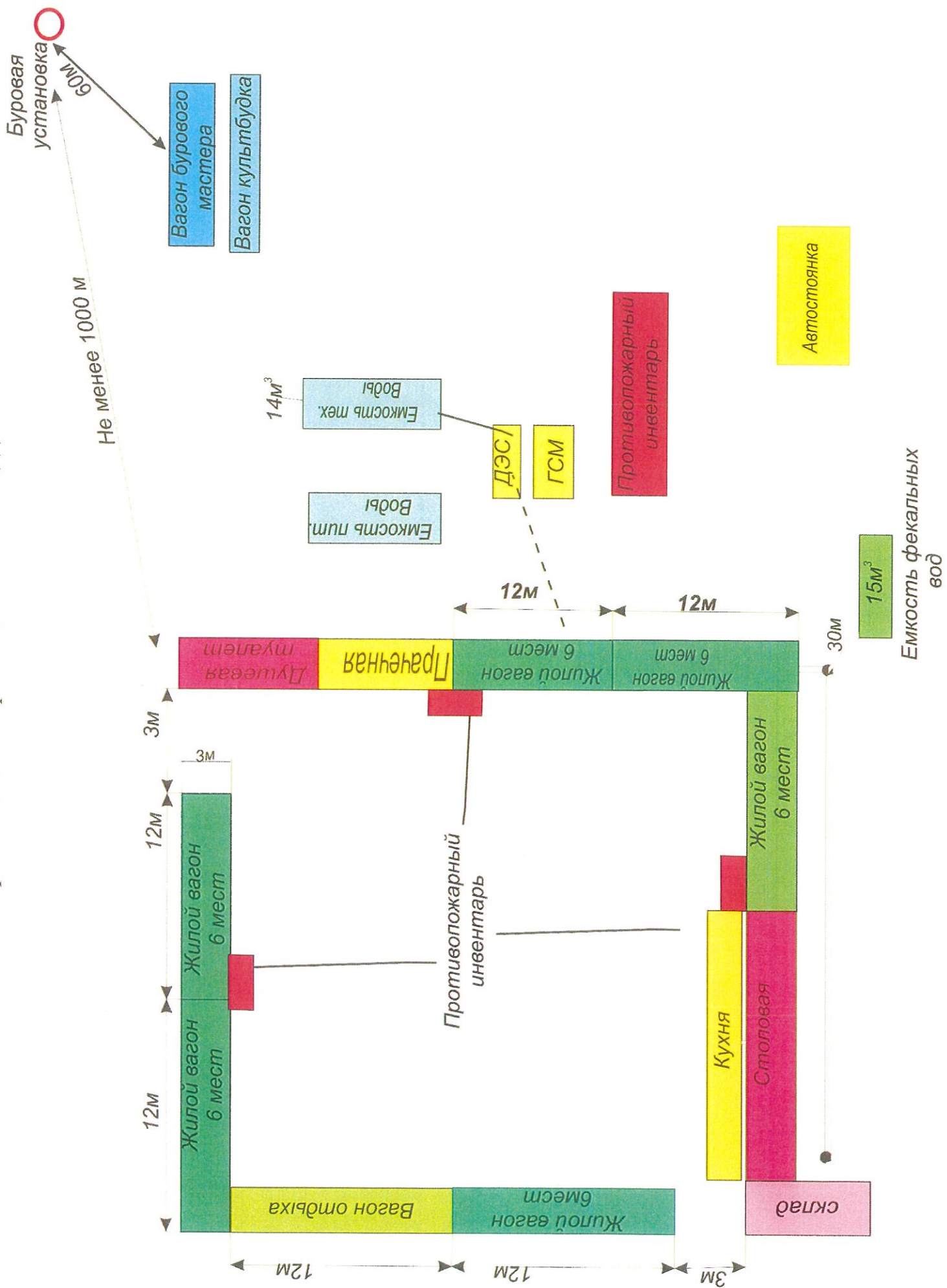
13	Блок глушения	3	4	Искрогаситель
12	Линия глушения		3	Сепаратор
11	Манометр высокого давления	4	2	Фонтанная арматура
10	Регулируемый дроссель (штуцер, холодка)	1	1	Крестовина
9	Механическая задвижка			Наименование
8	Отвод межотонный	1	Разаб	Типовая схема №4
7	Колпачная головка	1	Чертеж	Обвязка устья скважины

