ТОО «АртНик Ойл»
ТОО « TIMAL CONSULTING GROUP»

ГРУППОВОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ

на строительство оценочных скважины SH-2, SH-3, SH-4, SH-5, SH-6 с проектной глубиной 500±250 м с полным пакетом экологической документации, включая экологическое разрешение на воздействие, на месторождении Шубаркудук

Атырау – 2025 г.

СОДЕРЖАНИЕ

№ главы	Содержание	Стр.
	РЕФЕРАТ	11
	РАЗДЕЛ 1	12
	ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА	12
1	Сводные технико-экономические данные	13
2	Основание для проектирования	16
3	Общие сведения	17
4	Геологическая характеристика	19
4.1	Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины	21
4.2	Нефтегазоводоносность по разрезу скважин	23
4.3	Возможные осложнения по разрезу скважины	25
4.4	Исследовательские работы	27
4.5	Работы по испытанию (освоению) скважины, сведения об эксплуатации	30
	РАЗДЕЛ 2. ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	33
2.1	Конструкция скважины	34
2.2	Профиль ствола скважины	43
2.3	Буровые растворы	44
2.3.1	*Основными проблемами при бурении скважин являются*	*44*
2.3.2	*Обоснование плотности бурового раствора*	*44*
2.3.3	*Контроль качества и подготовка бурового раствора*	*45*
2.4	Углубление скважины	53
2.5.	Крепление скважины	60
2.5.1	Расчет обсадных колонн	60
2.5.2	Цементирование обсадных колонн	65
2.5.3	Оборудование устья скважин	71
2.6	Испытание скважины	72
2.6.1	Испытание пластов в процессе бурения	72
2.7	Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне	73
2.8	Дефектоскопия и опрессовка	76
2.9	Строительные и монтажные работы	77
2.9.1	Выбор и обоснование бурового оборудования	77
2.10	Объем работ по комплекту бурового и силового оборудования	79
2.11	Продолжительность строительства скважины	83
2.12	Механизация и автоматизация технологических процессов, средства контроля и диспетчеризации	84
	РАЗДЕЛ 3. ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА	87
3.1	Сведения о водоснабжении	88
3.2	Сведения об энергоснабжении	89
3.3	Схема транспортировки грузов и вахт	90
	РАЗДЕЛ 4. ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА НЕДР	91
4.1	Основные требования по промышленной безопасности и охране труда	92

№ главы	Содержание	Стр.
4.2	Промышленная безопасности, охрана труда, промышленная санитария, противопожарная техника	92
4.2.1	Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций	92
4.2.2	Прогноз возможных аварийных ситуаций. Мероприятия по их предотвращению и ликвидации	97
4.2.3	Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда	104
4.2.4	Защита от шума и вибрации	105
4.2.5	Освещение оборудование рабочих мест	107
4.2.6	Средства индивидуальной защиты, спецодежда	107
4.2.7	Обустройство временных объектов при проведении работ	118
4.2.8	Санитарно-бытовые помещения	121
4.2.9	Средства контроля воздушной среды	121
4.2.10	Мероприятия по промышленной санитарии	122
4.2.11	Противопожарные мероприятия	127
4.3	Противофонтанная и газовая безопасность	129
4.3.1	Мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению	129
4.3.2	Признаки раннего обнаружения газонефтеводопроявлений (ГНВП)	130
4.3.3	Технологические мероприятия по предупреждению ГНВП	132
4.3.4	Порядок работы по предупреждению развития ГНВП при бурении	133
4.3.5	Технологические операции по контролю за поступлением флюида в процессе бурения	135
4.3.6	Мероприятия по предупреждению ГНВП при СПО	136
4.3.7	Мероприятия по предупреждению ГНВП и порядок работы по герметизации устья скважины при отсутствии бурильного инструмента в скважине и геофизических работах. Исследование и освоение скважины	138
4.3.8	Мероприятия по защите людей и окружающей среды в процессе бурения, испытания и освоения скважины	140
4.3.9	Долив скважины	145
4.3.10	Мероприятия по предупреждению износа обсадных колнн, периодичность и методы контроля их остаточной прочности	147
4.3.11	Оснащение буровой средствами технологического контроля раннего обнаружения	147
4.3.12	Оснащение средствами контроля воздушной среды, средствами индивидуальной защиты персонала на буровой, средствами пожартушения и медицинскими средствами	148
4.3.13	Организация контроля за производством работ на объектах работниками противофонтанной службы в зависимости от условий строительства и особенности скважины; обеспечение средствами связи, рабочего места, оперативного транспорта для работников противофонтанной службы	148
4.3.14	Наличие средств дегазации, вентиляции	148
4.4	**ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ**	150
4.4.1	Климатическая характеристика	150

№ главы	Содержание	Стр.
4.4.2	Современное состояние атмосферного воздуха	151
4.4.3	Поверхностные и подземные воды	153
4.4.4	Охрана недр	156
4.4.5	Мероприятия по охране недр	157
4.4.6	Растительный мир и животный мир	159
4.4.6.1	*Мероприятия мероприятия по защите растительного и животного мира*	161
4.4.6.2	*Рекомендации но сохранению и улучшению состояния растительности*	162
4.4.7	Оценка воздействия на окружающую среду отходов производства и потребления	163
4.4.7.1	*Управление отходами*	166
4.4.8	Радиационная обстановка	172
4.4.9	Аварийные ситуации	174
4.5	**ОЦЕНКА СТЕПЕНИ РИСКА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИНЫ**	176
4.5.1	Анализ и оценка степени риска при строительстве скважины	176
4.5.2	Анализ видов и последствий отказов	177
4.5.3	Определение степени риска строительства скважины	181
4.5.4	Идентификация опасностей	182
	РАЗДЕЛ 5. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИНЫ	187
5	Ликвидация и консервация скважины	188
5.1	Порядок оформления материалов на ликвидацию скважины	188
5.2	Оборудование устья и ствола скважины при ее ликвидации	189
5.3	Ликвидация скважины	190
5.4.	Консервация скважины	192
5.5	Подготовительные, строительно-монтажные и вспомогательные работы при консервации и ликвидации	194
6	**СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ПРИНЯТИИ РЕШЕНИИ**	195

СПИСОК ТАБЛИЦ

№ п/п	№ рис.	Наименование таблиц	Стр.
1	2	3	4
1.	1.1	Основные проектные данные	13
2.	1.2	Общие сведения о конструкции скважины	14
3.	1.3	Дополнительные сведения для составления сметы	14
4.	1.4	Дополнительные сведения для составления сметы	14
5.	1.5	Сведения об условиях эксплуатации скважины	15
6.	1.6	Номера скважин, подлежащих ликвидации или консервации	15
7.	2.1	Список документов, которые являются основанием для проектирования	16
8.	3.1	Сведения о районе буровых работ	17
9.	3.2	Сведения о состоянии местности	17
10.	3.3	Сведения о площадке строительства буровой	17
11.	3.4	Источники и характеристики водоснабжения, энергоснабжения, связи и стройматериалов	18
12.	3.5	Сведения о подъездных путях	18
13.	3.6	Сведения о магистральных дорогах и водных транспортных путях	18
14.	4.1	Стратиграфический разрез скважин, элементы залегания пластов и коэффициент кавернозности	21
15.	4.2	Литологическая характеристика разреза скважин	21
16.	4.3	Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины	22
17.	4.4	Геокриологическая характеристика разреза скважин	22
18.	4.2.1	Нефтеносность	23
19.	4.2.2	Газоносность	23
20.	4.2.3	Водоносность	24
21.	4.2.4	Давление и температура по разрезу скважин (в графах 6, 9, 12, 15, 17 проставляются условные обозначения источника получения градиентов; ПСР - прогноз по сейсморазведочным данным; ПФГ - прогноз по геофизическим исследованиям; РФЗ – расчет по фактическим замерам в скважинах)	24
22.	4.3.1	Поглощение бурового раствора	25
23.	4.3.2	Осыпи и обвалы стенок скважин	25
24.	4.3.3	Нефтегазоводопроявления	25
25.	4.3.4	Прихватоопасные зоны	27
26.	4.3.5	Текучие породы	27
27.	4.3.6	Прочие возможные осложнения	27
28.	4.4.1	Отбор керна, шлама и грунтов	27
29.	4.4.2	Геофизические исследования	28
30.	4.4.3	Данные по испытанию (опробованию) пластов в процессе бурения	29
31.	4.5.1	Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважин) в эксплуатационной колонне	30
32.	4.5.2	Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (освоении)	30
33.	4.5.3	Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости пласта в нагнетательной скважине	31

№ п/п	№ рис.	Наименование таблиц	Стр.
34.	4.5.4	Дополнительные работы при испытании (освоения)	31
35.	4.5.5	Данные по эксплуатационным объектам	31
36.	4.5.6	Дополнительные данные для определения продолжительности испытания (освоения) скважины	32
37.	4.5.7	Данные по нагнетательной скважине	32
38.	4.5.8	Сведения об осложнениях по пробуренным скважинам-аналогам	32
39.	2.1.1	Характеристика и устройство шахтного направления	35
40.	2.1.2	Глубина спуска и характеристика обсадных колонн	37
41.	2.1.3	Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн	38
42.	2.1.4	Технико-технологические мероприятия, предусмотренные при строительстве скважины по проектной конструкции	39
43.	2.1.5	Максимально-допустимые гидродинамические давления в открытом стволе скважины при выполнении технологических операций	42
44.	2.2.1	Входные данные по профилю наклонно-направленной скважины	43
45.	2.2.2	Профиль ствола скважины	43
46.	2.3.1	Типы и параметры буровых растворов	47
47.	2.3.2	Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент	48
48.	2.3.3	Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработки и утяжеления	49
49.	2.3.4	Потребность воды или компонентов для обработки бурового раствора при разбуривании цементных стаканов	50
50.	2.3.5	Потребность в компонентах для обработки бурового раствора при спуске обсадных колонн	51
51.	2.3.6	Суммарная потребность в компонентов бурового раствора на скважину	51
52.	2.3.7	Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов	52
53.	2.4.1	Способы, режимы бурения, расширки (проработки) ствола скважин и применяемые КНБК	53
54.	2.4.2	Компоновка низа бурильных колонн (КНБК)	54
55.	2.4.3	Потребное количество элементов КНБК	55
56.	2.4.4	Суммарное количество и масса элементов КНБК	56
57.	2.4.5	Рекомендуемые бурильные трубы	57
58.	2.4.6	Конструкция бурильных колонн	57
59.	2.4.7	Крутящие моменты для свинчивания соединений бурильных труб и УБТ	58
60.	2.4.8	Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения	58
61.	2.4.9	Оснастка талевой системы	58
62.	2.4.10	Режим работы буровых насосов	59
63.	2.4.11	Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой	59
64.	2.4.12	Гидравлические показатели промывки	59
65.	2.5.1	Способы расчеты наружных давлений и опрессовки обсадных колонн	60
66.	2.5.2	Распределение давлений по длине колонны	60
67.	2.5.3	Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб	62

№ п/п	№ рис.	Наименование таблиц	Стр.
68.	2.5.4	Параметры обсадных труб	62
69.	2.5.5	Суммарная масса обсадных труб	62
70.	2.5.6	Технологическая оснастка обсадных колонн	63
71.	2.5.7	Режим спуска обсадных труб	64
72.	2.5.8	Опрессовка обсадных труб	64
73.	2.5.9	Общие сведения о цементировании обсадных колонн	65
74.	2.5.10	Характеристика жидкостей для цементирования	66
75.	2.5.11	Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов	67
76.	2.5.12	Технологические операции при цементировании и режим работы цементировочных агрегатов (буровых насосов)	68
77.	2.5.13	Схема обвязки и потребность в цементировочных агрегатах	69
78.	2.5.14	Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах	69
79.	2.5.15	Потребное для цементирования обсадных колонн количество цементировочной техники	70
80.	2.5.16	Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов	70
81.	2.5.17	Спецификация устьевого противовыбросового оборудования	71
82.	2.6.1	Продолжительность работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах	72
83.	2.6.2	Характеристика КИИ и технологические режимы работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах	72
84.	2.6.3	Продолжительность работы опробователя пласта, спускаемого на кабеле	72
85.	2.7.1	Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ)	73
86.	2.7.2	Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов	73
87.	2.7.3	Потребное количество цементировочной техники для установки цементных мостов	73
88.	2.7.4	Потребное количество материалов для установки цементных мостов	74
89.	2.7.5	Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне (в одной скважине)	74
90.	2.7.6	Продолжительность работы агрегатов при испытании (освоении) скважины в эксплуатационной колонне	74
91.	2.7.7	Потребное количество материалов при испытании (освоении) скважины в эксплуатационной колонне	75
92.	2.7.8	Отработка газовых (газоконденсатных) объектов на факел	75
93.	2.8.1	Методы проверки износа и контроля коррозионного состояния ведущих труб, НКТ и всех элементов трубных колонн (обусловлены стандартом	76
94.	2.8.2	Опрессовка оборудования и используемая техника	76
95.	2.9.1	Сварочные работы при монтаже бурового оборудования	78
96.	2.10.1	Объем подготовительных работ к строительству скважин (скважин)	79
97.	2.10.2	Перечень топографо-геодизических работ	79
98.	2.10.3	Варианты строительных и монтажных работ	80
99.	2.10.4	Объемы работ по монтажу бурового и силового оборудования	81

№ п/п	№ рис.	Наименование таблиц	Стр.
		(буровая установка ZJ-20)	
100.	2.10.5	Объемы работ при использовании специальной установки «УПА-60/80», для испытания скважин	82
101.	2.11.1	Продолжительность строительства скважины	83
102.	2.11.2	Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин	83
103.	2.12.1	Средства механизации и автоматизации	84
104.	2.12.2	Средства контроля	86
105.	2.12.3	Средства диспетчеризации	86
106.	3.1.1	Водоснабжение	88
107.	3.1.2	Расход воды на технические нужды	88
108.	3.2.1	Электроснабжение	89
109.	3.3.1	Маршруты транспортировки грузов вахт	90
110.	3.3.2	Ведомость потребности в строительных машинах и спец. агрегатах	90
111.	4.2.1	Основные нормативно-технические документы	96
112.	4.2.2.1	Возможные аварийные ситуации	97
113.	4.2.3.1	Основные требования и мероприятия	104
114.	4.2.3.2	Средства для оказания первой доврачебной помощи	105
115.	4.2.4.1	Средства коллективной защиты от шума и вибрации	107
116.	4.2.5.1	Нормы естественного освещения в помещениях	107
117.	4.2.6.1	Средства индивидуальной защиты, спецодежда	117
118.	4.2.8.1	Санитарно-бытовые помещения	121
119.	4.2.9.1	Средства контроля воздушной среды	122
120.	4.2.10.1	Минимальный расход наружного воздуха	123
121.	4.2.10.2	Классификация производственных процессов	126
122.	4.2.11.1	Первичные средства пожаротушения	127
123.	4.3.2.1	Прямые и косвенные признаки раннего обнаружения ГНВП	130
124.	4.4.1.1	Метеорологические данные по наблюдениям метеостанции Темир	150
125.	4.4.1.2	Среднемесячная темперетура воздуха	150
126.	4.4.1.3	Влажность воздуха за 2024г.	150
127.	4.4.1.4	Атмосферное давление за 2024г	150
128.	4.4.1.5	Количество выпавших остадков за 2024г	150
129.	4.4.1.2	Средняя годовая повторяемость (%) направлений ветра и штилей	149
130.	4.5.1.1	Матрица “вероятность – тяжесть последствий”	178
131.	4.5.1.2	Виды аварии и их вероятность	178

СПИСОК РИСУНКОВ

№ п/п	№ рис.	Наименование рисунков	Стр.
1	**2**	**3**	**4**
4.	4.1	Обзорная карта района работ	20
	2.1	Совмещенный график давлений	36
5.	2.5.1	Распределение давлений по длине колонны Ø 244,5 (9 ⅝") мм (Кондуктор)	61
6.	2.5.2	Распределение давлений по длине колонны 168,3 (6⅝″) мм (Эксплуатационная)	61
	4.4.1.1	Роза ветров	151
7.	4.5.1	Дерево отказов и событий	186

СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	№ табл. прил.	Наименование
1	**2**	**3**
1.	П-1	Протокол совместного геолого-технического совещания
2.	П-2	Лицензия
3.	П-3	Техническое задание
4.	П-4	Паспорт и ндивидуального технического проекта
5.	П-5	Схема расположения оборудования буровой установки «ZJ-20»
	П-6	Схема расположения оборудования подъемного агрегата УПА-60/80
6.	П-7	Схема обвязки устья скважины ПВО
7.	П-8	Типовая схема обвязки скважины при испытании пластов в колонне
8.	П-9	План эвакуации персонала с БУ ZJ-20 при ЧС и схема расположения первичных средств пожаротушения на скважине SH-1
10.	П-10	Геолого-технический наряд (ГТН)

РЕФЕРАТ

«Групповой технический проект на строительство оценочных скважин SH-2, SH-3, SH-4, SH-5, SH-6 глубиной 500±250 м с полным пакетом экологической документации, включая экологическое разрешение на воздействие, на месторождении Шубаркудук», разработан в соответствии с «Инструкцией о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ» (ВСН 39-86). Выполнен по форме и содержанию согласно «Макета рабочего (технического) проекта на строительство скважин на нефть и газ» (РД 39-0148052-537-87).

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

Объектом проектирования является бурение оценочных скважин SH-2, SH-3, SH-4, SH-5, SH-6 глубиной 500 м на месторождении Шубаркудук.

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

«Групповой технический проект на строительство скважин SH-2, SH-3, SH-4, SH-5, SH-6 глубиной 500 м с полным пакетом экологической документации, включая экологическое разрешение на воздействие, на месторождении Шубаркудук», выполнен в соответствии с договором № . ТОО «АртНик Ойл».

РАЗДЕЛ 1

ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

Таблица 1.1 - Основные проектные данные

п/п№	Наименование	Значение
1	Номер района строительства скважины (или морской район)	21В
2	Номер скважины, строящаяся по данному техническому проекту	SH-2, SH-3, SH-4, SH-5, SH-6
3	Площадь (месторождение)	Шубаркудук
4	Расположение (суша, море)	Суша
5	Глубина Балтийского моря на точке бурения, м	-
6	Цель бурения и назначенные скважины	Оценочные
7	Проектный горизонт:	Пермотриас
8	Средняя проектная глубина, м по вертикали по стволу	 500 ±250 -
9	Число объектов испытания: в открытом стволе в колонне	 - 1
10	Вид скважины (вертикальная, наклонно-направленная, кустовая)	Вертикальная
11	Тип профиля	-
12	Азимут бурения, град	-
13	Максимальный зенитный угол, град	-
14	Максимальная интенсивность изменения зенитного угла, град/10 м	-
15	Глубина по вертикали кровли продуктивного (базисного) пласта, м	
16	Отклонение от вертикали точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта, м	-
17	Допустимое отклонение заданной точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта от проектного положения (радиус круга допуска), м	10
18	Категория скважины	-
19	Металлоемкость конструкции, кг/м	53,72
20	Способ бурения	Роторный/ВЗД/ВП
21	Вид привода	Дизель-электрический
22	Вид монтажа (первичный, повторный)	Первичный/вторичный
23	Тип буровой установки	«ZJ-20»
24	Тип вышки	Мачтовая, телескопическая
25	Наличие механизмов АСП (ДА, НЕТ)	Нет
26	Номер основного комплекса бурового оборудования	-
27	Максимальная масса колонны, т: обсадной бурильной суммарная (при спуске секциями).	 17,65 29,3
28	Тип установки для испытаний	УПА-60/80
29	Продолжительность цикла строительства скважин, сут.: в том числе: строительно-монтажные работы подготовительные работы к бурению бурение и крепление испытание объектов: в том числе: в открытом стволе подготовительные работы в эксплуатационной колонне:	125,0 4,0 2,0 (согл.ВСН) 14,0 105,0 - 15,0 90,0
30	Проектная скорость бурения, м/ст.мес.	1500,0

Таблица 1.2 - Общие сведения о конструкции скважины

Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска, м			
		по вертикали		по стволу	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Вариант 1 (основной)					
Направление*	339,7 (13⅜")	0	10	0	10
Кондуктор*	244,5 (9 ⅝")	0	160	0	160
Эксплуатационная *	168,3 (6⅝″)	0	500 ±250	0	500 ±250

Примечание: * - Конструкция скважины может быть скорректирована и изменена по уточненным и фактическим горно-геологическим условиям установленных в процессе бурения скважины. Отклонение глубины по стволу скважины и длины обсадной колонны от предусмотренных в техническом проекте в пределах ±250 м, глава 13 пункт 168 («Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», 15.06.2018г №239);

Таблица 1.3 - Дополнительные сведения для составления сметы

Мощность труборемонтных баз или площадок, тыс.м бурильных труб	Наличие тампонажной конторы или цеха (ДА, НЕТ)	Среднегодовое количество буровых станков		Время пребывания турбобура (электробура) на забое, %	Время механического бурения на воде, %	Дежурство работа бульдозера, трактора, ч/сут.	Форма оплаты труда буровой бригады (СДЕЛЬНАЯ, ПОВРЕМЕННАЯ)	Категория УБР (УРБ)	Коэффициент оборачиваемости бурильных труб, %
		в бурении и испытании	в том числе в турбинном бурении						
Трубная площадка	По тендеру	1	-	-	-	Бульдозер 12,00	Договорная	-	-

Таблица 1.4 - Дополнительные сведения для составления сметы

Содержание полевой лаборатории по контролю промывочной жидкости в интервале, м				Дополнительные рабочие для приготовления утяжелителей и обработки бурового раствора				Дополнительные рабочие			Объем повторно используемого раствора, м³	Отходы бурения (отработанный раствор, шлам, сточные воды) нефтепродукты, другие отходы	Объёмы отходов, м³			
При бурении		При испытании		Интервал глубины		количество	Число смен работы в сутки	Количество		Число смен работы в сутки			всего	В том числе подлежит		
от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)			слесарей	Электро монтёров					вывозу	захоронению	сборы
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 ствола скважины (У подрядчика по буровым растворам)				1	1	2	-	ОБР Шлам Сточные воды	81,24 34,45 162,18	81,24 34,45 162,18	-	-

Таблица 1.5 - Сведения об условиях эксплуатации скважины

Данные о способах эксплуатации			Срок перевода скважины в нагнетательную от начала эксплуатации, год	Максимальные габаритные размеры спускаемых инструментов и приборов при освоении и эксплуатации скважины		Коррозия		Глубина установки пакера, м	Жидкость за НКТ	
Название (ФОНТАННЫЙ, ШГН ЭЦН, ГАЗЛИФТНЫЙ)	период от начала эксплуатации, год					вид (сероводородная, сульфидная и пр.)	активность пластового флюида, мм/год		тип	плотность г/см^3
	от	до		глубина, м	диаметр, мм					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Таблица не содержит информации										

Таблица 1.6 - Номера скважин, подлежащих ликвидации или консервации

Номера скважин, подлежащих ликвидации	Номера скважин, подлежащих консервации на срок		
	до 3 месяцев	от 3 до 12 месяцев	свыше одного года
1	2	3	4
В случае отсутствия промышленного притока углеводородов на SH-2, SH-3, SH-4, SH-5, SH-6*	нет	SH-2, SH-3, SH-4, SH-5, SH-6*	SH-2, SH-3, SH-4, SH-5, SH-6*

Примечания:

* - по решению Заказчика, на случай непромышленного притока углеводородов, ликвидация части скважины (открытого ствола) или скважины в целом осуществляется в соответствии с "Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов, и добычи урана приказ МэРК №200 от 22 мая 2018г".

** - по решению Заказчика скважины консервируются, в соответствии с "Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов, и добычи урана приказ МэРК №200 от 22 мая 2018г".

*** - по решению Заказчика консервация скважин предусматривается на случай получения углеводородов на период до ввода скважины в эксплуатацию, в соответствии с "Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов, и добычи урана приказ МэРК №200 от 22 мая 2018г".

ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Таблица 2.1 - Список документов, которые являются основанием для проектирования

п/п №	Название документа (проект геолого-разведочных работ, технологические схемы (проект) разработки площадей) (месторождений), задание на проектирование, номер, дата, должность, фамилия и инициалы лица утвердившего документ.
1	**2**
1	Основания для проекта разработки месторождении Шубаркудук
2	Техническое задание выданное ТОО «АртНик Ойл» на разработку «Группового технического проекта на строительство оценочных скважин SH-2, SH-3, SH-4, SH-5, SH-6 с проектной глубиной 500±250 м с полным пакетом экологической документации, включая экологическое разрешение на воздействие, на месторождении шубаркудук
3	Договор . между ТОО «АртНик Ойл» и ТОО «Timal Consulting Group» на разработку «Группового техническиого проекта на строительство оценочных скважин SH-2, SH-3, SH-4, SH-5, SH-6 с проектной глубиной 500±250 м с полным пакетом экологической документации, включая экологическое разрешение на воздействие, на месторождении шубаркудук»

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Таблица 3.1 - Сведения о районе буровых работ

Наименование	Значение (текст, название, величина)
1	**2**
Площадь (месторождение)	Шубаркудук
Блок (номер или название)	
Административное расположение: Республика Область (край) Район	 Казахстан Актюбинсккая Темирский
Год ввода, г: месторождения в эксплуатацию площади в бурение	 - 2017г..
Расположение (суша, море)	Суша
Месторасположение проектируемых скважин	Месторасположение проектируемых скважин обосновано с учетом минимальных безопасных расстояний до промышленных объектов, магистральных нефтегазопроводов, ЛЭП и т.д., согласно Приложению 1 к Правилам обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности.
Температура воздуха, ^{0}C среднегодовая наибольшая летняя наименьшая зимняя	 - + 40°C - 38°C
Среднегодовое количество осадков, мм	120-200
Продолжительность отопительного периода в году, сут.	197 (согласно ВСН)
Продолжительность зимнего периода в году, сут.	151 (согласно ВСН)
Азимут преобладающего направления ветра, град	С-З, С-В
Наибольшая скорость ветра, м/с	6-7
Метеорологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-

Таблица 3.2 - Сведения о состоянии местности

Наименование	Значение (текст, названия, величина)
1	**2**
Рельеф местности	Представляет собой равнину, пересеченную небольшими реками (главным образом пересыхающими), сухими руслами и оврагами.
Состояние местности	Суша, сельхозугодья
Толщина снежного покрова, см	25
Почвенного слоя, см	15
Растительный покров (гумус)	Растительность типичная для зоны сухих степей: типчак, ковыль, полынь и др.
Категория грунта	Вторая

Таблица 3.3 - Сведения о площадке строительства буровой

Назначения участка	Размер, га	Источник нормы отвода земель
1	**2**	**3**
Строительство буровой установки и размещение оборудования и техники для бурения поисковых скважин.	2,0	Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин, СН 459-74

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

Название вида снабжения: (ВОДОСНАБЖЕНИЕ: для бурения, для дизелей, питьевая вода, для бытовых нужд, ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ, СВЯЗЬ, МЕСТНЫЕ СТРОЙМАТЕРИАЛЫ) и т.д.	**Источник заданного вида снабжения**	**Расстояние от источника до буровой, км**	**Характеристика водо и энергопривода, связи и стройматериалов**
1	**2**	**3**	**4**
Водоснабжение:			
Вода для технических нужд	Привозная	(по договору)	Автотранспорт
Пресная вода: 1. Для котельной и хозбытовых нужд; 2. Для питьевых целей	Привозная	Ст.Жаксымай	Автотранспорт
Энергоснабжение	Дизель электростанция буровой установки	На буровой площадке	Автономное
Местные стройматериалы: а) грунт б) песчано-гравийная смесь	 Местный карьер Местный карьер		 Автосамосвал Автосамосвал
Связь	Спутниковая	-	Связь с головным офисом и представительством

Таблица 3.5 - Сведения о подъездных путях

Протяженность, км	**Характер покрытия (гравийное, из лесоматериалов и т.д.)**	**Ширина, м**	**Высота насыпи, см**	**Характеристика дороги**
1	**2**	**3**	**4**	**5**

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

Таблица 3.6 - Сведения о магистральных дорогах и водных транспортных путях

Магистральные дороги			**Водные транспортные пути**		
наличие (ДА, НЕТ)	**название**	**расстояние до буровой, км**	**наличие (ДА, НЕТ)**	**название**	**расстояние до буровой, км**
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**
Да	Актобе-Буровая	190	нет	-	-

1. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Исходные геологические данные для составления: «Групповой технический проект на строительство оценочных скважин SH-2, SH-3, SH-4, SH-5, SH-6 глубиной 500±250 м с полным пакетом экологической документации, включая экологическое разрешение на воздействие, на месторождении Шубаркудук»

Цель бурения: Разведка и добыча нефти.

Проектная глубина: 500 ±250 м.

Проектный горизонт: Пермотриас

Рис. 4.1 - Обзорная карта района работ

4.1. ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА СКВАЖИНЫ

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

Глубина залегания от стола ротора, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания пластов, град.		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол. пад.	азимут	
1	2	3	4	5	6	7
0	140	Четвертичная-Неоген-Палеогеновая+ Меловая	N+Q+P+K	до 4°		1,2
140	340	Юра	J			1,2
340	500	Пермотриас	PT			1,2

Таблица 4.2 - Литологическая характеристика разреза скважины

Стратиграфический горизонт	Интервал залегания, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	% в интер-вале	
1	2	3	4	5	6
N+Q+P+K	0	140	Пески	10	Пески серые, зеленовато-серые, коричневые, средне-мелко-зернистые, кварцевые, глинистые.
			Песчаники	40	Песчаники светло-серые, зеленовато серые, коричневато-серые, крупно-средне-мелкозернистые, кварцевые.
			Глины	50	Глины серые, зеленовато-серые, коричневые, пестроцветные, песчанисто-алевритистые, слабокарбонатные.
J	140	340	Песчаники	10	Песчаники серые, зеленовато серые, коричневые, средне-мелко зернистые, кварцевые, алевритистые, слабо крепкие.
			Алевролиты	20	Алевролиты светло-серые, коричневато-серые, массивные, слюдистые, с примесью кварцевого песка.
			Глины	70	Глины зеленовато-серые, красно-коричневые, коричневые, массивные алевритистые, слабокарбонатные.
PT	340	500	Алевролиты	30	Алевролиты серые, светло-серые, зеленовато-серые, песчанистые и слюдистые, слабо-средне-крепкие.
			Песчаники	40	Песчаники серые, зеленовато серые, коричневые, средне-мелко зернистые, кварцевые, алевритистые, слабо крепкие.
			Глины	30	Глины зеленовато-серые, красно-коричневые, коричневые, массивные алевритистые, слабокарбонатные.

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см^3	Пористость, %	Проницаемость, мкм^2	Глинистость, %	Карбонатность, %	Соленость, %	Расслоенность породы Категория породы по промысловой классификации (мягкая,	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга, E x 10^{-4}, МПа
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
N+Q+P+K	0	140	Пески	2,2-2,4	30-35	1-0,01	5-70	5-15		1-2	мягкие	0,30	3,3-7,8
			Песчаники		18-30							0,32	
			Глины									0,50	
J	140	340	Песчаники	2,2-2,4	18-30	1-0,01	5-70	5-15		1-2	мягкие	0,32	3,3-7,8
			Алевролиты		15-18							0,51	
			Глины									0,50	
PT	340	500	Алевролиты	2,2-2,4	10-18	1-0,01	15-70	15-20		1-2	мягкие, средние	0,51	3,3-7,8
			Песчаники									0,27	
			Глины		25-30							0,50	

Таблица 4.4 - Геокриологическая характеристика разреза скважины

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

Примечание: В разрезе проектной скважины многолетнемерзлые породы отсутствуют.

4.2. НЕФТЕГАЗОВОДОНОСНОСТЬ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ

Таблица 4.2.1– Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Параметры нефти					Параметры растворенного газа					
				плотность, г/см^3		содержание серы, % по весу	содержание парафина, %по весу	Свободный дебит, м^3/сут	газовый фактор, м^3/м^3	содержание сероводорода, %	содержание углекислого газа, %	удельный вес по отношению к воздуху	коэффициент сжимаемости	давление насыщения в пластовых условиях, МПа
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации 20°С									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
РТ	340	349	поровый	0,910	-	0,6	1,5	10,0	15,6	-	-			

Примечание: Данные о параметрах нефти и растворенного газа взяты из ДПРР и ПЗ-1963г.

Таблица 4.2.2 – Газоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м (по вертикали)		Тип коллектора	Содержание в % по объему			Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент отклонения газа в пластовых условиях	Свободный дебит м^3/сут	Параметры конденсата	
	от (верх)	до (низ)		H_2S	He	CO_2				в пластовых условиях г/см^3	на устье скважины кг/м^3
1	2	3	4		5	6	7	8	9	10	11

Примечание: Вскрытие газовых пластов не ожидаются.

Таблица 4.2.3 – Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м*		Тип коллектора	Плотность, г/см^3	Свободный дебит, м^3/ сут	Фазовая проницаемость,	Химический состав воды						Степень минерализации, мг-экв/л	Тип воды по Сулину СФН-сульфатно-натриевый; ХК-хлор-кальциевый; ХМ-хлор-магниевый	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да или нет)
							анионы			катионы					
	от (верх)	до (низ)					Cl мг/ экв/л	SO_4^- мг/ экв/л	HCO_3 мг/ экв/л	Na+K мг/л	Mg^{++} мг/л	Ca^{++} мг/л			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
J	140	200	поровый		5-9	-	131,49	0,52	0,74	101,8	14,35	16,59	265,49	ХК	нет

Таблица 4.2.4 - Давление и температура по разрезу скважины (в графах 6, 9, 12, 15, 17 проставляются условные обозначения источника получения градиентов; ПСР – прогноз по сейсморазведочным данным; ПФГ – прогноз по геофизическим исследованиям; РФЗ – расчет по фактическим замерам в скважинах)

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Градиент давления												Температура в конце интервала	
			Пластового			Порового			Гидроразрыва пород			Горного				
			кг/см^2 на м			кгс/см^2 на м			кгс/см^2 на м			кгс/см^2 на м				
	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	Источник получения	от (верх)	до (низ)	Источник получения	от (верх)	до (низ)	Источник получения	от (верх)	до (низ)	Источник получения	Градус	Источник получения
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
N+Q+P+K	0	140	0,094	0,103	ПФГ	0,094	0,103	ПГФ	0,176	0,178	ПГФ	0,182	0,184	ПГФ	15	ПГФ
J	140	340	0,103	0,104	ПФГ	0,103	0,104	ПГФ	0,178	0,181	ПГФ	0,184	0,187	ПГФ	19	ПГФ
PT	340	500	0,104	0,105	ПФГ	0,104	0,105	ПГФ	0,181	0,183	ПГФ	0,187	0,189	ПГФ	24	ПГФ

4.3. ВОЗМОЖНЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ

Таблица 4.3.1 - Поглощение бурового раствора

Стратиграфические подразделения	Интервалы, м		Максимальная интенсивность поглощения, $м^3$/час	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, кгс/$см^2$/м		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				При вскрытии	После изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
N+Q+₽+K+J	0	160	Частичные поглощения					

Таблица 4.3.2 - Осыпи и обвалы стенок скважины

Стратиграфические подразделения	Интервал, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее			Условия возникновения осложнений, 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+₽+K+J	0	160					Поддерживать удельный вес бур. раствора по проекту. Обеспечивать достаточную циркуляцию.

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

Таблица 4.3.3 – Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, г/$см^3$		Условия и характер проявлений	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т.п.)
	от (верх)	до (низ)		трубное	затрубное		
1	2	3	4	5	6	7	8
J	140	200	Вода	0,80	0,80		пузырьки газа, перелив воды, увеличение водоотдачи
PT	340	349	Нефть	0,80	0,80		пленки нефти, пузырьки газа

Таблица 4.3.4 - Прихватоопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки (да, нет)	Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальникообразования и т.д.)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)	тип	плотность, г/см^3	водоотдача, см^3/ 30 мин и вязкость (УВ), с	смазы-вающие добавки название)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
J	200	340	KCL полимерный	1,10-1,14	В<5	LUBE - 167	да	Сальникообразования, осыпание	Превышение фильтрации, недостаточная гидромониторная очистка забоя

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

Таблица 4.3.5 - Текучие породы

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал залегания текучих пород, м		Краткое название пород	Минимальная плотность бурового раствора, предотвращающая течение пород, г/см^3	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6
Текучие породы в разрезе отсутствуют.					

Таблица 4.3.6 - Прочие возможные осложнения

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

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

4.4. ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЕ РАБОТЫ

Таблица 4.4.1 - Отбор керна, шлама и грунтов

Наименование стратиграфического подразделения	Условия отбора керна					Условия отбора шлама				Условия отбора грунтов			
	Интервал, м		Максимальная проходка за рейс, м	Минимальный диаметр, мм	Метраж отбора керна, м	Наименование стратиграфического подразделения	Интервал, м		Частота отбора шлама через, м	Наименование стратиграфического подразделения	Глубина отбора грунта, м	Тип бокового грунтоноса	Количество образцов пород, шт.
	от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (вниз)					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
PT	340	349	9	101,6	9	в интервале 160-500 м через каждые 5 м, в случае признаков УВС через каждый 1 метр.				Не предусматривается			

Примечание:

- По данным ГТИ интервалы и объем отбора керна корректируется геологической службой Заказчика.
- При проявлении или появлении признаков углеводородов отбор керна производить до полного исчезновение признаков.
- Общий отбор керна по каждой скважине – 9м. Общий отбор керна по шести проектируемым скважинам составляет 54м.

Таблица 4.4.2 - Геофизические исследования

Наименование исследований	Масштаб вывода диаграмм	Замеры производятся в интервале, м		Примечание
		от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5
Общие исследования в открытом стволе скважины: Боковой каротаж (БК), Микробоковой каротаж (МБК), Индукционный каротаж (ИК), Каротаж сопротивления кровельными и подошвенными градиент-зондами и потенциал-зондом (КС), Метод потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС), Гамма-каротаж (ГК), Нейтронный каротаж (ННК или НГК), Акустический каротаж (АК), Кавернометрия (КВ) Инклинометрия, Профилеметрия, Термометрия, Резистивеметрия	1:200	0	160	ГИС в интервалах спуска тех.колонны
Детальные исследования в открытом стволе скважины: Боковой каротаж большим и малым зондом (БК), Микробоковой каротаж (МБК), Микрокаротажное зондирование (МКЗ) Индукционный каротаж многозондовый (ВИКИЗ, ИК б/з, м/з), Каротаж сопротивления кровельными и подошвенными градиент-зондами и потенциал-зондом (КС), Метод потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС), Гамма-каротаж (ГК), Нейтрон-нейтронный каротаж (ННК) с записью кривой водородосодержания (TNPH, CNC, NPHI), Гамма-гамма-плотностной каротаж (ГГКп); Акустический каротаж (АК), Кавернометрия (КВ) Инклинометрия, Профилеметрия, Термометрия, Резистивеметрия	1:200	160	500	Детальные ГИС необходимы во всей продуктивной толще

Наименование исследований	Масштаб вывода диаграмм	Замеры производятся в интервале, м		Примечание
		от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5
ГТИ (Газовый каротаж, Шламограмма)	1:200	160	500	Отбор шлама производится в интервале 160-500 м через каждые 5 м, в случае признаков УВС - через каждый 1м.
Акустическая цементометрия (АКЦ)	1:200	0	500	ГИС с целью контроля качества цементирования скважины

Примечание:

- Забой скважины, объёмы и интервалы вышеперечисленных геолого-геофизических исследований могут корректироваться геологической службой заказчика в процессе строительства скважин с учётом фактического разреза скважин и только с разрешения Заказчика.
- Интервалы и объем ГТИ корректируются геологической службой Заказчика. В случае обнаружения УВ возможно проведение дополнительных работ по решению Заказчика

Таблица 4.4.3 - Данные по испытанию (опробованию) пластов в процессе бурения

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

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

Таблица 4.5.1 Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины) в эксплуатационной колонне

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал залегания объекта, м		Интервал установки цементногомоста, м		Тип конструкции продуктивного горизонта: открытый забой, фильтр, зацементированная колонна	Тип установки для испытания (освоения): передвижная, стационарная	Пласт фонтанирующий (ДА, НЕТ)	Количество режимов (штуцеров) испытания, шт.	Диаметр штуцеров, мм	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения нагнетательной скважины: смена раствора на воду (РАСТВОР-ВОДА), смена раствора на нефть (РАСТВОР-НЕФТЬ), смена воды на нефть (ВОДА-НЕФТЬ), аэрация (АЭРАЦИЯ), понижение уровня компрессорами (КОМПРЕССОР)	Опорожнение экс.колонны при освоение	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)							Максимальное снижение уровня, м	Плотность жидкости, г/см^3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Для проектных скважин №№ SH-2, SH-3, SH-4, SH-5, SH-6													
PT	I	340	349	310	359	зацементированная колонна	передвижная	да	3	3, 5, 7	Смена раствора на тех.воду с последующим снижением уровня путем компрессирования		1,01

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

Таблица 4.5.2 - Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (освоение)

Номер объекта	Перфорационная среда		Мощность перфорации, мм	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Количество отверстий на 1 м.шт.	Количество одновременно спускаемых зарядов, шт.	Количество спусков перфоратора раз	Спуск перфоратора на НКТ
	вид	плотность, г/см^3							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I	Тех.вода/Рапа	1,01	1500	кумулятивная	Импортный	20	60	3	да

Примечание: 1. Тип и параметры перфоратора могут быть изменены по желанию Заказчика;
2. Количество отверстий на 1 п.м. уточняются после проведения окончательного ГИС;
3. Плотность и тип жидкости при перфорации будут уточнены по фактическим данным бурения и ГИС.
4. В графе 8 - указано из расчета спуска перфоратора длиной по 3 м за 1 раз спуска.

Таблица 4.5.3 - Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости пласта в нагнетательной скважине

Номер объекта	Название процесса: глинокислотная обработка керасино-кислотной эмульсией, установка кислотной ванны, добавочная кумулятивная перфорация, обработка ПАВ, метод переменных давлений (МПД), закачка изотопов и другие операции, выполняемые по местным нормам	Количество операций, установок, импульсов, спусков перфоратора	Плотность жидкости в колонне, г/см^3	Давление на устье, МПа	Температура закачиваемой жидкости, °С	Глубина установки пакера, м	Мощность перфорации, мм	Типоразмер перфоратора	Количество отверстий на 1 м, шт.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Примечание: все параметры интенсификации будут уточняться по результатам ГИС и моделирования дизайна ГРП.

Таблица 4.5.4 - Дополнительные работы при испытания (освоения)

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

Примечание: Не предусматривается

Таблица 4.5.5 - Данные по эксплуатационным объектам

Номер объекта	Плотность жидкости в колонне, г/см^3		Пластовое давление на период поздней эксплуатации, кгс/ см^2	Максимальный динамический уровень при эксплуатации, м	Установившаяся при эксплуатации температура, ^{0}С		Данные по объекту, содержащему свободный газ		Заданный коэффициент запаса прочности на смятие в фильтровой зоне
	на период ввода в эксплуатацию	на период поздней эксплуатации			в колонне на устье скважины	в эксплуатационном объекте	Длина столба газа по вертикали, м	Коэффициент сжимаемости газа в стволе скважины	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Таблица не несет данных									

Таблица 4.5.6 - Дополнительные данные для определения продолжительности испытания (освоения) скважины

Индекс стратиграфического подразделения	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	Гидрогазодинмические исследования в эксплуатационной скважине	Освоение, очистку и гидрогазодинамические исследования		
				Задавка скважины через НКТ	Использование норм по ССНВ для разведочных скважин					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
РТ	нет	нет	да	-	-	нет	-	-	две	-

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

Таблица 4.5.7 - Данные по нагнетательной скважине

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал залегания объекта нагнетания, м		Название (тип) нагнетаемого агента (ВОДА, НЕФТЬ, ГАЗ, ПАР и т.д.)	Режим нагнетания				
		от (верх)	до (низ)		плотность жидкости, г/см^3	относительная по воздуху плотность нагнетаемого газообразного агента	интенсивность нагнетания, м^3/сут	давление на устье, кгс/см^2	температура нагнетаемого агента, ^{0}C
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Примечания: В данном техническом проекте нагнетательные скважины не проектируются.

Таблица 4.5.8 - Сведения об осложнениях по пробуренным скважинам-аналогам

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

Примечания: Сведения об осложениях по пробуренным скважинам – аналогам приведены в таблицах осложнений : №№ 4.9 – 4.14

РАЗДЕЛ 2

ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

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

Направление Ø 339,7 (13⅜") х 10 м –цементируется до устья, устанавливается с целью предотвращения размыва устья при бурении под кондуктор и возврата восходящего потока бурового раствора из скважины в циркуляционную систему.

Кондуктор Ø 244,5 (9 ⅝") мм х 160 м – цементируется до устья. Кондуктор спускается с целью перекрытия меловых отложений, в которых возможно поглощения бурового раствора или водопроявления в водоносных горизонтах, осыпей и обвалов верхних неустойчивых пород. Устье скважин после спуска кондуктора оборудуется противовыбросовым оборудованием.

Эксплуатационная колонна Ø 168,3 (6⅝″) мм х 500 (±250) м – цементируется до устья, спускается с целью разобщения продуктивных и водоносных горизонтов, а также опробования перспективных горизонтов.

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

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

Совмещенный график давлений приведен на рис. 5.1.

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

Таблица 2.1.1 - Характеристика и устройство шахтового направления

Характеристика трубы						Подготовка шахты или ствола, спуск и крепление направления
Наружный диаметр, м	**Длина, м**	**Марка (группа прочности) материала**	**Толщина стенки, мм**	**Масса, т**	**ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т.д. на изготовление**	
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**
						1. Устройство шахты 2м х 2м х 2м с бетонированием стенок и дна бетоном. Стенки и дно шахты должны быть укреплены армированным бетоном с толщиной не менее 20см.
245	18	Д	10,0	1,1	ГОСТ 8732-80	2. Ствол под шурф для квадратной штанги буритья турбобуром долотом 295,3 мм под углом 20° к вертикали или шурфозабоником.
339,7 (13⅜")	10	Д	9,7	0,796	ОТТМ	3.Цементируется до устья, устанавливается с целью предотвращения размыва устья при бурении под кондуктор и возврата восходящего потока бурового раствора из скважин в циркуляционную систему.

