

ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ТОБЕАРАЛ ОЙЛ»
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«TIMAL CONSULTING GROUP»

УТВЕРЖДАЮ:

Директор
ТОО «Тобеарал Ойл»

Н.М. Хамитов
2026г.



ГРУППОВОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО
ВЕРТИКАЛЬНЫХ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ
СКВАЖИН №№ Г- 66, Г-67
И ВЕРТИКАЛЬНЫХ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ РЕЗЕРВНЫХ
СКВАЖИН №№ Р1, Р2, Р3, Р4
С ПРОЕКТНОЙ ГЛУБИНОЙ 750 (±250) М
НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ТОБЕАРАЛ

Директор ТОО «Timal Consulting Group»:



Бабашева М.Н.

г. Атырау, 2026г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Должность, Ф.И.О.	Номер глав, разделов
Заместитель директора по анализу разработки:  С.Т. Нурбаев	Общее руководство по разработке
Управляющий директор по геологии  Ж.К. Мусина	Общее руководство по геологии
Инженер департамента разведки  Д. Нурбек	Текст
Ответственный исполнитель: Главный специалист департамента бурения  К.С. Буканов	Текст

Ответственный за Документ-контроль  З.Д. Кабдулова

СОДЕРЖАНИЕ

№ главы	Содержание	Стр.
	РАЗДЕЛ 1. ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА	
1.1	Сводные технико-экономические данные	14
1.2	Основание для проектирования	17
1.3	Общие сведения	18
1.4	Геологическая характеристика	20
1.4.1	Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины	23
1.4.2	Нефтегазоводоносность по разрезу скважины	27
1.4.3	Возможные осложнения по разрезу скважины	30
1.4.4	Исследовательские работы	33
1.4.5	Работы по испытанию (освоению) скважины, сведения об эксплуатации	34
	РАЗДЕЛ 2. ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	
2.1	Конструкция скважины	38
2.2	Профиль ствола скважины	45
2.3	Буровые растворы	46
2.4	Углубление скважины	53
2.5.	Крепление скважины	60
2.5.1	Расчет обсадных колонн	60
2.5.2	Выбор обсадных труб	60
2.5.3	Цементирование обсадных колонн	69
2.5.4	Оборудование устья скважины	76
2.6	Испытание скважин	77
2.6.1	Испытание пластов в процессе бурения	77
2.6.2	Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне	79
2.7	Дефектоскопия и опрессовка	82
2.8	Строительные и монтажные работы	86
2.8.1	Выбор и обоснование бурового оборудования	86
2.8.2	Подготовительные работы к строительству скважины (скважин)	89
2.8.3	Объем работ по комплекту бурового и силового оборудования	91
2.9	Продолжительность строительства скважин	96
2.10	Механизация и автоматизация технологических процессов, средства контроля и диспетчеризации	97
2.11	Соблюдение требований и мероприятий нормативно-технических документов	100
	РАЗДЕЛ 3. ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА	
3.1	Сведения о водоснабжении	108
3.2	Сведения об энергоснабжении	112
3.3	Схема транспортировки грузов и вахт	113
	РАЗДЕЛ 4. ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА НЕДР	
4.1	Основные требования по технике безопасности	115
4.2	Промышленная безопасности, охрана труда, промышленная санитария, противопожарная техника	120
4.2.1	Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций	120
4.2.2	Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда	126
4.2.3	Защита от шума и вибрации	129
4.2.4	Средства коллективной защиты от шума и вибрации	130
4.2.5	Освещение оборудование рабочих мест	130

№ главы	Содержание	Стр.
4.2.6	Средства индивидуальной защиты	131
4.2.7	Средства индивидуальной защиты, спецодежда	141
4.2.8	Обустройство временных объектов при проведении работ	142
4.2.9	Санитарно-бытовые помещения	145
4.2.10	Средства контроля воздушной среды	145
4.2.11	Мероприятия по промышленной санитарии	146
4.2.12	Первичные средства пожаротушения	153
4.3	Противофонтанная и газовая безопасность	154
4.3.1	Мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению газонефтеводопроявлений	154
4.3.2	Технологические мероприятия по предупреждению ГНВП	157
4.3.3	Порядок работы по предупреждению развития ГНВП при бурении	157
4.3.4	Технологические операции по контролю за поступлением флюида в процессе бурения	160
4.3.5	Мероприятия по предупреждению ГНВП при СПО	161
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.	163
4.3.7	Мероприятия по предупреждению износа обсадных колонн, периодичность и методы контроля их остаточной прочности	166
4.3.8	Оснащение буровой средствами технологического контроля раннего обнаружения	166
4.3.9	Организация контроля за производством работ на объектах работниками противофонтанной службы в зависимости от условий строительства и особенности скважины; обеспечение средствами связи, рабочего места, оперативного транспорта для работников противофонтанной службы	167
4.3.10	Методы и средства проветривания рабочих зон буровой	167
4.3.11	Мероприятия по предупреждению коррозии крепи скважины	167
4.3.12	Оценка коррозионного риска обсадных труб, НКТ и оборудования скважины	169
4.4	Прогноз возможных аварийных ситуаций. Мероприятия по их предотвращению и ликвидации. Инструкция по действию персонала	174
4.5	Оценка степени риска при строительстве скважины	182
4.5.1	Анализ и оценка степени риска при строительстве скважины	182
4.5.2	Анализ видов и последствий отказов	183
4.5.3	Определение степени риска строительства скважины	188
4.5.4	Идентификация опасностей	189
4.6	Охрана недр	193
4.6.1	Общая задача охраны недр в период поисковых работ на площади	193
4.6.2	Охрана недр в процессе разбуривание площади	194
4.6.3	Контроль окружающей среды	200
4.6.4	Радиационная безопасность	202
4.6.5	Рекультивация земель	203
РАЗДЕЛ 5. КОНСЕРВАЦИЯ И ЛИКВИДАЦИЯ		
5.1	Общая пояснительная записка и обоснование критериев ликвидации скважин	206
5.2	Ликвидация скважины	207
5.2.1	Порядок оформления материалов на ликвидацию скважины	208
5.2.2	Оборудование устья и ствола скважины при ее ликвидации	209
5.2.3	Технологические и технические решения по ликвидации скважины	210

№ главы	Содержание	Стр.
5.2.4	Порядок организации работ и оформления документов по ликвидации скважины	212
5.3	Консервация скважины	212
5.3.1	Технологические и технические решение по консервации скважины	212
5.3.2	Порядок организации работ по консервации скважины и обеспечению промышленной безопасности	213
5.4	Мероприятия по охране недр, окружающей среды и обеспечению промышленной безопасности	214

СПИСОК ТАБЛИЦ

№ п/п	№ рис.	Наименование таблиц	Стр.
1	2	3	
1.	1.1.1	Основные проектные данные	14
2.	1.1.2	Общие сведения о конструкции скважин	15
3.	1.1.3	Дополнительные сведения для составления сметы	16
4.	1.1.4	Дополнительные сведения по утилизации отходов бурения	16
5.	1.2.1	Список документов, которые являются основанием для проектирования	17
6.	1.3.1	Сведения о районе буровых работ	18
7.	1.3.2	Сведения о площадке строительства буровой	18
8.	1.3.3	Размеры отводимых во временное пользование земельных участков	18
9.	1.3.4	Источники и характеристики водо- и энергоснабжения связи и местных стройматериалов	19
10.	1.3.5	Сведения о подъездных путях	19
11.	1.3.6	Сведения о магистральных дорогах и водных транспортных путях	19
12.	1.4.1	Стратиграфический разрез скважин, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов	23
13.	1.4.2	Литологическая характеристика разреза скважин	24
14.	1.4.3	Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины	25
15.	1.4.4	Геокриологическая характеристика разреза скважин	26
16.	1.4.5	Нефтеносность	27
17.	1.4.6	Газоносность	27
18.	1.4.7	Водоносность	28
19.	1.4.8	Давление и температура по разрезу скважины	29
20.	1.4.9	Поглощение бурового раствора	30
21.	1.4.10	Осыпи и обвалы стенок скважины	30
22.	1.4.11	Нефтегазоводопрооявления	31
23.	1.4.12	Прихватаопасные зоны	31
24.	1.4.13	Текучие породы	32
25.	1.4.14	Прочие возможные осложнения	32
26.	1.4.15	Отбор керна, шлама и грунтов	32
27.	1.4.16	Геофизические исследования	33
28.	1.4.17	Данные по испытанию (опробованию) пластов в процессе бурения	33
29.	1.4.18	Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважин) в эксплуатационной колонне	34
30.	1.4.19	Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (освоении)	35
31.	1.4.20	Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости пласта в нагнетательной скважине	35
32.	1.4.21	Дополнительные работы при испытании (освоении)	36
33.	1.4.22	Данные по эксплуатационным объектам	36
34.	1.4.23	Дополнительные данные для определения продолжительности испытания (освоения) скважины	36
35.	2.1.1	Характеристика и устройство направления	38

№ п/п	№ рис.	Наименование таблиц	Стр.
36.	2.1.2	Глубина спуска и характеристика обсадных колонн	40
37.	2.1.3	Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн	41
38.	2.1.4	Технико-технологические мероприятия, предусмотренные при строительстве скважины по проектной конструкции	42
39.	2.1.5	Максимально допустимые гидродинамические давления в открытом стволе скважины при выполнении технологических операций	44
40.	2.2.1	Входные данные по профилю скважины	45
41.	2.3.1	Типы и параметры буровых растворов	48
42.	2.3.2	Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент	49
43.	2.3.3	Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработки	50
44.	2.3.4	Потребность воды или компонентов для обработки бурового раствора при разбуривании цементных стаканов	51
45.	2.3.5	Потребность компонентов для обработки бурового раствора при спуске обсадных колонн	51
46.	2.3.6	Суммарная потребность в компонентах бурового раствора на скважине	51
47.	2.3.7	Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов	52
48.	2.4.1	Способы, режимы бурения, расширки (проработки) ствола скважин и применяемые КНБК	53
49.	2.4.2	Компоновка низа бурильных колонн (КНБК)	54
50.	2.4.3	Потребное количество элементов КНБК	55
51.	2.4.4	Суммарное количество и масса КНБК	56
52.	2.4.5	Рекомендуемые бурильные трубы	56
53.	2.4.6	Конструкция бурильных колонн	57
54.	2.4.7	Крутящие моменты для свинчивания соединений бурильных труб и УБТ	57
55.	2.4.8	Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения	58
56.	2.4.9	Оснастка талевой системы	58
57.	2.4.10	Режим работы буровых насосов	59
58.	2.4.11	Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой	59
59.	2.4.12	Гидравлические показатели промывки	59
60.	2.5.1	Исходные данные для расчета обсадных колонн	60
61.	2.5.2	Способы расчета наружных давлений и опрессовки обсадных колонн	61
62.	2.5.3	Распределение давлений по длине колонны	61
63.	2.5.4	Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб	61
64.	2.5.5	Параметры обсадных колонн	65
65.	2.5.6	Суммарная масса обсадных труб	65
66.	2.5.7	Технологическая оснастка обсадных колонн	66
67.	2.5.8	Режим спуска обсадных труб	67
68.	2.5.9	Опрессовка обсадных труб и натяжение эксплуатационной колонны	68
69.	2.5.10	Общие сведения о цементировании обсадных колонн	69

№ п/п	№ рис.	Наименование таблиц	Стр.
70.	2.5.11	Характеристика жидкостей для цементирования	70
71.	2.5.12	Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов	71
72.	2.5.13	Технологические операции при цементировании и режим работы цементировочных агрегатов (буровых насосов)	72
73.	2.5.14	Схема обвязки и потребность в цементировочных агрегатах	73
74.	2.5.15	Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах	74
75.	2.5.16	Потребное количество цементировочной техники для цементирования обсадных колонн	74
76.	2.5.17	Потребное количество материалов для цементирования обсадных колонн	75
77.	2.5.18	Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО)	76
78.	2.6.1	Продолжительность работы пластоиспытателя (опробователя), спускаемого на трубах	77
79.	2.6.2	Характеристика КИИ и технологические режимы работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах	78
80.	2.6.3	Продолжительность работы опробователя пласта, спускаемого на кабеле	78
81.	2.6.4	Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ)	79
82.	2.6.5	Крутящие моменты для свинчивания соединений насосно-компрессорных труб	79
83.	2.6.6	Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов	80
84.	2.6.7	Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне	80
85.	2.6.8	Продолжительность работы агрегатов при испытании (освоении) скважины в эксплуатационной колонне	81
86.	2.6.9	Потребное количество материалов для освоения скважины в эксплуатационной колонне	81
87.	2.7.1	Виды операций контроля и объемы работ по дефектоскопии бурильного инструмента, проводимые с применением передвижной дефектоскопической лаборатории ПКДЛ	82
88.	2.7.2	Опрессовка оборудования и используемая техника	83
89.	2.7.3	Виды работ по контролю технического состояния скважин и приборные обеспечения	84
90.	2.8.1	Сочетание вариантов подготовительных и строительно-монтажных работ	87
91.	2.8.2	Сварочные работы при монтаже бурового оборудования	87
92.	2.8.3	Объемы подготовительных работ к строительству скважины (скважин)	89
93.	2.8.4	Перечень топографо-геодезических работ	90
94.	2.8.5	Варианты строительных и монтажных работ	90
95.	2.8.6	Объем работ по комплекту бурового и силового оборудования (мобильная буровая установка ZJ-20)	91
96.	2.8.7	Объемы работ по фундаментам под буровое оборудование	93
97.	2.8.8	Объем работ под конструктивные узлы вышки и привышечных	94

№ п/п	№ рис.	Наименование таблиц	Стр.
		сооружений к комплекту	
98.	2.8.9	Объемы работ при использовании специальной установки «УПА-60» и др.аналогичных установок, для испытания скважин	94
99.	2.8.10	Материалы и технические средства для выполнения природоохранных мероприятий с использованием «безамбарного» способа бурения	95
100.	2.9.1	Продолжительность строительства скважины	96
101.	2.9.2	Продолжительность бурения и крепления скважины по интервалам глубин	96
102.	2.10.1	Средства безопасности	97
103.	2.10.2	Средства контроля	99
104.	2.10.3	Средства диспетчеризации	99
105.	2.12	Список нормативно-справочных и инструктивно-методических материалов, используемых при принятии проектных решений в бурении скважин	104
106.	3.1.1	Водоснабжение	108
107.	3.1.2	Баланс водопотребления и водоотведения	111
108.	3.2.1	Электроснабжение	112
109.	3.2.2	Расчет потребности в ГСМ	112
110.	3.3.1	Маршруты транспортировки грузов вахт	113
111.	4.1.1	Наименование зданий, сооружения и наружных установок	117
112.	4.1.2	Предельно допустимые концентрации	119
113.	4.2.1.1	Основные нормативно-технические документы	124
114.	4.2.2.1	Основные требования и мероприятия	126
115.	4.2.2.2	Средства для оказания первой доврачебной помощи	128
116.	4.2.5.1	Нормы естественного освещения в помещениях	130
117.	4.2.7.1	Средства индивидуальной защиты, спецодежда	141
118.	4.2.11.1	Минимальный расход наружного воздуха	148
119.	4.2.11.2	Классификация производственных процессов	151
120.	4.3.11.1	Свойства цемента типа ПЦТ I-G	168
121.	4.4.1	Прогноз возможных аварийных ситуаций	174
122.	4.5.2.1	Матрица “вероятность – тяжесть последствий”	184
123.	4.5.2.2	Вид аварии	184
124.	4.6.2.1	Наименование отходов	197
125.	4.6.2.2	Объем выбуренной породы при строительстве скважины	199

СПИСОК РИСУНКОВ

№№ п/п	№№ прил.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1	1.4.1	Обзорная карта района работ	21
2	1.4.2	Карта-схема расположения пробуренных и проектных скважин	22
3	2.1.1	График совмещенных давлений	39
4	2.5.1	Проверка обсадной колонны на прочность	62
5	2.5.2	Обсадная колонна [Кондуктор]	62
6	2.5.3	Обсадная колонна [Эксплуатационная]	63
7	4.1	Дерево отказов и событий	192

СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	№ табл. прил.	Наименование
1	2	3
1	П-1	Протокол
2	П-2	Лицензия
3	П-3	Техническое задание
4	П-4	Паспорт группового технического проекта
5	П-5	Схема расположения оборудования буровой установки «ZJ-20»
6	П-6	Схема обвязки устья скважины ПВО
7	П-7	Типовая схема обвязки скважины при испытании
8	П-8	Схема обвязки тампонажной техники для цементирования 168,3 мм эксплуатационной колонны
9	П-9	Схема расположения жилого городка и план эвакуации людей при возникновении ЧС
10	П-10	Геолого-технический наряд (ГТН)

АННОТАЦИЯ

«Групповой технический проект на строительство вертикальных эксплуатационных скважин №№ Г- 66, Г-67 и вертикальных эксплуатационных резервных скважин №№ Р1, Р2, Р3, Р4 с проектной глубиной 750 (±250) м на месторождении Тобеарал», 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) и выполнен по форме и содержанию «Макета рабочего (технического) проекта на строительство скважин на нефть и газ» (РД 39-0148052-537-87).

РЕФЕРАТ

Вертикальные эксплуатационные скважины с проектной глубиной 750 (±250) м на месторождении Тобеарал расположены на территории Курмангазинского района Атырауской области Республики Казахстан.

В проекте рассмотрены следующие разделы: сводные технико-экономические данные, конструкция скважины, режимы бурения, буровые растворы, крепление, испытание, объемы работ по монтажу бурового оборудование, вопросы техники безопасности и промышленной санитарии, охраны недр и окружающей среды.

Цель работы – расчет конструкции скважин, выбор компоновок низа бурильной колонны (КНБК), параметров режима бурения, параметров бурового раствора, выбор обсадных труб, цементирования скважин, расчет гидравлических потерь в системе скважина-пласт, расчет продолжительности проводки скважин, охрана недр и окружающей среды, техническая безопасность и промышленная санитария. Расчеты применяемых технологий строительства скважины произведены с учетом отечественного и мирового опыта строительства скважин.

Все показатели, указанные в технической документации, являются проектными и будут уточняться в процессе проводки скважин по согласованию между Заказчиком и Проектировщиком.

При отклонении проекта в части технической безопасности, проект подлежит согласованию в Департаменте Комитета промышленной безопасности МЧС РК по Атырауской области, а при отклонении в части противодонной безопасности в местном филиале АСС.

Данный проект является основным документом на строительство вертикальных эксплуатационных скважин, проектной глубиной 750(±250) м на месторождение «Тобеарал»

Данным проектом предусматривается:

Конструкция скважин:

Направление \varnothing 323,9 мм	0 – 50 м
Кондуктор \varnothing 244,5 мм	0 – 250 м
Эксплуатационная колонна \varnothing 168,3 мм	0 – 750 м

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: скважина, конструкция скважины, бурильный инструмент, буровые растворы, буровые долота, режим бурения, обсадные трубы, цементирование скважины, закачивание скважин.

**РАЗДЕЛ 1.
ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА**

1.1. Сводные технико-экономические данные

Таблица 1.1.1 - Основные проектные данные

Наименование данных	Значение
1	2
Месторождение, площадь (участок)	Тобеарал
Номера скважин, строящихся по данному проекту	№№ Г-66, Г-67, Р1, Р2, Р3, Р4 (резервные)
Расположение (суша, море)	суша
Цель бурения и назначение скважины	Добыча углеводородного сырья
Проектный горизонт	J ₂ , Т
Проектная глубина, м:	
- по вертикали	750
- по стволу	750
Число объектов испытания:	
в открытом стволе	1
в колонне	1
Вид скважины (вертикальная, наклонно-направленная, кустовая)	Вертикальная
Азимут бурения, град.	-
Способ строительства скважины	безамбарный
Способ бурения	Роторный
Вид привода	Дизель-электрический
Вид монтажа (первичный, повторный)	повторный
Тип буровой установки	ZJ-20 или аналогичная буровая установка грузоподъемностью не менее 135т
Тип вышки	Мачтовая, телескопическая
Максимальная масса колонны, тн обсадной бурильной с КНБК суммарная (при спуске секциями)	24,3 47,78
Тип установки для испытаний	УПА - 60
Продолжительность цикла строительства скважин, сут. в том числе:	31
строительно-монтажные работы, сут	7
подготовительные работы к бурению	2
бурение и крепление	15
испытание в открытом стволе	2
испытание в эксплуатационной колонне	5
Проектная коммерческая скорость бурения, м/ст-мес.	1500
Дежурство на буровой геологической и технологической службой	Постоянно
Вахтовый поселок на буровой для проживания персонала	Жилые вагоны
Сметная стоимость сооружения дороги	Договорная
Дежурство на буровой площадке спецтехники.	Постоянно

Примечание:

Допускается применение других буровых установок при условии обеспечения ими требований нормативных документов.

Таблица 1.1.2 - Общие сведения о конструкции скважины

№ колонны в порядке спуска	Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска			
			По вертикали		По стволу	
			От (верх)	До (низ)	От (верх)	До (низ)
1	2	3	4	5	6	7
1	Направление	323,9	0	50	0	50
2	Кондуктор	244,5	0	250	0	250
3	Эксплуатационная колонна	168,3	0	750(±250)	0	750(±250)

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

Таблица 1.1.3 - Дополнительные сведения для составления сметы

Мощность трубопроводной базы, площадки, тыс. м бурильных труб	Наличие тампонажной конторы, цеха	Среднегодовое количество буровых станков		Время пребывания (электробура на забое), %	Время механического бурения на воде, %	Дежурство, работа бульдозеров, автомашин на буровой, ч/сут.	Форма оплаты труда буровой	Категория УБР	Коэффициент оборачиваемости бурильных труб, %
		в бурении и испытании	в т. ч. в турбинном бурении						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
10	Да	7	-	35	Нет	По заявке	Договорная	1	-

Таблица 1.1.4 - Дополнительные сведения по утилизации отходов бурения

Продолжительности содержания лаборатории по контролю буровых и тампонажных растворов, м				Дополнительные рабочие для приготовления утяжелителей и обработки бурового раствора				Дополнительные рабочие			Объем повторно используемого раствора, м³	Отходы бурения (отработанный раствор, шлам, сточные воды, нефтепродукты другие отходы)	Объем отходов, м³			
								количество		число смен в сутки			всего	в том числе подлежит		
При бурении		при испытании		Интервал глубины, м	количество	число смен в сутки	слесарей	Электро-монтеров	число смен в сутки					13	14	15
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
У подрядчика по буровым растворам				Исходя из ожидаемых пластовых давлений и обеспечения устойчивости ствола скважины				1	1	2	100,6	Шлам	52,9	52,9	-	-
												ОБР	86,9	86,9	-	-
												Сточные воды	173,8	173,8	-	-

Примечание: Отходы бурения подлежат вывозу на утилизации по следующей схеме:
 -разделение по типам отходов (твёрдые, жидкие, нефтесодержащие и т.п.);
 -сбор в соответствующие контейнеры и ёмкости;
 -вывоз отходов бурения с последующей их нейтрализацией и утилизацией на спец. полигоне.

1.2. ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Таблица 1.2.1-Список документов, которые являются основанием для проектирования

№ п/п	Наименование документа
1	2
1	Договор № 25/12-2025/01 между ТОО «TIMAL CONSULTING GROUP» и ТОО «Тобеарал Ойл» на разработку «Групповой технический проект на строительство вертикальных эксплуатационных скважин №№ Г- 66, Г-67 и вертикальных эксплуатационных резервных скважин №№ Р1, Р2, Р3, Р4 с проектной глубиной 750 (±250) м на месторождении Тобеарал»
2	Техническое задание на разработку «Группового проекта на строительство вертикальных эксплуатационных скважин»

1.3. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Таблица 1.3.1 -Сведения о районе буровых работ

Наименование	Значение (текст, название, величина)
1	2
Площадь (месторождении)	Тобеарал
Блок (номер или название)	-
Административное расположение: <ul style="list-style-type: none"> Республика Область (край) Район 	-Казахстан -Атырауская -Курмангазинский
Год ввода, г: <ul style="list-style-type: none"> месторождения в эксплуатацию 	-2006г
Расположение (суша, море)	- суша
Температура воздуха, °С <ul style="list-style-type: none"> среднегодовая наибольшая летняя наименьшая зимняя 	+ 5,5°С +35- 40°С - 33-45°С
Среднегодовое количество осадков, мм	237мм
Максимальная глубина промерзания грунта, м	1,50
Продолжительность отопительного периода в году, сут.	189
Продолжительность зимнего периода в году, сут.	151
Азимут преобладающего направления ветра, град	Северо-восточное, северо-западное
Наибольшая скорость ветра, м/с	20 м/с
Метеорологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-

Таблица 1.3.2 - Сведения о площадке строительства буровой

Наименование	Значение (текст, название, величина)
1	2
Рельеф местности	Слабовсхолмленное плато, полого погружающееся в юго-западном направлении
Состояние местности	Солончаки, пески, не заболоченное
Толщина – снежного покрова, см почвенного слоя, см	25-50 15
Растительный покров	Скудный, полупустынного типа (попынь, колючка)
Категория грунта	-Вторая

Таблица 1.3.3 - Размеры отводимых во временное пользование земельных участков

Назначение отводимого участка	Размер отводимого участка, га.	Источник нормы отвода земель
1	2	3
Строительство буровой установки и размещение оборудования и техники	1,7	Норма отвода земель для нефтяных и газовых скважин СН 459-74 Б

Таблица 1.3.4 - Источники и характеристики водоснабжения, энергоснабжения, связи и стройматериалов

Название вида снабжения: (водоснабжение: для бурения, для дизелей питьевая вода для бытовых нужд, энергоснабжение, связь, местные материалы) и т.п.	Источник заданного вида снабжения	Расстояние от источника до буровой, км	Характеристика водо- и энергопровода, связи и стройматериалов
1	2	3	4
Техническая вода	Привозная от станции Ганюшкино	40	Автоцистернами
1. Для хозяйственных нужд – пресная вода 2. Для питьевых целей - бутилированная	Ближайший населенный пункт пос.Курмангазы	- -	Автоцистернами Автоцистернами
Энергоснабжение	Автономная	Дизель- электростанция при буровой	Низковольтная ЛЭП-200 на металлических или ж/б опорах
Связь	Радиотелефон, радиостанция, эл.почта	-	Связь с офисом
Местные стройматериалы	Местный карьер	До 30	Автотранспорт

Таблица 1.3.5 - Сведения о подъездных путях

Протяженность, км	Характер покрытия	Ширина, м	Высота насыпи, см	Характеристика дороги
1	2	3	4	5
Спланированные бульдозером временные дороги				

Таблица 1.3.6 - Сведения о магистральных дорогах и водных транспортных путях

Магистральные дороги			Водные транспортные пути		
наличие (ДА, НЕТ)	название	расстояние до буровой, км	наличие (ДА, НЕТ)	название	расстояние до буровой, км
1	2	3	4	5	6
Да	Атырау- Астрахань	220	нет	-	-

1.4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Исходные геологические данные для составления: Групповой технический проект на строительство вертикальных эксплуатационных скважин №№ Г- 66, Г-67 и вертикальных эксплуатационных резервных скважин №№ Р1, Р2, Р3, Р4 с проектной глубиной 750 (±250) м на месторождении Тобеарал.

Цель бурения: - Добыча углеводородного сырья

Проектная глубина: по вертикали –750м (±250)

Проектный горизонт: - J₂, Т

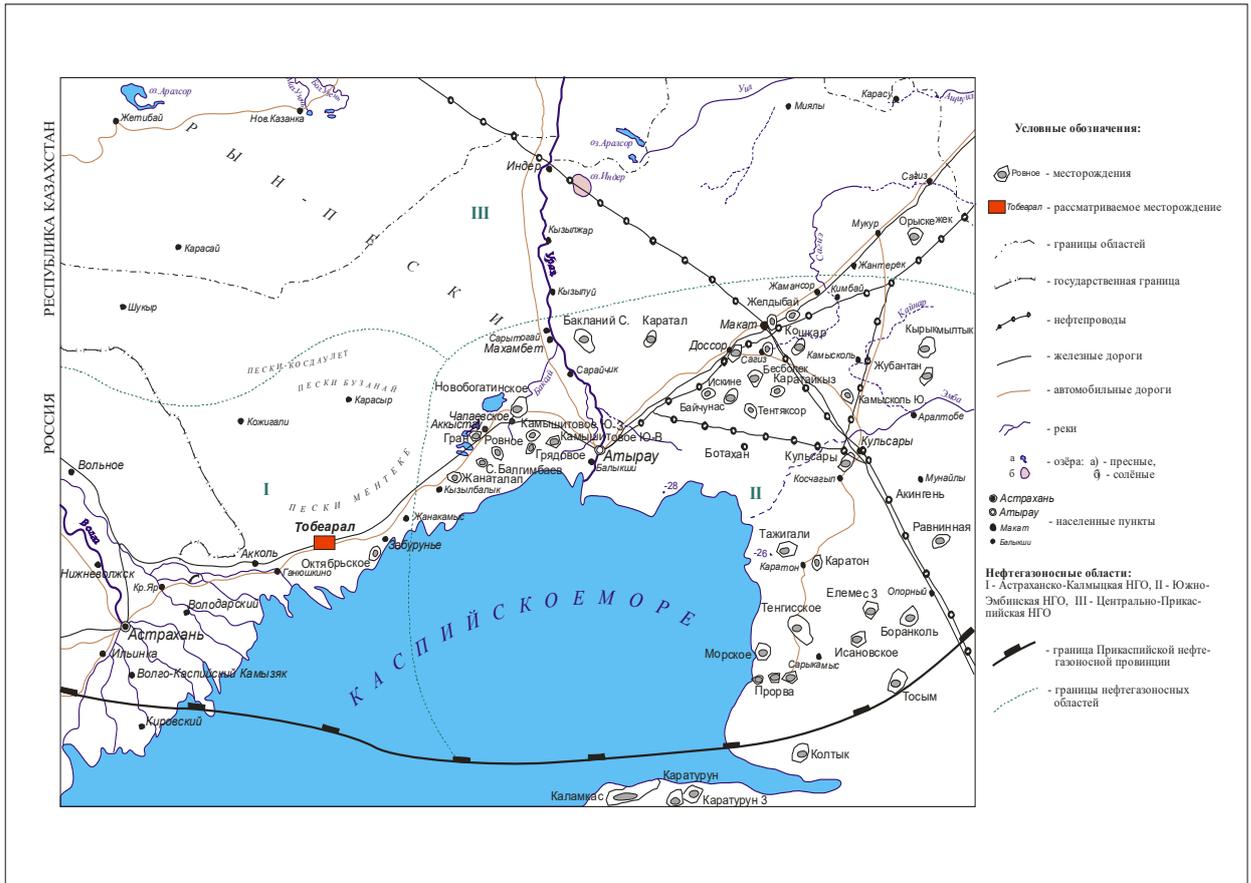


Рис.1.4.1 - Обзорная карта района работ

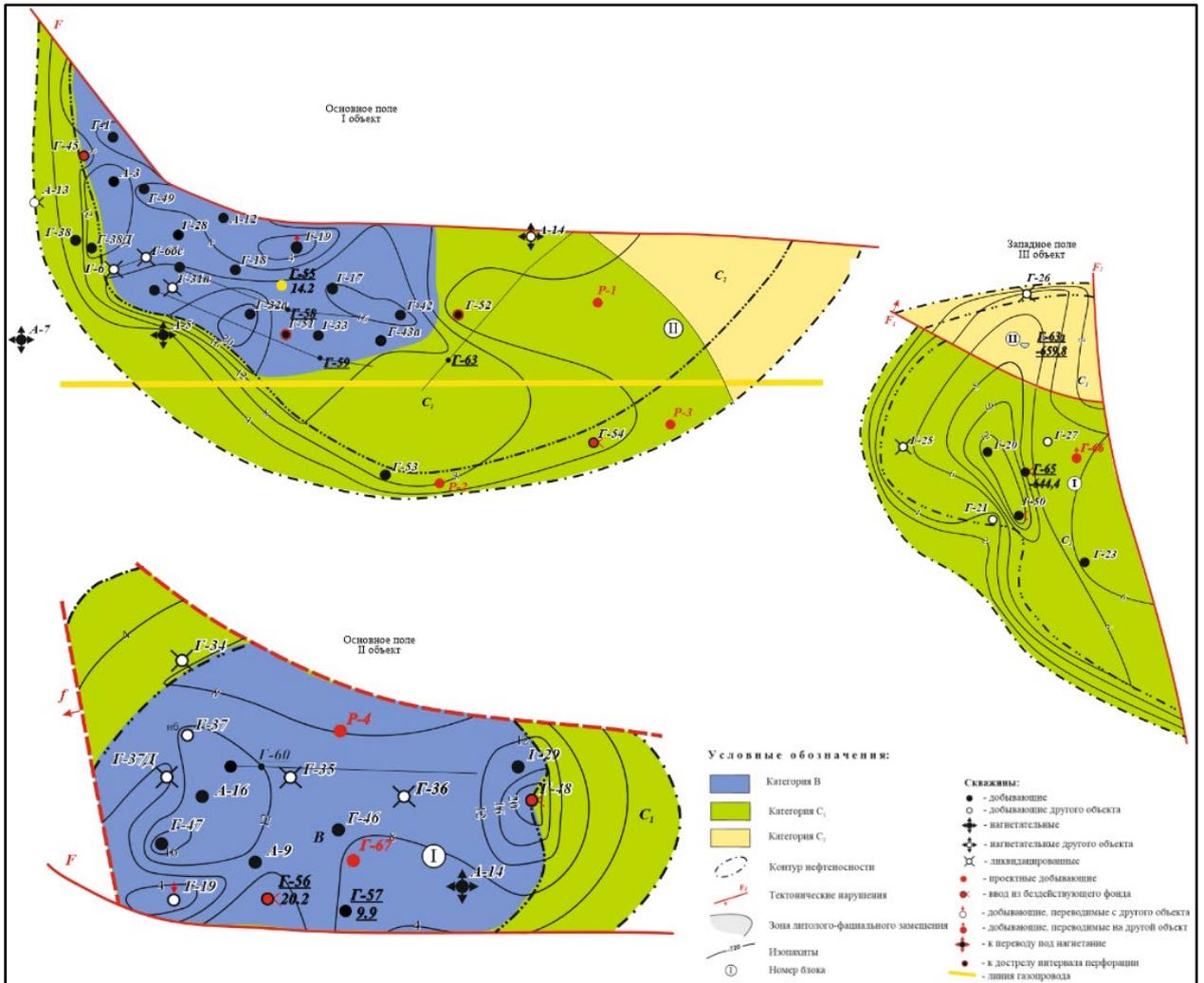


Рис. 1.4.2 - Карта-схема расположения пробуренных и проектных скважин

1.4.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины

Таблица 1.4.1 - Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	Название	Индекс	Угол, град	Азимут, град	
1	2	3	4	5	6	7
0	350	Неоген -Четвертичные	N+Q	до 1	-	1,20
350	480	Меловой комплекс	К	до 1	-	1,20
480	650	Юрский комплекс	J	до 5	-	1,20
650	700	Триасовый комплекс	T	до 5	-	1,20
700	750	Пермь, кунгур	P1k	до 5	-	1,20