Схема расположения оборудования УПА-60



- | | |
|---|---|
| 1. Станок УПА 60-80 | 1 |
| 2. Устья скважины | 1 |
| 3. ППГ \times 180 \times 350 | 1 |
| 4. Приемный мост | 1 |
| 5. Задвижка ВД | 2 |
| 6. Манометры ВД | 3 |
| 7. Блок глушения | 1 |
| 8. Емкость экологический | 2 |
| 9. Мерник (1,2,3) | 3 |
| 10. Емкость ГСМ | 1 |
| 11. Компрессорная | 1 |
| 12. Протоволожарные шиты (огнетушитель У-К
5кг, бит, ЛОМ Зит, лопата бит, багор Зит, ППЗ Зит,
ведро конусные бит, ящик для песка Зит) | 3 |
| 13. Насос/дизель №1, №2 | 2 |

Генеральный план промышленной площадки



ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

Утверждаю:
Исполнительный директор
ТОО «Лайнс Джамп»
Касенов А.Р.
“ ” 2019г.

Согласовано:
Главный геолог
ТОО «Лайнс Джамп»
Карпсеитова А.Н.
“ ” 2019г.

Организация Заказчик:
ТОО «Лайнс Джамп»
Месторождение: Караганда
Вид скважины: Вертикальная
Скважины: №№130,131,132,133,140,141,
142,143,144, 150,151,152
Проектный горизонт - J₂ и T₁
Проектная глубина - 600 (±250)

Буровая установка - УПА -60/80
Насосы- НБТ-600 - 1шт.
Мощность двигателя - 132,4 кВт.
Привод механизмов тяговых двигатель
ЯМЗ-238М2 или ЯМЗ-238ДЕ

Способ бурения: роторный
Продолжительность цикла строительства скважины - 47 сут.
в том числе: строительные монтажные работы - 4 сут.
подготовительные работы к бурению - 1 сут.
бурение и крепление - 22 сут.
испытание в колонне - 20сут.
Проектная скорость бурения - 818м/ст.мес

Кондуктор: ОП32-135/8 x 5000 psi
ПУГ 13 5/8 x 5000 psi
ППГ 13 5/8 x 5000 psi
ОКК1 21-168x245
Эксплуатационная колонна: АФК1 – 80 x 21