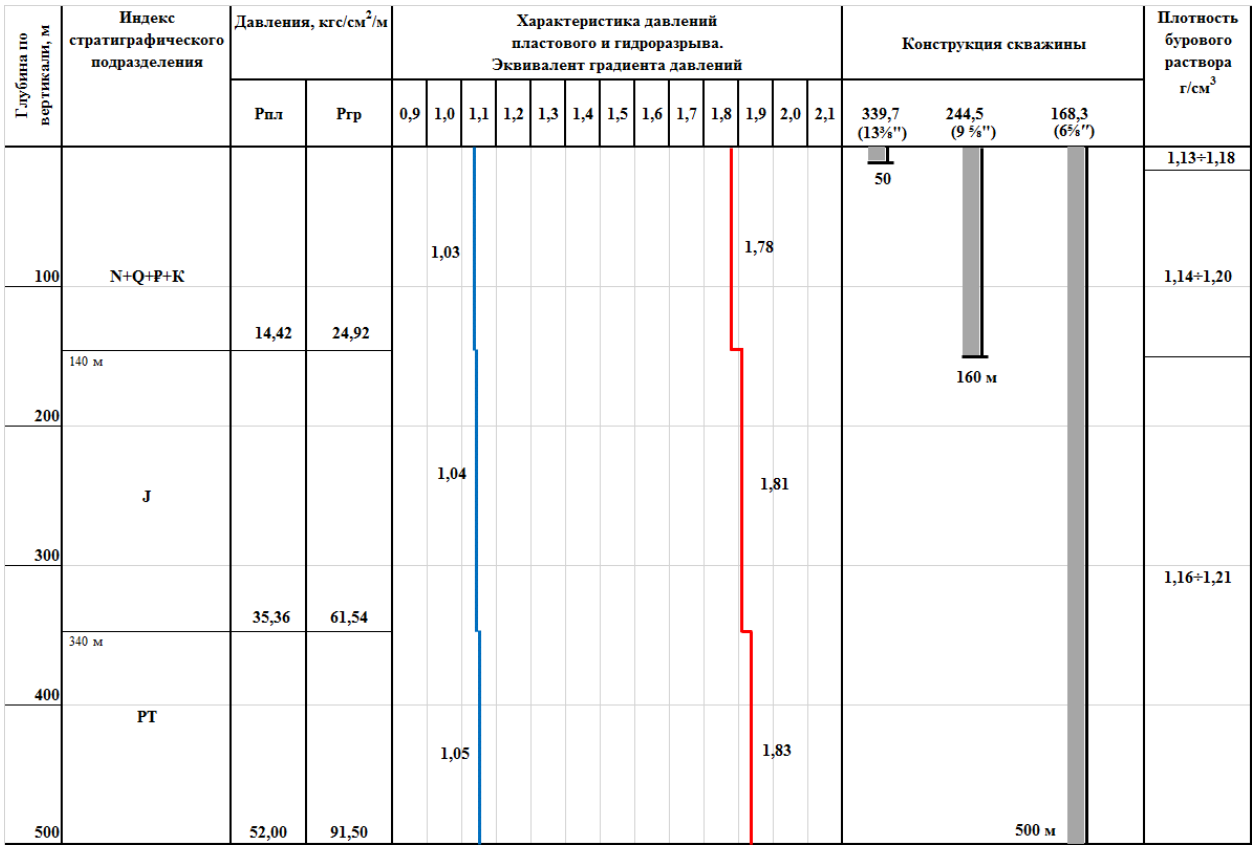


Рис. 2.1. Совмещенный график давлений

Таблица 2.1.2 - Глубина спуска и характеристика обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Наименование колонны (направление, кондуктор, эксплуатационная)	Интервал по стволу скважины (установка колонны или открытый ствол), м		Номинальный диаметр ствола скважины (долота) в интервале, мм	Расстояние от устья скважины до уровня подъема цементного раствора за колонной, м	Количество раздельно спускаемых частей колонны, шт.	Номер раздельно спускаемой части в порядке спуска	Интервал установки раздельно спускаемой части, м		Необходимость (причина) спуска колонны (в том числе в один прием или секциями), установки, надбавки смены или поворота секции
		от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направления ∅ 339,7 (13⅜") мм	0	10	393,7	0	1	1	0	10	Цементируется до устья, устанавливается с целью предотвращения размыва устья при бурении под кондуктор и возврата восходящего потока бурового раствора из скважин в циркуляционную систему.
2	Кондуктор Ø 244,5 (9 ⅝")	0	160	295,3	0	1	1	0	160	Цементируется до устья. Кондуктор спускается с целью перекрытия меловых отложений, в которых возможно поглощения бурового раствора или водопроявления в водоносных горизонтах, осыпей и обвалов верхних неустойчивых пород. Устье скважин после спуска кондуктора оборудуется противовыбросовым оборудованием.
3	Эксплуатационная ∅ 168,3 (6⅝″) мм	0	500	215,9	0	1	1	0	500	Цементируется до устья, спускается с целью перекрытия газового пласта, разобщения продуктивных и водоносных горизонтов, а также опробования перспективных горизонтов.

Примечание: Конструкция скважин уточняется исходя из горно-геологических условий бурения скважин.

Таблица 2.1.3 - Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска (табл. 5.2.гр. 1)	Раздельно спускаемые части							Соединения обсадных труб в каждой одноразмерной части					
	номер в порядке спуска (табл. 5.2.гр.8)	Количество диаметров, шт.	Номер одно размерной части в порядке спуска	Наружный диаметр. мм	интервал установки одноразмерной части (от стола ротора), м		толщина стенки, мм	кол-во типов соединений, шт.	номер в порядке спуска	условный код типа соединения	максимальный наружный диаметр соединения, мм	интервал установки труб с заданным типом соединения, м	
					от (верх)	до (низ)						от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	1	1	1	339,7 (13⅜")	0	10	-	1	1	ОТТМ	365,1	0	10
2	1	1	1	244,5 (9 ⅝")	0	160	-	1	1	ОТТМ	269,9	0	160
3	1	1	1	168,3 (6⅝″)	0	500	-	1	1	ОТТМ	187,7	0	500

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 скважины по проектной конструкции

п/п №	Наименование мероприятия или краткое описание	Причина проведения мероприятия
1	2	3
1	Проведение учебных тревог «Выброс», периодичность – 4 раза в месяц и перед вскрытием продуктивного пласта	Проверка действий буровой бригады в случае возможных газонефтеводо-проявлений
2	Периодические функциональные проверки ПВО во время бурения – 2 раз в месяц и перед вскрытием продуктивного пласта	Проверка работоспособности ПВО
3	Проведение мероприятий по предупреждению гидроразрыва пластов при выполнении технологических операций в скважине: - 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. 9.8); - 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. В интервалах возможных поглощений бурового раствора необходимо предусмотреть ограничение скорости спуска бурильного инструмента, поддержание свойств бурового раствора в заданных пределах согласно табл. 7.1. На глубине кровли продуктивного пласта произвести промежуточную промывку скважины не менее 2 циклов и выравнивание параметров бурового раствора (для уменьшения гидравлических сопротивлений на пласт). В интервалах возможных проявлений после окончания долбления, перед подъемом бурильных труб для смены долота, необходимо предусмотреть промывку скважины в течение цикла. В интервалах возможных осыпей и обвалов необходимо поддержание ингибирующих свойств бурового раствора в заданных пределах (см. табл. 7.1).	Предупреждение аварийных ситуаций и осложнений
4	Для обеспечения безаварийной работы при бурении скважины необходимо руководствоваться следующими документами: 1]. При выполнении буровых работ особое внимание обратить на следующие мероприятия: – 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 исправлен, смазан и иметь соответствующие переводники под бурильные трубы. На каждый ловильный инструмент 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 сработки предыдущего долота и режимом его работы для установления правильного режима работы новым долотом. – Немедленно начать подъем инструмента при резком падении механической скорости в 2,5–3 раза за последние 15–20 минут бурения.	Предупреждение аварийных ситуаций и осложнений

Продолжение таблицы 2.1.4

1	2	3
	– Запрещается крепление долот ротором. – В случае возникновения затяжек инструмента в момент подъема, необходимо приостановить подъем, навернуть ведущую трубу (квадрат), дать промывку и путем расхаживания и проворота ротором при промывке сбить сальник с долота. – Не оставлять инструмент в открытом стволе скважины без движения более 10 мин (уточняется технологической службой подрядчика). – Поддерживать в буровом растворе смазочные добавки в требуемых пределах. – Постоянно контролировать и регистрировать величину вращающего момента бурильной колонны, недопуская превышения установленной величины с помощью моментомера. – В случае интенсивного обвалообразования бурение прекратить, инструмент без движения не оставлять, производить промывку скважины с целью очистки ствола от обвалившейся породы. – При спуске бурильного инструмента в скважину производить промежуточные промывки, при возникновении посадок обязательно. – В местах постоянных сужений ствола скважины производить спуск бурильного инструмента с проработкой, а подъем при наличии затяжек осуществлять с промывкой. – При изменении 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 УБТ производить через 100 ч механического бурения при бурении до глубины 3000 м и через 50 ч при бурении свыше 3000 м. – Смену положения рабочих соединений бурильных труб производить через 10–15 долблений. При бурении в осложненных условиях и проведении аварийных работ частоту смены рабочих соединений увеличить до практически необходимой. – Если в процессе бурения возникли признаки слома бурильной колонны, ее негерметичности или разрушения долота, колонна бурильных труб должна быть поднята. – В процессе бурения все бурильные трубы и замки к ним, ведущие и утяжеленные трубы, центраторы, переводники и другие элементы бурильной колонны должны проверяться визуально (износ наружной поверхности, состояние резьбовых соединений) и, кроме того, методом опрессовки и дефектоскопии. Проверка производится в соответствующие сроки. – Для предупреждения искривления скважины в проекте предусмотрено: – применение специальной КНБК, обеспечивающей необходимую жесткость низа бурильной колонны, нормальную проходимость по стволу, предотвращение заклинивания инструмента при СПО; – контроль параметров — кривизны и азимута с помощью инклинометра через 150–250 м проходки скважины;	Предупреждение аварийных ситуаций и осложнений
5	**Мероприятия по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов** В целях предупреждения газонефтеводопроявлений при бурении скважины необходимо руководствоваться: [1]. Признаками начала газонефтеводопроявлений в бурящихся скважинах являются: – повышение расхода (скорости) восходящего потока бурового раствора из скважины при неизменной производительности буровых насосов; – выход на поверхность части (пачки) бурового раствора, насыщенного газом, нефтью или пластовой водой во время промывки скважины.	Предупреждение газонефтеводопроявлений

Продолжение таблицы 2.1.4

1	2	3
	– увеличение объема бурового раствора в приемных емкостях при циркуляции; – перелив бурового раствора из скважины при прекращении циркуляции; – увеличение объема вытесняемого бурового раствора из скважины при спуске бурильной колонны по сравнению с объемом спущенных бурильных труб; – уменьшение объема заливаемого в скважину бурового раствора при подъеме бурильной колонны по сравнению с объемом извлеченных бурильных труб. В целях предотвращения открытого газонефтеводопроявления при вскрытии продуктивных и водонапорных горизонтов и дальнейшем углублении скважины; – плотность бурового раствора должна поддерживаться из расчета создания гидростатического давления в скважине, превышающего пластовое, и соответствовать проекту; – условная вязкость, статическое напряжение сдвиг бурового раствора должны поддерживаться на минимально допустимом уровне, исходя из требований проекта; – на буровой необходимо иметь запас бурового раствора соответствующих свойств в количестве, равном двум объемам скважины; – буровая должна быть оснащена механизмом (дегазатором) для дегазации бурового раствора и приборами контроля концентрации газа в буровом растворе. Вскрытие продуктивных горизонтов при неисправно дегазаторе запрещается; – устье скважины должно быть оборудовано ПВО в соответствии с утвержденной схемой. Перед подъемом бурильной колонны из скважины со вскрытыми продуктивными горизонтами необходимо тщательно промыть скважину (не менее 1 цикла) и выровнять буровой раствор с доведением его показателей свойств до норм, установленных техническим проектом, промывку производить с периодическим вращением бурильного инструмента. Устье скважины должно быть оборудовано приспособлением для долива. При подъеме инструмента из скважины производить непрерывный долив бурового раствора, поддерживая его уровень у устья скважины. Для непрерывного долива необходимо установить емкость объемом 20–25 м^3 под буровой раствор, используемый для долива скважины. Запрещается производить подъем бурильного инструмента из скважины при наличии сифона или поршневания. При первых признаках поршневания подъем прекратить и произвести промывку и проработку скважины. При длительных простоях (более 15 суток) бурящейся скважины вскрытые продуктивные горизонты должны быть изолированы цементным мостом. При появлении признаков газонефтеводопроявления необходимо принять экстренные меры в соответствии с действующими инструкциями, немедленно сообщить руководству буровой организации. В случае вынужденных простоев бурильная колонна должна быть спущена до башмака последней обсадной колонны и устье скважины герметизировано превентором. При этом необходимо периодически производить промывку скважины со спуском бурильных труб до забоя. Периодичность промывок определяется технологической службой бурового предприятия. В проекте предусмотрено: – организовать службу супервайзера на буровой; – службу контроля (круглосуточно) и регулирование параметров бурового раствора; – обеспечить буровую газокаротажной станцией. При вскрытии продуктивного горизонта необходимо уменьшить вес и длину КНБК до минимального значения, обеспечивающего углубление скважины	Предупреждение газонефтеводопроявлений

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 депрессии на границе интервала, кгс/см^2	
от (верх)	до (низ)	верхней	нижней	верхней	нижней
1	2	3	4	5	6
10	160	0,15	2,56	Депрессия в процессе бурения не предусматривается	
160	500	2,56	7,50	100	100

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

2.2. ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Таблица 2.2.1 - Входные данные по профилю наклонно-направленной скважины

Интервал установки погружных насосов по вертикали, м		Максимальнодопустимые параметры профиля в интервале установки погружных насосов		Зенитный угол, град		
от (верх)	до (низ)	зенитный угол, град	интенсивность изменения зенитного угла, град/100 м	максимальнодопустимый интенсивность искривления на 30 м	при входе а продуктивный пласт	
					минимальнодопустимый	максимальнодопустимый

Примечание: Проектируемая скважина – вертикальная. Необходимо принять все меры по недопущению значительного искривления ствола скважин, не более 3°-5°.

Таблица 2.2.2 - Профиль ствола скважины

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

Примечание: Проектируемая скважина – вертикальная.

2.3 БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

Программа по буровым растворам разработана с учетом всех осложнений, которые могут возникнуть при бурении скважины.

2.3.1. Основными проблемами при бурении скважин являются:

- газоводонефтепроявления;
- прихваты бурильного инструмента из-за осыпей стенок скважины;
- поглощение бурового раствора в процессе бурения;
- желобообразование и текучесть солей;
- осыпи и обвалы стенок скважины;

Решения:

- для предупреждения осложнений, связанных с целостностью ствола скважины, предусмотрен Полимерный ингибирующий буровой раствор;
- для недопущения нефтегазопроявлений требуется непрерывное слежение за технологическими показателями бурового раствора и уровнем бурового раствора в рабочих ёмкостях с использованием специальных приборов;
- для предупреждения прихватов, в буровой раствор вводить смазывающие и противоприхватные реагенты;
- при температуре бурового раствора, обработанного химическими реагентами, на устье и в отстойниках выше 40^0С необходимо принимать специальные меры защиты: охлаждение бурового раствора путем перемешивания его; закрытие люков отстойников крышками; проведение работающим спец. инструктажа.

2.3.2. Обоснование плотности бурового раствора

Плотность бурового раствора по интервалам бурения определена исходя из горно-геологических условий бурения скважины в соответствии с правилами «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» §7 п. 874 и опыта бурения ранее пробуренных скважин.

$\rho_{б.р.} = (10 \times \kappa_{п.д.} \times \kappa_{пр.ср.})$, где

$\kappa_{п.д.}$ – наибольший градиент пластового давления в интервале (табл. 4.8, геологической части проекта);

$\kappa_{пр.ср}$– коэффициент превышения гидростатического давления столба бурового раствора над пластовым («Правила обеспечения промышленной безопасности …. », §7 п.874)

Интервал 10-160 м:

$\rho_{б.р}$ = 10*0,104*(1,10÷1,15) = 1,14÷1,20 г/см^3

Для бурения этого интервала допускается применение раствора плотностью 1,14÷1,20 г/см^3, с учетом максимального превышения гидростатического давления в скважине надпластовым («Правила обеспечения промышленной безопасности …. »,

§7 п.874), для расчета принимаем плотность бурового раствора 1,20 г/см^3.

Интервал 160-500 ±250 м:

$\rho_{б.р}$ = 10*0,105*(1,10÷1,15) = 1,16÷1,21г/см^3

Для бурения этого интервала допускается применение раствора плотностью 1,16÷1,21 г/см^3, с учетом максимального превышения гидростатического давления в скважине над пластовым («Правила обеспечения промышленной безопасности …. »,

§7 п.874), для расчетов принимаем плотность бурового раствора 1,21 г/см^3

В случае возникновения осложнений связанных с устойчивостью стенок скважины ступенчато увеличить плотность бурового раствора до прекращения осложнения, при этом не вызывая поглощений. В случае возникновения поглощений предусмотреть ввод комплексных наполнителей.

В случае возникновения осыпей увеличить содержание KCl до 10%. Если при этом осыпи не прекратятся, то рассмотреть вопрос о ступенчатом увеличении плотности бурового раствора.

В случае возникновения проявлений, ступенчато увеличить плотность бурового раствора до прекращения осложнений, при этом не вызывая осложнений. В случае возникновения поглощений в надпродуктивной толще, использовать в необходимом количестве наполнители волокнистые и чешуйчатые типа Well Seal, в случае возникновения поглощения бурового раствора в продуктивных пластах использовать кислоторастворимые легкий и тяжелый кальций.

2.3.3. Контроль качества и подготовка бурового раствора

Необходимо обеспечить жесткий контроль за химическими и реологическими свойствами бурового раствора, для чего, все основные параметры должны замеряться 3-4 раза в сутки, а плотность через 10-15 минут (при нефтегазопроявлениях - через каждые 5 минут), условную вязкость через 15-20 минут.

Результаты анализа должны сообщаться представителю Заазчика.

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 для очистки и

регулирования содержания твердой фазы (вибрационные сита, оснащенные сетками с ячейками для грубой очистки 40-80 меш и для тонкой очистки 100-200 меш, гидроциклонные пескоотделитель и илоотделитель). Эффективное использование системы очистки позволит обеспечить поддержание запроектированных параметров бурового раствора, сократить затраты на его обработку (избежать максимального разбавления) и обеспечить сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов.

Периодически в процессе бурения и при подготовке ствола скважины к спуску обсадных колонн, прокачивать специально приготовленную вязкую пачку раствора той же плотности (в количестве 5-6 $м^3$), с целью дополнительной очистки ствола скважины, особенно в кавернозной части его.

Перечень оборудования по очистке бурового раствора представлен в таблице 7.7.

Таблица 2.3.1 - Типы и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора													
	от (верх)	до (низ)	плотность, г/см^3	условная вязкость, с	водоотдача, см3/30 мин	СНС, мгс/см^2 через, мин		корка, мм	Содержание твердой фазы, %			pH	Минерализация, % (KCL)	Пластическая вязкость, сП	Динамическое напряженье сдвига, мгс/см^2	Плотность до утяжеления, г/см^3
						1	10		коллоидной, (активной) части	песка	всего					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Бентонитовый	0	10	1,03÷1,04	< 60	<8	8÷10	12÷15	Как можно ниже	Дисперсная глинистая фаза	<5	<5	9,5÷10	-	Как можно ниже	<20	1,01
KCl Полимерный раствор	10	160	1,14÷1,20	45÷50	<6	8÷10	12÷15	Как можно ниже	Полимерные недиспер-гирующие	<2	<2	9÷9,5	6-7	Как можно ниже	15÷25	1,18
KCl Полимерный раствор	160	500 (±250)	1,16÷1,21	35÷45	<5	8÷10	12÷20	0,5	Полимерные недиспер-гирующие	<2	<2	9÷9,5	7-8	Как можно ниже	10÷16	1,20

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 долевымсоставомбурового раствора	Интервал, м		Название (тип) раствора	Плотность раствора, г/см^3	Смена раствора для бурения интервала (да, нет)	Название компонента	Плотность, г/см^3	Сорт	Содержание компонента вбуровом растворе, кг/м^3
	от (верх)	до (низ)							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0	10	Бентонитовый раствор	1,03÷1,04	нет	Бентонит	2,60	в/с	50,0
						NaOH	2,13	в/с	2,0
						Na_2CO_3	2,531,01	в/с-	2,0
						Вода техническая			0,980
2	10	160	KCl Полимерный раствор	1,14÷1,20	да	PAC-RL	1,12	в/с	2,0
						PAC-LV	1,12	в/с	3,0
						XY-27	1,15	в/с	7,0
						NaOH	2,13	в/с	2,0
						Na_2CO_3	2,53	в/с	2,0
						Lube 167	0,89	в/с	5,0
						Дуовис	1,40	в/с	3,0
						KCL	1.98	в/с	50,0
						Вода техническая	1,01		0,968
3	160	500 (+250)	KClПолимерный раствор	1,16÷1,21	нет	PAC-RL	1,12	в/с	2,0
						PAC-LV	1,12	в/с	3,0
						XY-27	1,15	в/с	7,0
						NaOH	2,13	в/с	2,0
						Na_2CO_3	2,53	в/с	2,0
						Lube 167	0,89	в/с	5,0
						Дуовис	1,40	в/с	3,0
						KCL	1.98	в/с	50,0
						Вода техническая	1,02		0,956

Примечание: Типы буровых растворов и компонентный состав могут быть изменены по усмотрению «Заказчика» на раствор улучшающий качество проводки скважин.

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

Интервал, м		Коэффициент запаса раствора на поверхности	Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Нормы расхода бурового раствора ($м^3$/м) и его компонентов (кг/$м^3$) на интервале			Потребность в буровом растворе ($м^3$) и его компонентах (кг)			
от (верх)	до (низ)			величина	источник	поправоч-ный коэффициент	запас на поверхности	на исходный объем	на бурение интервала	суммарная на интервале
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	10	-	**Бентонитовый раствор**			-	-	**50,0**	**2,6**	**52,6**
			Бентонит	50,0	Расчет	1,0	-	2500,0	130,0	2630,0
			NaOH	2,0	- // -	1,0	-	100,0	5,2	105,2
			Na_2CO_3	2,0	- // -	1,0	-	100,0	5,2	105,2
			Вода техническая	0,980			-	49,0	2,5	51,5
10	160	-	**KCl Полимерный раствор**					**50,0**	**23,7**	**73,7**
			PAC-RL	2,0	Расчет	1,0	-	100,0	47,4	147,4
			PAC-LV	3,0	- // -	1,0	-	150,0	71,1	221,1
			XY-27	7,0	- // -	1,0	-	350,0	165,9	515,9
			NaOH	2,0	- // -	1,0	-	100,0	47,4	147,4
			Na_2CO_3	2,0	- //	1,0	-	100,0	47,4	147,4
			Lube 167	5,0	- // -	1,0	-	250,0	118,5	368,5
			Дуовис	3,0	- // -	1,0	-	150,0	71,1	221,1
			KCL	50,0	- // -	1,0	-	2500,0	1185,0	3685,0
			Вода техническая	0,968	- // -	1,0	-	48,4	22,9	71,3

Продолжение таблицы 2.3.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
160	500 (+250)	2,0	**KCl Полимерный раствор**				**42,8**	**59,0**	**26,9**	**128,7**
			PAC-RL	2,0	Расчет	1,0	85,6	-	53,8	139,4
			PAC-LV	3,0	- // -	1,0	128,4	-	80,7	209,1
			XY-27	7,0	- // -	1,0	299,6	-	188,3	487,9
			NaOH	2,0	- // -	1,0	85,6	-	53,8	139,4
			Na2CO3	2,0	- //	1,0	85,6	-	53,8	139,4
			Lube 167	5,0	- // -	1,0	214,0	-	134,5	348,5
			Дуовис	3,0	- // -	1,0	128,4	-	80,7	209,1
			KCL	50,0	- // -	1,0	2140,0	-	1345,0	3485,0
			Вода техническая	0,956	- // -	1,0	40,9	-	25,7	66,6

Примечание:

1. В зависимости от фактических условий проводки скважины, потребное количество компонентов может изменяться.
2. Потери раствора – 20%.
3. На буровой необходимо иметь запас раствора соответствующей плотности в объеме не менее двух объемов скважины, согласно §17, 514 пункт «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».
4. Количество хим. реагентов взято по среднему значению.
5. Для утяжеление бурового раствора иметь в наличии не менее 50 тонн аварийного запаса $CaCO_3$.
6. Для утяжеление бурового раствора иметь в наличии не менее 50 тонн аварийного запаса Барита, применяется по разрешению Заказчика.
7. В случае поглощений бурового раствора использовать наполнители. На буровой площадке всегда иметь запас наполнителей. Все наполнители должны быть кислотнорастворимым.

Таблица 2.3.4 - Потребность воды или компонентов для обработки бурового раствора при разбуривании цементных стаканов

Номер колонны в порядке спуска	Название колонн	Номер раздельно спускаемой части	Номер ступени цементирования	Название компонентов для обработки раствора	Характеристика химреагента				Норма расхода на обработку 1 м³ раствора, кг/м³	Количество, кг
					плотность, г/см³	влажность, %	содержание вещества в товарном продукте	сорт		
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**
1	Кондуктор ∅ 323,9 (12 ¾)	1	1	Бикарбонат натрия	2,2	2	99,5	I	3,0	221,1
				Лимонная кислота	1,665			I	1,0	73,7

Таблица 2.3.5 - Потребность компонентов для обработки бурового раствора при спуске обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Название компонентов для обработки раствора	Характеристика компонента				Норма расхода на обработку 1 м^3 раствора, кг/м^3	Количество, кг
			плотность, г/см^3	влажность, %	содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	сорт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Примечание: Дополнительная обработка раствора перед спуском обсадных колонн, не требуется.