Таблица 1.4.2 - Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	Краткое название	Процент	
1	2	3	4	5	6
Неоген- N+Q	0	350	Глины	80	Серая, зеленовато-серые, до черных, слабо песчанистая, известковистая, коричневые до буровато-зеленых
			Пески	20	
Верхний мел - K _{1al}	350	400	Глины	40	Серые, слабopесчанистые, известковистые, серовато-белые, местами мелоподобные, слюдистые с включениями белого мела, налета пирита и обломков раковин.
			Мергели	30	Серовато-зеленые, крепкие, слабopесчанистые, слюдистые с обломками раковин
			Известняки	30	Серовато-зеленые, темно-серовато зеленые, крепкие, слюдистые, с включениями гнезд пирита и фарфоритовых галек
Нижний мел - K _{1art}	400	480	Глины	40	Известковистые, слоистые с прослойками алевритов серых, зеленовато-серых, песчаные, слюдистые
			Песчаники	45	Темно-серые, крепкие, мелкозернистые, слюдистые с единичными обломками раковин, гнездами глауконитового песка юго-западное поле представлен чередованием глинистых
			Алевролиты	15	Серовато-зеленые, темно-серые, крепкие, трещиноватые с налетами песка серого, мелкозернистого
Средняя юра - J ₂	480	650	Песчаники	70	Темно-серые и алевритовые, неизвестковистые, слоистые. Серые, различной зернистости, слоистые с глинистыми, редко глинисто-карбонатным цементом
Триас	650	700	Глины	15	Чередование глинистых пропластков. Плотные пласты – крепко сцементированные песчаники с карбонатным цементом.
			Песчаники алевролиты	85	
Пермь кунгур	700	750	ангидрит	60	Ангидриты, гипсы с прослоями терригенных пород, каменная соль
			Каменная соль	40	

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мдарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Соленость, %	Сплошность породы	Твердость, кгс/мм ²	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы по промысловой классификации (мягкая, средняя и т.п.)	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга, кгс/мм ²	Гидратационное разуплотнение (набухание) породы
	От (верх)	До (низ)															
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
N+Q	0	350	Глины	2,56	0,0	0,0	0,0	25,0	0,0	0,0	10	0,0	0	Мягкая	0	0	0
			Пески	2,00	20,0	30,0	0,0	3-6	0,0	0,0	19,0	0,0	3	Средняя	0	0	0
			Мергели	2,64	28,8	4,9	0,0	5-6	0,0	0,0	0,0	0,0	4	Средняя	0	0	0
			Песчаники	2,37	30,0	155,0	25,0	10	1,1	0,0	71,0	0,0	4	Средняя	0	0	0
K	350	480	Глины	2,13	15,0	16,0	15,0	54,0	0,0	0,0	26,0	0,0	2	Мягкая	0	0	0
			Мергели	2,64	28,8	4,9	0,0	5-6	0,0	0,0	0,0	0,0	4	Средняя	0	0	0
			Песчаники	2,37	30,0	155,0	25,0	10	1,1	0,0	71,0	0,0	4	Средняя	0	0	0
J	480	650	Глины	2,40	30,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	35,0	0,0	4	Средняя	0	0	0
			Песчаники	2,60	28,0	0,0	15,0	8,0	0,0	0,0	5-40	0,0	2	Мягкая	0	0	0
			Мергели	2,54	27,4	63,59		10,65	0,0	0,0		0,0	2	Мягкая	0	0	0
			Известняки	2,48	25,8				0,0	0,0		0,0	2	Средняя	0	0	0
			Доломиты	2,40	30,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	35,0	0,0	4	Средняя	0	0	0
PT	650	750	Песчаники	2,60	28,0	0,0	15,0	8,0	0,0	0,0	5-40	0,0	2	Мягкая	0	0	0
			Глины	2,43	28,1				0,0	0,0		0,0	2	Мягкая	0	0	0

Таблица 1.4.4-Геохронологическая характеристика разреза скважины

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

1.4.2 Нефтегазоводоносность по разрезу скважин

Таблица 1.4.5 - Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³		Кинематическая вязкость, при 20°C мм ² /сек	Содержание серы, % по весу	Содержание парафина % по весу	Свободный дебит, м ³ /сут	
	От (верх)	До (низ)		В пластовых условиях	После дегазации					
										1
К	350	480	Гранулярный	-	-	-	-	-	-	
Ж	480	650	Гранулярный	0,89	0,9	347,5	0,26	1,9	10-30	

Примечание: Указанные интервалы нефтеносности будут уточняться по данным геологической службы Заказчика.
 Проектом предусмотрено бурение скважин с вскрытием юрской толщи и верхних слоев триас. Продуктивные горизонты ожидаются в юрской толще.

Таблица 1.4.6-Газоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Состояние (газ. конденсат)	Содержание сероводорода, % по объему	Содержание углекислого газа % по объему	Относительная по воздуху плотность газа % по объему	Коэф-т 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 скв.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Газовая залежь отсутствует												

Таблица 1.4.7 - Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Фазовая проницаемость, мдарси	Степень минерализации, г/л	Тип воды по Сулину: СФН-сульфатно - натриевый ГКН – гидрокарбонатнатриевый ХЛМ –хлормагниевый. ХЛК -хлоркальциевый	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
	от (верх)	до (низ)							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
N+Q	0	350	гранулярный	1,05			18,1	ХЛК	нет
К	350	480		1,07					
J	480	650		1,08			120,0		
T	650	700	гранулярный	1,085			155,3	ХЛК	нет
P1k	700	750		1,09			160,0		

Примечание: Указанный интервалы водоносность будут уточняться по данным геологической службой Заказчика.

Таблица 1.4.8 - Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		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
N+Q	0	350	-	0,100	РФС	-	0,100	РФС	0,156	0,156	РФС	-	0,159	ПРС	22	РФС
К	350	480	0,100	0,102	РФС	0,100	0,102	РФС	0,156	0,156	РФС	0,159	0,160	ПРС	26	РФС
J ₂	480	650	0,102	0,103	РФС	0,102	0,103	РФС	0,156	0,158	РФС	0,160	0,170	ПРС	45	РФС
РТ	650	750	0,103	0,103	РФС	0,103	0,103	РФС	0,158	0,158	РФС	0,170	0,175	ПРС	48	РФС

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

1.4.3 Возможные осложнения по разрезу скважины

Таблица 1.4.9 - 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 x м)		Условия возникновения
	От (верх)	До (низ)				При поглощении	После изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
J ₂	480	550	В ранее пробуренных скважинах отсутствовало поглощение глинистого раствора	-	-	-	-	Отклонение величины удельного веса бурового раствора от проектных значений

Таблица 1.4.10-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»		
1	2	3	4	5	6	7	8
N+Q	50	350	Глин	1,12	V > 12,0 см ³ /30мин	В процессе вскрытия и дальнейшем бурении	Возможны обвалы стенок скважины из-за наличия в разрезе водонасыщенных песчаных пластов и размывы стенок скважины из-за наличия глин
K	350	480	Полимер.	1,12-1,14			
J ₂ PT	480 650	650 750	Полимер.	1,16-1,18			

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.

Таблица 1.4.11-Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, г/см ³	Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т.п.)
	От (верх)	До (низ)				
1	2	3	4	5	6	7
К	350	480	Вода+нефть+газ	-	При превышении пластового давления на 5% над забойным	Разгазирование раствора, падение плотности бурового раствора, пузырьки газа, пленка нефти
Ж	480	650	Нефть+газ	-		
РТ	650	750	Нефть+газ	-		

Таблица 1.4.12-Прихватопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		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
К	350	480	затяжки	полимерный	1,15	<12-15	Lude 167 или Т-80	-	Превышение фильтрации, недостаточная гидромониторная очистка забоя
Ж	480	650							

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

Таблица 1.4.13 - Текучие породы

Индекс стратиграфического-го 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, грифообразование.	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения.
1	2	3	4	5
N+Q	0	350	грифообразование	Превышение фильтрации, уменьшение вязкости, интенсивная очистка скважины

Таблица 4.15 - Отбор керна, шлама, флюидов

Индекс стратиграфического подразделения	Параметры отбора керна		Интервал по вертикалу		Метраж отбор керна, м	Параметры отбора шлама, м			Параметры отбора грунтов		
	миним. диаметр, мм	максим. проходка, м	от (верх)	до (вниз)		Интервал, м		Частота отбора шлама через, м	Глубины отбора грунтов	Тип бокового грунтоноса	Количество образцов пород, шт
						от (верх)	до (вниз)				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Отбор керна будет уточняться геологической службой заказчика											

Примечание: Интервалы отбора шлама уточняются геологической службой Заказчика.

1.4.4 Исследовательские работы

Таблица 1.4.16 - Геофизические исследования

Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы производятся			Примечание
		на глубине (по стволу), м	В интервале (по стволу), м		
			От (верх)	До (низ)	
1	2		3	4	5
I. Исследования при бурении – обязательный комплекс					
Вертикальная часть ствола скважины (45°)					
1. КС, ПС, ДС, БК, ИК(а+р), ГК, НГК, инкл.	1:500	250	0	250	
2. КС, ПС, ДС, ИК(а+р), БК, МБК, АК, ГК, НГК, Терм., инкл., АКЦ9	1:500	500	250	750	
	1:200		250	500	
3. КС, ПС, ДС, ИК(а+р), БК, МБК, АК, ГК, НГК, инкл.,	1:500	750	450	750	
	1:200		450	750	
4. КС, ПС, ДС, БК, МБК, ИК(а+р), ГК, НГК, ННК-т, ГГК-п, АК, Терм., инкл.	1:500	150	250	750	
	1:200		550	700	
5. Термометрия ОЦК, АКЦ экс. колонны	1:500	750	0	750	
	1:500		750	0	

Примечание: Интервалы и объем ГИС могут корректироваться в процессе бурения геологической службой Заказчика.
По желанию Заказчика замеры могут производиться приборами импортного производства.

Таблица 1.4.17 - Данные по испытанию (опробованию) пластов в процессе бурения

Индекс стратиграфического подразделения	Испытание (опробование) пластоиспытателем на трубах		Опробование пластоиспытателем на кабеле		
	Глубина, м	Количество циклов промывки после проработки	Интервал, м		Количество проб, шт.
			От (верх)	До (низ)	
1	3	4	5	6	7
J ₂	500-530	2	не планируется		

Примечание: Интервалы ИПТ уточняются по результатам бурений и ГИС.

1.4.5 Работы по испытанию (освоению) скважины, сведения об эксплуатации

Таблица 1.4.18 - 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)	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)							Максимальное снижение уровня, м	Плотность жидкости, г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Т	1	550	580	-	-	колонна	Передвижная	Фонтан возможен	3	3,5,7	Раствор-вода	20-40	1,03

Примечание: Интервалы испытания и их количество определяются по результатам заключения интерпретации ГИС и по решению геологической службы Заказчика

Таблица 1.4.19 - Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (освоении)

Номер объекта (см. табл. 4.17)	Перфорационная среда		Мощность перфорации, м	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 НКТ? (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
1	Пластовая вода	1,03	10	Кумулятивная	“Power Jet 4 ^{1/2} ” HMX”	16	160	1	нет	Не предусмотрено	

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

Таблица 1.4.20-Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости пласта

Номер объекта	Название процесса: солянокислотная обработка, установка кислотной ванны, добавление кумулят. перфор., гидроразрыв пласта гидропескоструйной перфорацией, обработка закачкой изотопов и другие операции, выполняемые по местным нормам	Количество операций, установок, импульсов, спусков, перфоратора, шт.	Плотность жид- кости в колонне, г/см ³	Дав- ление на устье, Мпа	Темпе- ратура закачи- ваемой жидкости, С ⁰	Глуби- на уста- новки пакера, м	Мощ- ность перфорации, м	Типо- размер перфо- ратора	Количество отверстий на 1 м, шт.	Коли- чество одновременно спускаемых зарядов, шт.	Местные нормы време- ни, сут.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
В процессе испытания при необходимости по решению Заказчика может быть предусмотрена интенсификация притока пластового флюида физико-химическими, теплофизическими, гидромеханическими и другими способами											

Таблица 1.4.21 - Дополнительные работы при испытании (освоении)

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

Таблица 1.4.22 - Данные по эксплуатационным (отрабатываемым) объектам

Номер объекта (см. табл. 4.17)	Плотность жидкости в колонне, г/см ³		Пластовое давление 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
Скважина эксплуатационная									

Таблица 1.4.23 - Дополнительные данные для определения продолжительности испытания (освоения) скважины

Номер объекта	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	Гидрогазо-динамические исследования в эксплуатационной скважине	Освоение, очистку и гидрогазо-динамические исследования		
				Задавка скважины через НКТ	Использование норм по ССНВ для разведочных скважин					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	да	-	да	да	-	нет	-	да	-	нет

РАЗДЕЛ 2. ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИН

Таблица 2.1.1 - Характеристика и устройство направления

Характеристика трубы					Стандарт на изготовление	Подготовка шахты или ствола, спуск и крепление направления
Наружный диаметр, м	Длина, м	Марка (группа прочности) материала	Толщина стенки, мм	Масса, т		
1	2	3	4	5	6	7
Устройство шахты 2 м×2 м×1,5 м с железобетонным дном и стенок шахты толщиной не менее 15 см или железным листом толщиной 10 мм						

Таблица 2.1.2 - Глубина спуска и характеристика обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны (направление, кондуктор, первая и последующие, промежуточные, заменяющая, надставка, эксплуатационная) или открытый ствол	Интервал по стволу скважины (установка колонны или открытый ствол), 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	Номер раздельно спускаемой части в порядке спуска	Интервал установки раздельно спускаемой части, м		Необходимость спуска колонны в один прием или секциями, установки надставки, смены или поворота секции
		3	4					9 от (верх)	10 до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление Ø323,9мм	0	50	393,7	0	1	1	0	50	Для защиты от размыва устья скважины буровым раствором, обвязки устья скважины, с подъемом цемента до устья
2	Кондуктор Ø244,5мм	0	250	295,3	0	1	1	0	250	Цементируется до устья, спускается с целью перекрытия верхних неустойчивых пород, обвязка устья скважины ПВО
3	Эксплуатационная колонна Ø168.3мм	0	750	222,3	0	1	1	0	750	Испытание и эксплуатация продуктивного объекта.

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

Таблица 2.1.3-Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Раздельно спускаемые части												
	Номер раздельно спускаемой части в порядке спуска	Количество частей	Номер одноразмерной части в порядке спуска	Наружный диаметр, мм	Интервал установки одноразмерной части, м		Ограничение на толщину стенки не более, мм	Соединение обсадных труб в каждой одноразмерной части					
					от (верх)	до (низ)		Количество типов соединений, шт	Номер в порядке спуска	Условный код типа соединения и марка стали.	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	323,9	50	0	-	1	1	ОТТМА	351	0	50
2	1	1	1	244,5	250	0	-	1	1	ОТТМА	270	0	250
3	1	1	2	168,3	750	0	-	1	1	ОТТМА	188	0	750

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

Таблица 2.1.4 -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 НГП и проверку их знаний. Проведение учебных тревог «Выброс», периодичность – 4 раза в месяц и перед вскрытием продуктивного пласта.	Нефтегаздоопроявления
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. — Перед началом бурения бурильщик обязан ознакомиться с характером отработки 	Предупреждение аварийных ситуаций и осложнений

<p>предыдущего долота и режимом его работы для установления правильного режима работы новым долотом.</p> <ul style="list-style-type: none">— 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, наверхнуть ведущую трубу (квадрат), дать промывку и путем расхаживания и проворота ротором при промывке сбить сальник с долота.— Не оставлять инструмент в открытом стволе скважины без движения более 5–10 мин (уточняется технологической службой подрядчика).— Поддерживать в буровом растворе смазочные добавки в требуемых пределах.— Постоянно контролировать и регистрировать величину вращающего момента бурильной колонны, не допуская превышения установленной величины с помощью моментомера. <p>В случае интенсивного обвалообразования бурение прекратить, инструмент без движения не оставлять, производить промывку скважины с целью очистки ствола от обвалившейся породы.</p> <ul style="list-style-type: none">— При спуске бурильного инструмента в скважину производить промежуточные промывки, при возникновении посадок обязательно.— В местах постоянных сужений ствола скважины производить спуск бурильного инструмента с проработкой, а подъем при наличии затяжек (для БР) осуществлять с промывкой.— При изменении компоновки низа бурильной колонны или типа долота спуск инструмента в открытой части ствола скважины производить замедленно, а в местах посадок и интервалах постоянных сужений производить проработку.— Все резьбовые соединений УБТ при каждом спуске в скважину докреплять машинными ключами.— 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:<ul style="list-style-type: none">— Применение специальной КНБК, обеспечивающей необходимую жесткость низа бурильной колонны, нормальную проходимость по стволу, предотвращение заклинивания инструмента при СПО;— контроль параметров кривизны и азимута с помощью инклинометра через 150–250 м проходки скважины.	
--	--

5	При бурении в продуктивном газовом пласте механическая скорость проходки должна ограничиваться до значений, при которых обеспечивается дегазация бурового раствора.	Предупреждение НГП
6	Проверять работоспособность ПВО каждую неделю.	Предупреждение и борьба с НГВП.
7	Организационные мероприятия по исследованию скважин на продуктивность.	Испытание скважины на продуктивность.
8	Установки станции ГТИ (ГТК).	Оперативный контроль скважины газосодержания, расхода промывочной жидкости при циркуляции, раннее обнаружение проявления и поглощения бурового раствора.
9	Монтаж средств контроля и сигнализации за уровнями бурового раствора в приемной и доливной емкостях.	Раннее обнаружение НГП.
10	Ограничение притока пластового флюида в соответствии с РД 39-2-803-82. Допустимый объем притока при этом составит: - в процессе бурения 1,5м ³ , - при СПО – 1,0м ³ .	Раннее обнаружение НГП.
11	Долив скважины при подъеме бурильной колонны производить: - бурильные трубы – через 5 свечей, - УБТ – через каждую свечу. В процессе СПО производить постоянный контроль долива раствора при подъеме бурильной колонны и объема вытесняемого раствора при ее спуске.	Предупреждение, раннее обнаружение НГП.
12	Режим долива скважины при СПО должен быть непрерывным с поддержанием уровня на устье скважины. Блок долива(мерная емкость) устанавливать и обвязывать с устьем скважины с таким расчётом, чтобы обеспечивался контролируемый долив скважины. Производить суммарный учет долива на весь объем металла поднятых труб.	Предупреждение НГП
13	Периодические функциональные проверки ПВО во время бурения – 2 раза в месяц и перед вскрытием продуктивного пласта	Проверка работоспособности ПВО

Таблица 2.1.5 - Максимально-допустимые гидродинамические давления в открытом стволе скважины при выполнении технологических операций

Интервал, м		Допустимая гидродинамическая составляющая репрессии на границе интервала, кгс/см ²		Допустимая гидродинамическая составляющая репрессии на границе интервала, кгс/см ²	
От (верх)	До (низ)	Верхней	Нижней	Верхней	Нижней
1	2	3	4	5	6
По условию предупреждения гидроразрыва				Недопустимо снижение плотности бурового раствора более, чем на 0,02г/см ³ от установленного по ГТН	
250	750	0,17	0,6		

2.2. ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИН

Таблица 2.2.1 - Входные данные по профилю скважин

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

Примечание: При бурении вертикальных скважин отклонение от вертикали не должно превышать 3-5 градусов согласно пункт 71 «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности»

2.3. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

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

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

Решения:

- 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:

- 1) возможно использование других реагентов идентичных по своему назначению, производимые другими фирмами;
- 2) 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 этого все основные параметры (таблица 7.1.) должны измеряться 5-6 раза в сутки, кроме плотности, замеряемой через 10-15 минут (при нефтегазопроявлениях через 5 минут) и условной вязкости (по СПВ-5, стандарт РК или по воронке Марша, стандарт АНИ), через 10-15 минут. Особые требования предъявляются к системе контроля за содержанием твердой фазы в буровом растворе и ее регулированию, для чего циркуляционная система буровой установки должна быть оснащена самым

современным оборудованием: вибросито, илоотделитель, пескоотделитель и среднескоростная гидравлическая центрифуга для очистки раствора от 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 запроектированных параметров и позволит сократить затраты на его обработку(минимальноразбавление).

Таблица 2.3.1 - Типы и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора											
			Плотность, г/см ³	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см ³ /30 мин	СНС, дПа		Содержание твердой фазы, %			рН	Минерализация, % (KCL)	Пластическая вязкость, сПз	Динамическое напряжение сдвига дПа
	1 мин	10 мин				Коллоид ной (активно й)части	Песка	Всего						
1	2 От(верх)	3 До (низ)	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Глинистый	0	250	1,12-1,15	50-55	8-10	10÷12	15÷20	Дисперсная глинистая фаза	<5	<5	7-8	-	Как можно ниже	<20
Ингибированный хлоркалийевый	250	750	1,16-1,18	50-55	7-8	10÷12	15÷18	Полимерные недиспергирующие	<2	<2	8-9	6-7	Как можно ниже	15-25

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

Таблица 2.3.2 - Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент

Номер интервала с одинаковым долевым составом бурового раствора	Интервал, м		Название (тип) раствора	Плотность раствора, г/см ³	Смена раствора для бурения интервала	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	250	Глинистый	1,12-1.15	Да	Na ₂ CO ₃	2.53	-	-	Первый	2
						NaOH	2.13	-	-	Высший	2
						Бентонит	2.6	-	-	Местный	50
						Вода техническая	1.02	-	-	-	650
2	250	750	Ингибированный хлоркалийевый	1,16-1.18	Нет	Lube 167	0.89	-	-	Высший	5
						Na ₂ CO ₃	2.6	-	-	Первый	2
						NaOH	2.13	-	-	Высший	2
						РАС-LV	1.12	65	10	Высший	3
						РАС-RL	1.12	70	10	Высший	2
						XY	1.15	-	-	Высший	7
						Вода техническая	1.02	100	-	-	710
						Родопол-23П	1.4	-	-	Высший	3
KCL	1.99	98	-	Первый	15						

Примечание: 1. Типы буровых растворов и компонентный состав могут быть изменены по усмотрению «Заказчика» на раствор, улучшающий качество проводки скважин.
2. Могут применяться аналоги хим. реагентов, не уступающие по качеству проектным.

Таблица 2.3.3 - Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработки

Интервал, м		Коэф-фициент 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, кг			
от (верх)	до (низ)			величина	источник нормы	поправочный коэффициент	на запас на поверхности	на исходный объём	на бурение интервала	суммарная в интервале
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	250	0,5	Глинистый	0.98		1	-	45	200	245
			Na ₂ CO ₃	2		1	-	90	400	490
			NaOH	2		1	-	90	400	490
			Бентонит	50		1	-	2250	10000	12250
			Вода техническая	650		1	-	29250	130000	159250
250	750	1,0	Ингибированный хлоркалиевый	0.63		1	-	80	235	315
			Lube 167	5		1	-	400	1175	1575
			Na ₂ CO ₃	2		1	-	160	470	630
			NaOH	2		1	-	160	470	630
			PAC-LV	3		1	-	240	705	945
			PAC-RL	2		1	-	160	470	630
			XY-27	7		1	-	560	1645	2205
			Вода техническая	710		1	-	56800	166850	223650
			KCL	15		1	-	1200	3525	4725
Родопол-23П	3		1	-	240	705	945			

Примечание:

1. В зависимости от фактических условий проводки скважин, потребное количество компонентов может изменяться.
1. Количество рабочего раствора в циркуляционной системе взято согласно «Правилам промышленной безопасности...».
2. Количество хим. реагентов взято по среднему значению.
3. В случае поглощений бурового раствора использовать наполнители. На буровой площадке всегда иметь запас наполнителей. Все наполнители должны быть кислотнo растворимым.

Таблица 2.3.4 - Потребность в воде и компонентах 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	87.3

Таблица 2.3.5 – 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	189,2
2	Эксплуатационная колонна	Lube 167	0.89	100	-	1	5	696.13

Таблица 2.3.6 - Суммарная потребность в компонентах бурового раствора на скважине

Название компонентов бурового раствора	ГОСТ, ОСТ на изготовление	Потребность компонентов бурового раствора в интервале, тн		Суммарная на скважину, тн
		0-250	250-750	
1	2	3	4	6
Бентонит- структурообразователь	ГОСТ 25796-83	12,250	-	12,250
Каустическая сода - регулятор щелочности	ТУ 2132-185-00203312-99	0.49	0,63	1,12
Кальцинированная сода - для снижения общей жесткости	ТУ 2381-038-00209645-95	0.49	0,63	1,12
РАС-RL – понизитель фильтрации	Импортное	-	0,630	0,630
РАС-LV – регулятор фильтрации	Импортное	-	0,945	0,945
Lube 167 – смазочная добавка	Импортное	-	1,575	1,575
ХУ-27 – понизитель вязкости	Импортное	-	2,205	2,205
KCL- ингибирующие добавки	ТУ 2152-018-00203-3944-95	-	4,725	4,725
Родопол-23П	Импортное	-	0,945	0,945
Вода техническая	-	159,250	223,650	382,9

Примечание: Для приготовления и обработки бурового раствора могут быть использованы аналоги химических реагентов

Таблица 2.3.7 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Название	Типоразмер или шифр	Количество, шт	Использование очистных устройств		
			Ступенчатость: 1-Вибросито: 2-2+ пескоотделитель: 3- 2+илоотделитель	Интервал, м	
				от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Вибросито	DerrickFLC-503	2	Ст. АНИ	0	750
Пескоотделитель	Derrick	1	Ст. АНИ	0	750
Илоотделитель	Derrick	1	Ст. АНИ	250	750
Центрифуга	Derrick DE-1000	1	Ст. АНИ	250	750
Дегазатор	Mi SWACO CD-1400	1	Ст. АНИ	50	750
Емкости для раствора		4	Ст. АНИ	0	750

Примечание:

1. Очистка бурового раствора будет оптимизироваться с имеющимся оборудованием. Это может означать введение в работу пескоочиститель и илоотделитель, начиная с верхнего интервала ствола при необходимости.
2. Возможно использование другого типа с аналогичными техническими характеристиками для приготовления и очистки бурового раствора от выбуренной породы.
3. Не допускается вести бурение скважин без механизированной очистки бурового раствора. В соответствии «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» конструкции скважин обеспечивают надежность, технологичность и безопасность их бурения и эксплуатации согласно пунктом 191.

2.4 УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИН

Таблица 2.4.1 - Способы, режимы бурения, расширки (проработки) ствола скважин и применяемые КНБК

Интервал, 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	50	Бурение	Роторный	1	с навеса	60-80	16.0-40	5-25
50	250	Бурение	Роторный	2	5-8	90-100	16.0-30	5-15
250	750	Бурение	Роторный	3	5-10	90-100/	16,0-25	5-10

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

Таблица 2.4.2 - Компоновка низа бурильных колонн (КНБК)

Условный номер КНБК	Элементы КНБК (до бурильных труб)									
	номер по порядку	типоразмер, шифр	расстояние от забоя до установки, м	Техническая характеристика				суммарная длина КНБК, м	суммарная масса КНБК, т	примечание
				наружный диаметр, мм	длина, м	масса, кг	угол перекоса осей отклонителей, град			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	1	Долото Ø 393,7мм	0.00	393,1	0,4	210	-	18,4	4,08	Разрушение
	2	УБТС1-203,2 мм	0.4	203,2	18,0	3870	-			Нагрузка
2	1	Долото Ø 295,3мм	0.00	295,3	0.38	85,0	-	64,7	11,82	Разрушение
	2	УБТС1-203,2мм	0.38	203.2	9.00	1935	-			Нагрузка
	3	Калибратор -292,1мм	9.38	292,1	0,850	316	-			Калибрование
	4	УБТС1-203,2мм	10,68	203.2	18.00	3870	-			Нагрузка
	5	УБТС1-177.8мм	28,68	177.8	36.00	5616	-			Нагрузка
3	1	Долото Ø 215,9 мм	0.00	220,7	0,35	43	-	138,8	17,87	Разрушение
	2	УБТС1-177,8мм	0,35	177,8	9,0	1404	-			Нагрузка
	3	Калибратор 215,9 мм	9,35	215,9	0,5	60	-			Калибрование
	4	УБТС1-177,8мм	9,85	177,8	18	2808	-			Нагрузка
	5	Калибратор 215,9мм	27,85	215,9	0,5	60	-			Калибрование
	6	УБТС1-177,8мм	28,35	177,8	18	2808	-			Нагрузка
	7	УБТ-165,1мм	46,35	165,1	36	5284,8	-			Нагрузка
	8	Яс гидрав. Jar-165	82,35	165,1	9,45	1250	-			Ликвидация прихватов
	9	УБТ-165,1мм	91,8	165,1	9,0	1321,2	-			Нагрузка
	10	ТБТ НWDP 5”	100,8	127.0	38,0	2831,0	-			Нагрузка

Примечание: 1. Допускается корректировка КНБК по фактическим горно-геологическим условиям и изменение элементов КНБК на аналогичные, имеющиеся в наличии или по желанию Заказчика.

2. КНБК уточняется в соответствии с программой бурения сервисной компании, согласованной с Заказчиком.

3. Допускается использование долот других фирм-производителей.

Таблица 2.4.3 - Потребное количество элементов КНБК

Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширка, проработка)	Интервал работы по стволу, м		Норма проходки	Потребное количество на интервале, шт (для УБТ комплектов)
		От(верх)	До(низ)	Величина, м	
1	2	3	4	5	7
Ø 393,7мм	Бурение, проработка, промывка	0	50	150	0,33
УБТС1Ø 203,2мм		0	50	-	комплект
Долото Ø295,3мм	Бурение, проработка, промывка	50	250	130	1,54
КЛС 292,1 мм		50	250	1000	1,0
УБТС1-203,2 мм		50	250	-	комплект
УБТС1-177,8 мм		50	250	-	комплект
Долото Ø215,9мм	Бурение, проработка, промывка	250	750	130	3,85
КЛС 215,9мм		250	750	1200	0,33
УБТС1-177,8 мм		250	750	-	комплект
УБТ-165,1 мм		250	750	-	комплект
ЯСС 165,1мм		250	750	-	1,0
ТБТ-127 мм		250	750	-	комплект

Таблица 2.4.4 - Суммарное количество и масса элементов КНБК

Название обсадной колонны	Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	ГОСТ, ОСТ или ТУ на изготовление	Суммарная величина			
			Количество элементов КНБК, шт.			Масса по Типоразмеру или шифру, кг
			Для проработки ствола	Для бурения, расширки и отбора керна	По типоразмеру или шифру	
1	2	3	4	5	6	7
Направление Ø 323,9мм	Долото Ø 393,7мм	с стандартам API	-	0,33	1,0	210
	УБТС1 – 203,2мм	Стан. APIRP 7G	-	18,0	комплект	3870
Кондуктор Ø 244,5мм	Долото Ø295,3мм	с стандартам API	-	1,54	2	170
	КЛС 292,1 мм	Импортные	-	0,1	1	313
	УБТС1Ø203.2мм	Стан. APIRP 7G	-	27	к-т	5805
	УБТС1Ø177,8мм	Стан. APIRP 7G	-	36	комплект	5616
Эксплуатационная Ø 168,3 мм	Долото Ø215,9мм	с стандартам API	-	3,85	4	160
	КЛС Ø 215,9мм	Импортные	-	1,31	2	120
	УБТС1 177,8 мм	Стан. APIRP 7G	-	27	к-т	4212
	УБТ-165,1 мм	Импортные	-	45	к-т	6606
	ТБТ HWDР 5”	Импортные	-	38	к-т	2831

Примечание: По усмотрению «Заказчика» типы долот могут быть заменены на аналогичные.