Г е о л о г и ч е с к а я ч а с т ь

Т е х н и ч е с к а я ч а с т ь

Стратиграфия разрез			Литологиче разрез		Предполаг. Пластовое давление, МПа и температ (°С)		Интервалы возможных осложнений	Геотехнологические исследования	Геофизические исследования	Конструкция скважины Высота подъема цементного моста			Способ бурения, тип забойного двигателя	Тип,размер, количество долот,диаметр насадок,мм	Осевая нагрузка, тс	Скорость вращения рогатора, об/мин	Подача насосов, л/сек	Количество насосов, диаметр втулок, число ходов в 1 мин.	Тип и параметры бурового раствора (плотность, вязкость, водоотдача, толщина глинистой корки, СНС, содержание песка, выбуренная порода).	Компоновка низа бурильной колонны	Примечания
Глубина, м	Система	Отдел	Проектный	пластовое, P _{пл}	гидрораз, P _{гдр}	Ø339,7мм				Ø244,5мм	Ø168,3мм										
50	Нижний мел (альб+ап+барремский ярус)	K _{1a1+a+b}	0,1	0,1	Поглощение бурового раствора ожидается в интервалах: J ₂ /T ₁ - 355-600 м. Возможные нефтегазовогазопоявления: K _{1a1+a+b} , K _{1h} , J _{3v} , T ₁ - 200-600 м (нефть+газ+вода). Осыпи обвалы стенок в интервалах: K _{1a1+a+b} - 10-150 м; K _{1h} /T ₁ - 150-600 м. В разрезе проектных скважин текущие породы не ожидаются. Прочие возможные осложнения не ожидаются.	Интервалы отбора керн: J ₂ - 350-370 м; T ₁ - 500-530 м. Метраж отбор керн каждые 20-30 м. Интервалы по испытанию в эксплуатационной колонне: Ю-1-А+Б - 326-381 м; Ю-1-А - 346-360 м; Ю-1-А - 502-516 м; T ₁ -Б - 566-584 м.	1. Промежуточный комплекс: КС, ПС, ДС, АК, ГК, НК, инклинометрия 1/3 25м., термометрия. Масштаб 1 : 500 в интервале 0-200 м. 2. Полный комплекс: КС, ПС, ДС, АК, ГК, НК, инклинометрия 1/3 25м., термометрия. Масштаб 1 : 500 в интервале 200-600 м. БК, МБК, МКЗ, АК, ИК 5 зондов, ИКа, ИКр, ГТК, НК. Масштаб 1 : 200 в интервале 200-600 м. 3. Акустическая цементометрия. Масштаб 1 : 500 в интервале 0-200 м / 0-600 м.	10 м	150м	Роторный	Долото 311,1мм	10-12	90-100	28-35	НБТ-600-1шт. 180-150 ход.мин.	Полимерный ингибированный раствор ρ=1,15г/см ² T=45-50с., V=<8см ³ /30мин. СНС1/10мин=8-10/12-16гПа	Долото 311,1мм+УБТ 203мм -9,5м +КЛС 311,1мм+УБТ 203мм -19м +КЛС 311,1мм+УБТ 203мм -19м +УБТ 165,1мм - 48м.	1. При спуске колонны не допускается включать клиновой захват или аналогичное устройство до полной остановки колонны. 2. Подводить машинные и автоматические ключи к колонне бурильных (обсадных) труб допускается после посадки на клинья или элеватор. 3. При проявлении посадок во время спуска бурильной колонны произвести промывку и проработку ствола скважины в этих интервалах. 4. Запрещается оставление инструмента в открытом стволе без движения и промывка более 10мин. 5. В интервалах сужение ствола скважины спуск инструмента производить плавно без толчков. 6. Строго соблюдать параметры бурового раствора ежедневно производить проверку состояния бурового раствора в запасных мерниках и перед каждой СПО при наличии вскрытых продуктивных горизонтов не допускать остановок процесса СПО не более 1-1,5ч. 7. При возникновении сифона или поршневая производится промывка скважины и расхаживание бурильной колонны, ограничивается скорость подъема 8. Строго контролировать в процессе бурения количество промывочной жидкости находящейся в циркуляций. 9. При бурении не допускается превышать допустимые нагрузки и давление циркуляции бурового раствора. 10. При бурении вертикальных скважин отклонение от вертикали не должно превышать 3-5 градусов согласно пункт 71 "Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности".			
100			1,5	2,7																	
150			K _{1h}	Верхняя юра (волжский ярус)															J _{3v}		
200			K _{1v}	Средняя юра															J ₂		
250			K _{1a1+a+b}	Нижний триас															T ₁		
300	K _{1h}	Верхняя юра (волжский ярус)	J _{3v}																		
350	K _{1h}	Средняя юра	J ₂																		
400	K _{1h}	Средняя юра	J ₂																		
450	K _{1h}	Средняя юра	J ₂																		
500	K _{1h}	Средняя юра	J ₂																		
550	K _{1h}	Средняя юра	J ₂																		
600	K _{1h}	Средняя юра	J ₂																		

Условные обозначения:

	- глина		- пески
	- песчаники		- алевролит
	- мергель		

Заказчик: ТОО «Лайнс Джамп»	«Групповой технический проект на строительство эксплуатационных скважин глубиной 600(±250)м на месторождении «Караганда»	
Исполнитель: «Казахский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт» (КазНИГРИ)	Ответственные исполнители: Ислямов Х.М. Каражанова Г.А.	2019 г.
Приложение №1	Геолого-технический наряд	
Масштаб 1:5000		
Составила главный специалист отдела бурения: Проверил Зав.отдела бурения:		Каражанова Г.А. Ислямов Х.М.