Таблица 2.3.6 - Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину

Название компонентов бурового раствора	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.д. на изготовление	Потребность компонентов бурового раствора, тн							
		запасного раствора			номера колонн			суммарная на скважину	
		I 0-10	II 10-160	III 160-500	I 0-10	II 10-160	III 160-500	на бурение	всего с запасом
1	2	3	4	5	7	8	9	10	11
Буровой раствор, м^3		-	-	42,8	52,6	73,7	26,9	153,2	**196,0**
Техническая вода, м^3	Местная	-	-	40,9	51,5	71,3	25,7	148,5	**189,4**
Бентонит (структурообразователь)	ГОСТ 4568-74	-	-	-	2,630	-	-	2,630	**2,630**
PAC-RL (понизитель фильтрации)	Импортное	-	-	0,000	-	0,147	0,054	0,201	**0,201**
PAC-LV (регулятор фильтрации)	Импортное			0,086	-	0,221	0,081	0,302	**0,388**
XY-27 (понизитель вязкости)	Импортное	-	-	0,128	-	0,516	0,188	0,704	**0,832**
NaOH (регулятор щелочности)	Импортное	-	-	0,300	0,105	0,147	0,054	0,306	**0,606**
Na_2CO_3 (для снижения жесткости)	Импортное	-	-	0,086	0,105	0,147	0,054	0,306	**0,392**
Lube 167 (смазочная добавка)	Импортное	-	-	0,086	-	0,369	0,135	0,504	**0,590**
Дуовис (регулирование фильтрации)	Импортное	-	-	0,214	-	0,221	0,081	0,302	**0,516**
KCL (ингибирующие добавки)	Импортное	-	-	0,128	-	3,685	1,345	5,030	**5,158**
Бикарбонат натрия	ГОСТ 8253-79	-	-	-	-	0,221	-	0,221	**0,221**
Лимонная кислота	ГОСТ 908-79	-	-	-	-	0,074	-	0,074	**0,074**

Таблица 2.3.7 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Название	Типоразмер или шифр	Количество, шт.	ГОСТ, ОСТ и т.д. на изготовление	Использование очистных устройств		
				ступенчатость очистки:	интервал, м	
				1-вибросито; 2-1+пескоотделитель; 3-2+илоотделитель	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7
Вибросито	DerrickFLC-503	2	Ст. АНИ	1 - вибросито	0	500
Пескоотделитель	Derrick	1	Ст. АНИ	2 - 1 + Пескоотделитель	-“-	-“-
Илоотделитель	Derrick	1	Ст. АНИ	3 – 2 + Илоотделитель	-“-	-“-
Центрифуга	Derrick DE-1000	1	Ст. АНИ	-	-“-	-“-
Дегазатор	Mi SWACO CD-1400	1	Ст. АНИ		-“-	-“-
Емкости для раствора		4	Ст. АНИ		-“-	-“-

Примечание:

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

2.4 УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

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

Интервал, м		Вид технологической операции	Способ бурения	Условный номер КНБК (см. табл. 8.2)	Режим бурения			Скорость выполнения технологической операции м/час (местные нормы)
от (низ)	до (верх)				осевая нагрузка, т.с.	скорость вращения, тип забойного двигателя	расход бурового раствора л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	10	Бурение	ВП, роторный	1	с навеса ±3	60÷80	30÷40	10 ÷ 12
10	160	Бурение	ВП, роторный	2	8 ÷ 12	70 ÷ 90	30÷35	12 ÷ 14
10	160	Проработка	ВП, роторный	2	2 ÷ 4	60 ÷ 70	20÷30	15 ÷ 25
150	160	Разбуривание ЦКОДа и башмака	ВП, роторный	3	2 ÷ 4	40÷50	20÷25	5÷6
160	500	Бурение	ВП, роторный	3	8 ÷ 15	70÷90	25÷30	5÷10
160	500	Проработка	ВП, роторный	3	2 ÷ 5	60÷70	20÷30	5
330	339	Отбор керна	ВП, роторный	4	5 ÷ 8	50÷60	10÷15	1,0

Примечание: Режим бурения уточняется в соответствии с программой бурения сервисной компании, согласованной с Заказчиком. При вскрытии продуктивных газовых горизонтов, механическая скорость проходки должна ограничиваться до значений, при которых обеспечивается дегазация раствора согласно п.203 ТПБ НГО. В целях контроля за траекторией ствола скважины обязательно постоянное проведение замера зенитного и азимутального угла через каждые 100-150м бурения прибором Тотко (PDSI/TROPARI) или аналога.

Таблица 2.4.2 - Компоновка низа бурильных колонн (КНБК)

Услов-ный номер КНБК	Элементы КНБК (до бурильных труб)								
	номер по порядку	типоразмер, шифр	расстояние от забоя до места установки, м	Техническая характеристика			суммарная длина КНБК, м	суммарная масса КНБК, т	примечание
				наружный диаметр, мм	длина, м	масса, кг			
1	2	3	4	5	6	7	9	10	11
1	1	Долото Ø 393,7	0	393,7	0,53	210,0			Разрушение
	2	УБТС Ø 203,2	0,53	203,2	9,0	2008,8	9,53	2,22	Нагрузка
2	1	Долото Ø 295,3	0	295,3	0,5	75,0			Разрушение
	2	УБТС Ø 203,2	0,5	203,2	9,0	2008,8			Нагрузка
	3	КЛС Ø 295,3	9,5	295,3	1,1	270,0			ОЦЭ
	4	УБТС Ø 203,2	10,6	203,2	18,0	4017,6			Нагрузка
	5	УБТС Ø 178	28,6	178	35,0	5460,0			Нагрузка
	6	УБТС Ø 165,1	63,6	165,1	9,0	1286,1	73,05	13,2	Нагрузка
3	1	Долото Ø 215,9	0,0	215,9	0,35	40,0			Разрушение
	2	УБТС Ø 178,0	0,35	178,0	9,0	1404,0			Нагрузка
	3	КЛС Ø 215,9	9,35	215,9	0,5	60,0			ОЦЭ
	4	УБТС Ø 178	9,85	178	18,0	2808			Нагрузка
	5	КЛС Ø 215,9	27,85	215,9	0,5	60,0			ОЦЭ
	6	УБТС Ø 178	28,35	178	9,0	1404,0			Нагрузка
	7	УБТС Ø 165,1	37,35	165,1	45,0	6430,5			Нагрузка
	8	ЯС Ø 165,1	82,35	165,1	9,45	1250			Ликв.прихват
	9	УБТС Ø 165,1	91,8	165,1	9,0	1286,1			Нагрузка
	10	ТБТ Ø 127,0	100,8	101,6	42,0	3124,8	142,8	17,87	Нагрузка
4	1	Бур. головка 215,9/101,6	0	215,9	0,28	183,0			Разрушение
	2	Керноотборочный. снаряд 101,6 (6 ¾")	0,28	171,4	20,0	1035,0			Прием керна
	3	УБТС Ø 178,0	20,28	178,0	40,0	6240,0			Нагрузка
	4	ЯС Ø 165,1	60,28	165,1	9,4	1250,0			Ликв.прихват
	5	ТБТ ∅ 127,0	69,68	101,6	18,9	1406,0	88,58	10,01	Нагрузка

Примечание:

1. Необходимо производить корректировку КНБК по фактическим горно-геологическим условиям и допускается 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. Перед отбором керна произвести очистку забоя с использованием ШМУ, включаемого в состав КНБК для бурения последнего интервала перед отбором керна.
4. При больших вибрациях предусмотреть применение осевого амортизатора.
5. Возможно использование ВЗД при проводке скважин.
6. В интервалах где высокие углы падения пластов снизить осевую нагрузку и механическую скорость, а также при отклонении от вертикали выше 2,5 град. включить в компоновку оборудование для контроля вертикальности ствола скважины (роторно-управляемую систему (РУС), Power V, телеметрическая система и т.д.).

Таблица 2.4.3 - Потребное количество элементов КНБК

Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширка проработка)	Интервал работ по стволу, м		Норма проходки		Потребное количество на интервал, шт (для УБТ комплектов)
		от (верх)	до (низ)	величина, м	Источник нормы	
1	2	3	4	5	6	7
III 393,7мм (15-1/2"), IADC (111,115,117)	Бурение, проработка	0	10	200	Местные нормы	0,05
УБТС Ø 203,2		0	10			1 комплект
III 295,3мм (11 5/8), IADC (117, 214, 437)	Бурение, проработка	10	160	250	Местные нормы	0,75
КЛС 295,3мм (11 5/8)		10	160	1500		1,0
УБТС-203,2 мм (DC 8)						1 комплект
УБТС 178,0 мм (DC 7)						1 комплект
215,9 мм 8 (1/2) PDC, IADC (223)	Бурение, проработка	160	500	250	Местные нормы	1,36
III 215,9 мм, IADC (437, 537, 637)		160	500	250		1,36
КЛС ∅ 215,9		160	500	800		1,0
Яс 165,1 мм (JAR 6 ½)						1,0
УБТС 178,0 мм (7,0 DC)						1 комплект
УБТС 165,1 мм (6 ½ DC)						1 комплект
ТБТ 127,0 мм (5 HWDP)						1 комплект
Бур. головка PDC 215,9/100 B 613	Отбор керна	По интервалу отбора керна			Местные нормы	1,0
Керноотборный снаряд 6 ¾ x100	Отбор керна					1,0

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

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 339,7 (13⅜") мм	III 393,7мм (15-1/2"), IADC (111,115, 117)	по стандартам API		0,05	1,0	210
Кондуктор Ø 244,5 (9 ⅝") мм	III 295,3мм (11 5/8), IADC (117, 214, 437)	по стандартам API	0,46	2,0	3,0	225
	УБТС – 203 (8 “)	Стан. API RP 7G		36.0	1к-т	8035
	КЛС 295,3мм (11 5/8)	Импортные		1,0	1,0	954
	УБТС-177,8	Стан. API RP 7G		18	1к-т	3133,8
	УБТС-165,1	Стан. API RP 7G		41	1 к-т	6039,3
Эксплуатационная колонна Ø 168,3 (6⅝″) мм	Д 215,9мм 8 (1/2) PDC код по IADC (223) III 215,9 мм, IADC (437, 537)	Hughes Christensen	0,56	1,36	2,0	294
	КЛС ∅ 215,9	Импортные		0,99	1 шт	60
	УБТС-177,8	Стан. API RP 7G		36.0	1 к-т	5616
	УБТС-165,1	Стан. API RP 7G		54,0	1 к-т	7954,2
	Яс 165,1 мм (6 ½ ˈ JAR)	Импортные		1	1 шт	1250
	Бурильная головка PDC 215,9/101,6 B 613	по стандарам API		1	1 шт	183,0
	Керноотборный снаряд 6 ¾ x100	Импортные			1к-т	1035,0

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

Таблица 2.4.5 - Рекомендуемые бурильные трубы

Обозначение бурильной трубы	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности) материала	Тип замкового соединения, тип резьбы,(тип размера замка)	Количество труб, м	Наличие труб (есть, нет)
1	2	3	4	5	6	7
СБТ 127 (5" DP) трубы по стандарту 5 АХ АНИ	127,0	9,19	G-105	NC 50	500	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	тол. стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	фактический	выносливость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Бурение	0	160	160	1	СБТ	127	G-105	9,19	NC 50	78,0	2,50	16,9	>1,45	>1,45
Бурение	0	500	500	1	СБТ	127,	G-105	9,19	NC 50	357,0	11,43	29,3	>1,45	>1,45

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:							
127,0	9,19	G-105	NC 50	-		18,07	
СУБТ (спиральные утяжеленные бурильные трубы):							
203,2	65,88	CAE 4145H	6 5/8”REG	-	68,6	72,0	75,6
177,8	53,17	CAE 4145H	NC 56 (6 5/8”REG)	-	42,9	45,0	47,3
165,1	46,83	CAE 4145H	NC 50 (4-1/2”IF)	-	37,7	39,6	41,6

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

Названия обсадной колонны	Интервал, м		Характеристика бурильных труб, УБТ					Дефицит длины труб на интервале, м	Масса труб, т		
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным запасом
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Кондуктор	10	160	УБТС-203,2	203,2	6 5/8"REG	65,88	З-161	27,0	6,03	6,27	6,52
Ø 244,5 (9 ⅝") мм			УБТС-177,8	177,8	CAE 4145H	57,2	NC-56	18,0	2,81	2,92	3,03
			УБТС-165,1	165,1	CAE 4145H	46,8	З-122	9,0	1,29	1,34	1,40
			СБТ-127	127,0	G-105	9,19	NC 50	78,0	2,50	2,63	2,76
Эксплуатационная	160	500	УБТС-177,8	177,8	CAE 4145H	57,2	З-147	36,0	5,62	5,84	6,08
колонна			УБТС-165,1	165,1	CAE 4145H	46,8	З-122	54,0	7,72	8,02	8,35
Ø 168,3 (6⅝″) мм			ТБТ-127,0	127,0	G-105	25,4	NC 50	42,0	3,34	3,51	3,68
			СБТ-127	127,0	G-105	9,19	NC 50	357,0	11,43	12,00	12,60

Таблица 2.4.9 - Оснастка талевой системы

Интервал по стволу, м		Название технологической операции (бурение, спуск обсадной колонны)	Тип оснастки М х К	
от (верх)	до (низ)		М	К
1	2	3	4	5
0	500 (±250м)	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, кгс/см2	коэффициент наполнения	число ходов вмин	производительность, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
10	160	Бурение	3NB-1000	2	0.19	170	16,60	0,94	120	40,36	40,36
160	500	Бурение	3NB-1000	2	0.43	140	24,50	0,94	110	25,42	25,42

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

Таблица 2.4.11 - Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой

Интервал, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см^2	Потери давлений (кгс/см^2) для конца интервала в:				
				элементах кнбк		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			долоте (насадках)	забойном двигателе			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	160	Бурение, промывка	37,75	24,63		18,11	1,01	4,0
160	500	Бурение, промывка	116,6	29,0	49,1	36,44	0,98	1,08

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

Таблица 2.4.12 - Гидравлические показатели промывки

Интервал, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с х см^2	Схема промывки долота	Диаметр сопла на центральном отверстии, мм	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность, срабатываемая на долоте, л.с.
от (верх)	до (низ)						Кол-во, шт	Диаметр, мм		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
10	160	Бурение, промывка	0,44	0,051	Периферийная	-	3	14,28	72,8	122,82
160	500	Бурение, промывка	1,85	0,06	Периферийная	-	3	12,7	65,78	72,52
330	339	Отбор керна	0,99	0,044	Периферийная	-	8	7,94	37,87	14,65

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

2.5 КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

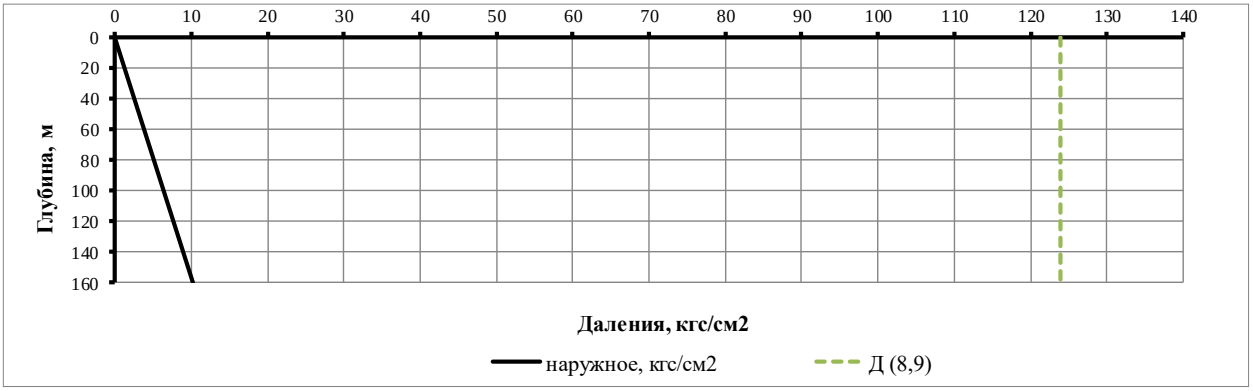
2.5.1. Расчет обсадных колонн

Таблица 2.5.1 - Способы расчеты наружных давлений и опрессовки обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуске (см. табл. 5.2, гр. 1)	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 8)	Признаки: ДА, НЕТ			Опрессовочный агент		Рекомендуемая глубина установки пакеров для опрессовки (сверху вниз), м
		допустима ли поэтапная опрессовка	рекомендуется ли нести расчет наружного давления по		краткое название, тип, шифр (буровой раствор, вода, воздух и т.д.)	плотность (для газообразного агента - относительно воздуха) г/см^3	
			пластовому давлению	столбу бурового раствора			
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**
2	1	Нет	Да	Нет	Буровой раствор	1,20	-
3	1	Нет	Да	Нет	Техническая вода	1,02	-

Таблица 2.5.2 - Распределение давлений по длине колонны

Номер колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 1)	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 8)	Распределение избыточных давлений по длине раздельно спускаемой части колонны					
			глубина, м		наружное, кгс/см^2		внутреннее, кгс/см^2	
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**
2	Кондуктор	1	0	160	0	10,2	90,0	92,2
3	Эксплуатационная	1	0	500	0	40,7	115,0	113,0



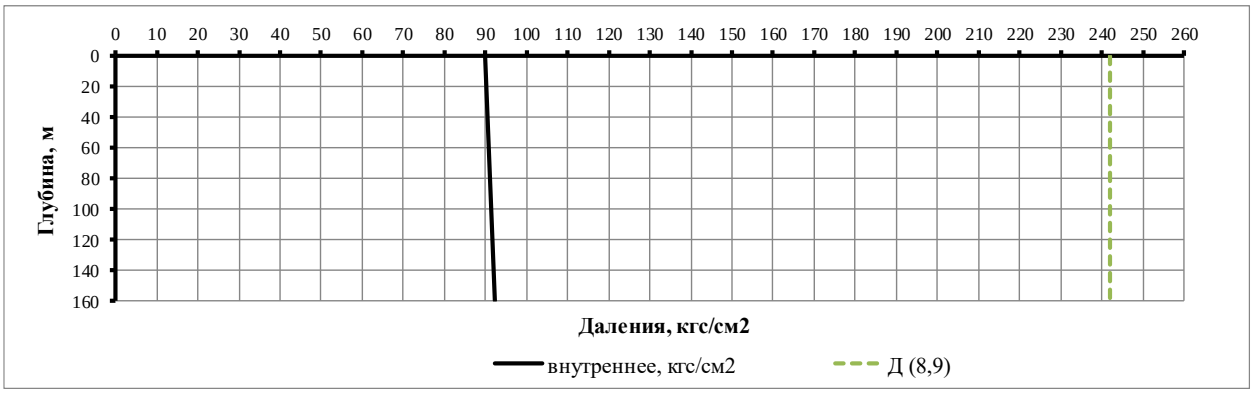
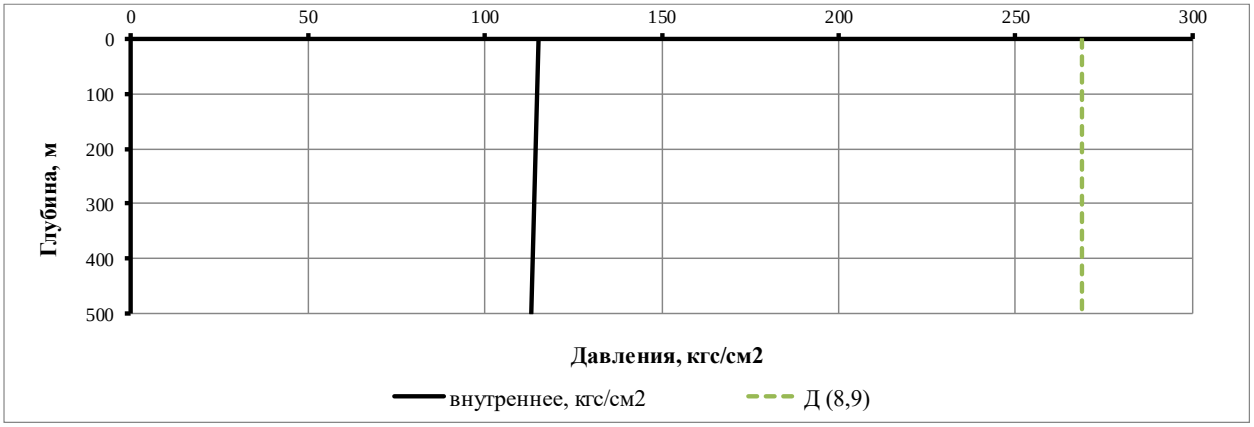


Рис. 2.5.1 - Распределение давлений по длине колонны Ø 244,5 (9 ⅝") мм (Кондуктор)



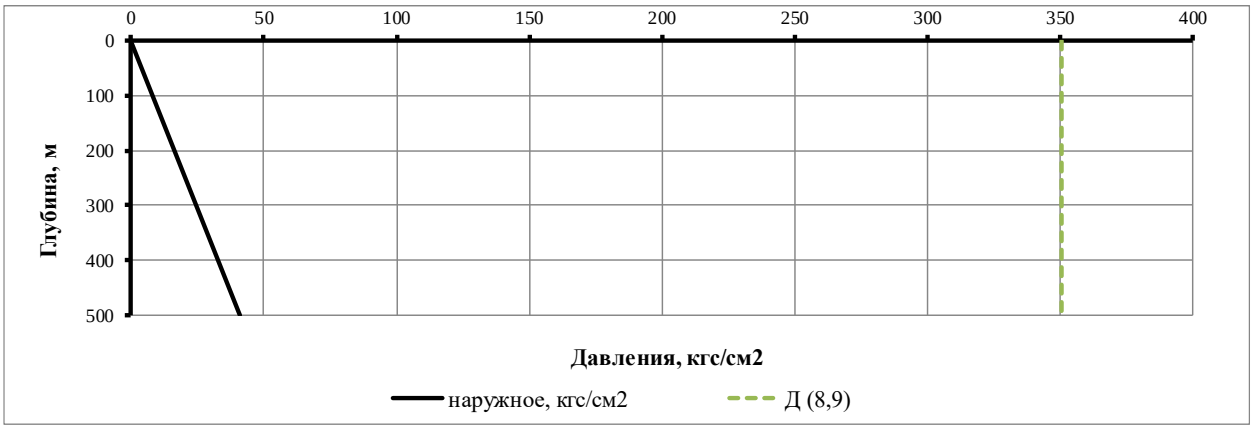


Рис. 2.5.2 - Распределение давлений по длине колонны 168,3 (6⅝″) мм (Эксплуатационная)

Таблица 2.5.3 - Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб

Характеристики обсадных труб					Рекомендуется к использованию: ДА, НЕТ
Наружный диаметр, мм (см. табл. 5.3, гр. 5)	**производство: отечественное, импортное**	**условный код типа соединения (см. табл. 5.3, гр. 11 и табл. 17.2, гр. 4)**	**марка (группа прочности) труб**	**толщина стенки, мм**	
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**
244,5	отечественное	ОТТМ	Д	8,9	да
168,3 (6⅝″)	отечественное	ОТТМ	Д	8,9	да

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

Таблица 2.5.4 - Параметры обсадных труб

Номер колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2 гр. 1)	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 8)	Номер разно-прочной секции труб в раздельно опускаемой части колонны (снизу-вверх)	Интервал установки равнопрочной секций, м		Длина секций, 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 (см. табл. 16.2 гр. 2, 4)	марка (группа прочности) материала труб	толщина стенки, мм	избыточности давлении		растяжении
												наружном	внутреннем	
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**
2	1	1	0	160	160	8,42	8,42	244,5	ОТТМ	Д	8,9	12,16	2,69	29,6
3	1	1	0	500	500	17,65	17,65	168,3	ОТТМ	Д	8,9	3,05	6,61	9,6

Таблица 2.5.5 - 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 запасом**
1	**2**	**3**	**4**	**5**
ОТТМ	339,7 х 9,7 Д	0,796	0,836	0,878
ОТТМ	244,5 х 8,9 Д	8,416	8,837	9,279
ОТТМ	168,3 х 8,9 Д	17,65	18,533	19,459

Таблица 2.5.6 - Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Элементы технологической оснастки колонны						Суммарное на колонну	
		наименование, шифр, типоразмер	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ, и т.д. на изготовление	масса элемента, кг	интервал установки, м		количество элементов на интервале, шт.	количество, шт.	масса, кг
					от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Кондуктор ∅ 244,5 (9⅝)	2	Башмак – БКМ-245	ОСТ 39-011-74	60		160	1		60
		Обратный клапан ЦКОД-245	ТУ 39-01-08-281-77	57		150	1		57
		Пружинные центраторы	ТУ 39-01-08-283-77	16,8	10	160	5	5	84,0
		Жесткие центраторы	ТУ 39-01-08-282-77	12	0	10	1	1	12
		Пробка цем. верхняя	ТУ 39-01-268-76	13,2			1	1	13,2
		Пробка цем. нижняя	ТУ 39-01-268-76	13,2			1	1	13,2
Эксплуатационная колонна ∅ 168,3 (6⅝″)	3	Башмак – БКМ-168	ОСТ 39-011-74	28		500	1	1	28
		Обратный клапан ЦКОД-168	ТУ 39-01-08-281-77	25		490	1	1	25
		Пружинные центраторы	ТУ 39-01-08-283-77	11	160	500	11	11	121
		Жесткие центраторы	ТУ 39-01-08-282-77	3,5	0	160	2	2	7,0
		ЦТ-168/216 (турбулизаторы)	ТУ 39-01-08-284-77	3,5	420	650	4	4	14,0
		СК-168/216 (скребки)	ТУ 39/5-329-74	2,3	420	650	4	4	9,2
		Пробка цем. верхняя	ТУ 39-01-268-76	5,2			1	1	5,2
		Пробка цем. нижняя	ТУ 39-01-268-76	5,2			1	1	5,2

Примечание:

По усмотрению заказчика, в отдельных случаях оснастки обсадных колонн могут быть заменены на аналогичные.