Таблица 2.4.5 - Рекомендуемые бурильные трубы

Обозначение бурильной колонны	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности материала)	Тип замкового соединения	Количество труб, м	Наличие труб (есть, нет)
1	2	3	4	5	6	7
ТБВК	114,3	9,0	Д	ЗУ-146	83,3	есть

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

Таблица 2.4.6 - Конструкция бурильных колонн

Вид технологической операции	Интервал по стволу, м		Допустимая глубина спуска на клиньях, м	Номер секции бурильной колонны снизу вверх без КНБК	Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на:	
	от (верх)	до (низ)			тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	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	50	50	1	ТБВК	114,3	Д	9,0	ЗУ-146	31,6	0,841	4,92	4,75	>3,1
Бурение	50	250	250	1	ТБВК	114,3	Д	9,0	ЗУ-146	185,3	4,93	16,75	4,91	>2
Бурение	250	750	750	1	ТБВК	114,3	Д	9,0	ЗУ-146	611,2	16,26	34,13	4,41	>1,5

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

Таблица 2.4.7 - Крутящие моменты для свинчивания соединений бурильных труб и УБТ

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности) материала	Тип соединения	Наружный диаметр замка, мм	Крутящий момент, кН х м		
					минимальный	оптимальный	максимальный
Бурильные трубы:							
114,3	9,0	Д	ЗУ-146	146	27,0	28,4	29,8
127,00	25,40	G-105	NC-50	168,28	37,4	39,3	41,3
УБТ С (Утяжеленные бурильные трубы сбалансированные):							
203,2	61,6	CAE 4145H	6 5/8"REG		68,6	72,0	75,6
177,8	48,9	CAE 4145H	NC 56 (6 5/8"REG)		42,9	45,0	47,3
165,1	46,85	CAE 4145H	NC 50 (4-1/2"IF)		37,7	39,6	41,6

Таблиц 2.4.8 - Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения

Название обсадной колонны	Интервал, м		Характеристика бурильной трубы					Дефицит длины труб на интервале, м	Масса труб, т		
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным запасом
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Направление Ø323,9мм	0	50	БТ ТБВК 114х9	114.3	Д	9.00	ЗУ-146	31,6	0,841	0,874	0,909
			УБТС1-203,2мм	203.2	САЕ 4145Н	61.50		18	3,87	4,02	4,18
Кондуктор Ø244,5мм	0	250	БТ ТБВК 114х9	114.3	Д	9.00	ЗУ-146	185,3	4,93	5,12	5,33
			УБТС1-203,2мм	203.2	САЕ 4145Н	61.50		27,0	5,81	6,03	6,27
			УБТ1-177.8мм	177.8	САЕ 4145Н	53.20		36,0	5,6	5,84	6,07
Эксплуатационная колонна Ø168,3	0	750	БТ ТБВК 114х9	114.3	Д	9.00	ЗУ-146	611,2	34,13	35,49	36,91
			УБТС1-178мм	177,8	САЕ 4145Н	53,2		27,0	4,21	4,38	4,55
			УБТ-165.1мм	165.1	САЕ 4145Н	46.85		45,0	6,61	6,87	7,14
			ТБТ 127мм	127.0	САЕ 4145Н	25.40		38,0	2,83	2,94	3.06

Таблица 2.4.9 - Оснастка талевой системы

Интервал по стволу		Название технологической операции (бурение, спуск обсадной колонны)	Тип оснастки М x К	
От (верх)	До(низ)		М	К
1	2	3	4	5
0	750	Бурение, спуск обсадных колонн и другие вспомогательные работы	4	5

Таблица 2.4.10 - Режим работы буровых насосов

Интервал, м		Вид технологической операции (бурение, проработка, промывка и т.д.)	Тип буровых насосов	Количество насосов, шт.	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				коэффициент использования гидравлической мощности	диаметр цилиндровых втулок, 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
0	50	Бурение	F-800	2	0.80	150	13.89	85	120	24.6	49.2
50	250	Бурение	F-800	2	0.85	130	19.67	93	120	20.2	40.4
250	750	Бурение	F-800	2	0.90	120	24.45	95	110	16.1	32.3

Примечание: Режим работы и размер втулок буровых насосов будут корректироваться в процессе строительства скважин

Таблица 2.4.11 - Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой

Интервал, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, МПа	Потери давлений (МПа) для конца интервала в				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
				долоте (насадках)	забойном двигателе			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
50	250	Бурение	7.79	5.10	-	1.65	0.06	0.98
250	750	Бурение	9.20	4.53	-	3.36	0.32	0.98

Таблица 8.12 - Гидравлические показатели промывки

ветер		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, л.с.
от (верх)	до (низ)						количество	диаметр, мм		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
50	250	Бурение	0.562	0.059	Периферийная	-	3	3x14	87.5	285.8
250	750	Бурение	0.958	0.088	Периферийная	-	3	3x13	81.0	202.4

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

2.5 КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

Крепление скважины обсадными колоннами следует производить в соответствии с «Инструкцией по подготовке обсадных труб к спуску в скважину» [34], «Инструкцией по испытанию скважин на герметичность» [30] и с учетом рекомендаций фирм-поставщиков, если они не противоречат нормам и правилам РК.

2.5.1 Расчет обсадных колонн

Расчет обсадных труб произведен, согласно действующей «Инструкции по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин» [29], по максимальным значениям избыточных наружных и внутренних давлений, а также осевых нагрузок.

Прочностные характеристики обсадных труб приняты для 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.

2.5.2 Выбор обсадных труб

В соответствии с проектными условиями эксплуатации обсадных колонн, расчетными давлениями и осевыми нагрузками, а также с учетом опыта строительства и испытания существующих скважин приняты обсадные трубы с резьбовыми соединениями типа ОТТМА, марки стали Д по ГОСТ 632-80.

Таблица 2.5.1 - Исходные данные для расчета обсадных колонн

№ пп	Наименование	Конструкция скважины, мм		
		323,9	244,5	168,3
1	2	3	4	5
1	Расстояние от устья скважин, м			
	- до башмака колонны	50	250	750
	- до уровня цементного раствора за колонной	0	0	0
	- до пласта с возможным проявлением	-	-	-
	- до башмака предыдущей колонны	-	50	250
2	Тип соединения	ОТТМА	ОТТМА	ОТТМА
3	Удельный вес, г/см ³			
	- опрессовочной жидкости	-	-	1,03
	- бурового раствора	-	1.15	1,18
	- тампонажного раствора	-	1.80	1,83
	- пластового флюида	-	-	-
4	Пластовое давление на глубине, Р _{пл} , МПа	-	2,5	7,73

Таблица 2.5.2 - Способы расчета наружных давлений и опрессовки обсадных колонн

№ колонны в порядке спуска	№ 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, г/см 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 вола	1030	-

Таблица 2.5.3 - 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	Кондуктор Ø 244,5мм	1	0	250	0.00	1.13	9.00	9.12
2	Эксплуатационная колонна Ø168.3мм	1	0	750	0.00	5.37	11.50	11.74

Таблица 2.5.4 - Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб

Характеристики обсадных труб							Рекомендуется к использованию: ДА, НЕТ
наружный диаметр, мм	производство: отечественное, импортное	условный код типа соединения	марка (группа прочности) труб	толщина стенки, мм	масса кг/м		
1	2	3	4	5	6	7	
Ø323,9	отечественное	ОТТМА	Д	9,5	76,1	ДА	
Ø244,5	отечественное	ОТТМА	Д	7,9	48,2	ДА	
Ø168,3	отечественное	ОТТМА	Д	7,3	30,0	ДА	

Примечания: Допускается использование обсадных труб других типов, по качествам и прочностным характеристикам не уступающие предложенным обсадным трубам.

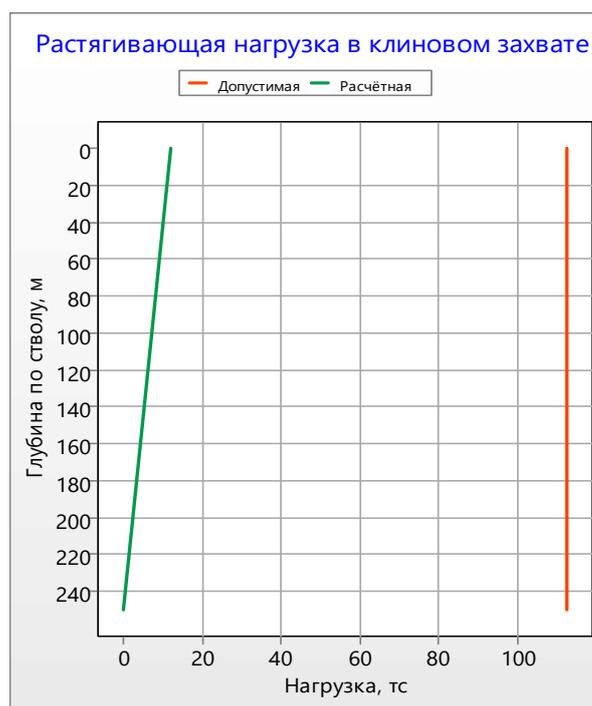
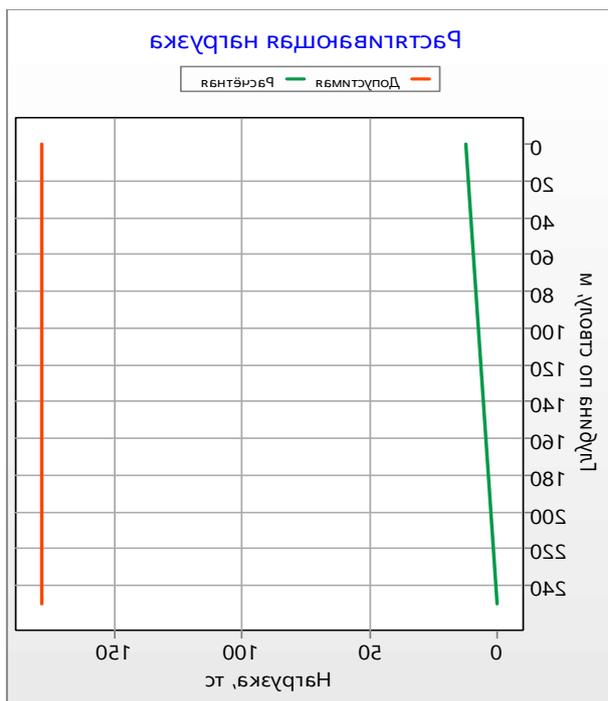
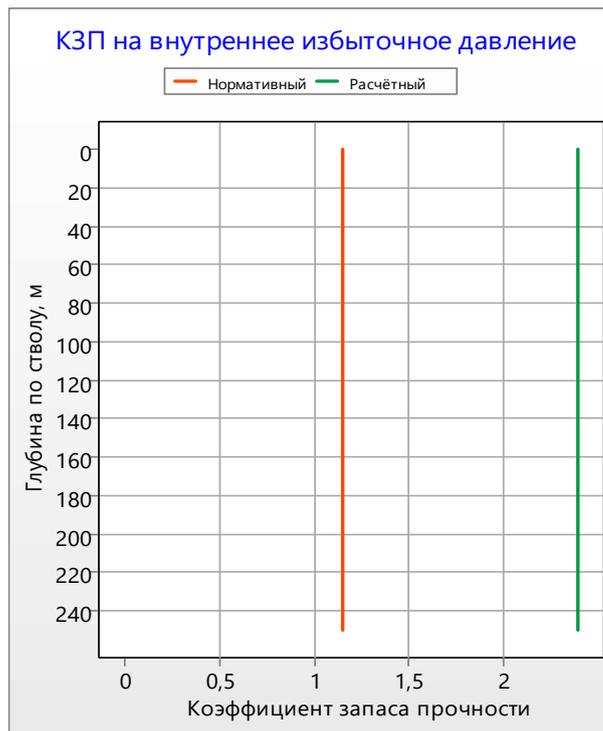
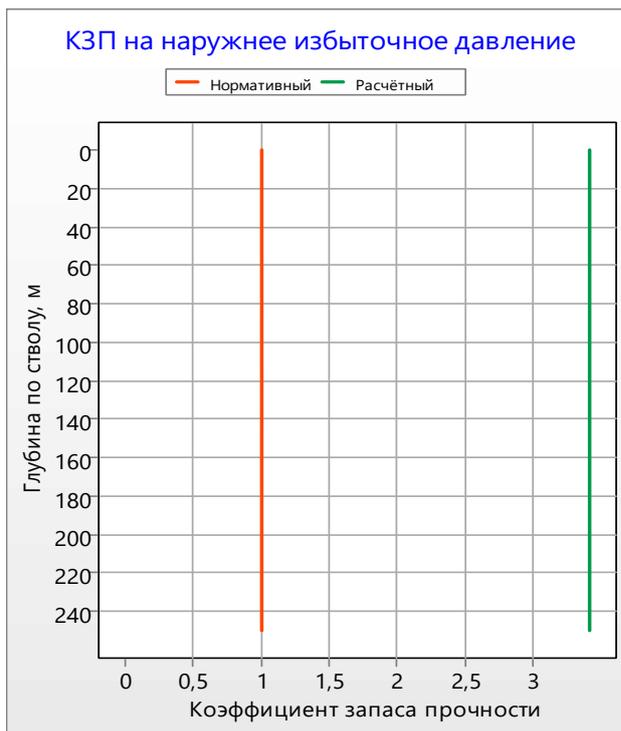


Рис. 2.5.1 - Проверка обсадной колонны на прочность

Рис.2.5.2-Обсадная колонна [Кондуктор]

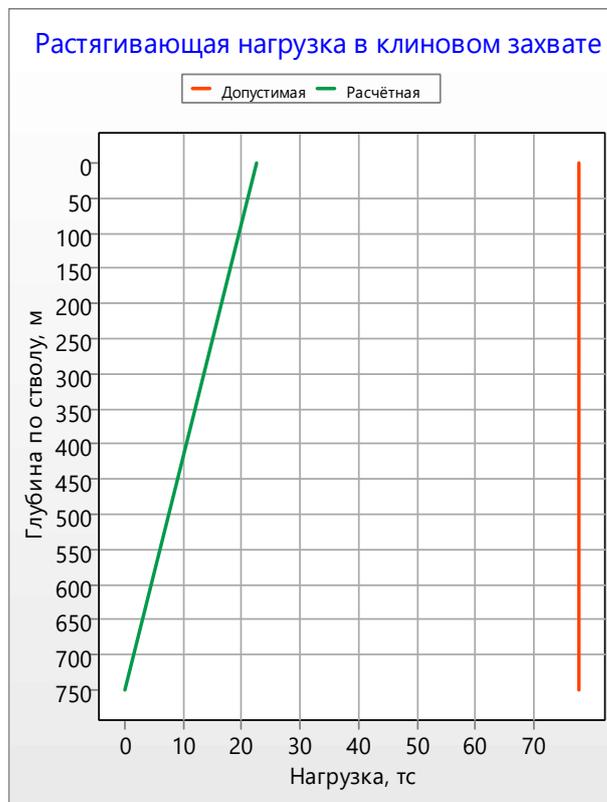
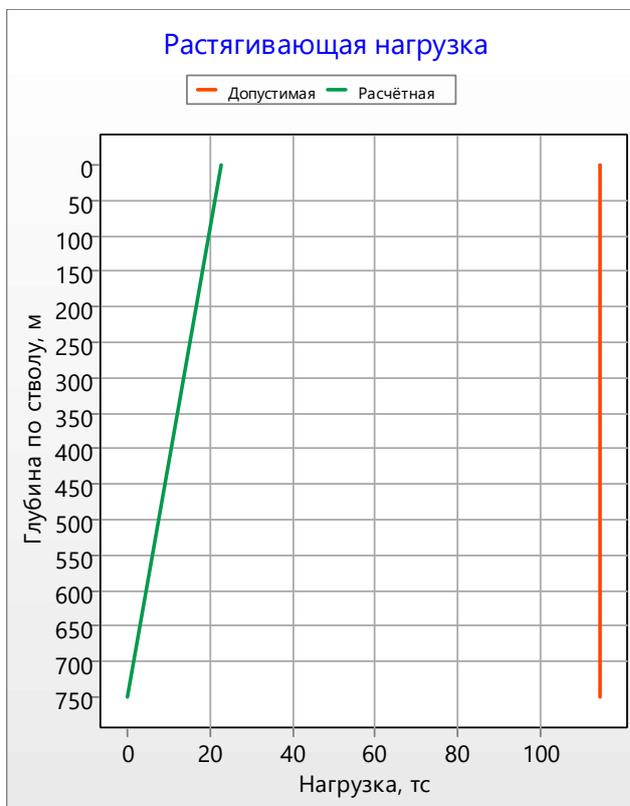
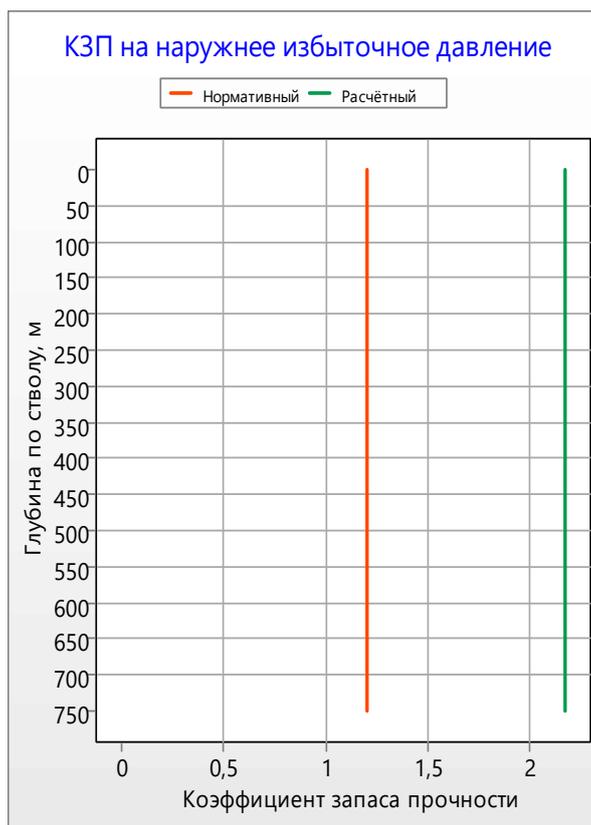
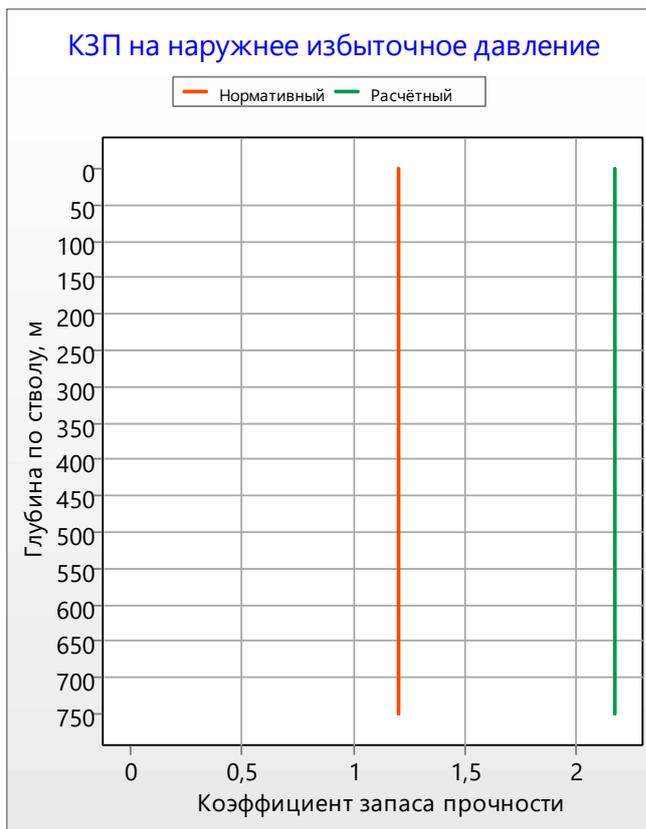


Рис.2.5.3-Обсадная колонна [Эксплуатационная]

Коэффициенты запаса прочности

Направление

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 323,9x9,5 Д	0	50	1,0	>10	1,1	2,6	285,02	165,56	3,81	-	0.000	1,75	>10	>10

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.	Расчёт.	Расчёт. по телу
ОТТМА 244.5x7,9Д	0	250	1,2	3,42	1,1	2,39	178,79	112,5	12,05	-	0.000	1,750	>10	>10

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	750	1,2	2,17	1,1	2,51	134,4	77,63	22,5	-	0.000	1,75	6,35	6,3

Эксплуатационная

Таблица 2.5.5 - Параметры обсадных колонн

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, т	Нарастающая масса, т	Характеристика обсадной трубы				Коэффициенты запаса прочности при		
			от (верх)	до (низ)				номинальный наружный диаметр, мм	код типа соединения	марка (группа прочности) материала труб	толщина стенки, мм	избыточном давлении		растяжения
												на-руж-ном	внут-рен-нем	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	1	1	0	50	50	3,81	3,81	323,9	ОТТМА	Д	9,5	>10	2,6	>10
2	1	1	0	250	250	12,05	12,05	244,5	ОТТМА	Д	7,9	3,42	2,39	>10
3	1	1	0	750	750	22,5	22,5	168,3	ОТТМА	Д	7,3	2,17	2,51	6,35

Таблица 2.5.6 - Суммарная масса обсадных труб

Характеристика трубы		Масса труб с заданной характеристикой, т		
код типа соединения	условное обозначение трубы по ГОСТ 632-80; условное обозначение муфты по ГОСТ 632-80	теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным допуском
1	2	3	4	5
ОТТМА	323,9x9,5 Д	3,81	3,96	4,12
ОТТМА	244,5x7,9 Д	12,05	12,53	13,03
ОТТМА	168,3x7,3 Д	22,5	23,4	24,3

Примечания: Допускается использование обсадных труб других типов, по качествам и прочностным характеристикам не уступающие предложенным обсадным трубам

Таблица 2.5.7 - 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 элемента, кг	интервал установки, м (по стволу)		количество элементов на интервале	количество, шт.	масса, кг
						от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление	1	Башмак колонный БК-324	ОСТ 39-011-87	85	-	50	1	1	85
			Обратный клапан ЦКОД -2	ТУ 39-01-08-232-77	77	-	38	1	1	77
			Пробка продавочная ПП-324×351	ТУ 39-1086-85	25	-	-	1	1	25
2	Техническая колонна	1	Направляющий башмак БК-244,5	ОСТ 26-02-227-71	53	-	250	1	1	53
			Муфта с обратным клапаном ЦКОД-245-2	ТУ39-01-08-282-77	65	-	238	1	1	65
			Центратор типоразмера ЦЦ-245/305-311-1	ТУ 39-01-08-283-77	15	50	250	4	4	60
			Продавочная пробка ПП 245	ТУ 39-208-76	13	-	-	1	1	13
3	Эксплуатационная колонна	1	Направляющий башмак БК-168,3	ОСТ 26-02-227-71	32	-	750	1	1	32
			Муфта с клапаном обратным ЦКОД-168-1	ТУ 39-01-08-281-77	25	-	738	1	1	25
			Центратор типоразмера ЦЦ-178/216-222-1	ТУ 39-01-08-283-77	13	250	750	10	10	130
			Цементировочные пробка верхняя	ТУ 39-01-268-76	4	-	-	1	1	4
			Цементировочные пробка нижняя	ТУ 39-01-268-76	4			1	1	4

Примечание: Допускается использование технологической оснастки других фирм производителей при соответствии ее требованиям стандартов АНИ.

Таблица 2.5.8 - 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, м	Промежуточные промывки		
				шифр или название	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т. п. на изготовление	от (верх)	от (низ)				глубина, м	продолжительность, мин.	расход, л/с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	Кондуктор	1	Элеватор, спайдер-элеватор	Р-402	ТУ38-101-332-78	0	250	0,5-0,7	-	Контроль за уровнем	250	1 цикл	36,0
2	Эксплуатационная колонна	1	Элеватор, спайдер-элеватор	УС-1	ТУ 38-101-440-74 ТУ 6-05-1388-70	0	750	0,3-0,5	-		750	1 цикл	28,0

Примечания: Количество и глубины промежуточных промывок следует уточнить по фактическому состоянию ствола скважины.

Таблица 2.5.9 - Опрессовка обсадных труб и натяжение эксплуатационной колонны

№ колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер отдельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Плотность жидкости для опрессовки, г/см ³		Давление на устье скважины при опрессовке, кгс/см ²			Глубина установки пакера, м	Давление на устье скважины при опрессовке труб ниже пакера, кгс/см ²	Номер равнопрочной секции труб в отдельно спускаемой части (снизу вверх)	Давление опрессовки труб равнопрочной секции на поверхности, кгс/см ²
			Раздельно спускаемой части	Цементного кольца газобразный агент	Раздельно спускаемой части	Цементного кольца	Части колонны ниже муфты для 2-х ступенчатого цементирования				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2	Кондуктор	1	1,15	1,15	90	15	-	-	-	1	95,0
3	Эксплуатационная	1	1,03	1,03	115	-	-	-	-	1	120,0

2.5.3. Цементирование обсадных колонн

Таблица 5.2.10 -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 в порядке спуска	интервал установки, м		глубина установки муфты для ступенчатого цементирования	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
2	Направление	Прямой	1	0	50	-	1	5	Тампонажный	0	50
3	Кондуктор	Прямой	1	0	250	-	1	10	Тампонажный	0	250
4	Эксплуатационная колонна	Прямой	1	0	750	-	1	20	Тампонажный 1	0	250
									Тампонажный 2	250	750

Примечание:

- Качество цементирования обсадных колонн и разобцеия пластов контролируется специальными геофизическими исследованиями. В случаях отсутствия цементного камня за колонной более чем 50% от высоты расчетного подъема, необходимо провести работы по восстановлению цементного камня за колонной. В соответствии «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» конструкции скважин обеспечивают надежность, технологичность и безопасность их бурения и эксплуатации согласно пунктом 201.

Таблица 2.5.11 - Характеристика жидкостей для цементирования

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Номер ступени (снизу вверх)	Характеристика жидкости (раствора)						
				тип или название	объем порции, м ³	плотность, кг/м ³	пластическая вязкость, сП	динамическое напряжение сдвига, мГс/см ²	время начала схватывания, мин	время ОЗЦ, ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2	Направление Ø323,9мм	1	1	Буфер	1,5	1030	-	-	110	16
				Тампонажный	3,41	1800	25-30	90-100		
				Продавка	3,29	1120	-	-		
3	Кондуктор Ø244.5мм	1	1	Буфер	3,0	1030	-	-	180	24
				Тампонажный	9,24	1800	25-30	50-80		
				Продавка	9,88	1150	-	-		
4	Эксплуатационная колонна Ø168.3мм	1	1	Буфер	5,0	1030	-	-	-	-
				Тампонажный 1	6,93	1550	25-30	50-80	160	48
				Тампонажный 2	15,11	1830		80-120	250	48
				Продавка	13,6	1100	-	-	-	-

Примечания:

Объемы тампонажных растворов определены с учетом среднего коэффициента кавернозности, который уточняется по результатам фактических геофизических исследований.

Таблица 2.5.12 - Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Номер Ступени(снизу-вверх)	Тип или название жидкости для цементирования	Название компонента	Плотность, г/см ³	Влажность, %	Стандарт на изготовление	Норма расхода компонента, кг/м ³
2	Направление Ø323,9 мм	1	1	Тампонажный	ПЦТ I-G-CC-1	3,1		Гост 1581-96	1300
					Вода техническая	1,03	Местная	650	
				Продавочный	Буровой раствор	1,10		-	-
3	Кондуктор Ø 244,5 мм	1	1	Буферная	Вода техническая	1,03		Местная	-
					Буферный порошок МБП-М	0,78	-	Импорт	5
				Тампонажный	ПЦТ I-G-CC-1	3,1		Гост 1581-96	1320
					Расширяющая добавка (типа ДР-50, НРС)			Стандарт АНИ	2,5
				Продавочная	Вода техническая	1,03	-	Местная	660
					Буровой раствор	1,15	-	-	-
4	Эксплуатационная Ø 168.3 мм	1	1	Буферная	Вода техническая	1,03		Местная	-
					Буферный порошок МБП-М или RichmollBuffer				
				Тампонажный 1	ПЦТ I-G-CC-1	3,1		Гост 1581-96	1035
					Вода техническая	1,03	-	Местная	621
					Замедлитель схватывания (HR-5)			Стандарт АНИ	3,49
					Расширяющая добавка (типа ДР-50, НРС)	-	-	Стандарт АНИ	1,16
				Тампонажный 2	ПЦТ I-G-CC-1	2,8	-	Гост 1581-96	1350
					Вода техническая	1,03		Местная	675,0
					Замедлитель схватывания (HR-5)			Стандарт АНИ	3,49
					Расширяющая добавка (типа ДР-50, НРС)	-	-	Стандарт АНИ	1,16
				Продавочная	Буровой раствор	1,18	-	-	-

Примечание:

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

Таблица 2.5.13 - Технологические операции при цементировании и режим работы цементировочных агрегатов (буровых насосов)

1	2	3	4	5	6	7	8	Режим работы агрегатов (буровых насосов)					Время выполнения технологической операции			
								9	10	11	12		14	15	16	
											давление, МПа	допустимое для агрегатов (буровых насосов)				на устье скважины в конце операции
2	1	1	Цементирование кондуктора	Буфер	ЦА-320М	Закачка	1	115	4	10.7	8	0.00	3,0	0.5	0.5	
				Тампонаж	2СМН-20	Затворение	1			10				12,2	5,6	6,1
				Тампонаж	ОСР-20	Закачка	-	115	4	10.7	8	0.01	9,24	16,9	23,0	
					-	Сброс пробки						0.01		5,0	28,0	
				Продавка	ЦА-320М	Продавка	1	115	4	10.7	8	0.06	9,88	18,5	46,5	
	ЦА-320М	СТОП	1	115	2	3.2	26	0.18	1,0	5,3	51,8					
3	1	1	Цементирование эксплуатационная колонна	Буфер	ЦА-320М	Закачка	1	115	4	32.1	8	-	5,0	15,0	15,0	
				Тампонаж 1	2СМН-20	Затворение	2			30			7,4	28,0	43,0	
					ОСР-20	Закачка	-	-	-	-	-	-	6,93	21,0	64,0	
				Тампонаж 2	2СМН-20	Затворение	2	115	4	32.1	8	0.19	20,3	15,0	79,0	
					ОСР-20	Закачка	-	115	4	32.1	8	0.19	15,11	18,0	97,0	
					-	Сброс пробки	-	-	-	-	-	-		5,0	102,0	
Продавка	ЦА-320М	Продавка	3	115	3	32.1	8	7.09	13,6	31,0	133,0					
	ЦА-320М	СТОП	1	115	2	3.2	26	6.81	3,0	5,0	138,0					

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

Таблица 2.5.14 - Схема обвязки и потребность в цементируочных агрегатах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени цементирования	Интервал Цементирования, м		Номер схемы обвязки цементируочной техники	Потребное количество										
						Основные ЦА								Дополнительные ЦА		
			От (верх)	До (низ)		Тип	Всего	в том числе на:						Тип	Всего	Резерв
								Затворение	Перемешивание	Закачка	Продавка	Амбар	Резерв			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2	1	1	0	50	1	ЦА-320М	2	-	-	1	1	-	-	-	-	-
3	1	1	0	250	1		4	-	-	2	2	-	-	1БМ-700	1	-
								-	-	-	-	-	-	ОСР-20	1	-
4	11	11	00	750	1		6	-	1	3	3	-	-	1БМ-700	1	-
						-		-	-	-	-	-	ОСР-20	1	-	

Таблица 2.5.15 - Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени цементирования	Интервал, м		Потребное количество													
					Смесительные машины					Цементовозы				Автоцистерны				
			От (верх)	До (низ)	Тип	Всего	В том числе			Тип	Всего	В том числе		Тип	Всего	В том числе		
							Тампонаж-1	Тампонаж-2	Тампонаж-3			Тампонаж-1	Тампонаж-2			Буферная	Затворение	Продавочная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
2	1	1	0	50	2СМН-20	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	1	1	0	250	2СМН-20	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	1	1	0	750	2СМН-20	2	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

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

Таблица 2.5.16 - Потребное количество цементировочной техники для цементирования обсадных колонн

№ пп	Название или шифр	Потребное количество			
		номера колонн			Суммарное на скважину
		1	2	3	
1	2	3	4	5	6
1	ЦА-320М	2	4	6	12 ВЫЗОВОВ
2	2СМН-20	1	1	2	4 ВЫЗОВОВ
3	ОСР-20	1	1	1	3 ВЫЗОВОВ
4	1БМ-900	1	1	1	3 ВЫЗОВОВ
5	СКЦ-2М	1	1	1	3 ВЫЗОВОВ

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

Таблица 2.5.17 - Потребное количество материалов для цементирования обсадных колонн

Номер по порядку	Название или шифр	Стандарт на изготовление	Единица измерения	Потребное количество				
				Номера колонн				Суммарное на скважину
				1	2	3		
				Тампонаж	Тампонаж	Тампонаж 1	Тампонаж 2	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПЦТ I-G-CC-1	Гост 1581-96	тн	4,52	12,2	7,4	20,3	44,42
2	Расширяющая добавка (типа ДР-50, НРС)	Импорт	л	-	25,8	18,6/	31,5	75,9
3	Замедлитель схватывания (HR-5)	ТУ 6-03-2072-86	кг	-	24,1	11,4	28,6	64,1
4	Вода техническая для затворения	Местная	м ³	2,49	6,71	4,07	11,17	24,44
5	Буферный порошок МБП-М или RichmollBuffer	Импорт	м ³	1,5	3,0	5,0	-	9,5

Примечание: Рекомендуется иметь 10-30% запас материалов сверх расчетного, на случай непредвиденных обстоятельств. Допускается использование химических реагентов аналогичного действия других фирм-производителей. Количество воды, цемента и химических реагентов для обработки тампонажных растворов и буферных жидкостей взято с учетом коэффициента $K = 1.1$, учитывающего потери материалов при цементирования. Зависимости от состояния ствола объемы закачиваемого цемента могут быть изменены

2.5.4 Оборудование устья скважин

Таблица 2.5.18 - 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	Стандарт на изготовление	Количество, шт.	Допустимое рабочее давление, МПа
№№ п/п	Название		После установки	Перед вскрытием напорного горизонта				
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Кондуктор Ø 244,5 мм	32	9,0	-	ОКК2-21-168x245x324 ПУГ 280x21 ППГ 280x35	ГОСТ 30196 -2001 ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862 -2003	1 1 1	21,0 21,0 21,0
2	Эксплуатационная Ø 168,3 мм	-	11,5	-	Фонтанная арматура АФК1 – 65x21	ГОСТ 13846 – 2003	1	21,0

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.

2.6 ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН

2.6.1. Испытание пластов в процессе бурения

Таблица 2.6.1 - Продолжительность работы пластоиспытателя (опробователя), спускаемого на трубах

Объект испытания		Вид операции (опробование, испытание, испытание с геофизическими исследованиями)	Затраты времени на испытание							Суммарное время по всем объектам, сут	
№ п/п	глубина		для буровой организации			всего на объект, ч. (сут).	для геофизической организации				
			нормативное время, ч.				нормативное время, ч.				
			Проработка по нормам ЕНВ	Промывка табл.5 СНВ	испытание (опробование) по табл.1СНВ		ожидание притока по табл. 21 СНВ на ПГИ	испытание (опробование) по табл. 2,21 СНВ на ПГИ	всего на объект, ч. (сут).		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
J ₂	500-530	испытание с геофизическими исследованиями	6,35	2,04	24,45	32,84	1,0	12,5	13,5	32,84	13,5
										1,368	0,563
Всего										2,0 суток	

Примечание: На время пластоиспытания предусмотреть дежурство ЦА- 320.

Таблица 2.6.2 -Характеристика КИИ и технологические режимы работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах

№ объекта испытания	Количество одновременно испытываемых объектов	Характеристика КИИ					Количество отбираемых проб	Режим работы пакера		Режим испытания объекта			Длина зумпфа, м	Диаметр долота для бурения под зумпф, мм	Хвостовик		
		Тип испытателя пластов	Количество, шт.		Шифр пакера	Тип пробоотборника		Осевая нагрузка, тс.	Начальный перепад давления, МПа	Депрессия, передаваемая на пласт, МПа	Количество циклов исследования	Время ожидания притока, час			Длина зумпфа, м	Диаметр, мм	Длина, м
			Испытателей пластов	Пакеров													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
1	1	ИПГ-146	1	1	ПЦР2-146	ПИГ2 -146	1	10	20	1,5	3,0	1,0	-	-	114	5	

Примечание: *Время ожидания притока жидкости и восстановления в каждом конкретном случае определяется геологической службой и контролируется материалами испытания.*

Таблица 2.6.3 - 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.	
Не предусматривается								

2.6.2. Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне

Таблица 2.6.4 - Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ)

№ лифтовой колонны НКТ	№ секции труб в лифтовой колонне (снизу вверх)	Интервалы установки секции, м		Характеристика трубы					Длина секции, м	Масса секции, тн			Коэффициенты запаса прочности		
		от (верх)	до (низ)	Номинальный наружный диаметр мм	Тип	Марка (группа прочности) стали	Толщина стенки, мм	Теоретическая масса, кг/пог. м		Теоретическая	С учетом		На растяжение	На избыточное давление	
											Плюсового допуска	Запаса при спуске, при наличии в скважине серо-водорода		Наружное	Внутреннее
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1	0	730	73	высаженные	Д	5,51	9,67	730	31,7	7,06	-	>1,3	>1,15	>1,32

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

Таблица 2.6.5 - Крутящие моменты для свинчивания соединений насосно-компрессорных труб

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности) материала	Тип соединения	Крутящий момент, Н х м		
				минимальный	оптимальный	максимальный
73	5,51	Д	высаженные	2545	2800	3080

Таблица 2.6.6 - Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов

Номер объекта испытания	Интервал установки моста, м		Характеристика жидкости									
			название или тип	объем порции, м ³	плот- ность, г/см ³	пластическая вязкость, сПз	динамическое напряжение сдвига, мгс/см ²	составляющие компоненты				
	название	плотность, г/см ³						влаж- ность, %	сорт	удельный расход на 1 м ³ раствора, кг/м ³		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Интервалы установки цементных мостов приведены в разделе «Ликвидация скважины»												

Таблица 2.6.7 - Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне

Интервал объекта м	Название процесса, операции по испытанию (освоению) и интенсификации	Номера таблиц по ССНВ на испытание или местные нормы	Продолжительность процесса, операции, сут
1	2	3	4
1	1. Подготовительные работы перед испытанием объекта	ССНВ таб.22	0,4
	Шаблонирование эксплуатационной колонны скребком	ССНВ табл.22, п.13	0,4
	Смена тех. воды на перфорационную жидкость	ЕНВ§29	0,2
	ПЗР к спуску НКТ	местная	0,1
	Спуск НКТ	местная	0,4
	Перфорация обсадной колонны	ЕНВ§76-79	0,5
	2. Освоение объекта	ССНВ таб.27	3,0
Суммарная по скважине:			5,0

Таблица 2.6.8 - Продолжительность работы агрегатов при испытании (освоении) скважины в эксплуатационной колонне

Номер объекта	Название процесса, операции по испытанию (освоению) и интенсификации	Используемые агрегаты при выполнении работ	Количество вызовов	Источник норм времени	Продолжительность работы, ч
1	2	3	4	5	6
1	Опрессовка ФА на устье скважины.	ЦА-320	1	"Сметные нормы времени на работу и дежурство спецтехники"	1,5
	Опрессовка НКТ	ЦА-320	1		1,5
	Смена тех. воды на перфорационную жидкость	ЦА-320	1		4,5
	Опрессовка устья скважины после установки противовыбросовой задвижки	ЦА-320	1		5,0
	Подготовительные работы перед испытанием	ЦА-320	1	т. 3	12,0
	Смена перфорационной жидкости на техническую воду	ЦА-320	1		6,0
	Итого на работу:				

Примечание: допускается применение аналогичных агрегатов

Таблица 2.6.9 - 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
На 1- объект	Вода (для смены бурового раствора на воду и промывки - 2 цикла)	Местный	м ³	60

2.7 ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА

Таблица 2.7.1 - Виды операций контроля и объемы работ по дефектоскопии бурильного инструмента, проводимые с применением передвижной дефектоскопической лаборатории ПКДЛ

Название обсадной колонны	Глубина скважины при проведении операции, м	Время механического бурения между очередными проверками, час	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
Эксплуатационная колонна	750	400	БТ Ø114 УБТС1-177,8 УБТ- 165,1 ТБТ -127,0	135,2 6,0 10 8,4	Трубные резьбы, зона сварного шва УБТС, переводники, калибраторы и т.д.	2,4 2,4 2,4 2,4	2,7 0,12 0,2 0,168
Талевый блок Крюк					Щеки, нижняя серьга, кронштейн для подвески серьги Крюк, боковые рога, штроп, карманы корпуса	1 раз в год То же	
Крюкоблок					Щеки, крюк, боковые рога, карманы корпуса крюка	То же	
Вертлюг					Штроп, карманы корпуса, переводники	1 раз в год	
Элеваторы					Проушины, штроп, корпус элеватора	1 раз в год	
Спайдер					То же	1 раз в год	
Штропа, манифольд					По всей длине. Замер толщины стенок в местах изменения направления потока жидкости	1 раз в год	
Буровая лебедка Краны конечных выключателей					Тормозные ленты, ручка лебедки	Через 6 мес.	
Машинные ключи Верхний привод					Рукоятка, траверса, удержка, челюсти по всей длине	То же 1 раз в год	

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

Таблица 2.7.2 - Опрессовка оборудования и используемая техника

Название обсадной колонны	Название 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)	Кол-во (шт.)			
1	2	3	4	5	6	7	8
Кондуктор Ø244,5 мм	Кондуктор совместно с ПВО	250	ЦА-320М	1	90	ЕНВБ § 109	1,35
	Цементное кольцо и горные породы	250	ЦА-320М	1	15	ЕНВБ § 112	1,53
Эксплуатационная колонна Ø168,3 мм	Эксплуатационная колонна с колонной головкой ОКК2 21x168x245x324	750	ЦА-320М	1	115	ЕНВБ § 112	1,35
	Эксплуатационная колонна с фонтанной арматурой АФК1 – 65 ×21	750	ЦА-320М	1	115	ЕНВБ § 112	1,35

Примечания: допустимо применение опрессовочных агрегатов других типов с соответствующими рабочими давлениями.

Геофизические исследования для изучения технического состояния обсадных колонн и цементного камня (ГИС – тех. контроль)

Таблица 2.7.3 - Виды работ по контролю технического состояния скважин и приборные обеспечения

Задачи контроля	Технические средства
1	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,К РИС-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	Акустически метод: Контактный шумомер СМАШ-42 (диапазон регистрируемых частот 0,2-20 кГц, 5-20кГц,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 -САТ-4, ЭМЛЮТ-112, АСКП-36, АКИ-36-3АКТАШ 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

Задачи контроля	Технические средства
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 приборами, использующими контактные и бесконтактные методы съема информации	Электромеханические профилемеры: 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 прорывлений НКТ	Магнито- импульсные дефектоскопы: МИД,ЭМДС-ТМ, ЭМДСТ-42 Локаторы потери металла ЛПМ-90, ЛПМ-42
2.6Определение мест негерметичности обсадных колонн	Акустический течеискатель ТСА-1 контактный шумомер СМАШ-42 резистивиметры КРИС-28,КРИС-36 и др.
3. 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.
3.3Определение деформации и проходного сечения труб приборами, использующие контактные и бесконтактные методы съема информации	Электромеханические профилемеры: ПТС-4 (8 рычагов) Электромагнитные профилографы: ПОК-1,ЭПОК-1, КСПТ-3,КСПТ-7

2.8 СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ

2.8.1 Выбор и обоснование бурового оборудования

Основным критериями выбора буровой установки являются: глубина скважины, спускаемых обсадных и бурильных колонн, грузоподъемность, мобильность, экологическая безопасность, экономичность, эксплуатации, уровень механизации технологических процессов.

Для строительства эксплуатационных скважин принята буровая установка ZJ20 грузоподъемностью 135 тн на дизельном приводе с достаточным уровнем механизации работ (и др. аналогичные буровые установки).

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 шлам сборники с последующим вывозом к месту захоронения.

Согласно п. 120 «Единых правил охраны недр при разработке месторождений полезных ископаемых в РК. Утверждены совместным приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 17 ноября 2015 года № 1072 и Министра энергетики Республики Казахстан от 30 ноября 2015 года № 675».

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. Допустимой нагрузка на крюке должна превышать вес наиболее тяжелой бурильной колонны в воздухе не менее чем на 40%.

Расчёт

Определяем максимальную нагрузку:

$$Q=(G+P) \cdot K \text{ } \emptyset 323,9$$

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

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

Вес тяжелой обсадной колонны $G=24,3$

$$Q_{\text{макс}} = (24,3+9,72) * 1,15=39,1 \text{ тн}$$

Вес бурильной колонны с УБТ

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

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

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

$$G = 47,78т$$

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

Определяем максимальные нагрузки отвеса бурильной колонны с учётом расхаживания:

$$G = (47,78+19,11) * 1,25 = 83,6тн$$

Для бурения скважин, исходя из грузоподъемности и наличия парка БУ, принимаем буровую установку ZJ20 грузоподъемностью 158 тонн.

$$83,6 < 158$$

Таблица 2.8.1 - Сочетание вариантов подготовительных и строительно-монтажных работ

Номера вариантов работ						Номера или количество скважин, строящихся по заданному сочетанию вариантов работ
Подготовительных	Топографо-геодезических	Строительно-монтажных	По теплофикационной установке	По испытаниям	По транспор тировке	
1	2	3	4	5	6	7
01	01	01	01	01	01	№№ Г-66, 67, Р1, Р2, Р3, Р4 (резервные)

Таблица 2.8.2 - Сварочные работы при монтаже бурового оборудования

№ № т. СЭСН-49	Наименование работ	Объем работ	Ед. измер.	Норма на единицу работ		Потребность на весь объем	
				эл. св. ап. маш/час	электроды кг	эл.св.ап. маш/час	электроды кг
32	Топливопровод линейный	0.3	"-	6.5	3	1.95	0.9
32	Спускные линии	"-	"-	2.5	3	0.25	0.3
38	Задвижки	19	шт.	1.43	0.1	27.17	1.9
	Монтаж:						
228	вышечно-лебедочного блока: К-0,1	"-	к-кт	10.79	2.3	10.79	2.3
228	то же повторный	"-		5.5	1.5		
250	циркуляционной системы К-0,1	"-	к-кт	2.85	0.2	2.85	0.2
244	шламового насоса	"-		2.35	7.42	2.35	7.42
254	ПВО	"-		21.28	0.2	21.28	0.2
256	Обвязка емкостей						
256	для запаса воды	2	шт.	1.91	0.94	3.82	1.88
256	для запаса топлива	2	шт.	2.61	1	5.22	2
	Обвязка оборудования в т. ч.:						
257	водопроводом	1	к-т	9	2.6	9	2.6

№ № т. СЭСН-49	Наименование работ	Объем работ	Ед. измер.	Норма на единицу работ		Потребность на весь объем	
				эл. св. ап. маш/час	электроды кг	эл.св.ап. маш/час	электроды кг
257	топливопроводом	1	-"	7.21	3.96	7.21	3.96
257	воздухопроводом	1	-"	5.1	2.21	5.1	2.21
257	паропроводом	1	-"	2.11	2.57	2.11	2.57
252	Всасывающая линия бур. насоса	2	-"	6.82	19.2	13.64	38.4
252	Выкидная линия бур. насоса	2	шт.	4.02	12	12.06	36
254	Стойки под выкид. линии ПВО	20	шт.	1.41	0.18	28.2	3.6
251	Выкидная линия Ø = 406 мм (скважина-вибросито)	1	10м	4.23	2.14	4.23	2.14
41	Пожарные гидранты	2	шт.	1.57	0.01	3.14	0.02
274	Контур заземления	3	конт.	6.64	4.5	19.92	13.5
	Всего первичный монтаж					180.29	122.1
	Всего повторный монтаж					176.77	119.9

8.2. Подготовительные работы к строительству скважины (скважин)

Таблица 2.8.3 - Объемы подготовительных работ к строительству скважины (скважин)

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Ед. изм.	Номер варианта подготовит. работ	Количество
1	2	3	4	5
1	Планировка площадки механизированным способом а) при монтаже б) при демонтаже	1000 м ³ - ” - - ” -	1 - ” - - ” -	9 9
2	Рытье траншей экскаватором глубиной 1м с обратной засыпкой бульдозером	100м	1	10
3	Рытье траншеи (желобов) для стока отработанной воды из-под вышечно-агрегатного и насосного блоков гл. 0,8м. 0,8х0,5х150м и вокруг блоков	100м	1	1,5
4	Устройство насыпи для подъезда к блоку ГСМ и площадки химреагентов с перемещением грунта на 30м	100м ³	1	1,76
5	Обваловка площадки ГСМ (15м х2+35мх2) х 1,25м с перемещением грунта до 10м	100м ³	1	1,25
6	Топливопровод, маслопровод из эл. сварных труб Ø50-80мм в траншее (подача к агрегатам)	100м	1	0,9
7	Трубопровод 245-340мм для подачи бур. раствора к всасывающим линиям насосов	100м	1	0,44
8	Пожарные стояки (гидранты)	шт	1	2
9	Ящики деревянные для задвижек и гидрантов гл. до 1м	шт	1	4
10	Установка вентилей 50-80 мм на топливопровод, маслопровод (подающий)	шт	1	4
11	Низковольтная осветительная линия: - установка металлических опор - подвеска алюминиевых проводов (четыре провода)	100м	1	4
12	Установка емкости на концах отводов ПВО	100м ³	1	2
13	Установка полукруглых емкостей V=50+40м ³ для шлама	Ем-кость	1	2
14	Бурение скважины производится безамбарным способом. Для сбора шлама и сточных вод предусматривается использование 2 металлических емкостей общим объемом не менее 100м ³ для каждой скважины.	100м ³	1	2

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

Таблица 2.8.4 - Перечень топографо-геодезических работ

№ п/п	Наименование работ (перенесение в натуру местоположения скважины, определение пластово-высотного положения устья скважины, определения азимута)	Номер скважины	Количество скважин
1	2	3	4
1	Рекогносцировка участка работ	№№ Г-66, 67, Р1, Р2, Р3, Р4 (резервные)	6
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	Переезды на участке работ		

Таблица 2.8.5 - Варианты строительных и монтажных работ

Номер варианта строительн о-монтажных работ	Номер скважин	Номер комплекта бурового и силового оборудования	Вид привода (электрически й, ДВС)	Вид строительства (первичное, повторное, передвижка до 5м, на 15-20м, на 40-50м, демонтаж первичный, повторный)
1	2	3	4	5
1	№№ Г-66, 67, Р1, Р2, Р3, Р4 (резервные)	ZJ20 (и др. аналогичные буровые установки)	Дизель-электрический	Первичный, повторный

2.8.3 Объем работ по комплекту бурового и силового оборудования

Таблица 2.8.6 - Объем работ по комплекту бурового и силового оборудования (мобильная буровая установка ZJ-20)

№№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)		Единица измерения	Номер варианта	Кол-во
		первичный	повторный			
1	2	3	4	5	6	7
1	Буровая установка "ZJ20"; Грузоподъемность максимальная - 135 т Привод буровой установки – ДВС CAT3406C, N - 343кВт. Дизель-генератор "Caifu", N=400 кВт	перв.		к-т шт. шт..		1 1 1
2	Вышечно-лебедочный блок, в том числе:					
3	Вышка буровая JJ3533-K высотой 33 м. максимальная нагрузка 112,5 т	кр. бл.	кр. бл.	к-т	1; 2	1
4	Кронблок г/п - 135 т	-"	-"	-"	-"	1
5	Талевый блок YC315 г/п 135 т	-"	-"	-"	-"	1
6	Крюкблок YC135B г/п 135 т	-"	-"	-"	-"	1
7	Вертлюг SL 135 г/п – 135	-"	-"	-"	-"	1
8	Балкон верхового рабочего	-"	-"	-"	-"	1
9	Страховочный канат верхового рабочего	-"	-"	-"	-"	1
10	Ротор ZP-175 г/п - 135 т Привод механический	-"	-"	-"	-"	1
11	Подсвечник для бурильных труб	-"	-"	-"	-"	
12	Шурф для квадрата	-"	-"	-"	-"	
13	Буровая лебедка JC21D, максимальные обороты – 210кН	кр. бл.	кр. бл.	-"	-"	
14	Приспособление для крепления мертвого конца талевого каната JZG34A	-"	-"	-"	-"	
15	Металлический пол рабочей площадки 13,4 м x 12,5 x 12,3 м	-"	кр. бл.	-"	-"	
16	Основание под вышку	кр. бл.	-"	-"	-"	
17	Буровая платформа 6 м x 6 м	-"	-"	-"	-"	
18	Энергетический блок, в том числе:					

№№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)		Единица измерения	Номер варианта	Кол-во
		первичный	повторный			
1	2	3	4	5	6	7
19	Дизель генератор "Caifu", N=400 кВт в металл. контейнере	м. бл.	м. бл.	"-	"-	
20	Терристорная установка в металлическом контейнере	"-	"-	"-	"-	
21	Трансформаторы в металлическом контейнере	"-	"-	"-	"-	
22	Главный пульт управления силовым приводом в металлическом контейнере	"-	"-	"-	"-	
23	Электроподстанция АС-SCR-DC	"-	"-	"-	"-	
24	Буровой насос 3NB- 1000, N - 746 кВт	кр. бл.	кр. бл.	"-	"-	1
25	Дизельный двигатель G12V190PZL1, N=551 кВт для привода бурового насоса	агр.	"-	"-	"-	1
26	Ёмкость для бурового раствора "D 50", V=50 м ³	м.бл.	м.бл.	шт.	"-	2
27	Ёмкость для запаса бурового раствора: V=50 м ³				"-	1
28	Средства телеметрии (по условиям контракта)	м.бл.	-	-	-	- // -
29	Энергетический модуль:					
30	Дизель-генератор САТ 3412-DITA, N=400 кВт Дизельный двигатель САТ 3460, N-390 кВт для привода насосов					
31	ДЭС - 1 комплект (резервный) электрокомпрессор с электродвигателем N- 37 кВт			// -		
32	Приемный мост металлический горизонтальный	-	- // -	-	-	- // -
33	Приемный мост наклонный				// -	
34	Стеллажи металлические для труб со стойками на обоих концах высотой 1,25 м	-	- // -	- // -	1	- // -

№№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)		Единица измерения	Номер варианта	Кол-во
		первичный	повторный			
1	2	3	4	5	6	7
35	Инструментальная площадка	-	- // -	- // -	2	- // -
36	Система долива скважины	-	- // -	- // -	1	- // -
37	Площадка для обслуживания превенторов	-	- // -	- // -	1	- // -
38	Крепление неподвижного конца каната	-	- // -	- // -	1	- // -
39	Площадка для спуска обсадных труб	-	- // -	- // -	1	- // -
40	Обвязка топливопровода	-	- // -	- // -	1	- // -
41	Обвязка водопровода	-	- // -	- // -	1	- // -
42	Блок запасных частей	-	- // -	- // -	1	- // -
43	Регистратор и индикаторы параметров бурения	-	- // -	- // -	1	- // -
44	Контрольно- измерительные приборы	-	- // -	- // -	1	- // -
45	Электрооборудование:	-	- // -	- // -	1	- // -
46	- кабельные изделия	-	- // -	- // -	1	- // -
47	- освещение	-	- // -	- // -	1	- // -
48	- заземление	-	- // -	- // -	1	- // -
49	Ограждение оборудования	-	- // -	- // -	1	- // -
50	Узлы агрегатов буровой установки	-	- // -	- // -	1	- // -

Таблица 2.8.7 - Объемы работ по фундаментам под буровое оборудование

№ п/п	Наименование работ	Единицы измерен	Номер варианта	Количество
1*	Фундамент из железобетонных плит (размер плиты- 3x1,5x0,2, м):			
1.1	вышечно-лебедочный блок 16x10 / 3x1,5, м	плита	1	36
1.2	силовая установка 13x11 / 3x1,5, м	-"	-"	32
1.3	буровые насосы 10x6 / 3x1,5, м	-"	-"	13
1.4	приемные емкости (12x4+15x4+15x3+15x3) / (3x1,5), м	-"	-"	44
1.5	Итого			125
2	Площадка под ГСМ	-"	-"	15
3	Бетонирование сточных желобов в шламовый амбар (0,5м×2×50м + 0,5м×50)×0,05м или в шахту	м ³	-"	3,75
4**	Металлические стойки в бутобетоне под отводы ПВО через 10м (200м / 10)	шт	-"	20
5	Разбивка бетона со сбросом в шламовый амбар или вывоз при демонтаже	м ³	-"	3,75

Примечание: * Допустимая удельная нагрузка обеспечивает безопасное давление на грунт и не превышает предельной несущей нагрузки, с учетом коэффициента

запаса прочности равным 1,3 для данного грунта.

** Допускается применение других надежных опор;

Таблица 2.8.8 - Объем работ под конструктивные узлы вышки и привышечных сооружений к комплекту

№ по порядку	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Количество	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)
1	2	3	4	5	6
1	Сооружение превенторных щитов	навес.	1	2	ТраILER и авто
2	Монтаж инструментальной площадки	шт	1	1	--//--
3	Устройство шурфа из обсадных труб	10м	1	3,3	--//--
4	Буровое укрытие, каркас металлический, крыша РТУ	100м ²	1	100	--//--

Таблица 2.8.9 - Материалы и технические средства для выполнения природоохранных мероприятий с использованием «безамбарного» способа бурения

Номер порядку	Наименование материалов и технических средств	ГОСТ, ОСТ, ТУ и т.д.	Единица измерения	Количество	Шифр источника расценок
1	2	3	4	5	6
1	Контейнеры (прямоугольные) для сбора шлама и отработанного раствора	1,5-2м ³	шт.	15-20	455 к=0,75
2	Амортизация емкости для сбора бурового шлама и отработанного бурового раствора		шт.	2	-
3	Наливная машина для вывоза ОБР и БШ		км	-	Тарифы
4	Шламовой насос для откачки отработанного бурового раствора из шахты		шт.	1	-

Таблица 2.8.10 - Объемы работ при использовании специальной установки «УПА-60» и др. аналогичных установок, для испытания скважин

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Количество	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)
1	2	3	4	5	6
1	Газосепаратор с обвязкой трубопроводом	к-т	1;2	1	Автотранспорт
2	Конденсатосборник с обвязкой трубопроводом	шт.	-"	1	-- // --
3	Выкидная линия НКТØ73мм.для отработки скважины	шт.	-"	10	-- // --
4	Обвязка емкостей трубопроводами	к-т	-"	3	-- // --
5	Центробежный насос с электромотором N-30 кВт	шт.	-"	1	-- // --
6	Задвижки d.-80 мм высокого давления на линиях	шт.	-"	15	-- // --
7	Контур заземления накопительных емкостей с устройством 2-х громоотводов	контур	-"	1	-- // --
8	Фундамент из ж/б плит 6м х2м 0,2м под емкости	шт.	-"	6	-- // --
9	Фундамент ж/б плит под ц/б насос 3м х 2м х 0,2м	шт.	-"	1	-- // --
10	Обваловка площадки с накопительными емкостями 15м х15 х 1м	м	-"	-"	-- // --
11	Агрегат УПА-60	к-т	-"	1	-- // --
12	Привод механизмов - Двигатель шасси ЯМЗ -7511 мощностью 294 кВт (400 л.с)	к-т	-"	1	-- // --
13	Талевая система – с устройством перепуска талевого каната 3х4	к-т	-"	1	-- // --
14	Скорость подъема талевого блока 0,15-1,5 м/с				
15	Устройство оттяжек с якорями к мачте УПА-60	шт.	-"	4	-- // --
16	Дизель-генератор 50 кВт	к-т	-"	1	-- // --
17	Прожектор	шт.	-"	4	-- // --
18	Трапные установки высокого и низкого давлений	атм	-"	-"	-- // --
19	Емкость 50м ³ накопления и временного хранения пластовых флюидов	шт.	-"	3	-- // --
20	Замерная емкость 10м ³	шт.	-"	3	-- // --

2.9 ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

Таблица 2.9.1 - Продолжительность строительства скважины

Строительные-монтажные работы для перевозки ВМ бригады, сут.	Продолжительность цикла строительства скважины, сут.						
	Всего	Строительные-монтажные работы	Подготовительные работы к бурению	Бурение и крепление	Испытание		
					всего	в открытом стволе	в эксплуатационной колонне
1	2	3	4	5	6	7	8
-	31	7	2	15	7	2	5

Таблица 2.9.2 - Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин

Номер обсадной колонны	Название колонны	Продолжительность крепления, сут.	Интервал бурения, м		Продолжительность бурения, сут.		
			От (верх)	До (низ)	Забойными двигателями	Роторным способом	Совмещенным способом
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Направление	0,5	0	50	-	0,5	-
2	Кондуктор	1,0	50	250	-	2,0	-
4	Эксплуатационная	1,0	250	750	-	10	-
Итого:		2,5			12,5		

2.10. 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 2.10.1 - Средства безопасности

№№ п/п	Наименование средств безопасности	Наименование объектов	Кол-во объект.
1	2	3	4
1	Трубозахватное устройство	БУ	1 к-т
2	Пояс предохранительный для верхового рабочего.	БУ	2-3 шт.
3	Спасательное устройство для верховых рабочих в аварийных ситуациях	БУ	1 к-т(для буровых со спас. уст)
4	Приспособление для безопасной рубки стальных канатов	БУ	1 шт.
5	Приспособление для завинчивания и свинчивания долот («доска»)	БУ	Для каждого диаметра долот
6	Инструмент для замера износа замковых соединений бурильных труб	БУ	1 к-т
7	Устройство для безопасного выброса бурильных труб (желоб и т.п.)	БУ	1 к-т
8	Механизм для крепления, перезапуска изменения нагрузки неподвижной ветви талевого каната	БУ	1 шт.
9	Сигнальное или переговорное устройство между постом бурильщика и насосным отделением, между пультом бурильщика и верховым	БУ	1 шт.
10	Патрубки подъемные по диаметрам УБТ	БУ	2 к-та
11	Обратный клапан и шаровой кран для бурильных труб с ключом и комплектом переводников по размерам труб	БУ	2 к-та (по 2 переводника на типоразмер труб)
12	Трехфазная розетка для подключения промыслово-геофизической аппаратуры	БУ	1 шт. на всех типов буровых
13	Шаблон для обсадных труб по их диаметрам	БУ	на каждый диаметр
14	Шаровые краны для бурильных труб (между ведущей трубой и ее защитным переводником) с ключом и комплектом переводников по размерам труб.	БУ	3 (из них один запасной)
15	Гидравлический подъемник	БУ	1 к-т
16	Пневмораскрепитель трубный	БУ	1 к-т
17	Ограничитель подъема талевого блока	БУ	1 к-т

Продолжение таблицы 2.10.1

1	2	3	4
18	Устройство против разбрызгивания бурового раствора	БУ	1 к-т
19	Защитные очки и др. СИЗ для приготовителей бурового раствора из химреагентов.	БУ	По 1 шт. на рабочего
20	Приспособление для установки ведущей трубы в шурф.	БУ	1 к-т
21	Комбинированный колпачек для перемещения долот	БУ	1 шт.
22	Приспособление для отвинчивания трехшарошечных долот	СТД	1 шт.
23	Комплект ключей во взрывобезопасном исполнении для фланцевых соединений превенторной установки.	БУ	1 к-т
24	Указатель «Открыто» - «Закрыто» к задвижке высокого давления.	БУ	1 шт.
25	Приспособление для снятия поршней со штоков буровых насосов и выемки втулок.	БУ	1 к-т
26	Предупредительное устройство о падении посторонних предметов в скважину	Устье скважины	1 шт.
27	Комплект аварийного ловильного инструмента	БУ	1 к-т
28	Отводные крючки	БУ	3 шт.
29	Приспособление для одевания протекторов на бурильные трубы	БУ	1 шт.
30	Защитные каски с подшлемниками	БУ	по 1 на рабочего
31	Автоматический сигнализатор уровня промывочной жидкости	Ёмкость	1 шт. на в ёмкости
32	Светильник переносной во взрывозащищенном исполнении напряжением 12В	БУ	2 шт.
33	Пусковая задвижка с дистанционным управлением	БУ	1 к-т
34	Автоматический регулятор нагрузки на долото	БУ	1 к-т
35	Ограничитель напряжения холостого хода электросварочного трансформатора.	Эл.свар. трансф.	1 шт.
36	Гидравлический трубный ключ для обсадных колонн и для бурильных труб	БУ	1 к-т
37	Устройство по предупреждению перегрузки бурового насоса	Насос	1 шт
38	Комплект ключей во взрывобезопасном исполнении для фланцевых соединений превенторной установки.	БУ	1 к-т
39	Блокирующие устройства, исключаяющие вращение ротора при поднятых клиньях ПКР, а также произвольное открывание комплекту дверей кожуха лебёдки с её приводом.	БУ	По одному комплекту

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

Таблица 2.10.2 - Средства контроля

№№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	Стандарт на изготовление	Количество, шт
1	2	3	4
1	Гидравлический индикатор веса	Импортные	1
2	Индикаторы давления, показывающие (манометры)	Импортные	Комплект
3	Роторный и ВП моментомер	Импортные	1
4	Шаблоны для контроля за износом центраторов и калибраторов	Импортные	2
5	Мерные скобы для контроля диаметров бурильных труб и УБТ	Импортные	4
6	Уровнемер в доливной емкости	Импортные	1
7	Газоанализатор CH ₄ на 8 точек	Импортные	1
8	Газоанализатор H ₂ S на 5 точки	Импортные	5
9	Газоанализаторы со звуковой сигнализацией в случае превышения ПДК.	Импортные	5
10	Портативный газоанализатор горючего газа (3шт), кислорода (2 шт), H ₂ S (2 шт)	Импортные	7
11	Сигнализация превышения ПДК в случае газопроявления	Импортные	5
12	Лаборатория буровых растворов	-	1
12.1	Прибор для определения удельного веса		1
12.2	Прибор для определения условной вязкости		1
12.3	Вискозиметр		1
12.4	Вискозиметр FANN		1
12.5	Секундомер		1
12.6	Прибор для определения содержания песка		1
12.7	Фильтрпресс со сжатым CO ₂		1
12.8	Высокотемпературный фильтр-пресс высокого давления со сжатым воздухом		1
13	Станция геолого-технологического контроля (с глубины 50м)	-	1

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

Таблица 2.10.3 - Средства диспетчеризации

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

2.11. СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ И МЕРОПРИЯТИЙ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИХ ДОКУМЕНТОВ

С целью обеспечения безопасного строительства вертикальных эксплуатационных 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, в т.ч. на газоопасные, огневые работы.