Количество элементов оснастки обсадной колонны и места их установки определяются в зависимости от фактического состояния ствола скважины.

Чтобы снизить износ обсадных колонн необходимо предусмотреть следующие мероприятия:

1. Центровка вышки. На буровой установке это условие соблюдается конструкцией установки и не требует периодичности ее проведения, но во время оборудования устья необходимо проверить сносность вышки с устьем скважины.
2. Оснащение бурильной колонны протекторными кольцами в обсаженной части ствола скважины при бурении под эксплуатационную колонну;
3. Введение в буровой раствор смазывающих добавок;
4. Допускается использование технологической оснастки других фирм производителей при соответствии ее требованиям стандартов АНИ;

Таблица 2.5.7 - Режим спуска обсадных труб

Обсадная колонна			Тип, шифр инструмента для спуска (элеватор, спайдер, спайдер-элеватор)	Средства смазки и уплотнения резьбовых соединений		Интервал глубины с одинаковой допустимой скоростью спуска труб, м		Допустимая скорость спуска труб, м/с	Допустимая глубина спуска труб на клиньях, м	Периодичность долива колонны, м	Промежуточные промывки		
номер в порядке спуска	название колонны	номер части колонны в порядке спуска		шифр или название	ГОСТ, ОСТ, МУ, ТУ, МРТУ и т.д. на изготовление	от (верх)	до (низ)				глуби, на, м	продолжительность, мин	расход, л/с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2	Кондуктор ∅ 244,5 (9⅝)	1	Элеватор, спайдер-элеватор	Р-402*	ТУ38-101-332-78	10	160	0,5-0,8	160	50	80	1 цикл	35,4
3	Эксплуатационная колонна ∅ 168,3 (6⅝″)	1	Элеватор, спайдер-элеватор	УС-1*	ТУ 38-101-440-74	160	500	0,3-0,5	500	50	250	1 цикл	22,2

Таблица 2.5.8 - Опрессовка обсадных труб

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Плотность жидкости для опрессовки, г/см ^{3}		Давление на устье скважины при опрессовке, кгс/см ^{2}	
		раздельно спускаемой части	цементного кольца	раздельно спускаемой части	цементного кольца
1	2	3	4	5	6
2	Кондуктор ∅ 244,5 (9⅝)	1,20	1,20	90,0	13,0
3	Эксплуатационная колонна ∅ 168,3 (6⅝″)	1,02		115,0	

Примечание: Значения давлении на устье скважины при опрессовке обсадных колонн были ограничены предельными давлениями при которых нарушается прочность цементного кольца.

2.5.2. Цементирование обсадных колонн

Таблица 2.5.9 - Общие сведения о цементировании обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны (см. табл. 5.2, гр. 2)	Способ цементирования (прямой, ступенчатый, обратный)	Данные по раздельно спускаемой части колонны			Данные о каждой ступени цементирования				
			интервал установки, м		глубина установки муфты для ступенчатого цементирования, м	номер ступени цементирования	высота цементного стакана, м	название порции тампонажного раствора	интервал глубины цементирования, м	
			от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**
1	Направление	прямой	0	10	-	-	-	Тампонажный	0	10
2	Кондуктор ∅ 244,5 (9⅝)	прямой	0	160	-	-	10	Тампонажный	0	160
3	Эксплуатационная колонна ∅ 168,3 (6⅝″)	прямой	0	500	-	-	10	Тампонажный	0	500

Таблица 2.5.10 - Характеристика жидкостей для цементирования

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны (см. табл. 5.2, гр. 2)	Номер части колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 8)	Номер ступени (снизу-вверх)	Характеристика жидкости (раствора)						
				тип или название	объем порции, м ^{3}	плотность, г/см ^{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**
1	Направление 339,7 (13⅜")	1	1	Тампонажный	0,6	1,83	25-30	10-15	225	16
				Продавочный	0,8	1,04	-	-	-	-
2	Кондуктор ∅ 244,5 (9⅝)	1	1	Буферная	4,0	1,08	-	-	-	-
				Тампонажный	6,6	1,84	25-30	10-15	225	120
				Продавочный	6,3	1,20	-	-	-	-
3	Эксплуатационная колонна ∅ 168,3 (6⅝″)	1	1	Буферная	6,0	1,16	-	-	-	-
				Тампонажный	12,1	1,84	25-30	10-15	225	120
				Продавочный	9,1	1,21	-	-	-	-

Примечания: * - Фактические параметры цементного раствора могут меняться в зависимости от состояния ствола скважины. Фактические объемы тампонажных растворов уточняются после проведения геофизических исследований (кавернометрии). На каждой скважине Подрядчик должен иметь в наличии 1,5 кратный запас сухого цемента от общего расчетного объема.

Таблица 2.5.11 - Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны (см. табл. 5.2, гр. 2)	Номер ступени (снизу-вверх)	Тип или название жидкости для цементирования	Название компонента	Плотность, г/см^3	Норма расхода компонента, кг/м^3
1	2	4	5	6	7	10
	Направление 339,7 (13⅜")		Тампонажная	Цемент класс G	3,15	1187,4
				Вода пресная	1,00	708,6
			Продавочная	Буровой раствор	1,04	-
2	Кондуктор ∅ 244,5 (9⅝)	1	Буферная	Техническая вода	1,02	1080,0
			Тампонажная	Цемент класс G	3,15	1188,18
				Пеногаситель Wo-Defoam	1,02	0,2
				Понизитель фильтрации (BXF-200L)	1,17	28,3
				Вода пресная	1,00	708,9
			Продавочная	Буровой раствор	1,20	-
3	Эксплуатационная колонна ∅ 168,3 (6⅝″)	1	Буферная	Техническая вода + ПБК-экстра	1,16	1160,0
			Тампонажная	Цемент класс G	3,15	966,06
				Расширяющая добавка EX-50	3,1	322,02
				Пеногаситель Wo-Defoam	1,02	0,2
				Понизитель фильтрации (BXF-200L)	1,17	35,42
				Структурообразователь Крепь-1	1,01	20
				Вода пресная	1,00	708,44
			Продавочная	Техническая вода	1,20	-

Примечания:

Допускается использование химических реагентов других фирм-производителей (отечественных и зарубежных) при условии обеспечения ими требований, предъявляемых к данному цементному раствору (табл.9.10).

Количественный и качественный (рецептура) состав добавок определяется по фактическому состоянию ствола скважины перед цементированием по результатам лабораторных исследований сервисной компании.

При цементировании обсадных колонн использовать Портландцемент с датой выпуска по срокам не более 6 месяцев.

Допускается использование кислотно-растворимых противопоглощающих добавок при наличии поглощенияпо согласованию Заказчика.

Таблица 2.5.12 - Технологические операции при цементировании и режим работы цементировочных агрегатов (буровых насосов)

Номер колонны в порядке спуска	Номер ступени цементи-рования (снизу-вверх)	Наименование технологической операции	Тип или название жидкости	Тип (шифр) агрегата или бурового насоса	Режим работы агрегатов (буровых насосов)			Время операции мин	
					суммарная производи-тельность агрегатов (буровых насосов) л/с	Давление на устье скважины в конце операции, кгс/см^2	объем порции в данном режиме м^3	в данном режиме	нарастающее от начала затворения до момента «стоп»
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	1	закачка	Буфер	ЦА-320М	10	45	4	6,7	6,7
		приготовление и закачка	Тампонажная		8		6,6	13,75	13,75
		сброс пробки	Буровой раствор		-			5,0	18,75
		продавка			15		4,3	4,78	23,53
		продавка			6		2,0	5,56	29,09
3	1	закачка	Буфер	ЦА-320М	10	114	6	10,0	10,0
		приготовление и закачка	Тампонажная		9		12,1	22,41	22,41
		сброс пробки	Буровой раствор		-			5,0	27,41
		продавка			15		7,1	7,89	35,3
		продавка			8		2,0	4,17	39,47

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, Sclumberger Dowell), обеспечивающие требуемые режимы цементирования.

Таблица 2.5.13 - Схема обвязки и потребность в цементировочных агрегатах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени цементирования	Интервал, м		Потребное количество ЦА					
					основных					
							в том числе для			
			от (верх)	до (низ)	тип	всего	затворения	перемешивания	закачки	продавки
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	1	1	0	10	ЦА-320М	2			1	1
2	1	1	0	160		5			3	2
3	1	1	0	500		8			5	3

Таблица 2.5.14 - Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени цементирования	Интервал, м		Потребное количество								
					смесительных машин				автоцистерн				
							в том числе для				в том числе для доставки жидкости		
			от (верх)	до (низ)	тип	всего	тампонажа 1	тампонажа 2	тип	всего	буферной	затворения	продавочной
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	1	1	0	10	2СМ-20	1	-						
2	1	1	0	160		3	2			2	1	1	
3	1	1	0	500		4	2	2		2	1	1	

Примечания: Доставка цемента производится цементовозами или грузовым автотранспортом (в мешках BigBag).

Таблица 2.5.15 - Потребное для цементирования обсадных колонн количество цементировочной техники

№ пп	Название или шифр	Потребное количество номера колонн (см. табл. 5.2, гр. 1)			суммарное на скважину
		1	2	3	
1	2	3	4	5	6
1	ЦА-320М	2	5	8	15 вызовов
2	2СМН-20	1	3	4	8 вызовов
3	ОСР-20	1	3	4	8 вызовов
4	1БМ-900	-	2	2	5 вызовов
5	СКЦ-2М	-	2	2	5 вызовов

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

Таблица 2.5.16 - Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов

Номер по порядку	Название или шифр	Единица измерения	Потребное количество				
			Номера колонн (см. таблицу 1.5.2, графа 1)			Суммарное на скважину	
			0-10	0-160	0-500	расчет	с учетом запаса 10%
1	2	4	5	6	8	9	10
1	Цемент класс G	тн	0,712	7,842	11,689	20,243	22,267
2	Расширяющая добавка EX-50	кг	-	-	3896,4	3896,4	4286,040
3	Пеногаситель Wo-Defoam	л	-	1,32	2,42	3,74	4,114
4	Понизитель фильтрации (BXF-200L)	кг	-	186,78	428,582	615,362	676,898
5	Структурообразователь Крепь-1	кг	-	-	242,0	242	266,200
6	Вода пресная	$м^3$		4,679	8,572	13,251	14,576
7	Техническая вода	$м^3$		4,320	6,960	11,28	12,408

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 К = 1.1, учитывающего потери материалов при перетаривании. Зависимости от состояния ствола объемы закачиваемого цемента могут быть изменены.

5.3. Оборудование устья скважины

Таблица 2.5.17 - Спецификация устьевого противовыбросового оборудования

Обсадная колонна		Номер схемы обвязки ПВО	Давление опрессовки устьевого оборудования и ПВО, кгс/см^2		Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого и ПВО оборудования	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т. д. на изготовление	Количество, шт.	Допустимое рабочее давление, МПа
номер в порядке спуска	название		после установки	перед вскрытием напорного горизонта				
2	Кондуктор ∅ 244,5 (9⅝)	45	90,0	13,0	ОП45-280/80х21 Сдвоенный ППГ 280х21 ПУГ 280х21	ГОСТ 13862-2003	1 к-т 1 к-т 1 к-т	21,0 21,0 21,0
3	Эксплуатационная ∅ 168,3 (6⅝″)	-	115,0	-	ОКК1-14-168х245 АФК2-65х14	ГОСТ 13846-2003	1 к-т	14,0 14,0

Примечание:

1 Типовые схемы монтажа и спецификация противовыбросового оборудования выбраны согласно ГОСТ 13862-2003;

2. Фактические схемы монтажа и спецификация противовыбросового оборудования согласовываются Буровым подрядчиком с АСС;

3. При опрессовке устьевого и противовыбросового оборудования (раздельно с колонны) необходимо использовать устьевой пакер для меньшего воздействия на целосность цементного камня за колонной;

4. Предусмотреть опресовку колонны после получения давление стоп.

2.6 ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН

2.6.1. Испытание пластов в процессе бурения

Таблица 2.6.1 - Продолжительность работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах

Объект испытания		Вид операции (опробование, испытание, испытание с геофизическими исследованиями)	Затраты времени на испытание							Суммарное время по всем объектам, сут	
			для буровой организации				для геофизической организации				
			нормативное время, ч.			всего на объект, час(сут)	нормативное время, ч.		всего на объект, сут	для буровой организации	для геофизической организации
номер	глубина		проработка по нормам ЕНВ	промывка табл.3 УСНВ	испытание (опробование) по табл.2 УСНВ		ожидание притока по табл. 21 СНВ на ПГИ	испытание (опробование) по табл. 2,21 СНВ на ПГИ			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Не предусматривается											

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

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

Таблица 2.6.3 - Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле

Номера объекта	Интервал залегания объекта, м		Тип опробователя	Испытание объекта			Источник норм времени
	от (верх)	до (низ)		количество отбираемых проб, шт.	продолжительность работы, сут	количество выездов отряда, шт.	
1	2	3	4	5	6	7	8
Испытание пластов в процессе бурения пластоиспытателям, спускаемых на кабеле не предусматривается.							

2.7. ИСПЫТАНИЕ ГОРИЗОНТОВ НА ПРОДУКТИВНОСТЬ В ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЕ

Таблица 2.7.1 - Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ)

№ лифтовой колонны НКТ	№ секции труб в лифтовой колонне (снизу вверх)	Интервалы установки секции, м		Характеристика трубы						Масса секции, т		Коэффициенты запаса прочности		
		от (верх)	до (низ)	Номинальный наружный диаметр, мм	Тип	Марка (группа прочности) стали	Толщина стенки, мм	Теоретическая масса, кг/пог. м	Длина секции, м	Теоретическая	С учетом плюсового допуска	На растяжение	На избыточное давление	
													Наружное	Внутреннее
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	14	15	16
1	1	0	500	73	Выс.	Д	5,5	9,45	500	4,725	4,961	>1,3	>1,15	>1,32

Таблица 2.7.2 - Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов

Номер объекта испытания	Интервал установки моста, м		Характеристика жидкости				
			название или тип	объем порции, $м^3$	плотность, $г/см^3$	составляющие компоненты	
	от (верх)	до (низ)				название	удельный расход на 1 $м^3$ раствора, $кг/м^3/м^3$
1	2	3	4	5	6	9	13
РТ	310	359	тампонажный	1,5	1,85	Цемент класса G	1295
						Пресная вода	0,712

Таблица 2.7.3 - Потребное количество цементировочной техники для установки цементных мостов

Номер объекта	Название или шифр	Потребное количество, шт.
1	2	3
I	ЦА-320М	1

Таблица 2.7.4 - Потребное количество материалов для установки цементных мостов

Номер объекта	Название или шифр	Единица измерения	Потребное количество
1	**2**	**3**	**4**
1	Цемент класса G	кг	1900
	Пресная вода	$м^3$	1,0

Таблица 2.7.5 - Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне (в одной скважине)

Номер объекта	Название процесса, операции по испытанию (освоению) и интенсификации	Номера таблиц по ССНВ на испытание или местные нормы	Продолжительность, сут
1	**2**	**3**	**3**
I	ПЗР перед испытанием.	местные нормы	90 суток продолжительность испытания одного объекта. ПЗР – 15 суток.
	Шаблонировка эксплуатационной колонны.	местные нормы	
	Перфорация обсадной колонны.	местные нормы	
	Вызов притока.	местные нормы	
	Освоение, очистка забоя и гидродинамические исследование.	местные нормы	
	Соляно-кислотная обработка призабойной зоны пласта и ГРП.	местные нормы	
	Работы после интенсификации.	местные нормы	
		Суммарная по скважине	**105**

Таблица 2.7.6 - Продолжительность работы агрегатов при испытании (освоении) скважины в эксплуатационной колонне

Название работ	Используемые агрегаты при выполнении работ		Продолжительность работ для одного объекта, ч	Продолжительность работы, ч
	тип	количество		
Опрессовка ФА на устье скважины.	ЦА-320	1	-	1
Опрессовка устья скважины после установки противовыбросовой задвижки	ЦА-320	1	1	2
Смена технической воды на перфорационную жидкость	ЦА-320	1	3,0	6
Подготовительные работы перед испытанием	ЦА-320	1	32,0	64
Перфорация	ЦА-320	1	25	50
Вызов притока	ЦА-320	1	24	48
Смена перфорационной жидкости на техническую воду	ЦА-320	1	3,0	6
Снижение уровня	УКП-(80КС-250)	1	8	16
Итого на работу:				**192**

Таблица 2.7.7 – Потребное количество материалов при испытании (освоении) 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**
1	Перфорационная жидкость плотностью 1,01 - 1,05 г/см^3, объем:		м^3	100,0
	состав:	Местный		
	Вода - основа перфорационной жидкости	Ст. АНИ	т	94,8
	NaCl - для поддержания плотности жидкости	Ст. АНИ	т	40,0
	Вода для смены перфорационной жидкости, промывки – 1 цикл (перед вызовом притока), продавки кислоты и вымыва продуктов реакции	Местный	м^3	100,0

Примечание: Во время перфорации иметь на скважине 2-х кратный запас жидкости глушения в объеме 200 м^3 и дежурный цементировочный агрегат ЦА-320 или аналогичный.

Таблица 2.7.8 – Отработка газовых (газоконденсатных) объектов на факел

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта (снизу вверх)	Продолжительность сжигания, сут	Свободный дебит, м^3/сут	газовый фактор м^3/м^{3*}	Итого сжигание газа, м^3
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**
PT	1	90	10,0	15,6	14040,0

2.8 ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА

Таблица 2.8.1 Методы проверки износа и контроля коррозионного состояния ведущих труб, НКТ и всех элементов трубных колонн (обусловлены стандартом DS-1)

№	Процедура инспекции	Категория					
		1	2	3	4	5	Колонна для спуска тяжелого типа
1	Инспекция методом визуального осмотра трубы	+	+	+	+	+	+
2	Инспекция методом замера наружного диаметра трубы		+	+	+	+	+
3	Инспекция ультразвуковым методом измерения толщины стенки		+	+	+	+	
4	Инспекция методом электромагнитного контроля			+	+	+	
5	Инспекция на предмет термических повреждений					+	+
6	Инспекция методом МПД для участков, зажимаемых клиньями/высадок				+	+	+
7	Инспекция методом УЗК для участков, зажимаемых клиньями/высадок					+	+
8	Инспекция методом визуального осмотра соединений	+	+	+	+	+	+
9	Инспекция методом контроля размеров 1		+	+			
10	Инспекция методом контроля размеров 2				+	+	+
11	Инспекция методом контроля соединений черным светом				+	+	+
12	Ультразвуковой контроль по всей длине 2						+
13	Прослеживаемость						+

Примечание:

1. Периодичность проверки состояния ведущих труб, НКТ и всех элементов трубных колонн при нормальных условиях эксплуатации регламентируются заводом изготовителем;
2. В связи с отсутствием сероводорода в пластовом флюиде месторождения дополнительные проверки состояния ведущих труб, НКТ и всех элементов трубных колонн не требуются
3. После ликвидации аварии дефектоскопия обязательна.

Таблица 2.8.2 - 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	Продолжитель-ность проведения операций, час
			Тип (шифр)	Кол-во (шт.)		
1	2	3	4	5	6	7
Кондуктор ∅ 244,5 (9⅝)	Кондуктор с колонной головкой	160	ЦА-320М	1	90,0	1,35
	Цементное кольцо и горные породы	163	ЦА-320М	1	13,0	1,35
Эксплуатационная ∅ 168,3 (6⅝″)	Эксплуатационная колонна с колонной головкой ОКК1-14-168х245	500	ЦА-320М	1	115,0	1,35

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

2.9 СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ

2.9.1 Выбор буровой установки

Основными критериями выбора комплекта буровой установки являются:

- грузоподъемность;
- монтаже способность;
- экономичность эксплуатации;
- уровень механизации рабочих процессов;
- мобильность.