Нарядом - допуском оформляется также допуск на территорию объекта для выполнения работ персонала сторонней организации. В нем должны быть указаны

опасные факторы, определены границы участка или объекта, где допускаемая организация выполняет работы и несет ответственность за их безопасное производство, другое, предусмотренное инструкциями по организации безопасного проведения газоопасных работ, то же огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах. Места, представляющие опасность падения в них людей, машин и механизмов, должны быть ограждены и обозначены предупредительными знаками. Передвижение людей по территории опасного объекта допускается по специально устроенным пешеходным дорожкам или по обочинам автодорог навстречу направлению движения автотранспорта.

Запрещается:

– находиться людям в опасной зоне работающих механизмов, в пределах зоны возможного поражения и в непосредственной близости от источников поражения, травмирования. В случае опасности все работы в опасной зоне должны быть остановлены, люди выведены, а опасный участок должен быть огражден и установлены предупредительные знаки, приняты меры по обеспечению и организации безопасного проведения работ.

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

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

Движущиеся части оборудования, представляющие собой источник опасности для людей, должны 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»;

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

№.№ пп	Наименование	Издание (утверждение)
1	2	3
1	Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (от 30 декабря 2014 года №355 с изменениями и дополнениями по состоянию на 22.11.2019г № 872).	Утв. Министром по инвестициям и развитию РК от 30 декабря 2014г № 355
2	О гражданской защите (с изменениями, внесенными Законом РК от 01.07.2018г)	Закон РК от 11.04.2014г №188-V
3	Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов, ведущих горные и геологоразведочные работы	Утв. Министра по инвестициям и развитию РК от 30 декабря 2014 года № 352
4	Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр	Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239.
5	Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана	Приказ Министра энергетики РК от 22 мая 2018года № 200
6	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к радиационно опасным объектам»	Приказ Министра национальной экономики РК от 27.03.2015г №260
7	Санитарно-эпидемиологические требования систем вентиляции и кондиционирования воздуха, очистке и дезинфекции	Утверждены приказом Министра МИР РК от 9.12.2015г №758
8	Правила обеспечения промышленной безопасности для хвостовика и шламовых хозяйств опасных производственных объектов	Утверждены Министром национальной экономики РК от 30.12.2014г №349
9	Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности	Приказ Министра национальной экономики РК от 20.03.15г №236
10	Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам по обслуживанию транспортных средств и пассажиров»	Утверждены Министром национальной экономики РК от 27.02.2015г №156
11	Об утверждении санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности»	Приказ и.о. Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27.03.2015г №261
12	Правила гигиенического обучения группы населения и гигиенического обучения население	Постановление Правительства РК от 24.06.2015г №444
13	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам общественного питания»	Приказ Министра национальной экономики РК от 19.03.2015г №234
14	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)
15	Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства	Приказ Министра национальной экономики РК от 28.02.2015г №177
16	Санитарные правила "Санитарно-эпидемиологические требования к объектам общественного питания"	Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 23 апреля 2018 года № 186.
17	Об утверждении Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности"	Приказ и.о. Министра национальной экономики РК от 27 марта 2015 года №261.
18	Санитарно-эпидемиологические требования систем вентиляции и кондиционирования воздуха, очистке и	Утв. Министром национальной экономики РК от 9.12.2015 г

№№ пп	Наименование	Издание (утверждение)
	дезинфекции	№ 758
19	Кодекс республики Казахстан о здоровье народа и системе здравоохранения	№ 193-IV ЗРК от 18 сентября 2009 года (с изменениями и дополнениями по состоянию на 21.04.2016 г.)
20	Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов, ведущих взрывных работы	Утверждены Министром МИР РК от 30.12.2014г №343
21	Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности	Приказ Министра национальной экономики РК от 20.03.2015г №236
22	Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под давлением	Приказ Министра национальной экономики РК от 30.12.2014г №358
23	Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению производства и потребления	Приказ Министра национальной экономики РК от 28.02.2015г №176
24	Экологический кодекс РК	№212-III от 09.01.2007г
25	Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производства объектов	Приказ Министра национальной экономики РК от 20.03.2015г №237
26	Санитарно-эпидемиологические требования к водоемостникам, местам водозабора хозяйственно-питьевых целей	Приказ Министра национальной экономики РК от 16.03.2015г №209
27	«Методика расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию»	утвержденный приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 5 мая 2018 года № 164.
Справочная литература		
28	Макет технического (рабочего) проекта на строительство скважин на нефть и газ. РД 39- 0148052-537-87.	г. Москва, ВНИИБТ, 1987г.
29	Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин.	г. Самара, ВНИИТ нефть, 1997г.
30	Инструкция по испытанию скважин на герметичность.	г. Куйбышев, ВНИИТ нефть, 1977г.
31	РД 39-0147014-217-86. Инструкция по эксплуатации насосно-компрессорных труб.	г. Куйбышев, ВНИИТ нефть, 1987г.
32	Инструкция по эксплуатации колонкового снаряда «Недра» КД II –190/80 (КД ПМ–190/80).	г. Москва, ВНИИБТ, 1975г.
33	РД 39-013-90. Инструкция по эксплуатации бурильных труб.	г. Куйбышев, ВНИИТ нефть, 1990г.
34	РД 39-2-132-78. Инструкция по подготовке обсадных труб к спуску в скважину.	г. Куйбышев, ВНИИТ нефть, 1980г.
35	Справочник инженера по бурению, т. I под редакцией В.И. Мищевича.	г. Москва, Недра, 1976г.
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	ГОСТ 632-80. Трубы обсадные и муфты к ним.	г. Москва, Госстандарт, 1982г.
39	Спутник буровика. Справочник К.В. Иогансен.	г. Москва, Недра, 1986г.
40	ГОСТ 13862-90. Оборудование противовыбросовое.	г. Москва, Госстандарт, 1990г.
41	Б.И. Мительман «Справочник по гидравлическим расчетам в бурении».	г. Москва, Недра, 1963г.
42	РД 39-0147009-516-86. Инструкция по составлению гидравлической программы бурения скважин.	г. Краснодар, ВНИИКР нефть, 1986г.
43	Справочник инженера по бурению т. II 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	г. Москва НИИ труда, 1987г.

№№ пп	Наименование	Издание (утверждение)
	эксплуатационных скважин.	
46	Справочник укрупненных сметных норм (СУСН) на строительство нефтяных и газовых скважин.	г. Москва, Недра, 1981г.
47	Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин.	г. Москва, Недра, 2000г.
52	Буровые растворы.	г. Астрахань, 2000г.
48	РД 39-022-90. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважины на нефть и газ на суше	г. Москва, ВНИИБТ, 1990г.
49	Дополнение к РД 39-0148052-537-87. Раздел 3. «Охрана окружающей природной среды». Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ.	г. Москва, ВНИИБТ, 1990г.
50	РД 39-3-819-82. Методические указания по определению объемов отработанных буровых растворов и шлама при строительстве скважин.	г. Краснодар, ВНИИКР нефть, 1983г.
51	Инструкция по радиационной безопасности РД-39-97.	г. Актау, НИПИмунайгаз, 1997г.
52	ГОСТ 13846-2003. Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.	-
53	РД 39-2-1220-84 «Требования по защите работающих при строительстве скважин в особых условиях».	-
54	Водный Кодекс РК, ст. 21 «Водоохранные зоны и полосы» от 31 марта 1993г. (официальный текст по состоянию законодательства на 20 апреля 1997г.) 2-ое изд.	г. Алматы, 1997г.
55	Международный транслятор-справочник. Буровой породоразрушающий инструмент. Том 1. Шарошечные долота. В.Я.Кершенбаум, А.В.Торгашова, А.Г. Мессер.	г. Москва, 2003г.

РАЗДЕЛ 3.

ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА

3.1 Сведения о водоснабжении

Таблица 3.1.1 - Водоснабжение

Расчетная потребность в тех. воде, м ³	Объём запасных емкостей для воды, м ³	Необходимо ли: (да, нет)				Характеристика источника водоснабжения				Характеристика водопровода	
		Бурить скважину для водоснабжения	строить водопровод	Подключить водопровод к источнику	Подвозить воду цистернами	Наименование (магистр. в-д. водовод, водозабор, арт. скважина и т.д.)	Место расположение	Рабочий расход	Расстояние до буровой, км	Диаметр, мм	Длина, м
Для технических нужд 416,8	80	нет	нет	нет	да	-	Месторождение Тобеарал	-	-	-	-
Для хозяйственно-питьевых нужд 97,21	20	нет	нет	нет	да	-		-	-	-	-

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.

Расход воды на питьевые нужды для одного человека - 25,0 л/сут (СНиП РК 4.01-02-2011г).

Расход пресной воды для хозяйственных нужды (приготовления пищи и душевых установок) для одного человека составляет соответственно 36,0 л/сут и 100,0 л/сут (СНиП РК 4.01-02-2011г).

РАСЧЕТ НОРМ ВОДОПОТРЕБЛЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ

Подготовительных работах – 7 человек;

Строительно-монтажные работы– 10 человек;

Бурении и креплении – 15 человек;

Испытании – 8 человек.

Расход воды для хоз бытовых нужд по виду работ:

СМР - 7,0 сут:

Столовая: $7 \text{ чел.} \times 36 \text{ л} \times 7 \text{ сут} = 1764 \text{ л} = 1,764 \text{ м}^3$

Душевая: $7 \text{ чел.} \times 100 \text{ л} \times 7 \text{ сут} = 4900 \text{ л} = 4,9 \text{ м}^3$

Питьевое: $7 \text{ чел.} \times 25 \text{ л} \times 7 \text{ сут} = 1225 \text{ л} = 1,225 \text{ м}^3$ итого: 7,889 м³

ПЗР - 2,0сут:

Столовая: $10 \text{ чел.} \times 36 \text{ л} \times 2 \text{ сут} = 720 \text{ л} = 0,72 \text{ м}^3$

Душевая: $10 \text{ чел} \times 100 \text{ л} \times 2 \text{ сут} = 2000 \text{ л} = 2 \text{ м}^3$

Питьевое: $10 \text{ чел} \times 25 \text{ л} \times 2 \text{ сут} = 500 \text{ л} = 0,5 \text{ м}^3$ итого: $3,22 \text{ м}^3$

Бурение крепление - 15сут:

Столовая: $30 \text{ чел.} \times 36 \text{ л} \times 15 \text{ сут} = 16200 \text{ л} = 16,2 \text{ м}^3$

Душевая: $30 \text{ чел} \times 100 \text{ л} \times 15 \text{ сут} = 45000 \text{ л} = 45 \text{ м}^3$

Питьевое: $30 \text{ чел} \times 25 \text{ л} \times 15 \text{ сут} = 11250 \text{ л} = 11,25 \text{ м}^3$ итого: $72,46 \text{ м}^3$

Испытание – 7сут:

Столовая: $8 \text{ чел.} \times 36 \text{ л} \times 7 \text{ сут} = 2016 \text{ л} = 2,016 \text{ м}^3$

Душевая: $8 \text{ чел} \times 100 \text{ л} \times 7 \text{ сут} = 5600 \text{ л} = 5,6 \text{ м}^3$

Питьевое: $8 \text{ чел} \times 25 \text{ л} \times 7 \text{ сут} = 1400 \text{ л} = 1,4 \text{ м}^3$ Итого: $9,016 \text{ м}^3$

Таблица 3.1.2 - Баланс водопотребление и водоотведение

№ п/п	Наименование работ	Расход воды (м ³) на скважину для			
		хозяйственно питьевых нужд	технических нужд	пожаротушение	всего
1	2	3	4	5	6
1	СМР и подготовительные работы к бурению	11,109	-	-	11,109
2	Бурение и крепление	72,46	416,8	-	489,26
3	Испытание на продуктивность	9,016	60	-	69,016
	Непредвиденные расходы 5%	4,629	-	-	4,629
	Итого водопотребление	97,21	-	50	147,21
	Итого водоотведение	77,77	-	-	77,77

Примечание:

Расход воды для технических нужд:

- приготовления бурового раствора (таблица 7.6) – 382,9 м³
- цементирования (таблица 9.17): - 33,9 м³
- испытания (таблица 10.2.6): 60 м³ **Всего: 476,8м³**

3.2 Сведения об энергоснабжении

Таблица 3.2.1 - Электроснабжение

Количество потребляемой электроэнергии	Заявление мощность, кВт		Источник электроснабжения		Характеристика линии передачи эл/энергии		
	Системы эл/снабжения буровой	Трансформаторов	Наименование (энергосистема, эл/станция и т.д.)	Расстояние до буровой км	ЛЭП, кВт	Подземный (подводный) кабель, км	Длина
1	2	3	4	5	6	7	8
-	-	-	Дизель-генератор буровой установки	-	-	-	-

Таблица 3.2.2 - Расчет потребности в ГСМ

Продолжительность работы	Потребность в ГСМ для двигателей буровой установки, т			Потребность в ГСМ для котельной теплофикационной установки, т	База снабжения ГСМ	
	Всего	в том числе			наименование	расстояние до буровой, км
		Дизельное топливо ГОСТ 305-82	Моторное масло ГОСТ 305-82			
1	2	3	4	5	6	7
Строительно-монтажные работы	20,784	20,597	0,187	-	г. Атырау	-
Подготовительные работы	5,938	5,885	0,054			
Бурении и крепления	104,798	103,853	0,945			
Испытание	7,754	7,684	0,070			
Итого:	139,274	138,019	1,256			

3.3. Схема транспортировки грузов и вахт

Таблица 3.3.1 - Маршруты транспортировки грузов вахт

Пункты размещения промбаз предприятий и организации-исполнителей, карьеров по добыче местных материалов и местожительство персонала (в том числе на территории заказчика, подрядчика,		Номер маршрута	Характеристика маршрута						
			Общая протяженность, км	пункты следования по маршруту	расстояние между пунктами, км	вид транспорта (наземный, речной, морской, железнодорожный, авиа:вертолет, самолет)	Наземные пути подвоза		
Наименование организации, промбаз, карьера и т.д.	Пункт	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)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
г. Атырау	месторождение Тобеарал	-	-	Атырау - скважина	-	Наземный	-	Специальный транспорт (спец.техника)	Нет
месторождение Тобеарал	г. Атырау	-	-		Наземный	грунтовая	Нет		

РАЗДЕЛ 4.

ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА НЕДР

4.1 Основные требования по промышленной безопасности и охране труда

1. Производство работ по строительству скважины осуществляется в соответствии 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 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 правил и сроков проведения обучения, инструктирования и проверок знаний по вопросам безопасности и охраны труда работников (Приказ Министра здравоохранения и социального развития РК от 25 декабря 2015 года № 1019 Об утверждении Правил и сроков проведения обучения, инструктирования и проверок знаний по вопросам безопасности и охраны труда работников).

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

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

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

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

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

10. 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 БУ.

12. На территории буровой установке, 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. Должно быть не менее четырёх комплектов аптечек для оказания первой медицинской помощи.

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

Таблица 4.1.1 - Наименование зданий, сооружения и наружных установок

№№ пп	Наименование зданий, сооружения и наружных установок	Категории сооружений	Класс взрыво-пожарных 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	ПА-ТЗ
2	Узел предварительного отбора газа, (депульзатор), выносной каплеуловитель, факел для аварийного сжигания газа, емкость – сборник пластовой жидкости.	А	В-1а-В-1г	ПА-ТЗ
3	Трубопроводы нефти и газа. Дожимные насосные станции.	А	В-1а-В-1г	ПА-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	ПА-ТЗ
II. Сооружения технологического комплекса, размещаемые на ЦПС				
5	Центральный пункт сбора	А	В-1а-В-1г	ПА-ТЗ
6	Установка предварительного сброса пластовых вод	Д	II - III	Нормальная среда
7	Установка подготовки нефти (УПН)	А	В-1а-В-1г	ПА-ТЗ
8	Резервуарные парки	А	В-1а-В-1г	ПА-ТЗ
9	Узлы учета нефти	А	В-1а-В-1г	ПА-ТЗ
10	Нефтенасосные станции	А	В-1а-В-1г	ПА-ТЗ
11	Установки подготовки газа	А	В-1а-В-1г	ПА-ТЗ
12	Компрессорные станции	А	В-1а-В-1г	ПА-ТЗ
13	Факельная система	А	В-1а-В-1г	ПА-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 течение короткого периода времени

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

Предельно допустимые концентрации и предельно допустимые взрывные концентрации вредных веществ и свойства паров и газов в воздухе рабочей зоны производственных помещений и площадок

Таблица 4.1.2- Предельно допустимые концентрации

Наименование вещества	Плотность кг/м ³	Плотность по воздуху	ПДК рабочей зоны, мг/м ³ ,	ПДК, мг/м ³ населенных мест	Пределы воспламенения по объему, в %		Класс опасности
				максим.	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 ⁰ С)		3,50	300		1,26	6,5	III
Окись 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 Промышленная безопасности, охрана труда, промышленная санитария, противопожарная техника

4.2.1 Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций

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

- 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 Гражданской защите разрабатываются и проводятся заблаговременно. Страхование лиц, привлекаемых к выполнению мероприятий Гражданской защите и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций, обусловленных авариями, катастрофами, стихийными и иными бедствиями, и возмещение ущерба в случае их гибели 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 технике безопасности, по санитарии в целях предупреждения несчастных случаев и

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

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

Организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасных условий труда включают:

– при поступлении на работу, трудящиеся проходят предварительный медицинский осмотр, а в дальнейшем - периодические медосмотры, согласно постановлением правительства Республики Казахстан от 28 февраля 2015г №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 эксплуатационных скважин
- Испытание скважин
- Тампонажные работы

С целью обеспечения охраны труда, здоровья персонала, технической безопасности и надежности оборудования, применяемого при строительстве скважины и в целом объекта работ, проектом предусматривается в соответствии с действующим законодательством, «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам нефтедобывающей промышленности» постановлением Правительства Республики Казахстан от 20 марта 2015 года №236, строгое соблюдение требований и мероприятий

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

Таблица 4.2.1.1 - 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. 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, грузоподъем механизмов. Утверждены приказом Министра по инвестициям и развитию РК от 30.12.2014г. №359	Г/п 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 февраля 2015 года № 131	Все виды работ на объекте. Цикл строительства скважины
5	«Санитарно-эпидемиологические требования к объектам нефтедобывающей промышленности» Утв. постановлением Правительства Республики Казахстан, от 28 марта 2015 года № 174.	Оборудованию, санитарно-бытовым помещениям на объектах нефтедобывающей промышленности
6	Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых. Совместный приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 17 ноября 2015 года № 1072 и Министра энергетики Республики Казахстан от 30 ноября 2015 года № 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 февраля 2015 года № 177.	Оборудование, процессы, инструкции
9	«"-Санитарно-эпидемиологические требования к объектам по обслуживанию транспортных средств и пассажиров" от 27 февраля 2015 года № 156.	----- « -----
10	«Санитарно-эпидемиологические требования к объектам общественного питания» от 23 апреля 2018 года № 186.	----- « -----
11	ГОСТ 13862-2003 «Оборудование противовыбросовое» Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции	Комитет по тех.регулированию и метрологии МИИТ 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	Правила гигиенического обучения лиц декретированной группы населения и программ гигиенического обучения лиц кремированной группы населения Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 24 июня 2015 года № 449	Оборудованию, санитарно-бытовым помещениям на объектах нефтедобывающей промышленности
14	Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления. Приказ Министра национальной экономики РК от 28.02. 2015 года №176	Оборудование, процессы, инструкции
15	Об утверждении санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к радиационно-опасным объектам" от 27 марта 2015 года №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 4.2.2.1 - Основные требования и мероприятия

№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 средства индивидуальной защиты: спецодежду, спецобувь, средства защиты органов дыхания, органов слуха, рук, лица, головы. Применение средств индивидуальной защиты предусмотрено в обязательном порядке отраслевыми правилами техники безопасности. Выдача спецодежды, спецобуви и других индивидуальных средств защиты регламентировано «Отраслевыми нормами выдачи спецодежды, спецобуви и других средств защиты». Согласно указанным документам, весь рабочий персонал, участвующий в строительстве скважины, должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты.
3.	Учитывая наличие паров органических веществ: углеводородов, эфиров, спиртов, альдегидов в воздухе рабочей зоны в соответствии с каталогом «Промышленные противогазы и респираторы» члены буровой бригады опробования для защиты органов дыхания должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты – противогазами марки А, коричневая краска, время защитного действия (коробка без фильтра) – 120 минут при максимальном содержании вредных веществ в диапазоне 24000-26000мг/м 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 марта 2015 года №174, * «Нормируемые показатели искусственного освещения основных помещений объектов».

6.	<p>Необходимо предусмотреть следующие виды освещения: рабочее и аварийное. Рабочее освещение должно быть предусмотрено во всех помещениях и на неосвещенных территориях для обеспечения нормальной работы, прохода людей и движения транспорта во время отсутствия или недостатка естественного освещения. Аварийное освещение для продолжения работ должно быть предусмотрено для рабочих поверхностей. Для общего освещения помещений основного производственного назначения (вышечно-лебедочный блок, силовое и насосное помещение, циркуляционная система, противовыбросовое оборудование, место зарядки прострелочных и взрывных аппаратов, операторная, склад взрывных материалов) следует применять газоразрядные источники света, для подсобных и административных помещений - лампы накаливания или люминесцентные лампы.</p> <p>Допускается для освещения помещений основного производственного назначения, применение ламп накаливания. Для освещения производственных площадок и неотапливаемых производственных помещений, проездов следует также применять газоразрядные источники света. Выбор типа светильников производится с учетом характера светораспределения окружающей среды высоты помещения. В помещениях, на открытых площадках, где могут по условиям технологического процесса образовываться взрыво- и пожароопасные смеси, светильники должны иметь взрывонепроницаемое, взрывозащищенное исполнение, в зависимости от категории взрыво- и пожароопасности помещения по классификации ПУЭ (правила устройства электроустановок).</p>
7.	<p>Для улучшения условий видения и уменьшения слепимости, световые приборы на буровых вышках должны иметь жалюзные насадки или козырьки, экранирующие источники света или отражатель от бурильщика и верхового рабочего. При устройстве общего освещения для пультов управления источников света необходимо располагать таким образом, чтобы отраженные от защитного стекла измерительных приборов блики не попадали в глаза оператора. При освещении производственных помещений газоразрядными лампами, питаемыми переменным током промышленной частоты 50 Гц, коэффициент пульсации освещенности не должен превышать 20%. Светильники промышленных помещений следует чистить не реже раз в год. Для всех остальных помещений чистить светильники необходимо не реже 4 раза в год.</p>
8	<p>В соответствии с СанПиНом «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.</p>

Таблица 4.2.2.2 - Средства для оказания первой доврачебной помощи

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

Примечания

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

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-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.

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 шум образования 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, а также 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 работающие
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 (СИЗ).

4.2.5 Освещение оборудование рабочих мест

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

Таблица 4.2.5.1 - Нормы естественного освещения в помещениях

Наименование помещений	Коэффициент естественной освещенности - КЕО, %
Жилые помещения	0,5
Общественные помещения	1,0
Помещения медицинского позиционирования (на кладовых)	1,0
Помещения пищевого блока	1,0
Ходовой мостик (рулевая рубка)	2,0
Главный пост управления, пост управления спуском и подъемом	2,0
Помещения динамического позиционирования (на буровых судах)	1,5
Радиорубка	1,5
Кабины гидр оборудования опорных колонн	1,0
Лаборатории глинистого раствора	1,0

4.2.6 Средства индивидуальной защиты

Для защиты персонала от воздействия ОВПФ и травм опасных 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» -приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27 марта 2015 года №260.

Обязательное использование СИЗ:

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

Для объектов, расположенных на территории участка, таких как: объекты, строительные участки, складских помещений и баз, обязательно ношение следующих видов СИЗ:

- а) _____ каска
- б) _____ защитные очки
- в) _____ 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.

Замена СИЗ

Замена защитной обуви производится в соответствии с процедурой отдела ТБ по выдаче рабочей одежды сотрудникам буровой организации.

Средства защиты головы

Общие положения

Каски предохраняют голову от воздействия и проникновения, падающих или летящих предметов, а также от удара током, если каска изготовлена из токопроводящего 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 и т.д. Дизайн каски предусматривает наличие пустого пространства для того, чтобы несущая лента смягчила силу удара.

Запрещается делать отверстия в корпусе каски. Запрещается красить каски.

Необходимо регулярно проводить осмотр касок. При обнаружении трещин, вмятин или иных повреждений, необходимо заменить каску. Каски, которые нельзя использовать, необходимо уничтожить. Запрещается использовать спортивные каски вместо защитных касок. Каски следует чистить с использованием мыла и теплой воды. Для чистки касок нельзя использовать растворители, химические вещества, бензин и другие подобные вещества. Запрещается длительное хранение касок под воздействием прямого солнечного света. Каски должны храниться в сухом и чистом помещении с соблюдением умеренного температурного режима, так как воздействие сильного холода или высокой температуры может повлиять на срок эксплуатации каски.

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

Утепляющие подшлемники

Сотрудникам, работающим вне помещений в холодное время года, выдаются утепляющие подшлемники универсального размера. Утепляющие подшлемники могут использоваться многократно и при загрязнении их необходимо стирать.

Средства защиты глаз и лица

Общие положения

Использование средств защиты глаз и лица требуется, когда в процессе работы сотрудники подвергаются риску получить травму лица и глаз от отлетающих твердых частиц, обрабатываемых материалов, или агрессивных жидкостей, раздражающих газов. На объектах разрешается использование только защитных очков, защитных лицевых

щитков и шлемов сварщиков, отвечающих требованиям стандарта РК "Защита глаз и лица" или иных признанных казахстанских стандартов.

Очки для защиты от воздействия химических веществ и закрытые защитные очки

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

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

Обычные защитные очки (даже очки, с боковой защитой) не должны использоваться вместо закрытых защитных очков или очков для защиты от воздействия химических веществ. Закрытые защитные очки и очки для защиты от воздействия химических веществ обеспечивают защиту глаз спереди, сверху, снизу и с боков. Их конструкция позволяет носить их поверх оптических очков, когда это необходимо.

Закрытые защитные очки выполнены таким образом, что могут выдержать удары мелких частиц, и используются для защиты глаз при колке, дроблении камня, резке металла, при шлифовании или сверлении с использованием ручного инструмента, при ручной клепке и т.д. При проведении шлифовальных и подобных видов работ (работы со щеточной электрической машинкой или проволочной дисковой щеткой), минимальный набор СИЗ, должен включать лицевой щиток и закрытые ударопрочные очки. 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)

а) _____ непроницаемые перчатки необходимо использовать при работе с углеводородами и агрессивными химическими веществами, такими как кислоты и щелочи. Перчатки должны быть изготовлены из материала, устойчивого к воздействию используемого в работе вещества.

б) _____ защитные краги, которые закрывают запястья и предплечья, необходимо использовать при возможном образовании брызг.

в) _____ 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 резин образного материала на ладонях и пальцах обеспечивают лучший захват.

Латексные перчатки

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

Одноразовые перчатки

Одноразовые перчатки изготавливаются из тонкого пластика и используются в лаборатории для предотвращения попадания нефти и смазочных материалов на кожу рук.

Одноразовые перчатки также используются медицинским персоналом в поликлиниках и больнице. Перчатки данного типа используются только один раз.

Различные типы защитных перчаток

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

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 жар отталкивающим, 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:

а) _____ теннисные и тряпичные туфли

б) _____ ботинки с глубоким протектором

в) _____ ботинки и туфли с каучуковой, неровной, толстой или гладкой кожаной подошвой

г) _____ туфли на высоком каблуке

д) _____ сандалии и босоножки

е) _____ 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 получение защитной обуви

Защитная обувь будет выдаваться тем сотрудникам и подрядчикам, которые работают на участках, где ношение защитной обуви является обязательным. Офисные сотрудники, которые не работают постоянно в производственной зоне, защитной обувью не обеспечиваются.

Резиновые сапоги

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

Аварийные души и пункты для промывания глаз

Общие положение

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 промывки глаз, должна быть примерно 24 °C (75 °F) но могут быть отклонения +/- 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 3 года для внесения необходимых изменений.

4.2.7 Средства индивидуальной защиты, спецодежда

Таблица 4.2.7.1 - Средства индивидуальной защиты, спецодежда

№№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т. д.	ГОСТ, ОСТ, МУ, ТУ, МРТ9У, и. т.д. на изготовление	Потребное количество для бригады
			буровой
1	2	3	4
	Спецодежда:		
1	Костюм из смесовых тканей и материалов с масло водоотталкивающей пропиткой на утепленной прокладке, зимний.	Европейский стандарт EN-531	Всем работающим
2	Костюм из смесовых тканей и материалов с масло водоотталкивающей пропиткой, летний	То же	То же
3	Сапоги кирзовые сапоги кожаные утепленные (зимой); сапоги резиновые	ГОСТ 5394-89 ТУ 38.306004-95	То же
4.	Перчатки защитные с полимерным покрытием и крагами	EN-531	То же
5.	Рукавицы нефтеморозостойкие	EN-531	То же
6.	Каска защитная с подшлемником	ТУ 13-983-93	То же
7.	Очки защитные ЗН56	ТУ 92.0480.565-002-90	Для работающих с хим.реагентами(4шт.)
8	Фартук прорезиненный		то же (2шт)
9.	Наушники противозумные СОМЗ-1	ТУ 25-1924-003-88	Машинистам бур.уст.
10.	Пояс предохранительный для верхового рабочего	ТУ 39-1400-89	4
11.	Респиратор противопопылевой У-2К		Всем работающим
12.	Противогаз фильтрующий ПФМГ-96 с коробками В; КД		То же
13.	Портативные анализаторы H ₂ S		12
14.	Дыхательные аппараты с комбинезоном	Импортное	6
15.	Шкаф-аптечка		1
16.	Модульная система жизнеобеспечения с набором средств автономной и неатомной защиты дыхания, комплект:	MATISEC	1
16.1	Воздушный компрессор производительностью 190 л/мин.		1
16.2	Переносной анализатор H ₂ S и CO ₂	Solotox H ₂ S	1
16.3	Портативный индикатор взрываемости H ₂ S на батареях	Solo 200	1
16.4	Портативный индикатор взрываемости H ₂ S на батареях с электрическим насосом, звуковой и световой сигнализацией	Solo 200	1
16.5	Автоспасатель H ₂ S с панорамной маской и патроном А2В2250сс для концентрации H ₂ S в воздухе до 3%	MATISEC	4
16.6	антенна скорой помощи	MATISEC	1
16.7	Реанимационный мешок с двумя баллонами кислорода (по 2л каждый), с редуктором, расходомером, маской	MATISEC	1
17	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.

Для работников, работающих в буровых бригадах, оборудуется столовая (вагон-столовая), соответствующая всем санитарным требованиям. *Организация питания трехразовая.*

- 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.

Электроснабжение вахтового поселка. Вблизи вахтового поселка отсутствует государственная сеть коммуникаций. Система энергоснабжения состоит дизель-генератор мощностью 220 кВт.

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

- Буровая установка ZJ15

- Модель и мощность двигателя САТ С15 мощность 403 кВт
- Буровой насос F-800 и мощность, кВт (л.с) -588 (800)
- Емкостей для технической воды;
- Блоки для приготовления бурового раствора;
- Блоки для отстаивания буровых сточных вод;
- Площадка ремонтной мастерской;
- Насосная перекачка топлива;
- Насосная установка буровой;
- Пожарные инвентарь;
- 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 (СЗЗ) устанавливается на основании санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов «Приказ Министра национальной экономики РК от 20.03.2015г. № 237. Вахтового поселка на расстоянии 1000м 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

соответствие 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 23 апреля 2018г. №186.

Для питания: Работающие всех производственных объектов обеспечиваются горячим питанием согласно (Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам общественного питания» Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 23 апреля 2018г. №186.), расстояние до столовых не должно превышать 300 метров, а производствах с непрерывным технологическим процессом, соответственно, с не регламентированным обеденным перерывом 75м. 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.

Технический персонал. На объектах разведочных скважин предусмотрена круглосуточная работа. Максимальное количество персонала, обслуживающих буровые работы составляет – 30 человек.

1. *Транспортные средства.* 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

№№ пп	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	Количество, шт.
1	2	3
11	Для буровой бригады: Вахтовый поселок в том числе:	на 60 мест
	вагон-столовая	4
	вагон-сушилка	1
	вагон-прачечная	1
	вагон-гостиница	3
	вагон-медпункт	1
	вагон-склад	7
	вагон-раздевалка	2
	вагон-дом (жилье)	16
	0	Мастерская (обогрев, освещение)
Лаборатория (обогрев, освещение)		1
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 (ПДК) углеводородных газов в воздухе рабочей зоны составляет 300 мг/м³, окиси углерода - 20 мг/м³. При превышении ПДК весь персонал обязан применять СИЗ ОД (фильтрующие противогазы).

Предусматривается также контроль газопоказаний бурового раствора методами ГИС.

№№ пп	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	Количество, шт	Место установки датчиков стационарного газоанализатора
1	2	3	4
1	Газоанализатор – универсальный для контроля ПДК вредных веществ (сероводород, окись углерода, окись азота и др.) переносной или стационарной	1	Сито, выкидная линия, направляющий патрубков, пол буровой, шурф.

№№ пп	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	Количество, шт	Место установки датчиков стационарного газоанализатора
2	Датчики стационарных газосигнализаторов, имеют звуковой и световой сигналы с выходом на диспетчерский (пульт управления) и по месту установки датчиков	8	У ротора в начале желобной системы у вибростит, в насосном помещении (2 шт), у приемных емкостей (2 шт) и в помещения отдыха персонала.
3	Карманный газоанализатор ES-80 HS	всех	БУ
4	Индикатор ФЛП-2, 1- переносной, Газосигнализатор УГ-2, Газ определитель ГХ-2	Каждый по 1шт	БУ

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 35 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 + 10м) 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 1000м от буровой установки. В его состав входит: 11 жилых вагонов для персонала общей вместимостью 30 человек, душевая/прачечная, туалет. Для 1 рабочей смены (35 человек) - 3 душевых сеток, 5 умывальника согласно табл.4.2.9.1 (Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения» Приказ Министра национальной экономики РК от 28.02.15г.№174), продуктовый склад для хранения продуктов питания, столовая на 20 мест. Количество гардеробных отделений на 1 человека – 2 отделения.

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.

1. Водоснабжение

Питьевая вода завозится из пос. Курмангазы, техническая вода привозная со станции Ганюшкино.

2. Вентиляция

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

3. Отопление

Санитарно-бытовые помещения должны соответствовать всем требуемым условиям, в том числе входными тамбурами, раздевалками и другими помещениями, отвечающими (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 20.03.15г №236).

При естественной или механической вентиляции в производственных помещениях обеспечивается подача наружного воздуха на одного работающего в соответствии с табл.4.2.11.1

Таблица 4.2.11.1 - Минимальный расход наружного воздуха

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

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

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

Примечание:

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

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

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

Применение лучистого отопления с инфракрасными газовыми излучениями допускается 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 воздух, подаваемого в помещения, должно быть предусмотрена:

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

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

Таблица 4.2.11.2 - Классификация производственных процессов

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

Примечание:

1. При сочетании признаков различных групп производственных процессов тип гардеробных, душевые устройства и умывальники должны предусматриваться по группе с наиболее высокими требованиями, а спец бытовые и 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 обезболевания.
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 20м, вблизи вышечное -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 ППБ РК-2006 и должна быть следующей:

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

№№ пп	Наименование инвентаря	количество
1	2	3
1	Щит, изготовленный согласно ГОСТ	1
2	Огнетушитель порошковый ОП-8(3)-АВСЕ	10
3	Углекислотный огнетушитель	10
4	Огнетушитель углекислотный ОУ-3-34В-(01)У2	3
5	Огнетушитель порошковый (100 л) и комбинированный (100 л) – для склада ГСМ	2
6	Рукава пожарные брезентовые	6
7	Полотно из негорючей ткани, войлок 2х2 м	5
8	Ломы	2
9	Багры	5
10	Лопаты совковые	2
11	Пожарные шланги с соплами	10
12	Ведро	6
13	Ящик с песком 1 м3	1
14	Пожарная бочка 0.2м3	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 Противofонтанная 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» от 30 декабря 2014 года № 355

- 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 ОД, СКЗ персонала:

- проверка систем противоаварийной, противofонтанной 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 производственного объекта 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 устанавливаются по изменению величины доливаемого или вытесняемого бурового раствора:

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

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

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

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

Показатель	Диапазон измерений	Допустимое отклонение, +/-	Тип подачи исходной информации			
			Показ.	Запись	Свет. сигн.	Звук. сигн.
Уровень бурового раствора в приемных емкостях, м	1,6	0,02	+	+	+	+
Расход бурового раствора на выходе от расхода на входе, %	0-100		+	-	+	+
Разность между теоретическим и фактическим объемом долитого в скважину бурового раствора, м ³	0-1,0	0,1	+	-	+	+
Разность между теоретическим и фактическим объемом вытесненного из скважины бурового раствора, м ³	0-1,0	0,1	+	-	+	+
Газосодержание, %	1-60	4	+	-	+	+
Механическая скорость проходки, м/ч	0-50	0,2	+	+	-	-
Давление на стояке, МПа	0-40	0,2	+	+	-	-
Крутящий момент на роторе, кгс х м	0-3800	75	+	+	-	-
Плотность бурового раствора, г/см ³	0,8-2,1	0,01	+	+	-	-

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

Первое сочетание признаков (интенсивное проявление):

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

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

В) увеличение объема бурового раствора в приемной емкости.

Второе сочетание признаков (проявление средней интенсивности)

А) увеличение механической скорости или крутящего момента;

Б) повышение объема бурового раствора в приемной емкости.

Третье сочетание признаков (слабое проявление):

А) снижение плотности бурового раствора;

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

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

При СПО и при остановках признаки проявлений не являются косвенными.

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

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

4.3.3 Порядок работы по предупреждению развития ГНВП при бурении

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

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

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

При снижении давления в нагнетательной линии немедленно определить его причину.

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

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

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

Спуск колонны бурильных труб осуществляется при непосредственном контроле объема вытесняемого раствора. При отсутствии уровня скважину доливают, тщательно контролируя объем доливаемой жидкости. При отклонении в объеме доливаемого раствора в сторону уменьшения на $0,5\text{ м}^3$ спуск колонны должен быть прекращен. Установить причину отклонения согласно 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 скважины при бурении:

- остановить вращение привода (ротора);
- поднять долото над на 0,7 м;
- зафиксировать тормоз буровой лебедки;
- остановить насос без открытия ДЗУ;
- открыть гидр управляемую 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 БУ на рабочее давление. На устье скважины блок ПВО, манифольд и колонная головка должны быть опрессованы на рабочее давление с использованием опрессовочной пробки. Испытание ПВО на герметичность следует проводить:

- после его монтажа на устье и спуска обсадных колонн на рабочее давление;
- 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 службы, а также представитель территориального подразделения уполномоченного органа по промышленной безопасности. Результаты опрессовки оформляются актом.

Проверку элементов ПВО на функционирование следует проводить:

- до вскрытия продуктивного горизонта -плащечный превентор 1 раз в неделю, универсальный – 1 раз в месяц;
- при разбурировании 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 провести полный вымыв забойной пачки на устье при периодическом вращении инструмента. При отсутствии признаков поступления флюида в ствол скважины продолжить углубление.

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

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

При получении “провала” инструмента без полного поглощения – бурение прекратить. Промыть скважину с выравниванием параметров бурового раствора до полного вымыва забойной пачки. При получении полного поглощения немедленно заполнить скважину до устья буровым раствором.

Проектные решения предусматривают недопущение ГНВП в процессе строительства скважины.

Основными из таких решений и мероприятий являются:

- выбранная конструкция скважины (при получении в процессе углубления дополнительных данных о пластовых и поровых давлениях имеется возможность корректировать конструкцию скважины);
- буровой раствор выбран в соответствии с горно-геологическими условиями;

- запас бурового раствора (с глубины 750м-62,5м³) 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 загерметизирована.

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

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

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

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

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

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

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

При спуске обсадной колонны плашки верхнего превентора заменяются на плашки, соответствующие диаметру спускаемой обсадной колонны, или на приемных мостках

должна находиться бурильная труба с переводником под обсадную трубу и шаровым краном в открытом положении, отпрессованные на соответствующее давление.

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

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

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

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.

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

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

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

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

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

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

Разрешение на проведение промыслово-геофизических работ дает руководство бурового предприятия по согласованию с противодонной 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 ПВА (прострелочно-взрывная аппаратура). Контрольное шаблонирование ствола скважины необходимо выполнять спуском на кабеле шаблона, диаметр, масса и длина которого должны соответствовать габаритно-массовым техническим характеристикам применяемых ПВА. Скважинный прибор или аппарат на время приостановки работ должен быть поднят на поверхность и приведен в безопасное состояние.

В скважине с температурой и давлением в интервале перфорации на уровне предельно допустимых (+, - 10%) для применяемой аппаратуры обязательно проведение замеров этих параметров перед спуском ПВА. Во время перфорации должно быть установлено наблюдение за уровнем жидкости на устье скважины. Его снижение не допускается.

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

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

- замены бурового раствора на раствор меньшей плотности или техническую воду (с разницей в плотностях не более 0,5-0,6 г/см³, при большей разнице плотностей должны быть ограничены темпы снижения противодавления на пласт)
- использования пенных систем.
- Снижение уровня жидкости в эксплуатационной колонне посредством сwabирования, 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 про шаблонирована, отпрессована совместно с колонной головкой и ПВО на расчетное давление;

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

- устье с превентивной установкой, канифольный 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:

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

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

3. Введение в буровой раствор смазывающих добавок.

4.3.8 Оснащение буровой средствами технологического контроля раннего обнаружения

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

- Вес на крюке, т;
- нагрузка на долото, т;
- удельное электрическое сопротивление на входе и выходе, Ом/м ;
- положение талевого блока, м;
- подача инструмента, м/с;
- скорость перемещения талевого блока, м/с;

- частота вращения ротора, об/мин;
- крутящий момент на роторе, кН х м;
- давление в буровом Манифольд, МПа;
- число входов в буровом насосе, ход;
- расход на выходе, л/с;
- уровень бурового раствора в рабочей и запасных емкостях, м;
- температура бурового раствора на входе и выходе, °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 Организация контроля за производством работ на объектах работниками противofонтанной службы в зависимости от условий строительства и особенности скважины; обеспечение средствами связи, рабочего места, оперативного транспорта для работников противofонтанной службы

Контроль за состоянием фонтанной безопасности оговаривается "Руководством по организации фонтанной безопасности ". В связи с тем, что район буровых работ – удаленная зона, то режим работы районного инженера должен совпадать с режимом работы буровой вахты, наблюдение за процессом бурения - вахтовое.

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

4.3.10 Методы и средства проветривания рабочих зон буровой

1. Под вышечное пространство, рабочая зона площадки буровой проветриваются естественной вентиляцией. В зимнее время подвышенное 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 теплым воздухом от блока электростанций.

4.3.11 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 колонии и стенками скважины.

В качестве базового цемента для крепления скважин выбран сульфатостойкий портландцемент по стандарту API или аналог (ПЦТ I-CC-100 по ГОСТ 1581-96), который в совокупности с регулируемыми добавками (понижитель водоотдачи, понизитель трения, ингибитор глины, Пено гаситель) 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 испытуемого 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 4.3.11.1 Свойства цемента типа ПЦТ I-G

1	Наименование показателя	Значение	
		не менее	не более
1	Прочность на сжатие через 8 ч твердения, МПа при температуре: -38°C - 60°C	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 заупустевания 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. Обязательными параметрами являются: водоотделение, прочность цементного камня на сжатие, на изгиб, время начала и окончания схватывания цементного раствора.

К цементным растворам предъявляют следующие основные требования: подвижность раствора должна быть такой, чтобы его можно было закачивать в скважину насосами и она должна сохраняться от момента приготовления раствора (затворения) до окончания процесса продавливания ;структурообразование раствора, т. е. загустевание и схватывание после продавливания его за обсадную колонну, должно проходить быстро; цементный раствор на стадиях загустевания и схватывания и сформировавшийся камень должны быть непроницаемы для воды, нефти и газа;

4.3.12 Оценка коррозионного риска обсадных труб, НКТ и оборудования скважины

Основные факторы, которые обуславливают опасность коррозии обсадных труб, лифтовой колонны НКТ и скважинного оборудования - 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. 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 по-ступающим в скважину пластовым газом в процессе строительства скважины и последующей добычей газа, содержащего агрессивные компоненты, возникает опасность сульфидного 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 (УС) 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 рН жидкостей.

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

Коррозионный мониторинг эксплуатационных колонн является обязательным при возможной 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:

- для направления – марка стали Д с толщиной стенки 9,5 мм;
- для кондуктора – марка стали Д с толщиной стенки 7,9 мм;
- для эксплуатационной колонны Д с толщиной стенки 7,3 мм;
- для насосно-компрессорных труб Ø73 мм Д с толщиной стенки 5.51 мм;

Мероприятия по предупреждению возникновения нефтяных и газовых фонтанов

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 или правил предупреждения фонтанирования и установления признаков начала проявления пласта и т.д.

При несоответствии оборудования устья скважины давления, возникающем качества монтажа превенторов и манифольдов борьба с фонтанирование.

В процессе вскрытие и разбуривания пластов основными причинами возникновения фонтанов считаются следующие.

- 1) несвоевременная подкачка бурового раствора в скважину во время подъема колонны бурильных труб.
- 2) поглощение бурового раствора с падением его уровня в скважине в результате вскрытия трещиноватых пластов или гидроразрыва пород.
- 3) вскрытие пластов установки с аномально высокими давлениями, не учтенными геолого-техническими нарядом.

4) нарушение правил установки нефтяных и водяных ванн для освобождения прихваченного бурильного инструмента или обсадной колонн.

5) слом обратного клапана при спуске обсадной колонны в результате ее недолива буровым раствором.

6) 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:

Образование, газированных пачек, кипение и движение (перелив) бурового раствора, выброс и фонтан.

Если три первых вида газонефтепроявлений можно предупредить 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 закрытии превенторов 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 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 за давку (в некоторых случаях устанавливают лубрикатор), либо спускают под давлением в скважину трубы и через них задавливают фонтан.

2. На фонтанирующей скважине нет базы для установки герметизирующих устройств или обсадной колонна негерметично.

Такие фонтаны ликвидируют различными методами:

- 1) созданием воронки депрессии в призабойной зоне фонтанирующей скважины при интенсивном отборе газа через скважину;
- 2) подземным взрывом большой мощности в на 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, превентора), герметизируют устье и в скважину закачивают под давлением жидкость.

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

Предварительно (при необходимости) с колонного фланца фонтанирующей скважины удаляют разъединное 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 не большие, то ликвидировать фонтан можно после установки специального запорного приспособления.

Контроля коррозионного состояние бурильных и элементов трубных колонн

В процессе эксплуатации все элементы бурильной колонны подвергаются различным видом износа (абразивный, коррозионной, износ замковых резьба и др.), в результате чего на поверхности труб и резьба 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.

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;
- вводит в промывочный раствор ингибиторы коррозии и реактивы, снижающие коррозионное воздействие сероводорода.

Установка предназначена для неразрушающего контроля бурильных и насосно-компрессорных труб на основе магнитоиндукционного контроля концевых участков труб и электромагнита 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:

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

Таблица 4.4.1- Прогноз возможных аварийных ситуаций

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

Продолжение таблицы 4.4.1

1	2	3	4	5
2	Прихват инструмента	2.1. Выделить прихватоопасные зоны.	2.1. Определить верхнюю границу прихвата геофизическими методами или по величине вытяжки свободной части колонны.	2.1. Знать зоны осложнений.
		2.2. Спускоподъемные операции в интервалах сужений, осыпей, обвалов производить на пониженных скоростях.	2.2. 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).	2.2. Поддерживать в работоспособном состоянии систему очистки раствора.
		2.3. Обеспечить качественную очистку бурового раствора от выбуренной породы.	2.3. Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание инструмента.	2.3. При длительных перерывах в работе инструмент поднять в башмак колонны.
		2.4. Вводить в раствор смазывающие противоприхватные добавки.	3.1. Определить место заклинки.	2.4. Параметры раствора поддерживать согласно ГТН.
		2.5. Не оставлять инструмент без движения и промывки на длительный срок	3.2. Провести работы по сбиванию инструмента вниз или подъему вверх с одновременным проворотом.	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.	3.3. Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание инструмента.	
3	Заклинивание инструмента	3.1. Выделить зоны осыпей, обвалов, желобных выработок.		3.1. Использовать устройства и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину.
		3.2. Исключить падение посторонних предметов в скважину.		3.2. Систематически проверять состояние клиньев ротора, фиксирующие устройства ключей - АКБ, УМК и др.
		3.3. Допуск долота к забою производить осторожно с проработкой призабойной зоны		3.3. При отсутствии инструмента в скважине закрывать устье.

Продолжение таблицы 4.4.1

1	2	3	4	5
		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 колонн	4.1. Тщательно прорабатывать интервалы сужений.	4.1. Определить место прихвата.	4.1. Строго выполнять план подготовки ствола к спуску.
		4.2. Не оставлять колонну без движения на длительный срок.	4.2. Продолжить 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).	4.3. Использовать 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. 4.6. В случае безрезультатности установки ванн или опасности	4.5. Не оставлять на столе ротора различные инструменты. 4.6. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.

Продолжение таблицы 4.4.1

1	2	3	4	5
			разрушения колонны рассмотреть вопрос цементирование колонны на достигнутой глубине с последующим спуском "хвостовика".	
5	Полет обсадных труб	5.1. Перед спуском колонны проверить центровку вышки, состояние клиньев ротора, элеваторов.	5.1. Спустить труболвку, метчик, колокол.	5.1. Поддерживать в исправном состоянии клинья ротора, элеваторы.
		5.2. Контролировать усилия закрепления резьбовых соединений.	5.2. Спуск производить замедленно для определения местонахождения "головы" обсадных труб.	5.2. При навороте труб первые 3-4 оборота делать вручную.
		5.3. Не допускать наворота резьбы наперекос	5.3. Соединиться с аварийными трубами, промыть скважину.	5.3. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
			5.4. Поднять аварийные трубы.	
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 забое (момент подъема долота определяется по показаниям контрольно-измерительных приборов и изменению скорости механического бурения).	6.2. При безрезультатности работ по п.6.1 спустить торцовый фрезер в комплексе с металлошламоуловителем.	6.2. Анализировать показания контрольно-измерительных приборов (момент на роторе, скорости бурения для определения момента подъема долота).
		6.3. Перед спуском долота в скважину производить тщательный осмотр на предмет состояния сварных швов и наличие трещин.		

Продолжение таблицы 4.4.1

1	2	3	4	5
		6.4. Не допускать резких посадок и ударов долота о забой.	6.4. Произвести разбуривание шарошки или части долота при нагрузке 4-6 т. При разбуривании металла отрыв инструмента от забоя производить через 15 мин.	6.4. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному 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 спуско-подъемных операциях применять обтираторы и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов.
		2. Каждую смену тщательно про-верять состояние и фиксирующие приспособления автоматических и машинных ключей, клиньев ротора.	7.2. При безрезультатности работ по п.6.1 спустить торцовый фрезер в комплексе с металлошламоуловителем.	7.2. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
		7.3. Не оставлять на столе ротора инструменты и посторонние предметы.	7.3. Произвести разбуривание постороннего предмета при нагрузке 4-6 т. При разбуривании металла отрыв инструмента от забоя производить через 15 мин.	
		7.4. При отсутствии инструмента в скважине не оставлять открытым устье.		
8	Нефтегазо-водопроявления	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.

Продолжение таблицы 4.4.1

1	2	3	4	5
		8.3. При подъеме инструмента следить за соответствием объема поднимаемых труб и доливаемой жидкости.	8.3. Герметизировать устье и восстановить циркуляцию.	8.3. Сообщить руководителю буровых работ о начавшемся проявлении.
		8.4. Не допускать поршневания при подъеме инструмента. Принять меры для ликвидации сальника.	8.4. Приступить к вымыву разгазированного раствора с противодавлением и дегазацией.	8.4. Навернуть обратный клапан и герметизировать устье.
		8.5. Обучить обслуживающий персонал действиям при НГВП в условиях выделения сероводорода.	8.5. По величине давления в труб-ном и затрубном пространстве рассчитать необходимую плот-ность раствора для задавки прояв-ления и утяжелить раствор до необходимой плотности.	8.5. Члены буровой вахты действуют согласно расписания по сигналу "Выброс".
		8.6. Поддерживать в работоспособ-ном состоянии противовыбросовое оборудование.		
		8.7. При резком увеличении меха-нической скорости бурения следить за уровнем жидкости в циркуля-ционной системе и ограничить скорость бурения.		
		8.8. При увеличении веса на крюке и уменьшении давления на стояке, что является косвенными призна-ками НГВП, сопоставить другие показатели процесса бурения для раннего обнаружения проявления.		
		8.9. Иметь запас раствора согласно пункта № 1335 ТБС НМПОСНО		
		8.10. Параметры раствора необхо-димо выравнивать по всему циклу.		

Продолжение таблицы 4.4.1

1	2	3	4	5
		<p>8.11. Не допускать утяжеления раствора "пачками".</p> <p>8.12. Включать технические и технологические средства для раннего обнаружения НГВП.</p> <p>8.13. Поддерживать в работоспособном состоянии оборудование для дегазации раствора.</p> <p>8.14. Проводить учебные тревоги по сигналу "Выброс" с применением средств индивидуальной защиты от сероводорода.</p> <p>8.16. Промежуточные промывки во время спуска инструмента производить по длительности, позволяющей убедиться в отсутствии пластового флюида в скважине</p> <p>8.17. Длительные ремонтные работы, не связанные с ремонтом устья, необходимо производить при нахождении бурильной колонны в башмаке обсадной колонны с обязательной установкой шарового крана.</p> <p>8.18. При необходимости продолжительного ремонта устья и невозможности промывки скважины необходимо устанавливать отсекающий цементный мост.</p>		
9	Поглощения	9.1. Определить и знать зоны дренирования, тектонических нарушений, карстовых образований, горизонтов с высокой пористостью и проницаемостью.	9.1. При начавшемся поглощении поднять инструмент в башмак колонны или прихватобезопасный интервал с постоянным доливом скважины.	9.1. Поднять инструмент в башмак колонны с постоянным доливом скважины.

Продолжение таблицы 4.4.1

1	2	3	4	5
		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 бурильных труб, с применением гидромеханического пакера или установить цементный мост.	9.3. Бурение с частичным поглощением или без выхода циркуляции допускается только по специальному плану, утвержденному директором по производству.
		9.4. При опасности возникновения поглощения предусмотреть ввод наполнителей, закачку 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.

Заложенная 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);
- облучённости персонала и наличие навыков при проведении работы в нестандартных ситуациях;
- проведение организационно-технических мероприятий и др.

При строительстве скважин основные причины риска, следующие:

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

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

- аварии с нанесением больших материальных затрат предприятию.

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

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

4.5.2 Анализ видов и последствий отказов

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

Критерии отказов по тяжести последствий:

Первый - *катастрофический* - приводит к смерти людей, наносит существенный ущерб объекту и 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 4.5.2.1 - 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 ⁻⁶	B	C	C	D

На основе анализа, в таблице 4.5.2.2 приводятся вероятности возникновения аварийных ситуаций на 1000 м проходки (в целом по нефтегазовой отрасли):

Таблица 4.5.2.2 – Вид аварии

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

Примерная вероятность возникновения аварийных ситуаций на скважине определяется по формуле: $R_{ав} = P_t \times n_{скв} \times L/1000$, где

P_t - примерная вероятность возникновения аварийных ситуаций на 1000 м;

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

L – проектная глубина скважины с данной аварией.

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

Первый этап - проектирование.

Здесь целью риск-анализа может быть:

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

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

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

Третий этап – освоение скважины или вызов притока. Здесь целью риск-анализа может быть выявление опасностей и оценка последствий аварий. Для уменьшения риска на каждом этапе делается следующее:

На первом этапе проектирования

С целью обеспечения соответствия строительства скважин утвержденным проектам проводится авторский надзор. При проведении авторского надзора особое внимание уделяется геологической информации в процессе бурения, производства ГИС, вскрытия и испытания промышленных и перспективных объектов на приток, а также контролю за сложными технологическими процессами, и др. В это время происходит сбор и анализ информации для обеспечения принятия более оптимальных, технологически безопасных вариантов для составления следующих проектов на строительство скважин.

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

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

На этапе строительства

Риск в основном связан с человеческим фактором, связан с халатностью, различными нарушениями техники безопасности и технологии проводки скважины со стороны исполнителя.

Для исключения риска при бурении скважин упор делается на решение организационно-технических мероприятий.

К организационным мероприятиям относятся:

- обязательная подготовка кадров в специализированных УКК;
- стажировка на буровых под руководством опытных инструкторов;
- сдача экзаменов по профессии и видам работ;

- периодическая проверка знаний;
- инструктаж перед опасными видами работ;
- проведение учебных тревог по ликвидации ГНВП и противопожарной безопасности, умение пользоваться средствами индивидуальной защиты;
- ознакомление с передовым опытом и безопасным ведением работ на других предприятиях.

За этими организационными причинами осуществляется контроль:

- администрацией бурового предприятия;
- круглосуточный контроль со стороны ИТР за действиями вахты и обстановкой на скважине;
- проверка буровых комиссиями УБР, санитарными врачами, инспекторами ФА ВПФО "Ак Берен", инспекторами территориальных подразделений уполномоченного органа в области промышленной безопасности, комитетом по охране окружающей среды Республики Казахстан.

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

К техническим мероприятиям относятся:

- проведение дефектоскопии бурового оборудования и инструмента;
- опрессовка бурильных и обсадных колонн;
- испытание вышки;
- совместная опрессовка обсадных колонн с установленным на них противовыбросовым оборудованием на расчетное давление, соответствующее полному замещению бурового раствора пластовым флюидом;
- применение высококачественных материалов и химреагентов;
- применение высокотехнологического и безопасного оборудования (гидравлических ключей, спайдер-элеваторов, превенторов, гидравлических манометров, индикаторов веса и др.);
- автоматизация процессов бурения;
- механизация трудоемких работ.
- вскрытие пласта с применением качественного бурового раствора с минимальным

превышением гидростатического столба жидкости над текущим пластовым давлением, максимальным сокращением времени между вскрытием объекта и его испытанием.

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

Оборудование устья скважины:

-обвязка ПВО должна обеспечивать промывку скважины при избыточном давлении на устье с выходом бурового раствора в желобную систему через систему очистки;

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

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

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

На этапе освоения

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

Заключение

Во всех геологических зонах осадочная толща горных пород вскрыта не полностью, можно считать, что геологический разрез изучен недостаточно. Тектоническое строение спокойное, так что при ведении дальнейших работ могут 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 скважины

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

В результате этих аварий наносится огромный материальный ущерб. Начавшаяся в виде проявлений аварийная ситуация может перейти в открытый фонтан с возгоранием, уничтожением скважины, гибелью людей. Аварии, переходящие в катастрофы, отрицательно сказываются на окружающей среде, деятельности близлежащих промышленных объектов. Особенно опасны выбросы и открытые фонтаны на нефтяных и газовых месторождениях с наличием сероводорода, а также на месторождениях континентального шельфа.

Количественная оценка безопасности бурения скважин связана с определением степени риска. Под степенью риска понимается вероятность возникновения открытого фонтана, полученная на стадии проектирования и строительства.

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

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

головному. При независимости базовых событий применяется метод прямого аналитического решения, которое позволяет поэтапно анализировать события, кроме того, предоставляется возможность определить:

- 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, полнить исходные данные для расчета степени риска и др.

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

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

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

Первая группа - факторы, характеризующие состояние оборудования:

- некачественное крепление скважины 244,5 мм обсадной колонной вследствие плохого цементирования;
- некачественное крепление скважины 168,3 мм обсадной колонной вследствие плохого цементирования;
- негерметичность межтрубного пространства между колоннами 244,5мм и 168,3мм;
- просадка колонны 323,9 мм при ее нагруженные собственным весом, колоннами 244,5мм, 168,3мм, НКТ и ФА;
- негерметичность резьбовых соединений колонны 244,5мм и 168,3мм;
- разрушение (или негерметичность) 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 воздействия.

Ниже представлена вероятность отказа по основным позициям:

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

СОСТОЯНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ.

1.Отсутствие превенторного оборудования:

Не предусмотрено проектом: _____
0.00000;

Не установлено перед началом бурения: _____
0.00000;

2.Неисправность превенторного оборудования:

Негерметичность плашек превентора: _____
0.00150;

Отказ системы управления: _____
0.00010;

3.Разрушение обсадной колонны:

Отсутствие контроля за состоянием ОК: _____
0.00080;

Отсутствие контроля за давлением в ОК: _____
0.00000;

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

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

ГАЗОНЕФТЕПРОЯВЛЕНИЯ.

1.Поглощение бурового раствора:

Несоответствие конструкции скважины геологическим условиям:_____

0.03000;

Завышение плотности раствора:_____

0.07000;

Несоответствие других параметров раствора:_____

0.03000;

2.Принятие пластового давления без должного обоснования:_____

0.10000;

3.Недостаточная плотность раствора в скважине:_____

0.12000;

4.Недолив скважины:

При подъеме инструмента:_____

0.08000;

При спуске обсадной колонны:_____

0.10000;

5.Отсутствие методики и приборов контроля за давлением в скважине:___

0.09000;

ДЕЙСТВИЯ БРИГАДЫ.

Неправильные действия буровой бригады при строительстве скважины:___

0.00040;

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Вероятность отказа оборудования: 0.00559;

Вероятность нефтегазопроявлений: 0.47782;

Вероятность возникновения открытого фонтана: 0.00267.

Меры по предупреждению аварийных ситуаций и уменьшению степени риска

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

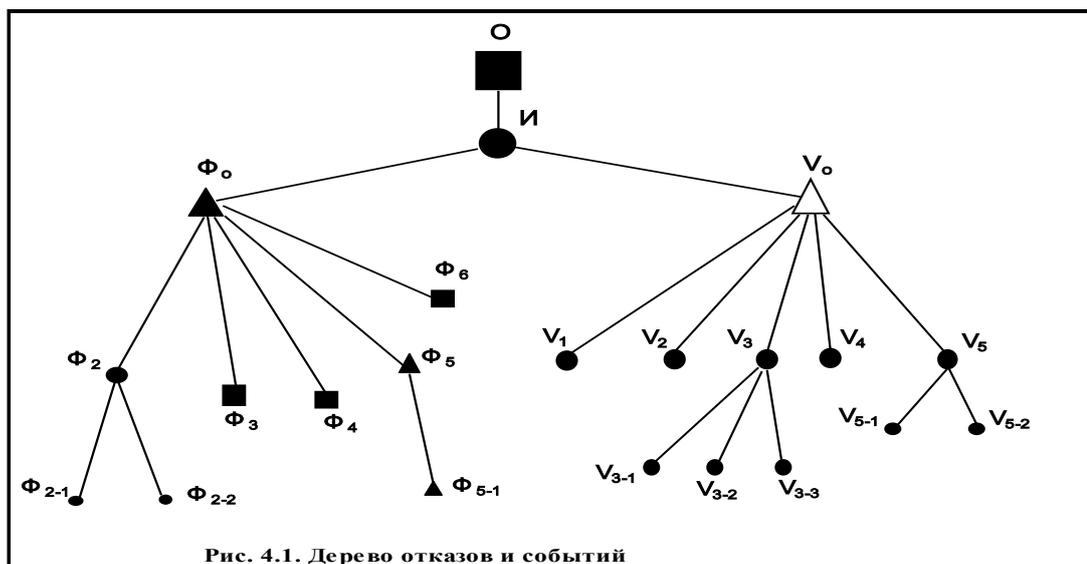


Рис. 4.1. Дерево отказов и событий

	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
Ф ₁	Отсутствие превенторного оборудования (ПВО)	△	0.477820
Ф ₁₋₁	Не предусмотрено проектом	▲	0.000000
Ф ₁₋₂	Не установлено перед началом бурения	▲	0.000000
Ф ₂	Неисправность превенторного оборудования	●	0.001600
Ф ₂₋₁	Негерметичность плашек превентора	●	0.001500
Ф ₂₋₂	Неисправность системы управления ПВО	●	0.000100
Ф ₃	Отсутствие или неисправность шарового крана на БТ	■	0.001600
Ф ₄	Отсутствие или неисправность обратного клапана на ОК	■	0.001200
Ф ₅	Разрушение обсадной колонны	▲	0.000800
Ф ₅₋₁	Отсутствие контроля за состоянием обсадной колонны	▲	0.000800
Ф ₅₋₂	Отсутствие контроля за давлением в обсадной колонне	▲	0.000000
Ф ₆	Неправильные действия буровой бригады	■	0.000400
V ₁	Недостаточная плотность раствора в скважине	●	0.120000
V ₂	Принятие пластового давления без должного обоснования	●	0.100000
V ₃	Поглощение бурового раствора	●	0.130000
V ₃₋₁	Несоответствие конструкции скважины геологическим условиям	●	0.030000
V ₃₋₂	Завышение плотности бурового раствора	●	0.070000
V ₃₋₃	Несоответствие других параметров раствора	●	0.030000
V ₄	Отсутствие методики и приборов контроля за давлением в скважине	●	0.090000
V ₅	Недолив скважины	●	0.180000
V ₅₋₁	При подъеме инструмента	●	0.080000
V ₅₋₂	При спуске обсадной колонны	●	0.100000

4.6. Охрана недр.