Исходя из этих критериев для бурения эксплуатационной скважины №№ SH-2, SH-3, SH-4, SH-5, SH-6 при максимальном весе бурильной колонны в воздухе 29,3 тс., и наиболее тяжелой обсадной колонны – 17,65 тс., а также исходя из вышеперечисленного, руководствуясь «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» (п.120) выбираем буровую установку грузоподъёмностью не ниже 29,3*1,4 = 41,02 тн. Принимая во внимание имеющийся в наличии парк буровых установок, выбираем буровую ZJ-20, грузоподъёмностью 135тн >>41,02тн

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

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

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

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

Монтаж и размещение бурового оборудования производится с использованием:

Автокран г/п 40тн. $К_{исп}$ -0,5

Автокран г/п 20 тн. $К_{исп}$ -0,5

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

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

Сварочный агрегат САК (дизель)

Таблица 2.9.1 - Сварочные работы при монтаже бурового оборудования

№ № т. СЭСН-49	Наименование работ	Объем работ	Ед. измер.	Норма на единицу работ		Потребность на весь объем	
				эл. св. ап. маш/час	электроды кг	эл.св.ап. маш/час	эл-троды кг
1	2	3	4	5	6	7	8
32	Водопровод линейный	100м	0,2	6,5	3	1,3	0,6
32	Топливопровод линейный	0.3	м	6,5	3	1,95	0.9
32	Спускные линии	0.1	м	2,5	3	0,25	0.3
38	Задвижки	19	шт	1,05	0,1	19,95	1.9
	Монтаж:						
228	вышечно-лебедочного блока: К-0,1		к-кт	6,79	2,3	6,79	2.3
228	то же повторный		II	5,5	1,5		
250	циркуляционной системы К-0,1		II	2,85	0,2	2,85	0.2
244	шламового насоса		II	2,35	7,42	2,35	7.42
254	ПВО		II	10,28	0,2	10,28	0.2
256	Обвязка емкостей						
256	для запаса воды	2	шт.	1,91	0,94	3,82	1.88
256	для запаса топлива	2	II	2,61	1	5,22	2
	Обвязка оборудования в т. ч.:						
257	водопроводом	1	к-т	9	2,6	9	2.6
257	топливопроводом	1	-"-	7,21	3,96	7,21	3.96
257	воздухопроводом	1	-"-	5,1	2,21	5,1	2.21
257	паропроводом	1	-"-	2,11	2,57	2,11	2.57
252	Всасывающая линия бур. насоса	2	-"-	3,52	19,2	13,64	38.4
252	Выкидная линия бур. насоса	2	-"-	4,02	12	12,06	36
254	Стойки под выкид. линии ПВО	20	шт.	0,85	0,18	17,0	3.6
251	Выкидная линия 0 = 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.	5,31	4,5	15,93	13.5
	Всего повторный монтаж					**72,0**	**119.9**

2.10. ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ К СТРОИТЕЛЬСТВУ СКВАЖИНЫ (СКВАЖИН)

Таблица 2.10.1 - Объем подготовительных работ к строительству скважин (скважин)

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Ед. изм.	Номер варианта подготовит.работ	Количество
1	**3**	**4**	**5**	**7**
1	Площадка высотой 0,50 м из них: 0,30 м – грунт 0,20 м – ПГС	м $м^3$ $м^3$	1; 2 -"- -"-	100*100 3036 2012
2	Рытье траншеи (желобов) для стока отработанной воды из-под вышечно-агрегатного и насосного блоков гл. 0,8м. 0,8х0,5х150м и вокруг блоков	100м	2	1,5
3	Устройство насыпи для подъезда к блоку ГСМ и площадки химреагентов с перемещением грунта на 30м	$100м^3$	2	1,76
4	Обваловка площадки ГСМ (15м х2+35мх2)х1,25м с перемещением грунта до 10м	$100м^3$	2	1,25
5	Топливопровод, маслопровод из эл.сварных труб Ø50-80мм в траншее (подача к агрегатам)	100м	2	0,9
6	Трубопровод 245-324мм для подачи бур.раствора к всасы-вающим линиям насосов	100м	2	0,44
7	Пожарные стояки (гидранты)	шт	2	2
8	Ящики деревянные для задвижек и гидрантов гл.до 1м	шт	2	4
9	Установка вентилей 50-80 мм на топливопровод, маслопровод (подающий)	шт	2	4
10	Низковольтная осветительная линия: - установка металлических опор - подвеска алюминиевых проводов (четыре провода)	100м	2	4
11	Установка емкости на концах отводов ПВО	$100м^3$	2	2
12	Контейнер шламовый $V=25м^3$ для шлама	Емкость	2	2

Таблица 2.10.2 - Перечень топографо-геодизических работ

№№ п/п	Наименование работ (перенесение в натуру местоположения скважины, определение пластово-высотного положения устья скважины, определения азимута)	Номер скважины	Количество скважин
1	**2**	**3**	**4**
Положение №11			
1	Рекогносцировка участка работ	SH-2, SH-3, SH-4, SH-5, SH-6	1
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		

Примечание: Перечисленные в таблице 12.2 топографо-геодизических работы производятся «Подрядчиком».

Таблица 2.10.3 - Варианты строительных и монтажных работ

Номер варианта	Номер расценки по ЕРЕР или разовая		Номер скважины	Номер комплекта бурового и силового оборудования	Вид привода (электрический, ДВС)	Вид строительства (первичное, повторное, передвижка до 5м, на 15-20м, на 40-50м, без передвижки с наклоном вышки
	первичный	повторный				
1	2	3	4	5	6	7
1			SH-2, SH-3, SH-4, SH-5, SH-6	ZJ-20	ДВС, дизель-электрический	первичный

Таблица 2.10.4 – Объемы работ по монтажу бурового и силового оборудования (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	Примечание
		первичный	повторный				
1	2	3	4	5	6	7	8
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 JJI3533-К 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	Крюкоблок 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 х 12,5 х 12,3 м	-"-	кр. бл.	-"-	-"-		
16	Основание под вышку	кр. бл.	-"-	-"-	-"-		
17	Буровая платформа 6 м х 6 м	-"-	-"-	-"-	-"-		
18	Энергетический блок, в том числе:						
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 AC-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	Емкость для запаса бурового раствора: V=50 м^3				- "-	1	

Таблица 2.10.5 - Объемы работ при использовании специальной установки «УПА-60/80», для испытания скважин

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Количество	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, авто-транспортом, трактором и т.д.)
1	2	3	4	5	6
1	Трехфазный сепаратор с обвязкой трубопроводом	к-т	1;2	1	
2	Конденсатосборник с обвязкой трубопроводом	-"-	-"-	1	
3	Выкидная линия 73мм.для отработки скважины	-"-	-"-	100	
5	Обвязка емкостей трубопроводами	к-т	-"-	3	
6	Ц/бежный насос с электромотором N-30 кВт	-"-	-"-	1	
7	Задвижки d.-80 мм высокого давления на линиях	шт.	1;2	15	
8	Контур заземления накопительных емкостей с устройством 2-х громоотводов	контур	-"-	1	
9	Фундамент из ж/б плит 6м х2м 0,2м под емкости	-"-	-"-	6	
10	Фундамент ж/б плит под ц/б насос 3м х 2м х 0,2м	-"-	-"-	1	
11	Обваловка площадки с накопительными емкостями 15м х15 х 1м	100 м3	-"-	0,345	
12	Агрегат УПА-60/80	к-т	-"-	1	
13	Устройство оттяжек с якорями к мачте УПА-60/80	шт.	-"-	4	
14	Дизельгенератор АД-200, N - 229 кВт	к-т	-"-	1	
15	Прожектор	-"-	-"-	4	
16	Трапные установки высокого и низкого давлений	-"-	-"-	1/1	
17	Емкость для накопления и временного хранения пластовых флюидов	-"-	-"-	3*50 $м^3$	
18	Замерная емкость 40 $м^3$	шт.	-"-	2	
19	Печь УН-0,2 с газожидкостной горелкой	шт.	-"-	1	

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

2.11 ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ

Таблица 2.11.1 - Продолжительность строительства скважин

Продолжительность цикла строительства скважин, сут.							
Всего	в том числе						
	строительно-монтажные работы	подготовительные работы	бурение и крепление	испытание			
				всего	в открытом стволе (на трубах)	подготовительные работы перед испытанием	в эксплуатационной колонне
2	3	4	5	6	7	8	9
125,0	4,0	2,0 (согласно ВСН)	14,0	**105,0**	-	15,0	90,0

1500,0 – проектная скорость бурения, м/ст.мес

Тбур = (500*30)/1500,0 = 10,0 сут.

Тбур – продолжительность бурения и крепления = 14 сут**.**

Таблица 2.11.2 - Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин

Номер обсадной колонны	Название колонны	Продолжительность крепления, сут.	Интервал бурения по стволу, м		Продолжительность бурения, сут.		
			от (верх)	до (низ)	Забойным двигателем	Роторным способом	Совмещенным способом
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Направление Ø 339,7 (13⅜")	1,0	0	10	-	0,5	
2	Кондуктор ∅ 244,5 (9⅝)	1,5	10	160	-	2,5	-
3	Эксплуатационная ∅ 168,3 (6⅝″)	1,5	160	500		7,0	-
	ВСЕГО	**4,0**			**10,0**		

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

Таблица 2.12.1 - Средства механизации и автоматизации

№№ п\п	Наименование приспособлений и устройств	Шифр	Технические условия
1	2	3	4
1	Лебедка вспомогательная или безопасная шпилевая катушка с направляющим роликом.	БУ	1 шт.
2	Грузоподъемное устройство (кран, тельфер) с комплектом тарированных грузозахватных приспособлений	Приемный мост	1к-т
3	Тали ручные для ремонта гидравлической части буровых насосов и замены дизелей	БУ	1 шт.
4	Противозатаскиватель талевого блока (ограничитель переподъема) и ограничитель нагрузки талевой системы типа ОБЛ и др.	БУ	По одному комплекту
4а	Отключатель привода буровой лебедки при перегрузке вышки, талевой системы	БУ	1 к-т
5	Якорь или крюк для вспомогательных работ	БУ	1шт.
6	Механизм для крепления и перепуска неподвижной ветви талевого каната	БУ	1 к-т
7	Приспособление для правильной навивки талевого каната на барабан лебедки (успокоитель типа УТК-1 и др.)	ВА	1 шт.
8	Приспособление для безопасной рубки стальных канатов	БУ	1 шт.
9	Люлька передвижная типа ПЛУ-3М для второго помощника бурильщика	ВБ	1 к-т
10	Ролик предохранительный для якорного каната на втором поясе вышки	ВБ	1 шт.
11	Приспособление для установки ведущей трубы в шурф	БУ	1 к-т
12	Инструмент для замера износа замковых соединений бурильных труб	БУ	1 к-т
13	Устройство для безопасного выброса бурильных труб (желоб и т.п.)	БУ	1 к-т, (при отсутствии в комплекте приемного моста)
14	Приспособление для очистки от глинистого раствора труб при подъеме их из скважин	БУ	1 к-т
15	Предохранительное устройство против падения бурильных свечей в направлении привышечного сарая и приемного моста	БА	2 к-т
16	Система обогрева в зимнее время (паровой котел, электроколорифер и т.п.) подсвечника, подставки для бурильщика, ПВО	БУ	1 к-т
17	Крючок для подвески штропов	БУ	1 шт
18	Механизированный ключ буровой с приспособлениями для регулировки его высоты подвески	БУ	1 к-т
19	Пневматический раскрепитель бурильных труб	БУ	1 к-т
20	Машинные ключи с монентомером	БУ	1 к-т
21	Приспособление для завинчивания и отвинчивания долот	БУ	1 шт.
22	Блокирующие устройства, исключающие вращение ротора при поднятых клиньях ПКР, а также произвольное открывание дверей кожуха лебедки с ее приводом	БУ	по одному комплекту
23	Сигнальное или переговорное устройство между постом бурильщика, люлькой верхового рабочего и насосным отделением	БУ	1 шт.
24	Патрубки подъемные по диаметрам УБТ	БУ	2 к-т

продолжение таблицы 2.12.1

1	2	3	4
25	Обратный клапан и шаровой кран для бурильных работ с ключом и комплектом переводников по размерам труб	БУ	2 к-т (по 2 переводника на типоразмер труб)
26	3-х фазная розетка для подключения промыслово-геофизической аппаратуры	БУ	1 шт., на всех типах буровых
27	Вилка для захвата вкладышей ротора	БУ	1 шт.
28	Устройство против разбрызгивания бурового раствора при СПО	БУ	1 шт.
29	Устройство для долива скважины при подъеме бурильных свечей (доливная емкость с уровномером)	БУ	1 к-т
30	Струбцины ("стяжка") и зажимы ("невольки") для растяжек вышек и мачт	БУ	по 1 стяжке и по 3 зажима на канатную растяжку
31	Колпачок для безопасного перемещения долот	БУ	1 к-т
32	Устройство для перемешивания бурового раствора в резервуарах	БУ	1 к-т
34	Комплект механизмов для очистки бурового раствора от твердых частиц и газонасыщения (вибросита, пескоилоотделители, дегазаторы и др,)	БУ	1 к-т
34	Страховочный канат для подвески и защиты нагнетательного шланга	БУ	1 шт.
35	Устьевое противовыбросовое оборудование	БУ	1 шт.
36	Запас сжатого азота для заправки гидроаккумуляторов превенторных установок	БУ	не менее чем на 2 заправки
37	Комплект ключей во взрывобезопасном исполнении для фланцевых соединений превенторной установки	БУ	1 к-т
38	Указатель «Открыто» – « Закрыто» к задвижке высокого давления	БУ	1 шт.
39	Демпфер (предохранитель) к манометру бурового насоса	БУ	по 1 шт. на манометр 1шт.
40	Пусковая задвижка с дистанционным управлением	БУ	1 к-т
41	Приспособление для снятия поршней со штоков буровых насосов и выемки втулок	БУ	1 к-т
42	Устройство для безопасной замены резинового разделителя для блока воздушных колпаков бурового насоса	БУ	1 шт.
43	Гидравлический съемник для выпрессовки седел клапанов буровых насосов	БУ	1 шт.
44	Автоматический сигнализатор уровня промывочной жидкости в емкости	емкость	1 шт на насос
45	Устройство по предупреждению перегрузки бурового насоса	насос	1 шт.
46	Ключ патронный для загибания втулочно-роликовых цепей	БУ	1шт.
47	Машинка для стягивания втулочно-роликовых цепей	БУ	1 шт.
48	Отводные крючки	БУ	4-5 шт.
49	Устройство, предупреждающее падение посторонних предметов в скважину	устье скважины	1 шт.
51	Комплект аварийного ловильного инструмента	БУ	1 к-т
52	Спасительное устройство для верховых рабочих в аварийных ситуациях	БУ	1 к-т (для буровых со спас, Устр.)
53	Пояс предохранительный для верхового рабочего	БУ	2-3 шт.
54	Аварийная кнопка «стоп»	БУЭ	1 шт.
55	Влагоотделитель для пневмосистемы	БУ	1 к-т
56	Автоматическое устройство по отключению компрессоров	компрессор	1 к-т
57	поклажи для хранения баллонов с газом высокого давления	БУ	1 к-т

продолжение таблицы 2.12.1

1	2	3	4
58	Приспособление против скатывания труб со стеллажей (съемные упоры и др.)	БУ	1 к-т
59	Верстак слесарный с тисками и набором слесарных инструментов	БУ	1 к-т
60	Ограничитель напряжения холостого хода электросварочного трансформатора	электро-сварочный трансф.	1 шт.
61	Противогазы фильтрующие с запасными коробками или дыхательные аппараты фирмы «Дрэгер»	БУ	1 к-т на раб.
62	Аппарат искусственного дыхания переносной.	БУ	1 шт.
63	Аварийное освещение (аккумуляторные лампы)	БУ	2 к-т
64	Светильник переносной во взрывозащищенном исполнении напряжением 12 В	БУ	3 шт.

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

Таблица 2.12.2 - Средства контроля

№№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	ГОСТ, ОСТ, МУ, ТУ, МРТУ и т.д. на изготовление	Количество, шт.
1	2	3	4
1	Гидравлический индикатор веса ГИВ-6		1
2	* Индикатор силы на машинных ключах		1
3	*Измеритель крутящего момента ротора ИМР-2		1
4	* Пульт контроля за процессом бурения ПБК-7		1
5	Манометр буровой геликсный МБГ-7		4
6	Комплект приборов для измерения параметров бурового раствора		1

Примечание: *- устанавливается по мере поступления и наличия.
Допускается замена средств контроля зарубежными аналогами.

Таблица 2.12.3 - Средства диспетчеризации

№№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	ГОСТ, ОСТ, МУ, ТУ, МРТУ и т.д. на изготовление	Количество, шт.
1	2	3	4
1	Система связи станциями, расположенными: у представителя Заказчика, бурового мастера, инженера по буровым растворам, у пульта бурильщика, у пульта ПВО, на виброситах, на буровых насосах, объекте перемешивания бурового раствора	-	Один стационарный блок
2	Система оповещения по трансляционной сети (переносные мегафоны с питанием от аккумуляторных батарей).	-	5
3	Радиостанция в режиме диспетчерской связи (спутниковая связь)	ст.АНИ	1
4	Электронная почта, радиостанция и сотовый связь	ст.АНИ	1

РАЗДЕЛ 3

ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА

3.1 СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ

Таблица 3.1.1 - Водоснабжение

Расчетная потребность в тех. воде, м³/сут	Обьем запасных емкостейдля воды, м³	Необходимо ли: (Да, Нет)				Характеристика источника водоснабжения				Характеристика водопровода	
		бурить скважину для водоснобжения	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
Буровая установка **ZJ-20 или аналог**											
Для технических нужд до 30,0	80	нет	нет	нет	да	привозная		-	5-20	-	-
Для хозбытовых нужд и котельной установки 4,0	20	нет	нет	нет	да	привозная		-	5-20	-	-

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

Таблица 3.1.2 - Расход воды на технические нужды

Потребитель	Продолжи-тельность бурения и крепления, сутки	Суточная потребность тех. воды при бурении	Суммарная потребность технической воды при бурении	Суммарная потребность воды при цементировании	Продол-житель-ность испытании сутки	Потребное количество воды для испытания		Всего потребность тех.воды
		м³/сут.	м³	м³		м³/сут	м³	м³
Технические нужды	19	8,62	163,8	46,95	105	1,86	8,58	900,9

3.2 СВЕДЕНИЯ ОБ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИИ

Таблица 3.2.1 – Электроснабжения

Агрегат	Двигатель	Количество двигателей	Мощность двигателя, N (кВт)	Удельный расход топлива, (г/кВт*час)	Удельный расход масла, (г/кВт*час)	Продолжительность работы двигателя (сут)	Общий расход топлива (тн)	Общий расход масла (тн)
сварочный агрегат АДД-3124У1	Д144-81-1	1	37	133	0,399	3,0	0,3543	0,0011
подготовительные работы + бурение + крепление								
ZJ20								
Привод буровой установки	CAT3406C	1	343	150	0,45	16	39,514	0105
Дизель-генераторная станция	Caifu	1	400	175	0,525	20	33,600	0,101
Привод буровых насосов	G12V190PZL1	1	551	209,4	0,628	16	44,306	0,133
Цементировочный агрегат	ЯМЗ-236НЕ2	1	169	197	0,591	4	3,196	0,010
испытание скважины								
Установка для освоения (испытания)	ЯМЗ-6581.10-06	1	294	200	0,600	15,0	21,168	0,064
Цементировочный агрегат ЦА-320М	ЯМЗ-236НЕ2	1	169	197	0,591	15,0	11,985	0,036
Дизельная электростанция АД-200	ЯМЗ-6503.10	1	229	204	0,612	105,0	117,724	0,353

Примечание:

Удельный расход масла составляет 0,3% от расхода топлива

Продолжительность работы агрегатов при операциях по строительству скважины - таблица 13.1

Продолжительность работы сварочного агрегата - таблица 12.1

3.3 СХЕМА ТРАНСПОРТИРОВКИ ГРУЗОВ И ВАХТ

Таблица 3.3.1 – Маршруты транспортировки грузов и вахт

Пункты размещения промбаз предприятий и организации исполнителей и местожительства персонала (в том числе на территории заказчика, подрядчика), место отправления вахтово-экспедиционного персонала ж/д вокзал а/мтранспортом		Номер маршрута	Характеристика маршрута						
			общая протяжен-ность, км	пункты следования помаршруту	расстояние между пунктами, км	(наземный, морской, речной, железно-дорожный, авиа: вертолет, самолет)	наземные пути подвоза		
							тип дороги (асфальти-рованная грунтовая, лежневая, и т.д.)	вид транспортного средства (автомобиль, вездеход, трактор и т.д.)	требуется ли сопровождение автотранспорта тракторами или вездеходами (ДА, НЕТ)
наименование организации, промбазы, и т.д.	пункт								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
г. Актобе	Скважина	-	190	г.Актобе-скважина	-	Наземный	Асфальти-рованная Грунтовая	Специальный транспорт (спец. техника)	нет

Таблица 3.3.2 – Ведомость потребности в строительных машинах и спец. агрегатах

Наименование (шифр, марка) строительных машин и спец. агрегатов	Номер маршрута	Количество вызовов по этапам строительства					
		подготовительные работы к строительству	строительно-монтажные работы	бурение и крепление		испытание (освоение)	
				название колонны	значение	в процессе бурения	в экс. колонне
1	2	3	4	5	6	7	8
Строительные машины и спецтехнику доставляет буровой подрядчик по контракту.							

РАЗДЕЛ 4

ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА НЕДР

4.1 ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ ПО ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ И ОХРАНЕ ТРУДА

4.2 ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТИ, ОХРАНА ТРУДА, ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ, ПРОТИВОПОЖАРНАЯ ТЕХНИКА

4.2.1 Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций

Предприятие обязано соблюдать требования Закона 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 явлении;

-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, про санитарии в целях предупреждения несчастных случаев и

обеспечения нормальных и комфортабельных условий труда и отдыха в соответствии

Учитывая высокую опасность производства, предусматривается ряд мероприятий по технике безопасности, про 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 труда5", 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 эксплуатационной скважины
- Испытание скважин
- Тампонажный 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 - 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 станций. 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	ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы». Классификация.	Оборудование, процессы, инструкции
7	"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
8	«"-Санитарно-эпидемиологические требования к объектам по обслуживанию транспортных средств и пассажиров" от 27 февраля 2015 года № 156.	-------- « -------
9	«Санитарно-эпидемиологические требования к объектам общественного питания» от 23 апреля 2018 года № 186.	-------- « -------
10	ГОСТ 13862-2003 «Оборудование противовыбросовое» Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции	Комитет по тех.регулированию и метрологии МИиТ РК
11	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» Приказнациональной экономики РК от 20.03.15г.№236	Все виды работ на объекте
12	Правил гигиенического обучения лиц декретированной группы населения и программ гигиенического обучения лице кремированной группы населения Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 24 июня 2015 года № 449	Оборудованию, санитарно-бытовым помещениям на объектах нефтедобывающей промышленности
13	Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению производства и потребления Приказ Министра национальной экономики РК от 28.02. 2015 года №176	Оборудование, процессы, инструкции
14	Об утверждении Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к радиационно-опасным объектам" от 27 марта 2015 года №260.	Оборудование, процессы, инструкции
15	«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. 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 4.2.2.1 - Возможные аварийные ситуации

№ п/п	Возможные аварийные ситуации	Мероприятия по предотвращению аварий	Мероприятия по ликвидации аварий	Действия персонала по предупреждению и ликвидации аварий и осложнений
1	**2**	**3**	**4**	**5**
1	Слом бурильной (утяжеленной) трубы	1.1. Не допускать вибрации колонны при бурении.	1.1. Определить конфигурацию "головы" сломанной трубы.	1.1. Строго соблюдать проектные компоновки низа бурильной колонны.
		1.2. При появлении вибрации необходимо изменить нагрузку на долото.	1.2. При необходимости произвести зачистку (торцевание).	1.2. При изменении КНБК ствол скважины тщательно проработать с принятием мер против заклинивания колонны бурильных труб и забуривания нового ствола.
		1.3. Во время спуско-подъемных операций не допускать посадок и затяжек инструмента свыше собственного веса более 10 т.	1.3. Спустить труболовку, метчик или колокол, в зависимости от места слома, и соединиться с аварийной частью.	1.3. При появлении вибрации необходимо выйти из зоны критических колебаний, уменьшив или увеличив нагрузку на долото.
		1.4. Нагрузку на долото создавать не более 75% веса УБТ.	1.4. Произвести расхаживание и подъем аварийного инструмента.	1.4. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
		1.5. Контролировать момент на роторе при роторном бурении.	1.5. В случае прихвата аварийных труб установить ванну.	
		1.6. При ведении аварийных работ не допускать приложения усилий, превышающих прочность труб.		
		1.7. Проводить дефектоскопию бурильных и утяжеленных труб.		
2	Прихват инструмента	2.1. Выделить прихватоопасные зоны.	2.1. Определить верхнюю границу прихвата геофизическими методами или по величине	2.1. Знать зоны осложнений.

		2.2. Спускоподъемные операции в интервалах сужений, осыпей, обвалов производить на пониженных скоростях.	вытяжки свободной части колонны. 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. При длительных перерывах в работе инструмент поднять в башмак колонны.
		2.4. Вводить в раствор смазывающие противоприхватные добавки.		2.4. Параметры раствора поддерживать согласно ГТН.
		2.5. Не оставлять инструмент без движения и промывки на длительный срок		2.5. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
		2.6. Не допускать образования на стенках скважины толстой фильтрационной корки за счет соблюдения параметров промывочной жидкости.	2.3. Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание инструмента.	
3	Заклинивание инструмента	3.1. Выделить зоны осыпей, обвалов, желобных выработок.	3.1. Определить место заклинки.	3.1. Использовать устройства и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину.
		3.2. Исключить падение посторонних предметов в скважину.	3.2. Провести работы по сбива-нию инструмента вниз или подъему вверх с одновременным проворотом.	3.2. Систематически проверять состояние клиньев ротора, фиксирующие устройства ключей - АКБ, УМК и др.
		3.3. Допуск долота к забою производить осторожно с проработкой призабойной зоны	3.3. Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание инструмента.	3.3. При отсутствии инструмента в скважине закрывать устье.
		3.4. Параметры раствора поддерживать на уровне, обеспечивающем устойчивость стенок скважины.	3.4. Рассчитать объем и установить ванну (водную, нефтяную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата.	3.4. Не оставлять на столе ротора различные инструменты.
		3.5. Места посадок и затяжек тщательно прорабатывать.	3.5. После освобождения инструмента вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.	3.5. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
4	Прихват обсадных колонн	4.1. Тщательно прорабатывать интервалы сужений.	4.1. Определить место прихвата. 4.2. Продолжить спуск колонны.	4.1. Строго выполнять план подготовки ствола к спуску.
		4.2. Не оставлять колонну без движения на длительный срок.	4.3. Рассчитать объем и установить ванну (нефтяную, водную, кислотную или др.) в	4.2. Не оставлять колонну без движения на длительное время.

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

		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 проверять состояние и фиксирующие приспособления автоматических и машинных ключей, клиньев ротора.	7.2. При безрезультатности работ по п.6.1 спустить торцовый фрезер в комплексе с металлошламоуловителем.	7.2. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
		7.3. Не оставлять на столе ротора инструменты и посторонние предметы.	7.3. Произвести разбуривание постороннего предмета при нагрузке 4-6 т. При разбуривании металла отрыв инструмента от забоя производить через 15 мин.	
		7.4. При отсутствии инструмента в скважине не оставлять открытым устье.		
8	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.
		8.3. При подъеме инструмента следить за соответствием объема поднимаемых труб и доливаемой жидкости.	8.3. Герметизировать устье и восстановить циркуляцию.	8.3. Сообщить руководителю буровых работ о начавшемся проявлении.
		8.4. Не допускать поршневания при подъеме инструмента. Принять меры для ликвидации сальника.	8.4. Приступить к вымыву разгазированного раствора с противодавлением и дегазацией.	8.4. Навернуть обратный клапан и герметизировать устье.
		8.5 Обучить обслуживающий персонал действиям при НГВП в условиях выделения сероводорода.	8.5. По величине давления в трубном и затрубном пространстве рассчитать необходимую плотность раствора для задавки проявления и утяжелить раствор до необходимой плотности.	8.5. Члены буровой вахты действуют согласно расписания по сигналу "Выброс".
		8.6. Поддерживать в		

		работоспособном состоянии противовыбросовое оборудование.		
		8.7. При резком увеличении механической скорости бурения следить за уровнем жидкости в циркуляционной системе и ограничить скорость бурения.		
		8.8. При увеличении веса на крюке и уменьшении давления на стояке, что является косвенными призна-ками НГВП, сопоставить другие показатели процесса бурения для раннего обнаружения проявления.		
		8.9. Иметь запас раствора.		
		8.10. Параметры раствора необходимо выравнивать по всему циклу.		
		8.11. Не допускать утяжеления раствора "пачками".	8.18. Установка цементного моста с целью предупреждения аварийного фонтанирования скважин при вскрытых продуктивных горизонтах предусматривает спуск заливочной колонны до подошвы моста. Осуществляют промывку скважины. Закачивают расчетный объем цементного раствора. Продавливают цементный раствор в заколонное пространство. Поднимают заливочную колонну до кровли моста. Вымывают лишние порции цементного раствора . Это осуществляют обратной прокачкой промывочной жидкости. Поднимают заливочную колонну в безопасную зону. Ожидают затвердевания цементного раствора.	
		8.12. Включать технические и технологические средства для раннего обнаружения НГВП.		
		8.13. Поддерживать в работоспособном состоянии оборудование для дегазации раствора.		
		8.14. Проводить учебные тревоги по сигналу "Выброс" с применением средств индивидуальной защиты от сероводорода.		
		8.16. Промежуточные промывки во время спуска инструмента производить по длительности, позволяющей убедиться в отсутствии пластового флюида в скважине		
		8.17. Длительные ремонтные работы, не связанные с ремонтом устья, необходимо производить при нахождении бурильной колонны в		

		башмаке обсадной колонны с обязательной установкой шарового крана.		
		8.18. При необходимости продолжительного ремонта устья и невозможности промывки скважины необходимо устанавливать отсекающий цементный мост.		
9	Поглощения	9.1. Определить и знать зоны дренирования, тектонических нарушений, карстовых образований, горизонтов с высокой пористостью и проницаемостью.	9.1. При начавшемся поглощении поднять инструмент в башмак колонны или прихватобезопасный интервал с постоянным доливом скважины.	9.1. Поднять инструмент в башмак колонны с постоянным доливом скважины.
		9.2. Не допускать превышения давления раствора над пластовым более величин, предусмотренных «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов в нефтяной и газовой отраслей промышленности» №355 от 30.12. 2014г.	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 гидро-механического пакера или установить цементный мост. Наиболее распространенным методом изоляции зон поглощения БР является установка ЦМ закачкой ЦР добавлением волокнистого кольматирующего материала на равновесии. Для этого спускают заливочной колонны до подошвы моста. Осуществляют промывку скважины более легким раствором. Закачивают расчетный объем ЦР с кольматантом. Продавливают ЦР в заколонное пространство. Поднимают заливочную колонну до кровли моста. Вымывают лишние порции ЦР. Это осуществляют обратной прокачкой промывочной жидкости. Поднимают заливочную колонну в	9.3. Бурение с частичным поглощением или без выхода циркуляции допускается только по специальному плану, утвержденному директором по производству.
		9.4. При опасности возникновения поглощении предусмотреть ввод наполнителей, закачку вязко-упругих смесей, установку цементных мостов, стальных 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.	безопасную зону. Ожидают затвердевания цементного раствора.	
		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.		

4.2.3 Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда

Таблица 4.2.3.1 - 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/м3 (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.	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. Допускается для освещения помещений основного производственного назначения, применение ламп накаливания. Для освещения производственных площадок и неотапливаемых производственных помещений, проездов следует также применять газоразрядные источники света. Выбор типа светильников производиться с учетом характера светораспределения окружающей среды высоты помещения. В помещениях, на открытых площадках, где могут 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).
7.	Для улучшения условий видения и уменьшения слепимости, световые приборы на буровых вышках должны иметь жалюзные насадки или козырьки, экранирующие источники света или

	отражатель от бурильщика и верхового рабочего. При устройстве общего освещения для пультов управления источников света необходимо располагать таким образом, чтобы отраженные от защитного стекла измерительных приборов блики не попадали в глаза оператора. При освещении производственных помещений газоразрядными лампами, питаемыми переменным током промышленной частоты 50 Гц, коэффициент пульсации освещенности не должен превышать 20%. Светильники промышленных помещений следует чистить не реже раз в год. Для всех остальных помещений чистить светильники необходимо не реже 4 раза в год.
8	В соответствии с СанПиНом «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения» Приказ Министра национальной зканомики 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.

Таблица 4.2.3.2- 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	1пачка
	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

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

4.2.4 Защита от шума и вибрации

Замеры шума, вибрации, других опасных и вредных производственных факторов производить по плану исполнителя работ (владельца оборудования). Уровень звукового давления регламентируется Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от

16 июня 2021 года № ҚР ДСМ-49 «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строител ьстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства» (с изменениями от 22.04.2023 г.).

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).

Таблица 4.2.4.1- 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-пневма-тических муфт пневмосистемы
2	Деревянные маты	Под основанием буровой
3	Виброизолирующая площадка или резиновые коврики	У пульта бурильшика и дизелистов
4	Наушники СОМ3-1 или каска с наушниками типа СОМ3-2К	Все работающие
5	Антивибрационные рукавицы	Бурильщики, помошники 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».

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 положения

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

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

Требования к аварийным душам и пунктам для промывания глаз

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

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

Аварийные души и пункты для промывания глаз следует располагать в местах свободного доступа и иметь опознавательные знаки (смотрите инструкцию «Знаки Безопасности и сигналы света»). Их следует располагать внутри производственных объектов, там, где это возможно, но не ближе 3 метров и не дальше 15 метров от потенциально опасного места получения воздействия агрессивной среды. Надземные линии водоснабжения или необогреваемые здания должны быть оснащены теплоизоляцией, для того чтобы не допустить их нагревания (летом) или замерзания (зимой).

Температура воды, подаваемой в аварийные души / пункты промыва глаз, должна быть примерно 24 0C (75 0F) но могут быть отклонения +/- 5,5 0C (10 0F).

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.

Таблица 4.2.6.1 - Средства индивидуальной защиты, спецодежда

№№ п/п	Наименование, 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 химреагентами (4шт.)
8	Фартук прорезиненный		то же (2шт)
9.	Наушники противошумные СОМ3-1	ТУ 25-1924-003-88	Машинистам бур.уст.
10.	Пояс предохранительный для верхового рабочего	ТУ 39-1400-89	4
11.	Респиратор противопылевой У-2К		Всем работающим
12.	Противогаз фильтрующий ПФМГ-96 с коробками В; КД		То же
13.	Портативные анализаторы H2S		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 H2S и CO2	Solotox H2S	1
16.3	Портативный индикатор взрываемости H2S на батареях	Solo 200	1
16.4	Портативный индикатор взрываемости H2S на батареях с электрическим насосом, звуковой и световой сигнализацией	Solo 200	1
16.5	Автоспасатель H2S с панорамной маской и патроном A2B2250cc для концентрации H2S 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 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	

4.2.7 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 ZJ-20

Модель и мощность двигателя CAT C18 мощность 522 кВт- 1шт:

Буровой насос F-800 и мощность, кВт (л.с) -735 (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.

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 (Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 17 февраля 2022 года № ҚР ДСМ-16 «Об

утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам общественного питания» (с изменениями по состоянию на 15.07.2024 г.), 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.

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.

4.2.8 Санитарно-бытовые помещения

Таблица 4.2.8.1 - Санитарно-бытовые помещения

Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	Количество, шт.
1	2
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
Мастерская (обогрев, освещение)	1
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.

4.2.9 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:

Табл.4.2.9.1 - Средства контроля воздушной среды

№№ 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 патрубок, пол буровой, шурф.
2	Датчики стационарных газосигнализаторов, имеют звуковой и световой сигналы с выходом на диспетчерский (пульт управления) и по месту установки датчиков	8	У ротора в начале желобной системы у вибросит, в насосном помещении (2 шт), у приемных емкостей (2 шт) и в 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.

4.2.10 Мероприятия по промышленной санитарии

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

Производственные помещения должны иметь:

удобные и безопасные входы и выходы;

твердый, ровный пол, удобный для очистки и ремонта;

размещение оборудования, позволяющее производить беспрепятственный и безопасный осмотр, обслуживание, ремонт, монтаж и демонтаж;

устройства для естественного освещения и проветривания;

искусственное освещение по нормам «Требования промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли».

При бурении скважины предусмотрена круглосуточная работа. Максимальное количество технического персонала, обслуживающих буровые работы, составляет 30 человек.

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

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.

Расход воды на питьевые нужды для одного человека - 25,0 л/сут (СНиП РК 4.01-02-2011г). Раздел 2 «Организация строительства».

2. Вентиляция.

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

3. Отопление.

Санитарно-бытовые помещении должны соответствовать всем требуемым условиям, в том числе входными тамбурами, раздевалками и другими помещениями, отвечающими (Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 июня 2021 года № ҚР ДСМ-49 «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства» (с изменениями от 22.04.2023 г.).

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 (Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 февраля 2022 года № ҚР ДСМ-13 «Об утверждении Санитарных правил «Санитарноэпидемиологические требования к объектам промышленности» (с изменениями от 22.04.2023 г.).

При естественной или механической вентиляции в производственных помещениях обеспечивается подача наружного воздуха на одного работающего в соответствии с табл. 4.2.10.1

Таблица 4.2.10.1- Минимальный расход наружного воздуха

Помещение с естественным проветриванием	Без естественного проветривания			Приточные системы
расход в м3/ч на человек	Расход			
	м3/ч на человек	об/ч	% общего воздухообмена, не более	
30* 20**	60	1		Без рециркуляции или с рециркуляцией при кратности

Помещение с естественным проветриванием	Без естественного проветривания			Приточные системы
расход в м3/ч на человек	Расход			
	м3/ч на человек	об/ч	% общего воздухообмена, не более	
				воздухообмена 10 обменов в час и менее
	60 90 120	- - -	20 15 10	С рециркуляцией при кратности общего воздухо-обмена менее 10 обменов в час

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

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

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 ^{0}C
- для полов с временным пребыванием людей – 3 ^{0}C
- для потолков при высоте помещения от 2,5 до 2,8 м – 28 ^{0}C
- для потолков при высоте помещения от 2,8 до 3,0 м – 30 ^{0}C
- для потолков при высоте помещения от 3,0 до 3,5 м – 33 ^{0}C
- для потолков при высоте помещения от 3,5 до 4,0 м – 36 ^{0}C

- для потолков при высоте помещения от 4,0 до 6,0 м - 38 ^{0}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/м^2 (27 ккал/м^{2}ч).

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 ^{0}С при легкой физической работе;
- 12 ^{0}С при работе средней тяжести;
- 8 ^{0}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 0С, 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 установленным 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 помещение мастерских, оборудованные для ремонта, наладки и контроля систем отопления, вентиляции, кондиционирования и установок очистки вентиляционных выбросов.

Таблица 4.2.10.2 - Классификация производственных процессов

Группа производственных процессов	Санитарная характеристика производственных процессов (признаки загрязнения тела и спецодежды	Расчетное количество человек на:	Тип гардеробных количество отделений (открытых или в шкафу) на 1 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 +100 С и ниже, включая работы на открытом воздухе	5	20	раздельные, 2 отделения	помещения для обогревания, сушка спец-одежды и обуви
3	Процессы, вызывающие				

Группа производственных процессов	Санитарная характеристика производственных процессов (признаки загрязнения тела и спецодежды	Расчетное количество человек на:	Тип гардеробных количество отделений (открытых или в шкафу) на 1 человека	Специальная обработка спецодежды	Группа производственных процессов
	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 обезболивания.

4. В мобильных зданиях из блок-контейнеров допускается уменьшать расчетное количество душевых сеток до 60%.

4.2.11 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.

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

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

Таблица 4.2.11.1 - Первичные средства пожаротушения

№ 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	Ведра	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. ПРОТИВОФОНТАННАЯ И ГАЗОВАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

4.3.1 Мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению газонефтеводопроявлений

Перед вскрытием продуктивного горизонта или пластов с возможными флюидопроявлениями выполняются мероприятия по предупреждению аварий и инцидентов:

1) инструктаж персонала по практическим действиям при ликвидации ГНВП согласно ПЛА;

2) инструктаж персонала геофизической и подрядных организаций, работающих на территории буровой установки;

3) проверка состояния буровой установки, устьевого и ПВО, инструмента и приспособлений для герметизации скважины и ликвидации ГНВП;

4) проверка средств контроля загазованности, системы раннего обнаружения прямых и косвенных признаков ГНВП, СИЗ, СИЗ ОД, СКЗ персонала;

5) проверка систем противоаварийной, противофонтанной и противопожарной защиты, маршрутов эвакуации персонала;

6) проведение учебных тренировок, тревог по графику, утвержденному техническим руководителем организации;

7) оценка готовности объекта к вскрытию продуктивного горизонта с составлением акта, соответствия объемов и параметров бурового раствора, средств очистки, дегазации и обработки;

8) проверка системы геолого-технического контроля и регистрации параметров режима бурения, показаний концентрации газов в буровом растворе и газоанализаторов;

9) результаты выполненных мероприятий записываются в вахтовом журнале с предложениями по устранению выявленных нарушений.

За 100 метров до вскрытия интервала продуктивных пластов составляется ПОР, акт готовности объекта и выполняются следующие мероприятия:

1) установка станции ГТИ при бурении и обнаружения признаков ГНВП;

2) обозначение опасной зоны и установке знаков безопасности на территории объекта, прилегающих дорогах, маршрутах передвижения, на опасных участках коммуникаций и пониженных местах рельефа местности, в охранной и СЗЗ;

3) проверка исправности приборов, контроля за содержанием сероводорода в воздухе рабочей зоны, наличие и готовность СИЗ, СИЗ ОД, СКЗ, средств для наблюдения метеорологических условий и подачи аварийной звуковой и световой сигнализации;

4) обработка рабочего и запасного объема промывочной жидкости нейтрализатором, ингибитором, в соответствии с параметрами указанными в проекте на строительство скважины;

5) проверка состояния устья, ПВО с трубными и срезающими плашками в режиме оперативной готовности;

6) проверка наличия на буровой запаса материалов и химических реагентов, для обработки промывочной жидкости в количестве не менее двух объемов скважины;

7) проверка наличия цементировочных агрегатов в постоянной готовности;

8) обеспечение на объекте транспорта для эвакуации;

9) определение маршрутов сбора и выхода работников из опасной зоны при аварийных ситуациях с учетом направления ветра;

10) проведение инструктажа по ПЛА с персоналом, оказанию медицинской помощи с регистрацией в журнале инструктажа под роспись;

11) получение разрешения руководителя работ на вскрытие продуктивного горизонта скважины.

Примечание: На месторождении вскрытие горизонтов имеющихся в составе пластового флюида сероводород не ожидается.

4.3.2 Признаки раннего обнаружения газонефтеводопроявлений (ГНВП)

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

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

Признаки раннего обнаружения ГНВП при СПО устанавливаются по изменению величины доливаемого или вытесняемого бурового раствора:увеличение против расчетного объема вытесняемого бурового раствора при спуске бурильной колонны;уменьшение против расчетного объема доливаемого бурового раствора при подъеме бурильной колонны.

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

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

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

Таблица 4.3.2.1 Прямые и косвенные признаки раннего обнаружения ГНВП

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 вытесненного из скважины бурового раствора, м3	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/см3	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.

4.3.3 Технологические мероприятия по предупреждению ГНВП

Плотность бурового раствора выбирается поинтервально в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (приказ МИР РК, №355 от 30.12.2014г.), «Макетом рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ» (РД 39-0148052-537-87).

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

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.

4.3.4 Порядок работы по предупреждению развития ГНВП при бурении

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

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

При снижении давления в нагнетательной линии немедленно определить его причину.

При увеличении газосодержания в буровом растворе выше 5% по объему бурение прекратить, приступить к дегазации бурового раствора, довести раствор до требуемых параметров и продолжить углубление, для осуществления дегазации б/р БУ оснащена системой дегазации(вакуумные дегазаторы) согласно тех.спецификации.

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

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

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

обнаружении ГНВП приступить к его ликвидации. При наличии явления кольматации продолжить спуск.

При возникновении открытого фонтана на объектах персонал обязан:

- оповестить руководство предприятия и соответствующие службы;

- запустить аварийный источник электроэнергии (аварийный дизельгенератор) для привода в действие основных пожарных насосов в целях создания водяного 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:

бурильщик подает сигнал тревоги «Выброс» (длинный гудок)

остановить вращение привода (ротора);

поднять долото над на 0,5 м;

зафиксировать тормоз буровой лебедки;

остановить насос без открытия ДЗУ;

открыть гидроуправляемую задвижку крестовины превентора на линии, ведущей к открытому дросселю;

закрыть универсальный превентор;

закрыть задвижку перед дросселем.

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

Независимо от сроков и интенсивности работы ПВО до установки на устье скважины превенторы и фонтанная арматура в базовых условиях опрессовываются водой на рабочее давление, указанное в паспорте с оформлением акта опрессовки.

Проверку элементов ПВО на функционирование следует проводить:

до вскрытия продуктивного горизонта -плашечный превентор 1 раз в неделю, универсальный – 1 раз в месяц;

при разбуривании продуктивного горизонта -плашечный превентор 2 раза в неделю, универсальный – 2 раза в месяц.

4.3.5 Технологические операции по контролю за поступлением флюида в процессе бурения

Для проверки возможного поступления флюида в ствол скважины необходимо произвести трехкратный подъем долота над забоем на величину ведущей трубы и провести полный вымыв забойной пачки на устье при периодическом вращении инструмента. При отсутствии признаков поступления флюида в ствол скважины продолжить углубление.

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

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

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

Проектные решения предусматривают недопущение ГНВП в процессе строительства скважины.

Основными из таких решений и мероприятий являются:

выбранная конструкция скважины (при получении в процессе углубления дополнительных данных о пластовых и поровых давлений имеется возможность корректировать конструкцию скважины);

буровой раствор выбран в соответствии с горно-геологическими условиями;

перед подъемом бурильного инструмента предусмотрена дополнительная промывка с целью раннего обнаружения ГНВП;

углубление скважины в интервалах, где возможно ГНВП, осуществлять в присутствии ИТР, владеющих методикой раннего обнаружения проявлений.

4.3.6 Мероприятия по предупреждению ГНВП при СПО

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

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

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

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

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

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

Если при полностью поднятом инструменте начнется перелив скважины, приступить к спуску на максимально возможную глубину, навернуть “аварийную” трубу с шаровым краном, загерметизировать устье и наблюдать за ростом давления в затрубье.

При достижении критической величины давления (80% от давления опрессовки обсадной колонны при бурении под эксплуатационную колонну) производится стравливание через дроссельную линию до появления жидкости.

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

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

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

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

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

В процессе спуска колонны контролировать характер и объем вытесняемого бурового раствора в зависимости от типа применяемого обратного клапана. При спуске колонны с клапаном и автоматическим заполнением буровым раствором вести периодический долив с целью контрольной проверки полноты заполнения. Уровень бурового раствора должен быть на устье и контролироваться визуально. При необходимости провести промежуточные промывки в интервалах 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 противодавления в затрубном пространстве. ОЗЦ при этом должно проходить с противодавлением в межколонном пространстве. После ОЗЦ посадка колонны на клинья и оборудование устья с установкой ПВО. Опрессовка колонны производится в соответствии с таблицей 1.9.17.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

3. Прострелочно-взрывные работы (ПВР) в скважине проводятся в соответствии с требованием промышленной безопасности при взрывных работах.

При выполнении ПВР в составе сложных технологий испытания и освоения скважины, требующих непосредственного взаимодействия персонала Подрядчика и Заказчика, работы должны выполняться по планам, совместно утверждаемым их руководителями. Приступать к выполнению ПВР на скважине разрешается только после окончания работ по подготовке БУ, ствола и оборудования к ПВР, подтвержденного «Актом готовности скважины для производства ПВР», подписанным представителями Заказчика и Подрядчика. При выполнении ПВР устье скважины должно оборудоваться запорной арматурой и лубрикаторным устройством, обеспечивающим герметизацию при спуске, срабатывании и подъеме ПВА (прострелочно-взрывная аппаратура). Контрольное шаблонирование ствола скважины необходимо выполнять спуском на кабеле шаблона, диаметр, масса и длина которого должны соответствовать габаритно-массовым техническим характеристикам применяемых ПВА. В скважине с температурой и

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

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

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

- замены бурового раствора на раствор меньшей плотности или техническую воду (с разницей в плотностях не более 0,5-0,6г/см3, при большей разнице плотностей должны быть овоичены темпы снижения противодавления на пласт);
- использования пенных систем;
- снижение уровня жидкости в эксплуатационной колонне посредством свабирования, использования скважинных насосов, нагнетанием инертного или природного газа производится в соответствии с инструкциями по безопасному ведению работ, разработанными предприятием;
- работы по освоению скважины осуществлять после выполнения следующих работ;
- эксплуатационная колонна прошаблонирована, опрессована совместно с колонной головкой и ПВО на расчетное давление (см. табл.1.9.17);

фонтанная арматура до установки на устье скважины опрессована на величину пробного давления, а после установки – на давление, равное опрессовки эксплуатационной колонны;

- перед перфорацией колонны на устье устанавливается перфорационная задвижка, проверенная до установки на прочность и герметичность в открытом и закрытом состоянии опрессовкой на пробное давление фонтанной арматуры.

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

4.3.8 Мероприятия по защите людей и окружающей среды в процессе бурения, испытания и освоения скважины

Мероприятия по созданию и поддержанию готовности к применению сил и средств

Согласно мероприятиям по поддержанию готовности к локализации и ликвидации аварий, которые, могут привести к чрезвычайным ситуациям, на объекте буровой компанией должны быть созданы аварийно-восстановительные формирования.