4.6.1 Общая задача охраны недр в период поисковых работ на площади

Охрана недр должна осуществляться в строгом соответствии с Законом 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, требования к технологии бурения скважин №№Г-66, Г-67, Р1, Р2, Р3, Р4 (резервные) на месторождении Тобеарал и задачи по обеспечению промышленной и экологической безопасности станут приоритетными.

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

Известно, что уровень причинения вреда окружающей среде и здоровью людей от деятельности предприятия напрямую зависит от качества и технического состояния применяемого оборудования. Современная мировая практика бурения скважин на суше располагает достаточным количеством средств и методик обеспечения безопасности работ. Поэтому при бурении 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 участка предусматривают:
- Обеспечение полноты геологического изучения и получения необходимых параметров для достоверной оценки запасов участка, предоставленного в недропользование;
- Предотвращение загрязнения подземных водных источников вследствие перетоков нефти, газа и воды в процессе проводки, освоения и кратковременной пробной эксплуатации скважин, а также вследствие утилизации отходов производства и сточных вод;
- Соблюдение установленного порядка приостановления, прекращения нефтяных операций, консервации и ликвидации объектов недропользования;

- Предотвращение открытого фонтанирования, поглощения промывочной жидкости, грифообразования, обвалов стенок скважин и межпластовых перетоков нефти, газа и воды в процессе проводки, освоения и последующей пробной эксплуатации скважин;
- Надежную изоляцию в пробуренных скважинах нефтеносных, газоносных и водоносных горизонтов по всему вскрытому разрезу;
- Надежную герметичность обсадных колонн, спущенных в скважину, их качественное цементирование;
- Предотвращение ухудшения кол лекторских свойств продуктивных пластов, сохранение их естественного состояния при вскрытии, креплении и освоении.

4.6.2 Охрана недр в процессе разбуривание площади

При разбуривание месторождении 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 - $\rho=1,16\div 1,18$ г/см³, 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, легко диспергирующимися 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 кислото растворимые карбонатные материалы.

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

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

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

Свойства бурового раствора:

– Плотность	от 1,18 г/см ³
– Условная вязкость	35-40 сек
– Водоотдача	4-5 см ³ /30 мин
– Корка	0,5 мм
– рН	9,5
– Песок	≤0,5%
– Содержание кислота растворимой 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. На двухплашечном превенторе установлены трубные плашки, с помощью которых можно загерметизировать устье скважины при наличии в ней бурильных труб, обеспечивая возможность проведения работ по глушению проявлений. Конструкция 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 превентивной установкой производится гидросиловой станцией, установленного на посту бурильщика на буровой площадке. Штуцерный манифольд с рабочим давлением 210 кгс/см² позволяет плавно регулировать давление в скважине при проведении работ по глушению нефтегазопроявлений.

Применение передовых технологий и надежного оборудования значительно снижают риск загрязнения окружающей среды вследствие аварий. Поэтому основным фактором воздействия на окружающую среду при проведении буровых работ остается сбор отходов и их утилизация. Применение малотоксичных реагентов для приготовления и обработки буровых растворов, безусловно, снижают отрицательное воздействие на

окружающую среду. Учитывая особое значение экосистемы площади, буровая компания будет работать по принципу «безамбарный метод».

В процессе модернизации БУ был принят ряд проектных решений по обеспечению «безамбарного метода». В основном это касалось жидких отходов и бурового шлама. Была поставлена задача по сбору, разделению и хранению отходов по видам и обеспечению перегрузки их на транспортные средства. 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, который 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.

Перечень других отходов, процедуры их обработки и утилизации приведены в таблице 4.6.2.1

Таблица 4.6.2.1 - Наименование отходов

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

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

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 09.12.2015 г. N 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 скважинах №№,Г- 66, Г-67, Р1, Р2, Р3, Р4 (резервные) на месторождении Тобеарал земельный отвод на одну скважину составит 1,7 га. 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 схеме размещения оборудования на территории строительства скважины.

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

Склады для хранения кислот и щелочей не предусматриваются, так как они будут завозиться со складов подрядчиков. На рабочей площадке при монтаже буровой установки будет предусмотрена шумо-вибрационная изоляция от редукторного помещения, силового и насосного блоков и наличие ее будет отражено в акте приемки от подрядчиков.

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

Опрессовка труб обсадной колонны будет производиться централизованно на базе подрядчика.

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

РАСЧЕТ

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

Данные для расчета объема образования отходов бурения проведено в таблице 4.5.2.2

1. Объем выбуренной породы при строительстве скважины

Таблица 4.6.2.2 - Объем выбуренной породы при строительстве скважины

Интервал, м	k	π	R _д ,м	R ² _д	V, м ³
1	2	3	4	5	6
0-50	1,2	3.14	0,19685	0,03874	7,30
50-250	1,2	3.14	0,14765	0,0218	16,43
250-750	1,2	3,14	0,11035	0,01217	22,9
Итого объем по скважине м ³					46,63

2. Объем отходов бурения на одну скважину

2.1. Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{ш} = V_n \times K_1 = 46,63 \times 1,2 = 55,9 \text{ м}^3$$

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

2.2. 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.

$$V_{обр.п} = 1,2 \times 1,052 \times 46,63 + 0,5 \times 62,5 = 90,1 \text{ м}^3$$

2.3 Объем буровых сточных вод (БСВ)

$$V_{бсв} = 2 \times V_{обр.п}$$

$$V_{бсв} = 2 \times 90,1 = 180,2 \text{ м}^3$$

2.4 Суммарный объем отходов бурения

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

$$V_{сум} = 180,2 + 90,1 + 55,9 = 326,2 \text{ м}^3$$

4.6.3 Контроль окружающей среды

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

Нефтяные операции регулируются следующим природоохранным законодательством Республики Казахстан:

- Экологическим кодексом Республики Казахстан»;
- Законом «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 привозная от станции Ганюшкино. Расход технической воды на одну скважину составляет около 8,36 м³/сут или более точно объем определяют из конкретных условий. Шламы от бурового раствора будут собираться в специальные емкости, поэтому фильтрация раствора и воды практически исключена. В такие же емкости будет сбрасываться выбуренная порода после отделения. Приготовление бурового раствора будет осуществляться в глиномешалке, хранение в металлических емкостях.

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

При этом:

- все буровые работы должны производиться строго в пределах отведенного участка;
- циркуляционная система буровой предусматривает замкнутый цикл использования бурового раствора, 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 отсекающими;
- обваловка устья скважин земляным валом на случай разлива нефти в течение первых часов;
- организация движения транспорта только по автодорогам;
- проводить качественную техническую рекультивацию земель.

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

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

- 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.

4.6.4 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:

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

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

3.8.3. 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.

3.8.4. 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.

3.8.5. В случае, когда мощность эквивалентной дозы радионуклидов в нефти, конденсате и пластовых водах превысит 0,03 м бер/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 санэпидем станцию 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.

4.6.5 Рекультивация земель

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

- демонтировать сборные фундаменты и вывезти для последующего использования;
- разобрать монолитные бетонные фундаменты и площадки и вывезти их для использования при строительстве дорог и других объектов;
- очистить участок от 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).

№№ п/п	№ расценок	Наименование работ или затрат	Коэффициенты к расценкам	Ед. изм.
1	2	3	4	5
		Техническая рекультивация		
1	403	Подкладка из досок под емкость объемом 25 м ³ для тех. воды	1	куб.м
2	403	Подкладка из досок под емкость объемом 25 м ³ для нефти и запасного бурового раствора	1	куб.м
3	403	Подкладка из досок под емкость объемом 10 м ³ - доливная	1	куб.м
4	403	Подкладка из досок под емкость объемом до 5 м ³ для дизельного и индустриального масел	1	куб.м
5	403	Подкладка из досок под емкость объемом до 2 м ³ для отработанного масла	1	куб.м
6	403	Подкладка из досок под глиномешалку	1	куб.м
7	405	Бутобетонный фундамент под хоз.насосы, стойки нагнетательной линии	1	куб.м
8	4	Демонтаж лотков, гидроизоляция буровой площадки	1	куб.м
9	405	Разбивка монолитных фундаментов	1	куб.м
10	15	Снятие грунта, загрязненного нефтепродуктами, грунт II перемещение на 30 см	1	куб.м
11	11	Засыпка амбаров, канав грунтом из обваловки или привозным грунтом	1	куб.м
12	1	Планировка площадки	1	1000м ²
13	4347	Транспортировка машин и механизмов	1	куб.м
14	4350	Транспортировка питьевой воды на 65 км	1	куб.м
15	4350	Транспортировка емкостей для питьевой воды, ГСМ в оба конца	1	куб.м
16	4347	Транспортировка вагончиков	1	куб.м
17	2750	Порожний пробег: а/шасси - 2 шт. трактора	1	куб.м
		Объемы и виды работ по охране атмосферного воздуха от загрязнения		
18	828	Установка емкостей объемом 3-5 м ³ в качестве гидрозатвора для улавливания сажи и несгоревших нефтепродуктов	1	шт.
19	4347	Транспортировка оборудования	1	тн
20	839	Обвязка гидрозатвора	1	шт.
21	4346	Транспортировка материалов, II группа	1	тн

РАЗДЕЛ 5.

КОНСЕРВАЦИЯ И ЛИКВИДАЦИЯ

5.1 Общая пояснительная записка и обоснование критериев ликвидации скважин

Скважина может быть законсервирована или ликвидирована по завершению строительства по инициативе ТОО «Тобеарал Ойл».

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

ТОО «Тобеарал Ойл» 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 «Тобеарал Ойл».

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 «Тобеарал Ойл» 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.

5.2 Ликвидация скважин

5.2.1 Порядок оформления материалов на ликвидацию скважин

1. Все работы по порядку оформления материалов на ликвидацию (консервацию) скважин должны проводиться в строгом соответствии с «Правилами 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 противофонтанной военизированной части АСС и территориальными органами технического надзора согласно "Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана", утверждены совместным приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 22 мая 2018 года № 200 (с изменениями на 16.12.2024г.).

9. Повторная ликвидация восстановленных скважин и оформление материалов на ликвидацию проводится согласно «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана».

5.2.2 Оборудование устья и ствола скважин при ее ликвидации

1. Все работы по оборудованию устья и ствола скважины на месторождении Тобеарал 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 «Правил 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).

5.2.3 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 "Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана", согласованные с местным Департаментом Комитета промышленной безопасности МЧС РК.

Рассматриваемые варианты ликвидации скважины:

Вариант 1. Скважина доведена до проектной глубины, спущена эксплуатационная колонна диаметром 168,3 мм, 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 колонной по геологическим причинам.

Учитывая выше сказанное, предусматривается установка следующих ликвидационных цементных мостов:

Вариант 1 – спущен эксплуатационная колонна Ø168,3мм, устанавливаются ликвидационные цементные мосты:

- мост №1 - для перекрытия интервала перфорации нефтегазоносного пласта; 168,3мм;

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

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

-мост №1 – устанавливается в открытом стволе с целью перекрытия непродуктивных, не имеющих промышленного значения нефтегазоносных пластов и в башмаке 244,5мм промежуточной колонны с высотой – 100м.

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

Примечание: если во время проводки скважин обнаружится водяных горизонтов, то напротив водяных горизонтов устанавливается 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.

5.2.4 Порядок организации работ и оформления документов по ликвидации скважин

Ликвидация скважины должна осуществляться в соответствии с проектной документацией и требований действующей нормативно-технической базы, на основании которых должны составляться индивидуальные планы изоляционно-ликвидационных работ отдельно на каждый ликвидационный мост.

В планах должны быть предусмотрены все работы по установке цементных мостов, испытанию их на прочность, работы по оборудованию устья скважины и обследованию устья с указанием ответственных исполнителей, с указанием мероприятий по промышленной безопасности, охране недр и окружающей природной среды.

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 $\frac{1}{2}$ расчетного объема продавочной жидкости;
- разгерметизация устья;
- подъем 2-3 свечей заливочных труб (50-80м выше глубины срезки моста) и герметизация устья;
- стоянка на ОЗЦ – не менее 24 часов и подъём заливочной колонны;
- спуск инструмента для нащупывания цементного моста;
- испытание моста на прочность разгрузкой;
- испытание моста на герметичность опрессовкой.

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

При завершении подъёма 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 оборудовании 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 площадка размером 1х1х1м с ограждением. На ограждении устанавливается металлическая табличка с на которой рельефно указываются номер и географические координаты скважины, наименование месторождения, наименование недропользователя, дата ликвидации.

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 «Тобеарал Ойл». Проект акта о ликвидации скважины вместе с утвержденным актом на выполненные работы и актом на рекультивацию земли представляются в территориальный орган МД «ЗапКазНедра».

5.3 Консервация скважин

5.3.1 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 диаметром 168,3 мм высотой 50 м и с подошвой моста на 10 м выше верхних отверстий перфорации.

Порядок работ при установке консервационного моста аналогичен описанному выше порядку при установке ликвидационных мостов. НКТ или СБТ поднимается над цементным мостом не менее, чем на 10 м или извлекается из колонны.

Верхняя часть скважины в трубном НКТ и затрубном пространствах, заполняется дизельным топливом в качестве незамерзающей жидкости прямой и обратной циркуляцией в интервале 0 – 10 метров.

Устье скважины оборудуется фонтанной арматурой, предусмотренной проектом. Штурвалы задвижек арматуры консервируемой скважины должны быть сняты, крайние фланцы задвижек оборудованы заглушками, манометры сняты и патрубки загерметизированы. Устье должно быть ограждено. На ограждении устанавливается

металлическая табличка с указанием номера скважины, название блока, ТОО «Тобеарал Ойл» и даты окончания бурения. Проводится рекультивация земельного отвода.

5.3.2 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 кол лекторских 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 (участок), 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 – пользователем недр (владельцем) и согласованном с территориальным органом технического надзора.

5.4 Мероприятия по охране недр, окружающей среды и обеспечению промышленной безопасности

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

Мероприятия обеспечиваются за счет:

- выполнения требований проекта «Основные требования и мероприятия по технике безопасности, 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 требованиям 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 опрессовки 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 устьевого арматуры скважина должна быть заглушена, при этом давление в трубном и затрубном пространстве должно быть снижено до атмосферного;
 - разборку устьевого арматуры производить после визуального установленного прекращения выделения газа из скважины и проверки постоянства уровня жидкости в ней.
- Охрана недр при ликвидации (консервации) скважины предусматривает качественное выполнение всех операций в соответствии с рабочим проектом и обеспечивается следующими мероприятиями:
- надежностью рекомендуемой конструкции;
 - полной изоляцией водоносных горизонтов и разобщения горизонтов с различной минерализацией воды;
 - надежным перекрытием интервалов возможных поглощений и газоводопроявлений;
 - качественным проведением цементирования обсадных колонн и созданием прочного монолитного цементного камня за колоннами;
 - долговечностью скважины как технического сооружения;

- изоляцией пластов-коллекторов методом установки цементных мостов в различных горно-геологических условиях;
- предупреждением межколонных проявлений и грифообразования;
- сохранностью законсервированной скважины;
- обеспечением надежной герметизации трубного и за трубного пространства;
- соблюдением всех технологических операций в процессе ликвидации (консервации) скважины согласно плану работ.

Охрана окружающей природной среды должна обеспечиваться выполнением проектных требований по предотвращению и снижению экологически вредной деятельности, предупреждением аварий и ликвидацией последствий возможных аварий.

Вопросам охраны жизни и здоровья людей необходимо уделять должное внимание при ликвидации скважины. В проекте на строительство скважины разработаны также мероприятия по охране окружающей среды, при этом требования экологической безопасности и охраны жизни и здоровья людей являются приоритетными.

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

- качественное цементирование обсадных колонн и качественное цементирование при установке цементных мостов;
- установка изоляционных цементных мостов в соответствии с конкретными горно-геологическими и техническими особенностями;
- конструкция скважины, обеспечивающая надежную изоляцию проницаемых пластов и перекрытие интервалов осложнений ствола;
- надежная герметизация трубного и затрубного пространства и недопущение различных проявлений пластового флюида на поверхность;
- недопущение грифообразования и аварийных ситуаций, связанных с межколонными перетоками;
- предупреждение загрязнений и ликвидация мест загрязнения нефтепродуктами на отведенном земельном участке;
- оборудование устья ликвидируемой скважины в соответствии с проектными решениями;
- вывоз пластового флюида, полученного при освоении скважины в специально отведенные места;
- осуществление работ только в пределах отведенного земельного участка;

- хранение химических реагентов, ГСМ, сыпучих материалов в специальной таре и в закрытых складских помещениях с твердым покрытием и защищенных обвалованием.

По завершении работ на скважине остатки должны быть вывезены;

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

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

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

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

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

Приложения

Протокол совместного геолого-технического совещания

г. Атырау

« 25 » 02 2026г.

Присутствовали:

От ТОО «Тобеарал Ойл»

Хамитов Н.М. Директор
Нажикенов Е.С. Зам директора по производству

От ТОО «Timal Consulting Group»

Нурбаев С.Т. Зам. директора по анализу разработки
Буканов К.С. Главный специалист департамента бурения

Повестка совещание: Рассмотрение «Групповой технический проект на строительство вертикальных эксплуатационных скважин №№ Г- 66, Г-67 и вертикальных эксплуатационных резервных скважин №№ Р1, Р2, Р3, Р4 с проектной глубиной 750 (±250) м на месторождении Тобеарал»

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

Выступил:

По данному вопросу выступил представитель ТОО «Timal Consulting Group» Буканов К.С. с информацией о проделанной работе над проектом. Ознакомил с технической частью проекта и графическими приложениями.

Документом, являющиеся основанием для составление рабочего проекта на строительство скважин «Дополнение к Проекту разработки месторождения Тобеарал».

Далее выступил с информацией Нажикенов Е.С., что проект выполнен в соответствии с предъявляемыми требованиями и предлагается к отправке в контролирующие органы для получения необходимых согласований.

В обсуждении вопросов по проекту также приняли участие Нажикенов Е.С., Нурбаев С.Т.

После обмена мнениями ГТС постановляет

На основании настоящего протокола утвердить проект как выполненный в соответствии с предъявляемыми требованиями и технического задания, направить проект в контролирующие органы на рассмотрение и согласование.

Подписи:

От ТОО «ТОБЕАРАЛ ОЙЛ»

Хамитов Н.М.

Нажикенов Е.С.

От ТОО «Timal Consulting Group»

Нурбаев С.Т.



Директор

Зам.директора по
производству



Зам. директора по
анализу разработки

23008836



ЛИЦЕНЗИЯ

14.04.2023 года

23008836

Выдана

Товарищество с ограниченной ответственностью "Timal Consulting Group"

050059, Республика Казахстан, г. Алматы, Проспект Аль-Фараби, дом № 7
БИН: 080440002381

(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

Лицензия на работы и услуги в сфере углеводов

(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

Министерство энергетики Республики Казахстан

(полное наименование лицензиара)

Руководитель
(уполномоченное лицо)

Арымбек Құдайберген Берікұлы

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

Дата первичной выдачи 01.07.2011

Срок действия
лицензии

Место выдачи

г. Астана





ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 23008836

Дата выдачи лицензии 14.04.2023 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

- Составление технических проектных документов для месторождений углеводородов
- Составление базовых проектных документов для месторождений углеводородов и анализа разработки месторождений углеводородов

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

Лицензиат Товарищество с ограниченной ответственностью "Timal Consulting Group"
050059, Республика Казахстан, г. Алматы, Проспект Аль-Фараби, дом № 7,
БИН: 080440002381

(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 г. Алматы, пр. Аль-Фараби, 7 БЦ "Нурлы Тау", блок 5А, кв 188
(местонахождение)

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

Лицензитар Министерство энергетики Республики Казахстан
(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

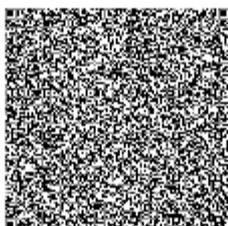
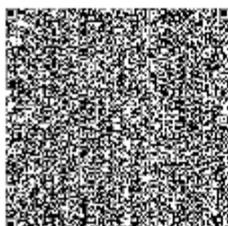
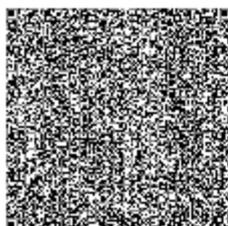
Руководитель (уполномоченное лицо) Арымбек Құдайбергел Берікұлы
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Номер приложения 001

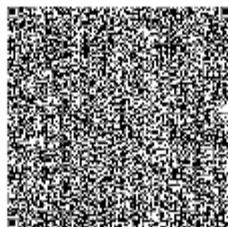
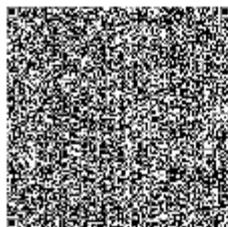
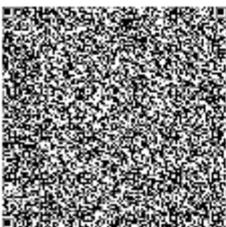
Срок действия

Дата выдачи приложения 14.04.2023

Место выдачи г. Астана



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





ЛИЦЕНЗИЯ

14.04.2023 жылы

23008836

Көмірсутектер саласындағы жұмыстарға және көрсетілетін қызметтерге лицензия беру айналысуға

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

"Timal Consulting Group" жауапкершілігі шектеулі серіктестігі

050059, Қазақстан Республикасы, Алматы қ., Әл-Фараби Даңғылы, № 7 үй, БСН: 080440002381 берілді

(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)

Ерекше шарттары

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

Ескерту

Неліктен шығарылмайтын, 1-сынып

(неліктен шығарылатындығы, рұқсаттың класы)

Лицензиар

Қазақстан Республикасының Энергетика министрлігі

(лицензиардың толық атауы)

Басшы (уәкілетті тұлға)

Арымбек Құдайберген Берікұлы

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

Алғашқы берілген күні **01.07.2011**

**Лицензияның
колданылу кезеңі**

Берілген жер

Астана қ.





ЛИЦЕНЗИЯҒА ҚОСЫМША

Лицензияның нөмірі 23008836

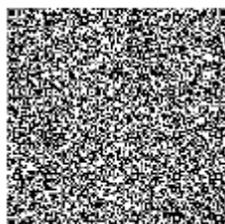
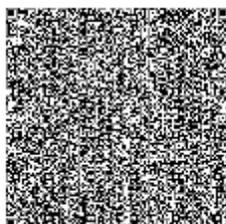
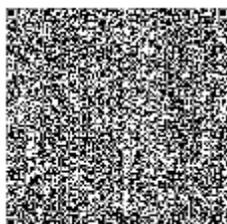
Лицензияның берілген күні 14.04.2023 жылы

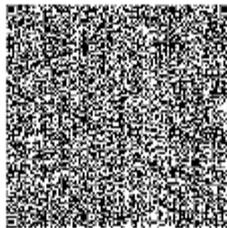
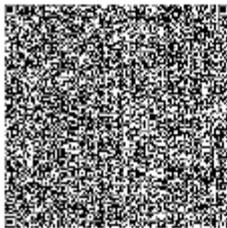
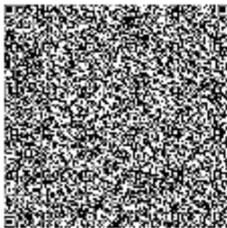
Лицензияланатын қызмет түрінің кіші қызметтері

- Көмірсутектер кен орындарына арналған техникалық жобалау құжаттарын жасау
- Көмірсутектер кен орындарына арналған базалық жобалау құжаттарын жасау және көмірсутектер кен орындарын игеруді талдау

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

Лицензиат	"Tinal Consulting Group" жауапкершілігі шектеулі серіктестігі 050059, Қазақстан Республикасы, Алматы қ., Әл-Фараби Даңғылы, № 7 үй, БСН: 080440002381 <small>(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)</small>
Өндірістік база	Алматы қ., Әл-Фараби даңғ., 7, "Нұрлы Тау" БО, 5А блок, 188 п. <small>(орналасқан жері)</small>
Лицензияның қолданылуының ерекше шарттары	<small>(«Рұқсаттар және хабарламалар туралы» Қазақстан Республикасы Заңының 36-бабына сәйкес)</small>
Лицензиар	Қазақстан Республикасының Энергетика министрлігі <small>(лицензияға қосымшаны берген органның толық атауы)</small>
Басшы (уәкілетті тұлға)	Арымбек Құдайберген Берікұлы <small>(тегі, аты, әкесінің аты (болған жағдайда))</small>
Қосымшаның нөмірі	001
Қолданылу мерзімі	
Қосымшаның берілген күні	14.04.2023
Берілген орны	Астана қ.





ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

«Групповой технический проект на строительство вертикальных эксплуатационных скважин №№Г-66, Г-67 и вертикальных эксплуатационных резервных скважин №№ Р1, Р2, Р3, Р4 с проектной глубиной 750 (±250) м на месторождении Тобеарал»

1. Основание для проектирования

1.1 Проектный документ: добыча углеводородного сырья в пределах геологического отвода на основании Контракта № 880 от 11 февраля 2002 года. и Дополнения №9 к Контракту № 880 от 11 февраля 2002 года.

2. Основные исходные данные:

- 2.1. Государство, область, район строительства скважин:
Республика Казахстан, Атырауской
- 2.2. Месторождение, площадь: месторождение
- 2.3. Номера скважин: № (В соответствии с «Дополнение проект разработки месторождения Тобеарал 2025г»)
- 2.5. Назначение скважин: (по проекту эксплуатации нефтегазоконденсатного месторождения)
- 2.6. Вид скважин: вертикальные
- 2.7. Средняя проектная глубина скважины по вертикали: 750(±250м).
- 2.8. Проектный горизонт: J₂, T
- 2.9. Содержание сероводорода (H₂S) в пластовом флюиде месторождения: отсутствует.

3. Буровое оборудование

- 3.1. Тип буровой установки: ZJ-20, либо аналогичные.
- 3.2. Установка для освоения: с бурового станка или со станка КРС.
- 3.3. Перечень дополнительного оборудования, механизмов к основному комплекту: по спецификации Заказчика
- 3.4. Тип дизелей, количество, расход топлива на кВт/час по типам ДВС: по спецификации Заказчика
- 3.5. Вид монтажа: Повторный.
- 3.6. Подготовка трассы к перетаскиванию: МБУ.
- 3.7. Конструкция фундаментов (сборный, блочный, из плит)
Тип фундаментных плит: ПДН.
Тип фундаментных блоков: Сборный.
- 3.8. Пожарная ёмкость: 50 м³, количество: 1 шт.
- 3.9. Противовыбросовое оборудование и обвязка устья скважины:

Кондуктор: ОКК1-70-168,3Х245Х340 К1

- ОП45-350-35
- ПУГ 13 5/8 х 35
- 2ППГ 13 5/8 х 35

Тех. колонна: ОП-67- 280х70 К2

- ПУГ 280х35 К2-1шт
- ППГ 280х70 К2-1к-т (спаренный)
- *ППГ 280х70 К2-1шт

Экс колонна: Фонтанная арматура: АФК6-80/65х70 К2

3.10. Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов: по спецификации Заказчика.

4. Углубление скважин

- 1. Способ бурения: роторный.
- 2. Режимы бурения: по расчету.
- 3. КНБК: по расчету.

5. Конструкция скважины

Наименование колонн	Диаметр, мм.		Глубина спуска, м.	Высота подъема цем. от устья, м.
	долота	колонны		
Направление	393,7	323,9	50	до устья
Кондуктор	295,3	244,5	250	до устья
Эксплуатационная**	215,9	168,3	750	до устья

6. Цементирование обсадных колонн

Наименован. колонн	Номер секции	Интервал установки, м		Номер ступени цементир. (снизу вверх)	Составл. компоненты цементного раствора	Составл. компоненты буферн. жидкости
		от (верх)	до (низ)			
По проекту с учетом программы Подрядчика по цементированию.						

7. Материалы для обработки бурового раствора

Наименование материала, марка, влажность, плотность.		% нормы (для глины и применяемых нескольких реагентов одинакового действия).	Интервал м.
Рецептура			
основная	резервная		
По проекту с учетом программы Подрядчика по буровым растворам			

Объем бурового раствора для забуривания м³: 50

Способ приготовления: индивидуальный.

8. Освоение объектов после окончания бурения

8.1. Буровой бригадой с бурового станка либо станка КРС (УПА-60/80)

8.2. Типоразмер НКТ: 73 мм.

8.3. Работа по освоению объектов: в 2 смены.

9. Продолжительность строительства скважины, суток

9.1. Подготовительные работы к бурению: 2 суток по ВСН 39-86

9.2. Строительство и монтаж буровой установки: 15 суток.

9.3. Время бурения и крепления: 90 суток.

9.4. Опробование объектов: сутки по расчету

10. Сведения о районе буровых работ

10.1. Среднегодовая температура воздуха С^о: 5,5

10.2. Наибольшая летняя: +35-40°С.

10.3. Наименьшая зимняя: -33-45°С.

10.4. Продолжительность зимнего периода сут.: 151.

10.5. Продолжительность отопительного периода сут.: 189.

10.6. Среднегодовое количество осадков мм.: 237

10.7. Азимут преобладающего направления ветра: СВ/СЗ.

10.8. Наибольшая скорость ветра м/с: 20.

10.9. Толщина снежного покрова см.: 25-50.

11. Сведения о площадке строительства буровой установки.

11.1. Рельеф местности: слабовсхолмленное плато, полого погружающееся на юго-западном направлении.

11.2. Состояние местности: Альтитуда земли от +167 до +209м.

11.3. Плодородный слой (гумус) см.: 15см

11.4. Категория грунта: 2.

11.5. Глубина промерзания грунта м.: 2метра

11.6. Размер земельного участка под буровую установку: 2,7

12. Вид, объем подготовительных работ.

12.1. Необходимость проведения проектно-изыскательских работ на площадке строительства бурового: да.

12.2. Сооружение площадки скважины под буровую установку и шахты 2х2х2 м: да.

12.3. Сооружение дороги к буровой: да.

12.3. Сооружение переездов и мост

13. Водо и энергоснабжение, связь и местные стройматериалы.

Наименование	Вид (название) источника воды, связи, стройматериалов	Расстояние от источника до буровой, (км)	Характеристика
Энергоснабжение	Дизельный генератор БУ	буровая	Низковольтная ЛЭП-200 металлических или ж/б опорах
Связь	радиотелефон радиостанция эл.почта		связь с офисом
Местные стройматериалы	Местный карьер	До 30км	автосамосвал

15. Ожидаемые результаты

15.1. Разработка «Групповой технический проект на строительство вертикальных эксплуатационных скважин №№Г-66, Г-67 и вертикальных эксплуатационных резервных скважин №№ Р1, Р2, Р3, Р4 с проектной глубиной 750 (±250) м на месторождении Тобеарал» («под ключ»), разработанный в соответствии с действующим законодательством Республики Казахстан и с существующими типовыми инструкциями, правилами и стандартами РК, а также с учетом требований, предъявляемых Заказчиком;

15.2. Согласование Проекта с Заказчиком.

15.3. Согласование Проекта в государственных контролирующих органах Республики Казахстан.

15.4. Сдача готовой согласованной и утвержденной в государственных контролирующих органах Республики Казахстан проектной документации Заказчику.

16. Сведения о транспортировке вахт.

Пункты		Расстояние км.	Вид транспорта	Периодичность смены вахт
отправления	назначения			
Атырау	Астрахань	220	Поезд, автобус	1 раз в 15 дней
Ганюшкино	Буровая	40	автобус	

17. Сведения о транспортировке грузов.

Наименование груза	Пункты		Вид транспорта	Расстояние км.
	отправления	назначения		
<i>по контракту</i>				

18. Консервация, ликвидация скважины

18.1 Консервация скважины – по решению Заказчика.

18.2 Ликвидация скважины – да.

Приложение к техническому заданию:

1. Техническая характеристика (копии паспортов) бурового оборудования.
2. Спецификация бурового оборудования.
3. Схема расположения бурового оборудования при бурении скважин, утвержденная и согласованная с территориальным уполномоченным органом ПБ РК.
4. Схема расположения бурового оборудования при освоении скважин, утвержденная и согласованная с уполномоченным территориальным органом ПБ РК.
5. Схема обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием при бурении скважин, утвержденная и согласованная с уполномоченным ПБ РК и с территориальным органом противofонтанной службы РК.
6. Схема обвязки устья скважины при освоении скважин утвержденная и согласованная с уполномоченным органом ПБ РК и с территориальным органом противofонтанной службы РК.
7. Схема подъездной дороги и площадки.

8. Программа бурения скважин.
9. Программа освоения.

19. Требования к Исполнителю

19.1. Наличие государственной лицензии на работы и услуги в сфере углеводородов с подвидами деятельности:

- повышение нефтеотдачи нефтяных пластов и увеличение производительности скважин при разведке и добыче углеводородов;
- составление технических проектных документов для месторождений углеводородов;
- составление базовых проектных документов для месторождений углеводородов и анализа разработки месторождений углеводородов.

19.2. Наличие лицензии на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды с подвидом деятельности «Природоохранное проектирование, нормирование для I категории хозяйственной и иной деятельности»;

19.3. Наличие лицензии на изыскательскую деятельность;

19.4. Наличие аттестата на право проведения работ в области промышленной безопасности;

19.5. Наличие у Потенциального поставщика собственной лаборатории, имеющей действующий аттестат аккредитации на соответствие требованиям СТ РК ИСО/МЭК 17025-2009 (приложить Аттестат аккредитации);

19.6. Наличие интегрированной Системы менеджмента качества, экологического менеджмента, менеджмента профессиональной безопасности и здоровья, сертифицированных специализированной аккредитованной организацией систем менеджмента качества, в соответствии с требованиями

- СТ РК ISO 9001-2016 «Система менеджмента качества»;
- СТ РК ISO 14001-2016 «Системы экологического менеджмента»;
- СТ РК ISO 45001-2019 «Системы менеджмента безопасности труда и охраны здоровья».

Область сертификации, на которую распространяется действие сертификата соответствия;

- проектирование строительства скважин на суше и на море;
- разработка специальных вопросов технологии строительства скважин;
- осуществление авторского надзора за строительством скважин;
- экспертная оценка эффективности различных технологий при освоении и эксплуатации нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений;
- моделирование технологических процессов с проведением различных расчетов;
- выполнение различных аналитических работ с использованием современных программных пакетов с экспертной оценкой;
- составление проектов «Оценка воздействия на окружающую среду» к проектам всех уровней и стадий, составление проектов ПДВ, ПДС, ПНРО;
- Прочие исследования и разработки в области естественных и технических наук.

19.7. Потенциальный поставщик услуг должен обладать всеми ресурсами, достаточными и необходимыми для выполнения работ по настоящему заданию, качественно и в указанные сроки, в том числе квалифицированным составом персонала, который как по количеству, так и по квалификационному составу соответствует необходимым требованиям.

19.8. Обеспечить оказание Услуг высококвалифицированными специалистами, имеющими дипломы о высшем инженерно-техническом образовании (подтвердить дипломами);

19.9. Наличие у потенциального Поставщика услуг:

- специалистов в области геологии.
- неспециалиста, прошедшего курс обучения «Методики разработки газовых месторождений»;
- специалистов в области геофизики;
- специалистов в области нефтегазового дела;
- специалистов в области бурения нефтяных и газовых скважин.
- специалистов в области экологии;
- специалиста по повышению нефтеотдачи пластов;
- специалистов в области экономики;
- специалиста, ответственного за безопасность и охрану труда.

19.10. Наличие у работников потенциального поставщика удостоверений / сертификатов по промышленной безопасности, охране труда, пожарно-техническому минимуму (подтвердить удостоверениями/сертификатами и протоколом);

- 19.11. Наличие специализированных программных продуктов:
- лицензионного программного обеспечения (далее ПО) по геологическому и гидродинамическому моделированию месторождения для подсчета запасов УВС;
 - ПО по графическому редактированию;
 - ПО для обработки и интерпретации геофизических исследований скважин;
 - ПО для литологического расчленения разреза и корреляции пластов, хранения и анализа геолого-геофизических данных;
 - ПО для инженерных расчетов строительства скважин.
 - ПО для выполнения геолого-гидродинамических расчетов;
 - ПО для выполнения экологических расчетов (наличие не менее чем у 2-х сотрудников потенциального Поставщика услуг удостоверений/сертификатов об обучении работе на программном комплексе для выполнения экологических расчетов (подтвердить удостоверениями/сертификатами). Все сроки действия лицензии должны соответствовать периоду выполнения работ по договору.
- 19.12. Наличие у потенциального Поставщика услуг в собственности или в аренде здания (офиса) (приложить подтверждающие документы: справка о наличии недвижимости, технический паспорт на здание);
- 19.13. Наличие у потенциального поставщика документов в области охраны здоровья, труда и окружающей среды (ОЗТОС)
- 19.14. Наличие гарантийного письма о не привлечении соисполнителей / субподрядных организаций;
- 19.15. Наличие в конкурсной заявке потенциального Поставщика услуг Календарного плана выполнения работ;
- 19.16. Наличие у потенциального Поставщика услуг технической оснащенности: компьютерами, принтерами, сканерами, плоттерами (приложить подтверждающие документы);
- 19.17. Потенциальный Поставщик услуг не должен находиться в процедуре банкротства либо ликвидации и находиться в состоянии судебного разбирательства с Заказчиком по ранее заключенным договорам.
- 19.18. Наличие договора на страхование персонала от несчастных случаев и профессиональных заболеваний (приложить электронную копию договора).
- 20. Сроки выполнения услуг.**
- 20.1. Срок выполнения Проекта, с учётом согласования в государственных контролирующих органах Республики Казахстан, составляет 20 (двадцать) календарных дней со дня заключения Договора.

Заказчик:
ТОО «ТОБЕАРАЛ ОЙЛ»

Исполнитель:
ТОО «Timal Consulting Group»

Директор



Хамитов Н.М.



М.П.

Директор



Бабашева М.Н.



М.П.

**ПАСПОРТ
группового технического проекта**

Договор № 25/12-2025/01

На строительство скважин №№ Г-66, Г-67, Р1, Р2, Р3, Р4 (резервные)
Площадь (месторождение): Тобеарал
Цель бурения: добыча углеводородов

Назначение скважины: эксплуатационная
Проектная глубина: 750 (± 250 м) м
Проектный горизонт: J₂, Т
Вид скважины: вертикальная

ТИПОВАЯ СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ "ZJ 20"

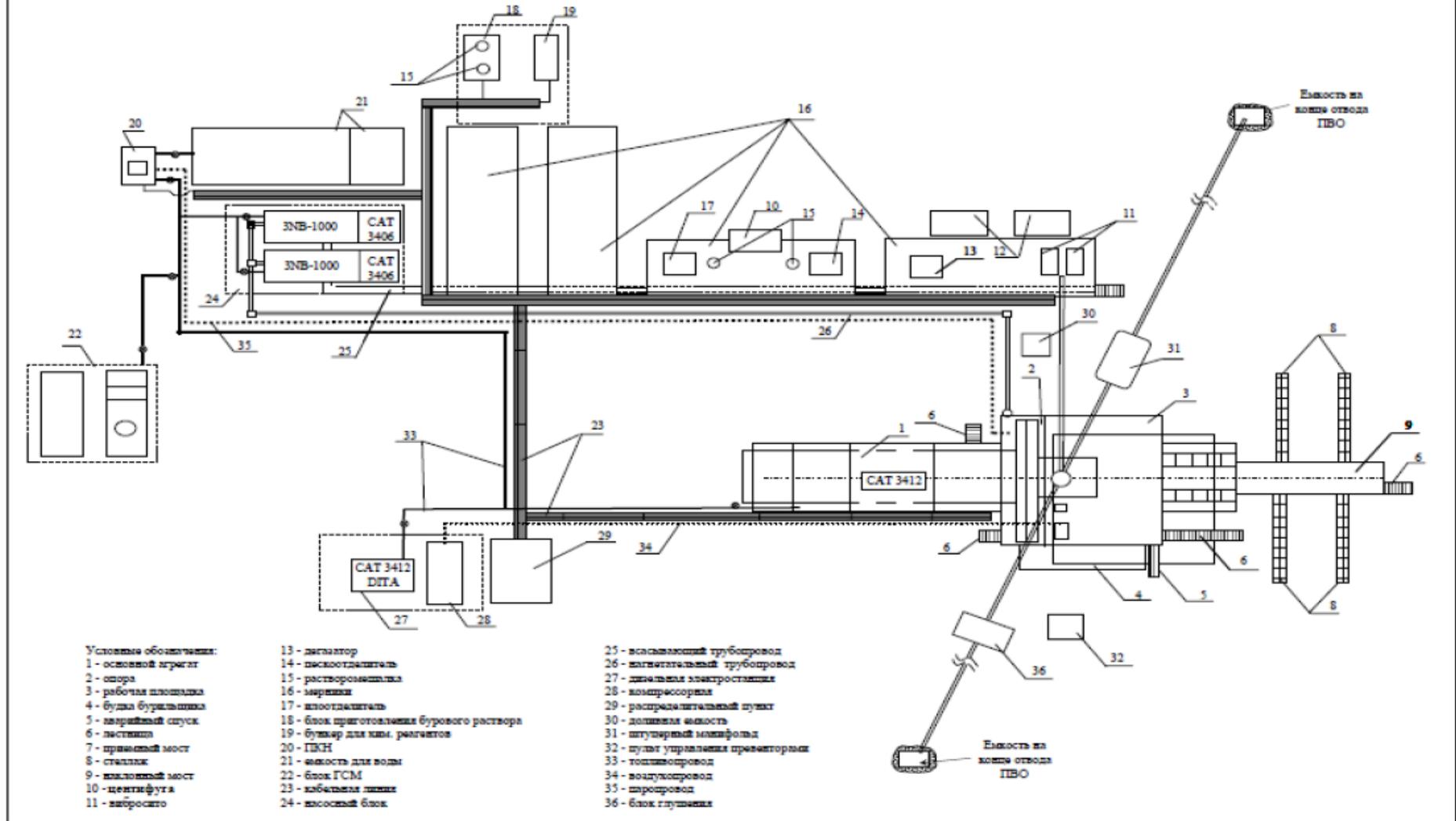
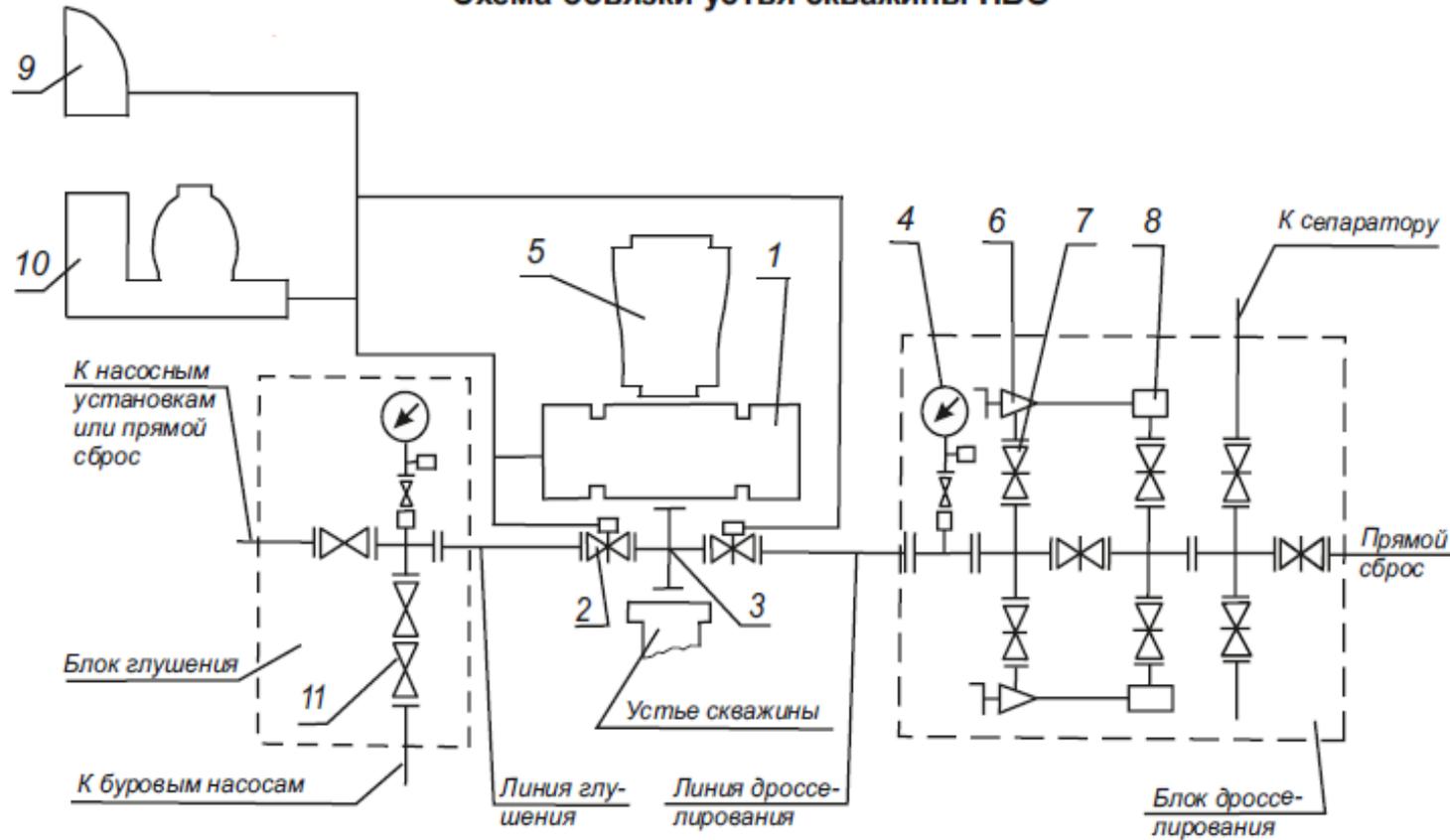


Схема обвязки устья скважины ПВО



1 - плащечный превентор; 2 - задвижка с гидравлическим управлением; 3 - устьевая крестовина; 4 - манометр с запорным и разрядным устройствами и разделителем сред; 5 - кольцевой превентор; 6 - дроссель регулируемый с ручным управлением; 7 - задвижка с ручным управлением; 8 - гаситель потока; 9 - вспомогательный пульт; 10 - станция гидропривода; 11 - обратный клапан;

ТИПОВАЯ СХЕМА
Обвязки устья скважины при испытании

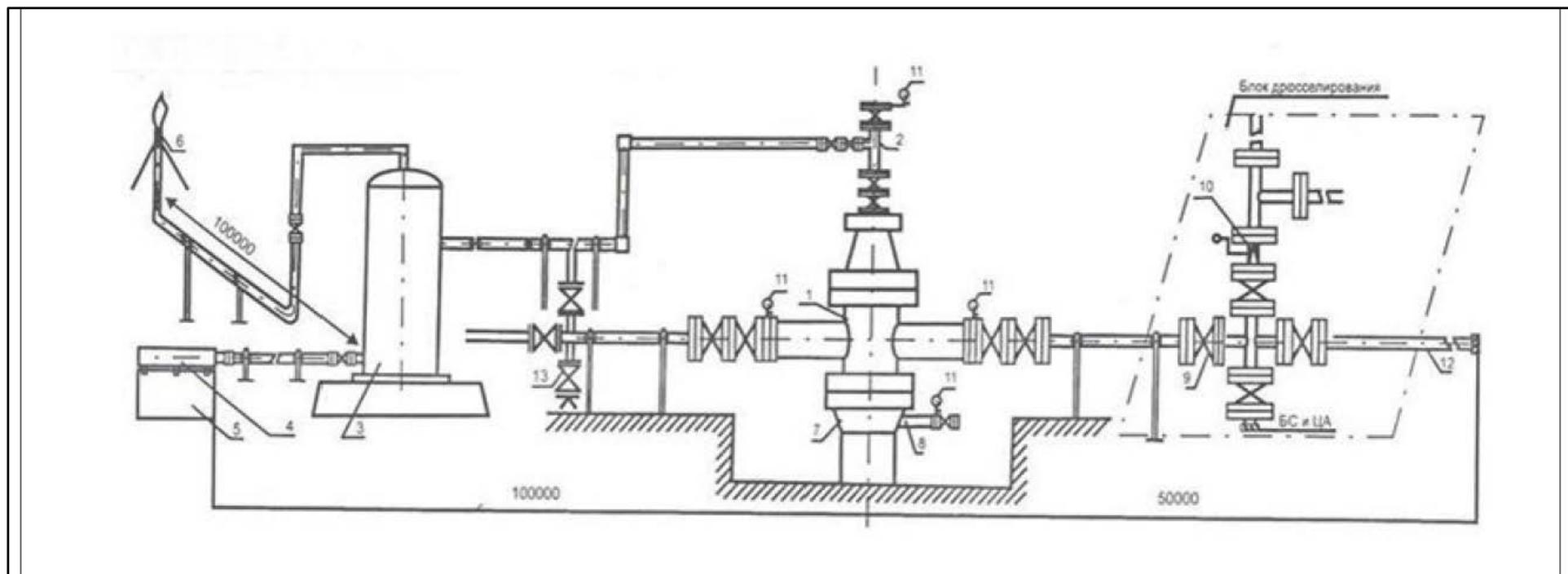
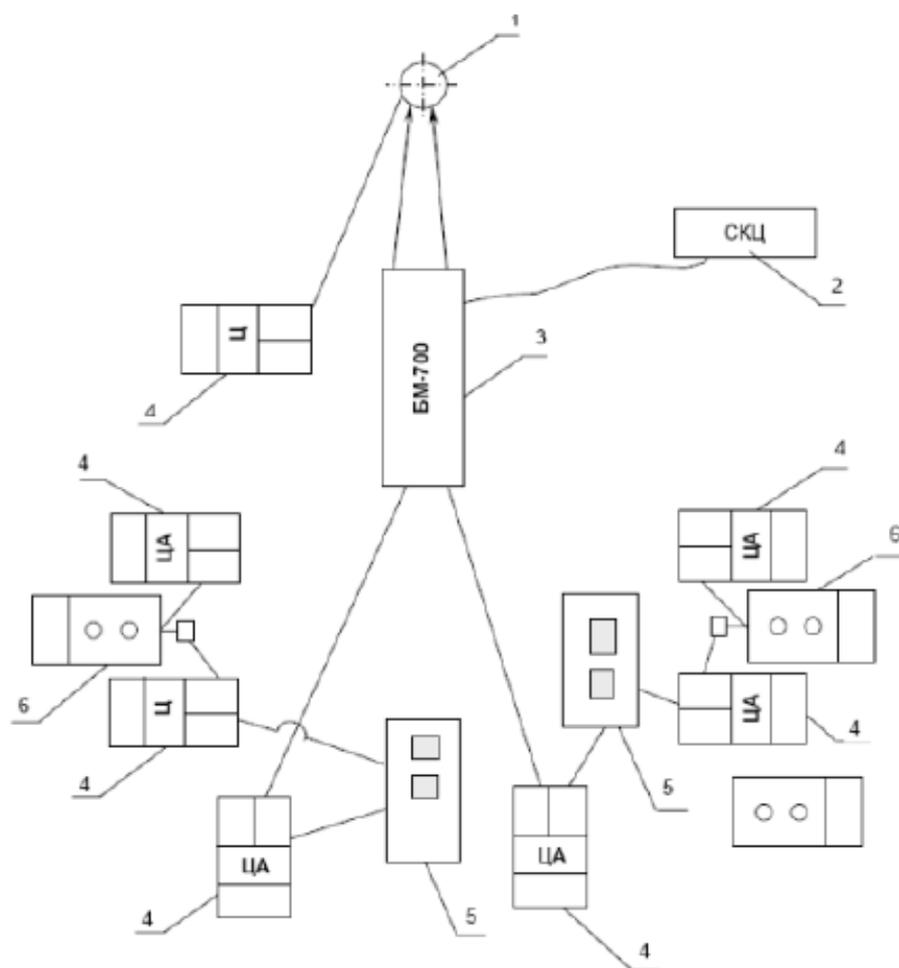
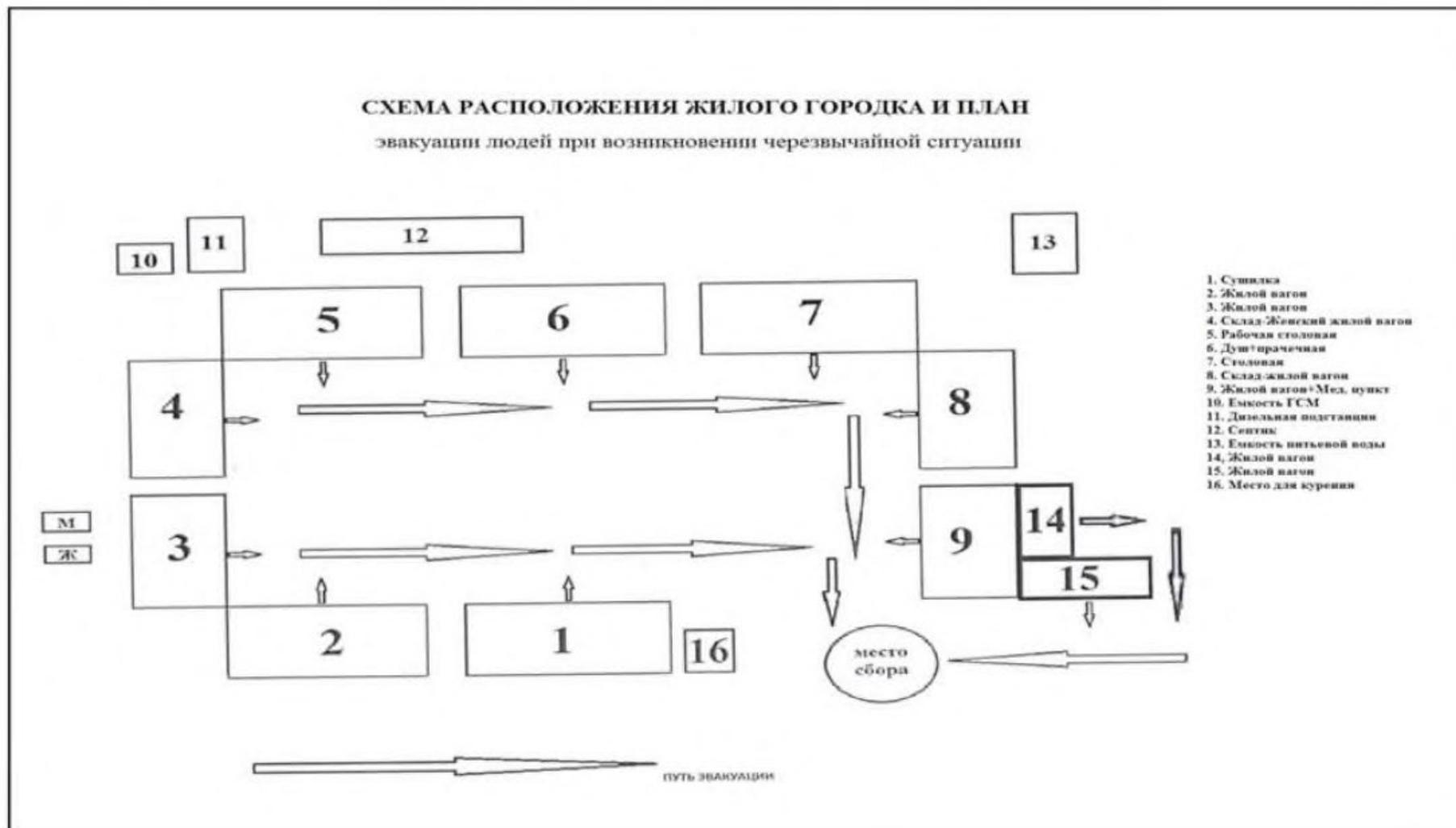


Схема обвязки тампонажной техники для цементирования
168,3 мм эксплуатационной колонны



Оборудование:

- 1 - Цементирующая головка
- 2 - Станция контроля цементирования СКЦ-2М
- 3 - Блок манифольдов БМ-700
- 4 - Цементирующие агрегаты ЦА-320М
- 5 - Осреднительная емкость
- 6 - Цементосмесительные машины 2СМН-20



ТИПОВОЙ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

на строительство скважин с проектной глубиной 750м (+250)



2026г

Площадь - участок Тоберал
 Цель бурения - добыча углеводородного сырья
 Скважина - №Г-66,Г-67,Р-1, Р-2,Р-3,Р-4 (резервные)
 Вид скважины - вертикальная
 Проектная глубина, м - 750 (+250)
 Проектный горизонт - J₂,T
 Буровая установка - ZJ-20

Комплект бурового оборудования
 Вид привода - Двигель-электрический
 Буровые насосы - F-800
 Тип установки для испытания - УПА-60
 Оборудование устья скважины
 Кондуктор: ОКК2-21-168x245x324
 Эксплуатационная колонна: ОКК2 - 21-168x245x324
 Тип фонтанной арматуры: АФК1-65x21

Продолжительность цикла строительства, сут
 в том числе:
 · строительно-монтажные работы - 7,0
 · подготовительные работы к бурению - 2,0
 · бурение и крешение - 15,0
 в том числе:
 · в открытом стволе - 2
 · в эксплуатационной колонне - 5,0

Глубина, м	Геологическая часть										Техническая часть										Примечание												
	Стратиграфия				Интервал бурения с отбором керна, планка		Предполагаемый угол падения пластов		Интервалы в скважине		Конструкция скважины, высота подъема цемента		Интервалы опробования и испытания		Комплект геофизических исследований		Параметры промывочной жидкости и ее обработка		Тип, размер и количество долот			Число оборотов ротора		Осевая нагрузка, тн		Напряжения и давление насоса, диаметр втулок, число ходов поршня		Осадка талевой системы		Подъем инструмента		Инструмент и скорость проработки скважины	
	Группа	Система	Отдел	Ярусности	Интервал	Фактический	Интервал бурения с отбором керна, планка	Предполагаемый угол падения пластов	Интервалы в скважине	Конструкция скважины, высота подъема цемента	Интервалы опробования и испытания	Комплект геофизических исследований	Параметры промывочной жидкости и ее обработка	Тип, размер и количество долот	Число оборотов ротора	Осевая нагрузка, тн	Напряжения и давление насоса, диаметр втулок, число ходов поршня	Осадка талевой системы	Подъем инструмента	Инструмент и скорость проработки скважины													
0-100	Неогеновая				1-3		3°		Ø 323,9 мм Ø 244,5 мм Ø 168,3 мм		КС, ПС, ДС, ИК(а-р), БК, МВК, АК, ЛК, НК, НК-1, ЛК-п, Термометрия ОЦК, АКЦ, ЛКЦ, ЛКЦ-п		Полномерный раствор. Плотность 1,16 г/см³, вязкость 45-50 сек. Обработка раствора. Сausatic soda, Soda Ash, МЛ, РАС, LV.MIL, PAC RL, Делитан, Силик, Тел, вода, Раствор-23 П, пеноставитель, биотермид, ЧПА, Аэрозольгель		215,9кв - 4 шт		90-100 об/мин		5-10		Q = 16-25 м³/с Рнас = 92 атм		III (1,0 м/с)		Проработка интервалов в месте сужения ствола скважины производится по данным калибровочной скорости проработки, расширения скважины предусматривается в плане работ по спуску обсадных колонн.								
100-200	Меловая				3°		5°		50м		КС, ПС, ДС, ИК(а-р), БК, МВК, АК, ЛК, НК, НК-1, ЛК-п, Термометрия ОЦК, АКЦ, ЛКЦ, ЛКЦ-п		Полномерный раствор. Плотность 1,16 г/см³, вязкость 45-50 сек. Обработка раствора. Сausatic soda, Soda Ash, МЛ, РАС, LV.MIL, PAC RL, Делитан, Силик, Тел, вода, Раствор-23 П, пеноставитель, биотермид, ЧПА, Аэрозольгель		295,3кв - 2 шт		90-100 об/мин		5-8		Q = 16-30 м³/с Рнас = 78 атм		II (0,5 м/с)		1. После ОЗП 245мм обсадной колонны смонтировать ПВО и опрессовать на 100атм 2. После разбуривания башмака колонны опрессовать цементное кольцо на 10атм. 3. Проверить ежедневно работу ПВО с глубиной 250м открытием-закрытием преципиторов и задвижек 4. В интервале 250-750м периодически проводить наблюдение за стуком скважины каждые 150м, но не более 24 часов бурения. 5. Пробы керна, пробы флюидов предварительно изучаются, унакомняются и направляются на дальнейшие исследования. 6. Установить строгий геологический контроль при прохождении неогеновых отложений во избежание нежелательных газооидных и открытых выбросов.								
200-300	Юрская				5° - 6°		5°		50м		КС, ПС, ДС, ИК(а-р), БК, МВК, АК, ЛК, НК, НК-1, ЛК-п, Термометрия ОЦК, АКЦ, ЛКЦ, ЛКЦ-п		Полномерный раствор. Плотность 1,16 г/см³, вязкость 45-50 сек. Обработка раствора. Сausatic soda, Soda Ash, МЛ, РАС, LV.MIL, PAC RL, Делитан, Силик, Тел, вода, Раствор-23 П, пеноставитель, биотермид, ЧПА, Аэрозольгель		215,9кв - 4 шт		90-100 об/мин		5-10		Q = 16-25 м³/с Рнас = 92 атм		III (1,0 м/с)		Проработка интервалов в месте сужения ствола скважины производится по данным калибровочной скорости проработки, расширения скважины предусматривается в плане работ по спуску обсадных колонн.								
300-400	Триасовая				5° - 6°		5°		50м		КС, ПС, ДС, ИК(а-р), БК, МВК, АК, ЛК, НК, НК-1, ЛК-п, Термометрия ОЦК, АКЦ, ЛКЦ, ЛКЦ-п		Полномерный раствор. Плотность 1,16 г/см³, вязкость 45-50 сек. Обработка раствора. Сausatic soda, Soda Ash, МЛ, РАС, LV.MIL, PAC RL, Делитан, Силик, Тел, вода, Раствор-23 П, пеноставитель, биотермид, ЧПА, Аэрозольгель		215,9кв - 4 шт		90-100 об/мин		5-10		Q = 16-25 м³/с Рнас = 92 атм		III (1,0 м/с)		Проработка интервалов в месте сужения ствола скважины производится по данным калибровочной скорости проработки, расширения скважины предусматривается в плане работ по спуску обсадных колонн.								
400-500	Пермская				5° - 6°		5°		50м		КС, ПС, ДС, ИК(а-р), БК, МВК, АК, ЛК, НК, НК-1, ЛК-п, Термометрия ОЦК, АКЦ, ЛКЦ, ЛКЦ-п		Полномерный раствор. Плотность 1,16 г/см³, вязкость 45-50 сек. Обработка раствора. Сausatic soda, Soda Ash, МЛ, РАС, LV.MIL, PAC RL, Делитан, Силик, Тел, вода, Раствор-23 П, пеноставитель, биотермид, ЧПА, Аэрозольгель		215,9кв - 4 шт		90-100 об/мин		5-10		Q = 16-25 м³/с Рнас = 92 атм		III (1,0 м/с)		Проработка интервалов в месте сужения ствола скважины производится по данным калибровочной скорости проработки, расширения скважины предусматривается в плане работ по спуску обсадных колонн.								
500-600					5° - 6°		5°		50м		КС, ПС, ДС, ИК(а-р), БК, МВК, АК, ЛК, НК, НК-1, ЛК-п, Термометрия ОЦК, АКЦ, ЛКЦ, ЛКЦ-п		Полномерный раствор. Плотность 1,16 г/см³, вязкость 45-50 сек. Обработка раствора. Сausatic soda, Soda Ash, МЛ, РАС, LV.MIL, PAC RL, Делитан, Силик, Тел, вода, Раствор-23 П, пеноставитель, биотермид, ЧПА, Аэрозольгель		215,9кв - 4 шт		90-100 об/мин		5-10		Q = 16-25 м³/с Рнас = 92 атм		III (1,0 м/с)		Проработка интервалов в месте сужения ствола скважины производится по данным калибровочной скорости проработки, расширения скважины предусматривается в плане работ по спуску обсадных колонн.								
600-700					5° - 6°		5°		50м		КС, ПС, ДС, ИК(а-р), БК, МВК, АК, ЛК, НК, НК-1, ЛК-п, Термометрия ОЦК, АКЦ, ЛКЦ, ЛКЦ-п		Полномерный раствор. Плотность 1,16 г/см³, вязкость 45-50 сек. Обработка раствора. Сausatic soda, Soda Ash, МЛ, РАС, LV.MIL, PAC RL, Делитан, Силик, Тел, вода, Раствор-23 П, пеноставитель, биотермид, ЧПА, Аэрозольгель		215,9кв - 4 шт		90-100 об/мин		5-10		Q = 16-25 м³/с Рнас = 92 атм		III (1,0 м/с)		Проработка интервалов в месте сужения ствола скважины производится по данным калибровочной скорости проработки, расширения скважины предусматривается в плане работ по спуску обсадных колонн.								
700-750					5° - 6°		5°		50м		КС, ПС, ДС, ИК(а-р), БК, МВК, АК, ЛК, НК, НК-1, ЛК-п, Термометрия ОЦК, АКЦ, ЛКЦ, ЛКЦ-п		Полномерный раствор. Плотность 1,16 г/см³, вязкость 45-50 сек. Обработка раствора. Сausatic soda, Soda Ash, МЛ, РАС, LV.MIL, PAC RL, Делитан, Силик, Тел, вода, Раствор-23 П, пеноставитель, биотермид, ЧПА, Аэрозольгель		215,9кв - 4 шт		90-100 об/мин		5-10		Q = 16-25 м³/с Рнас = 92 атм		III (1,0 м/с)		Проработка интервалов в месте сужения ствола скважины производится по данным калибровочной скорости проработки, расширения скважины предусматривается в плане работ по спуску обсадных колонн.								

Условные обозначения:

- Пески
- Известняки
- Алевриты
- Соль
- Доломиты
- Мергели
- Песчаники
- Ангидриты
- Глины и аргиллиты

Handwritten signature