Поддержание готовности к ликвидации аварий и чрезвычайных ситуаций осуществляется за счет выполнения следующих мероприятий:

 комплектование аварийных бригад техническими средствами, приспособлениями, средствами жизнеобеспечения согласно табелю технической оснащенности;

 создание неснижаемого запаса оборудования, запасных частей и материалов;

 проведение плановых учебно-тренировочных занятий и учений по ликвидации аварий;

 запрещение использования аварийной техники и технических средств для выполнения сторонних работ.

Мероприятия по обучению работников

Предусматривают совершенствование знаний по технологии производства, обеспечению безопасных условий труда, особенно при пожаро-взрывоопасных работах, выполнению организационно-технических задач по ликвидации аварий, спасению пострадавших и оказанию им доврачебной медицинской помощи, организации профилактической работы по обеспечению технической безопасности производства.

Мероприятия по защите персонала

Исходят из характера событий, изложенных в «Плане ликвидации аварий», утверждённым руководством ТОО «АртНик Ойл».

Вся техника, выезжающая на работу в газоопасные места или на ликвидацию аварии, оснащается искрогасителями. Автомобили, специальная техника и передвижные механизмы должны иметь медицинские аптечки.

Порядок действия сил и средств

Распределение обязанностей между должностными лицами в случае возникновения открытого фонтанирования и порядок их действий

Ответственным руководителем работ по локализации и ликвидации аварии, до передачи управления штабу, является руководитель подрядной компании.

Действия ответственных лиц:

1. Буровой мастер: немедленно извещает об аварии должностные лица подрядной компании, по возможности сообщает подробную информацию о характере аварии (газ, выделение газа, газ с водой, песком, нефтью и т.д., мощность фонтанирования, состояние превентора, наличие и состояние противогазов, что спущено в скважину, где люди,

направление ветра, наличие промывочной жидкости, ее параметры, наличие глинопорошков, утяжелители, дегазаторов и их состояние); дает указания по дальнейшим действиям бригады, предупреждает ближайшие буровые участки об опасности и их дальнейших действиях (прекращение работы, вывод людей из опасной зоны и т.д.; организует проведение первоочередных спасательных работ (вывод людей из опасной зоны, эвакуация жилого поселка в безопасную зону, перекрытие движения на ближайших дорогах, подачу воды на фонтанную струю; предупреждает

прилегающие к району аварии населенные пункты об угрожающей опасности с целью осуществления своевременной эвакуации жителей, животных, имущества; вызывает скорую медицинскую помощь; сообщает о фонтане руководству ТОО «АтрНикОйл», оперативному дежурному местного филиала АСС.

2. Руководство подрядной компании, совместно с должностными лицами и главным технологом, намечает порядок проведения первоочередных работ, контролирует действия по подготовке к ликвидации аварии.

3. Должностное лицо получив необходимые указания руководства подрядной компании въезжает на аварийный участок и возглавляет первоочередные работы по локализации и ликвидации аварии, организует оперативно-аварийную работу служб по заготовке и подаче воды, приготовлению глиняного раствора, подготовке оборудования, инструмента, приспособлений, а также следующие службы; контрольно-пропускную, медицинскую, транспортную, снабжения и питания, для чего вызывает на участок руководителей транспорта, механослужбы, работников отдела материально-технического снабжения для обеспечения аварийно-спасательных бригад транспортом, инструментом, приспособ-лениями, спецодеждой и питанием. Лично контролирует работу этих служб.

4. Главный технолог, получив сообщение об аварии, немедленно прибывает на аварийный участок, берет на учет наличие глиняного порошка, утяжелителя, химических реагентов, рассматривает возможность погрузки и доставки компонентов к аварийной скважине, составляет об этом справку.

5. Заместитель Председателя Правления компании получив сообщение с буровой немедленно извещает об аварии Председателя Правления, сообщает подробную информацию о характере аварии: газ, выделение газа, газ с водой, песком, нефтью и т.д., мощности фонтанирования, состоянию превентора, наличию и состоянию противогазов. Представляет данные по местонахождению бурильного инструмента (что спущено в скважину), где люди, направление ветра, наличие промывочной жидкости, ее параметры, наличие бентонита, утяжелителя, дегазатора и его состояние, дает указание по дальнейшей работе буровому мастеру, предупреждает ближайшие буровые об опасности,

об их действиях (прекращение работ, вывод людей из опасной зоны и т.д.). Организует проведение первоочередных работ (вывод людей из опасной зоны, перекрытие движения на ближайших дорогах, подачу воды на фонтанирующую струю). Предупреждает ближайшие поселки об угрожающей опасности с целью производства своевременной эвакуации людей, животных, сообщает о фонтане руководству управления, в Актюбинский филиал АСС., пожарную часть, медсанчасть, оповещает руководителей отделов, цехов и служб, начальника автотранспортного участка согласно схемы оповещения, одновременно поддерживая постоянную связь с буровой, буровыми и выполняя указания, полученные от руководства компании).

6. Ответсвенное должностное лицо компании лично намечает порядок проведения перво-очередных работ, контролирует работу по подготовке и ликвидации аварии. Выезжает на аварийную буровую и возглавляет работы по подготовке и ликвидации аварий.

7. Ответсвенное должностное лицо при сообщении об аварии организует службу связи, освещение при помощи передвижной электростанции, кабель, прожектор. Перечисленное должно всегда быть наготове и находиться на складе. Обеспечивает обогрев жилых помещений, находящихся при штабе ликвидации аварии, работоспособность электро-станций, исправность прожекторов, станции зарядки аккумуляторов, приводит выше- перечисленное в транспортную готовность.

8. Руководитель по бурению, получив сообщение об аварии, немедленно пребывает на объект, берет на учет наличие бентонита, утяжелителя, хим. реагентов, возможность погрузки и доставки их на аварийную скважину и составляет об этом справку, привлекает к работе службу лаборатории буровых растворов.

9. Главный геолог немедленно связывается с главой администрации, на чьей территории находится аварийная буровая и извещает их о фонтане и необходимости спасения населения и животных в случае попадания населенных пунктов и животноводческих форм в опасную загазованную зону. Вызывает геолога, обслуживающего аварийную буровую для сбора информации по скважине, срочно готовит справку о конструкции скважины, наличии возможных нефтегазоводопроявляющих горизонтов и т.д., о наличии водяных источников вблизи от аварийной скважины и их характеристики, схему дорог и населенных пунктов вокруг аварийной буровой в радиусе 10 км.

10. Ведущий инженер по ПБ и ООС, получив сообщение об аварии и указание ответсвенного должностного лица компании, ставит в известность представителя ЧС, прокуратуру, а также страховую компанию, с которой заключен договор страхования.

11. Ведущий инженер по ПБ и ООС или супервайзер ОЗТОС на месторождении немедленно оповещает об этом и организует выезд на скважину: пожарную часть, медслужбу, выезжает на буровую проверяет наличие, исправность СИЗ и ОД, противопожарного инвентаря совместно с буровым мастером, устанавливает предупредительные знаки вокруг территории буровой и проводит инструктажи по ОТ и ТБ со всем персоналом, находящимся на буровой.

12. Руководитель спасательных работ находится на командном пункте, непосредственно руководит работой спасательных частей в соответствии с «Планом ликвидации возможных аварий», оперативным планом работ по спасению людей и ликвидации аварии. Выполняет задания ответственного руководителя работ по ликвидации аварии и несет ответственность за выполнение спасательных работ.

ПРИМЕЧАНИЕ: на буровой должен быть вывешен адресный список должностных лиц и организации, которые должны быть немедленно извещены в случае открытого фонтана, а также график (схема) оповещения.

Действия сменного персонала и руководства подрядной компании в случае нефтегазопроявления;

дежурная смена:

- ведет работы согласно «Инструкции по предупреждению открытых фонтанов при бурении скважин»;

- немедленно сообщает о газонефтеводопроявлении руководству подрядной компании и руководству ТОО «АртНик Ойл»;

- при опасности перехода в открытое фонтанирование принимает меры для герметизации устья скважины и затем действует по утвержденным инструкциям, принимает меры по предупреждению загорания на случай появления газа и нефти на устье скважины.

В случае возникновения открытого фонтанирования дежурная смена обязана немедленно:

- сообщить о фонтанировании скважины диспетчеру подрядной компании и диспетчеру местного филиала АСС;
- потушить технические и бытовые топки, находящиеся вблизи фонтанирующей скважины;
- отключить силовые и осветительные линии, которые могут оказаться на загазованном участке;
- остановить двигатели внутреннего сгорания;

- запретить пользование стальными инструментами, курение, производ¬ство сварочных работ и другие действия, ведущие к возникновению искры;
- запретить автомобильное движение, передвижение населения и скота на прилегающей к фонтанирующей скважине местности и выставить посты на дорогах;
- прекратить работы в загазованной зоне и немедленно вывести из неё людей.

4.3.9 Долив скважины

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

Для непосредственного периодического контроля положения уровня бурового раствора в емкостях с целью контроля тарировки поплавковых уровнемеров должна использоваться мерная рейка, градуированная через 0,25 - 0,5 м3, а емкость долива должна иметь поплавковый уровнемер с измерительной шкалой.

Первая емкость в циркуляционной системе должна иметь возможность отделяться от остальных, чтобы по поплавковому уровнемеру была возможность контролировать объем вытесняемого из скважины бурового раствора, при спуске бурильного инструмента. При подъеме бурильной колонны из скважины желоб возле устья должен быть перегорожен, чтобы весь буровой раствор из доливной емкости попадал в скважину и обеспечивал строгий учет объема доливаемого раствора.

Объем емкости для долива скважины должен на 20-30% превышать объем раствора, вытесняемый бурильным инструментом. Доливная емкость, подсвечник, ПВО оборудование и станция управления ПВО (основной пульт) в обязательном порядке в зимнее время должны иметь парообогрев.

Бурильщик должен иметь таблицу объемов металла элементов бурильной колонны через каждую свечу с нарастающим итогом снизу вверх (для спуска инструмента) и сверху вниз (для подъема инструмента); чтобы сравнивать объем спущенных труб с объемом вытесняемого бурового раствора или объем металла поднятых труб с объемом долитого бурового раствора. В связи с невозможностью учета объема бурового раствора, потерянного при подъеме, бурильщик периодически должен делать остановки и после заполнения скважины наблюдать за уровнем в течение 5-7 минут. Газосодержание бурового раствора при циркуляции должно непрерывно контролироваться газокаротажной станцией или станцией геолого-технологического контроля. Оператор

станции (ГТК) должен иметь телефонную связь с постом бурильщика и мастером, и оповещать персонал буровой бригады об увеличении газосодержания в буровом растворе на 1% по сравнению с фоновыми показаниями.

Система измерительных и индикаторных приборов должна обеспечивать регистрацию и тревожную сигнализацию об изменении начальных параметров циркуляции. При получении сигналов от измерительных приборов и индикаторов, следует учитывать потери бурового раствора в системе очистки и на розлив, при ремонтных и других работах, а также увеличение объема за счет вводимых в раствор химических реагентов и утяжелителей.

Тревожная сигнализация уровнемеров должна срабатывать при увеличении объема циркуляции не более 0,3-0,5 м3, при условии, что в циркуляции участвуют 3 емкости. Эта сигнализация должна находиться во включенном состоянии при бурении, разного рода промывках и перерывах в работе скважины.

Тревожная сигнализация желобного индикатора измерения расхода должна срабатывать при увеличении или уменьшении расхода бурового расхода на выходе из скважины на 10% от исходной величины (нормальной производительности насосов). Эта сигнализация включается только на время циркуляции с постоянной производительностью буровых насосов. Во всех случаях организация работ при бурении должна обеспечить обнаружение притока и герметизацию устья скважины, таким образом, чтобы объем притока был минимальным и не превышал 0,5•V пред, но не более 1,5 м3, от момента начала ГНВП до момента герметизации устья ПВО.

В процессе подъема инструмента произвести контрольные измерения по доливу скважины и составить таблицу, в которую вносят данные по количеству поднятых свечей, соответствующий им расчетный объем жидкости, долитой в скважину. По мере углубления скважины таблица должна корректироваться на основании повторных контрольных измерений. Режим долива бурового раствора в скважину должен обеспечивать поддержание уровня раствора в скважине, близким к ее устью.

В журнале показателей бурового раствора нужно регистрировать время, объем и плотность залитого в скважину раствора. Периодичность долива определяется, формуле:

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

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

Д - внутренний диаметр обсадной колонны, мм

dн, dв -наружный и внутренний диаметры бурильных труб соответственно

lсв -длина свечи в метрах

Δh- глубина безопасного опорожнения затрубного пространства

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

Н - глубина кровли горизонта с возможным ГНВП

Контрольный замер объема доливаемого раствора устанавливается через каждые три операции по доливу скважины. Подъем труб немедленно должен быть прекращен, если для заполнения скважины до устья будет долито менее 0,5 м3 бурового раствора от контрольной величины. Градуировочная шкала объемного расхода доливной емкости должна позволять надежно контролировать объем не более 250 литров. В качестве приемлемого варианта, это может быть емкость диаметром 2,5 м со шкалой: 1 деление высотой =2,5 см и объемом = 125 литров; 2 деления высотой = 5 см и объемом = 250литров.

4.3.10 Мероприятия по предупреждению износа обсадных колнн, 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 при этом контроль за соосность вышки с устьем скважины должны вестись постоянно, особенно перед спуском колонн и оборудованием устья скважины ПВО.

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

3. Введение в буровой раствор смазывающих добавок.

4. При бурении вертикальных скважин роторным способом через 50-60 рейсов бурильной колонны, измерять износ обсадной колонны геофизическими методами с целью определения ее остаточного ресурса.

4.3.11 Оснащение буровой средствами технологического контроля раннего обнаружения

На буровой должна быть установлена станция геолого-технологического контроля, позволяющая контролировать (с регистрацией в память) следующие параметры:

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

- скорость перемещения талевого блока, м/с ;

- частота вращения ротора, об/мин ;

- крутящий момент на роторе, кН х м ;

- давление в буровом манифольде, МПа ;

- число ходов в буровом насосе, ход ;

- расход на выходе, л/с ;

- уровень бурового раствора в рабочей и запасных емкостях, м ;

- температура бурового раствора на входе и выходе, 0С, ;

- плотность бурового раствора на входе и выходе, кг/м3 ;

- газосодержание на выходе,% ;

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

4.3.12 Оснащение средствами контроля воздушной среды, средствами индивидуальной защиты персонала на буровой, средствами пожартушения и медицинскими средствами

Сведения по данному пункту приводятся в разделе "Техника безопасности, промышленная санитария и противопожарная техника".

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

Контроль за состоянием фонтанной безопасности оговаривается "Руководством по организации фонтанной безопасности ". В связи с тем, что район буровых работ удален, режим работы районного инженера АСС совпадает с режимом работы буровой вахты, и наблюдение за процессом бурения - вахтовое.

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

4.3.14 Наличие средств дегазации, вентиляции

В производственных помещениях БУ, где возможно выделение взрывоопасных или токсичных веществ (газов, паров), должны быть установлены стационарные газоанализаторы, сблокированные со звуковой и световой сигнализацией и аварийной вентиляцией. В местах выделения пыли, газа и пара в концентрациях, превышающих предельно допустимые действующие санитарные нормы, должна быть местная вентиляция.

Подвышечное пространство, рабочая зона площадки буровой проветриваются естественной вентиляцией. В зимнее время подвышечное пространство проветривается с помощью калориферной установки, используемой для обогрева превенторов.

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

4.4 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

4.4.1 Климатическая характеристика

Климат района резко-континентальный с продолжительной холодной зимой, устойчивым снежным покровом и сравнительно коротким, умеренно жарким летом. Характерны большие годовые и суточные колебания температуры воздуха, поздние весенние и ранние осенние заморозки, глубокое промерзание почвы, постоянно дующие ветры.

Температура воздуха. Температура воздуха является одной из основных характеристик климата. Режим температуры воздуха исследуемой области характеризуется большой контрастностью и резкостью сезонных и межгодовых колебаний, значительной суточной и годовой амплитудой. Характерным является также преобладание теплого периода над холодным. Продолжительность безморозного периода составляет около полугода для севера региона и увеличивается к югу. Преобладает вотсочный ветер, средня годовая скорость ветра 2,6 м/с.

Таблица 4.4.1.1 – Метеорологические данные по наблюдениям метеостанции Темир:

Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
2,0 м/с	3,1 м/с	2,6 м/с	2,6 м/с	2,6 м/с	2,5 м/с	2,3 м/с	2,4 м/с	1,4 м/с	2,9 м/с	3,5 м/с	3,5 м/с

Таблица 4.4.1.2 - Среднемесячная температура воздуха

Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
-12,4^{0}C	-10,3^{0}C	3,4^{0}C	10,9^{0}C	17,8^{0}C	22,7^{0}C	25,6^{0}C	23,2^{0}C	15,2^{0}C	7,4^{0}C	3,0^{0}C	-6,5^{0}C

Таблица 4.4.1.3 - Влажность воздуха за 2024г.

Название метеостанции	Январь %	Февраль %	Март %	Апрель %	Май %	Июнь %	Июль %	Август %	Сентябрь %	Октябрь %	Ноябрь %	Декабрь %
Темир	70	75	65	49	44	35	41	38	59	72	74	75

Таблица 4.4.1.4 - Атмосферное давление за 2024г.

Название метеостанции	Январь гПа	Февраль гПа	Март гПа	Апрель гПа	Май гПа	Июнь гПа	Июль гПа	Август гПа	Сентябрь гПа	Октябрь гПа	Ноябрь гПа	Декабрь гПа
Темир	1003,3	991,5	991,5	989,4	991,6	981,2	981,7	983,7	990,7	989,9	988,9	978,6

Таблица 4.4.1.5 - Количество выпавших остадков за 2024г.

Название метеостанции	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Темир	15,5	25,6	28,4	29,6	39,8	7,7	14,4	6,8	43,0	49,1	27,8	41,2

Таблица 4.4.1.6 -Дынные предоставлены по метеостанции Темир:

макс. скорость ветра	штиль (число случаев)	средн. скорость	Повторяемость направлений в процентах скорость (С) по румбам							
			с	св	в	юв	ю	юз	з	сз
21м/с	185	2,6м/с	2	23	13	16	9	11	10	16

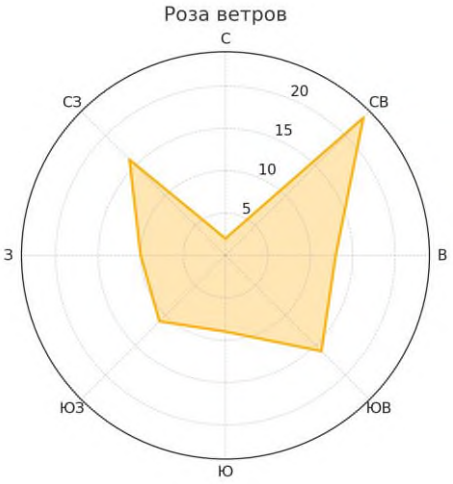


Рис. 4.1.1.1 – Роза ветров

4.4.2 Современное состояние атмосферного воздуха

Мониторинг за состоянием атмосферного воздуха проводится согласно Программе экологического контроля, разработанной для всего предприятия.

Контроль за состоянием воздушного бассейна предусматривает производство измерений на источниках выбросов загрязняющих веществ. Контроль за выбросами загрязняющих веществ на источниках загрязнения атмосферы на объектах, выполняется:

для основных стационарных организованных источников – оборудованных пробоотборниками - инструментальный либо инструментально-лабораторный с проведением прямых натурных замеров;

для всех остальных источников – расчетный.

Контроль за соблюдением установленных величин ПДВ должен осуществляться в соответствии с рекомендациями РНД 211.2.02.02-97 и РНД 211.3.01.06-97. Различают 2 вида контроля: государственный и производственный.

Ответственность за организацию контроля и своевременную отчетность по результатам возлагается на администрацию предприятия. Результаты контроля заносятся в журналы учета, включаются в технические отчеты предприятия и учитываются при оценке его деятельности.

Организация мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха является важной задачей для обеспечения экологической безопасности и здоровья населения.

Добыча углеводородного сырья обуславливает постоянное пополнение воздушной среды новыми объемами загрязняющих веществ.

Для сведения к минимуму отрицательного действия, сопровождающее промышленное производство энергетического и химического сырья, необходимы способы борьбы за уменьшение его потерь.

В технологии добычи ими будут:

- Герметизация напорной системы сбора нефти;
- Подавление наружной (изоляционное покрытие) и внутренней коррозии (подача ингибитора коррозии).

Мероприятия по охране атмосферного воздуха при аварийных ситуациях:

- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- полная герметизация всей системы сбора и транспортировки нефти и газа;
- соблюдение технологических регламентов и правил технической эксплуатации всех частей системы нефтедобычи;
- установка перепускных газовых клапанов в устьевой арматуре скважин;
- автоматизация технологического процесса, предупреждающая аварийные ситуации;
- аварийное сжигание газа на площадках скважин при испытаниях с применением специальных устройств, обеспечивающих более полное и бездымное сгорание;
- оборудование факельного стояка устройствами против затухания пламени.

Мероприятия по регулированию выбросов (согласно РНД 211.2.02.02-97) при НМУ разрабатывается в двух режимах:

- по первому режиму работы обеспечивают сокращение концентрации вредных веществ в приземном слое атмосферы на 10%:

- усиление контроля над точным соблюдением технологического регламента работы оборудования;
- исключение работы вышеуказанного оборудования на форсированном режиме;
- усилить контроль над работой контрольно-измерительной аппаратуры и автоматических систем управления технологическими процессами;
- работа оборудования на предварительно подготовленном запасе высококачественного сырья для снижения выбросов вредных веществ в атмосферу.

- по второму режиму обеспечивают сокращение концентраций вредных веществ в приземном слое атмосферы на 30%:

- снижение производительности (щадящий режим);
- ограничение движения и использование автотранспорта по территории;

- сокращение времени движения автотранспорта на переменных режимах и запрещение работы двигателей внутреннего сгорания на холостом ходу.

Указанные выше меры по снижению вредного воздействия нефтедобывающего объекта оказываются достаточными, по расчетным показателям загрязнения воздушного бассейна при нормальном режиме работ, так как обеспечивают санитарные требования к качеству воздуха.

4.4.3 Поверхностные и подземные воды

Оценка воздействия намечаемой деятельности на поверхностные воды включает рассмотрение потенциальной вероятности воздействия по ряду критериев, основными из которых для рассматриваемого объекта будут являться:

- вероятность загрязнения поверхностных вод путем сбросов сточных вод в водные объекты;

- вероятность воздействия на гидрологический режим поверхностных водотоков;

- вероятность воздействия на ихтиофауну.

Оценка воздействия намечаемой деятельности на поверхностные воды

Оценка воздействия намечаемой деятельности на поверхностные воды включает рассмотрение потенциальной вероятности воздействия по ряду критериев, основными из которых для рассматриваемого объекта будут являться:

- вероятность загрязнения поверхностных вод путем сбросов сточных вод в водные объекты;

- вероятность воздействия на гидрологический режим поверхностных водотоков;

- вероятность воздействия на ихтиофауну.

Риска загрязнения поверхностных источников нет, тем не менее недопустим сброс любого вида отходов (жидких, твердых) в водотоки. Недопустима организация мойки автотранспорта. Для этого на промплощадке будет обустроена специальное место, оборудованное ливневой канализацией и системой сбора загрязненных стоков. Кроме того, движение производственного транспорта не должно совершаться через русла водотоков во избежание нарушения целостности берегов.

Характер рельефа района работ исключает возможность больших скоплений дождевых и талых вод в местах проектируемых объектов.

Опасные отходы собираются в герметичную тару на гидроизолированных площадках, и вывозятся по мере заполнения на базу предприятия для утилизации. Твёрдо-бытовые отходы будут собираться в закрытые баки-контейнеры, располагаемые на оборудованных площадках и в дальнейшем вывозиться на полигон ТБО по договору.

С целью исключения засорения водных объектов в процессе осуществления намечаемой деятельности предусматривается проведение плановой уборки территории. Не допускается открытое размещение отходов на территории участка.

В общем виде оценка последствий загрязнения поверхностных вод осуществляется на основании методологии, рекомендованной в «Методических указаниях по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» (утверждены приказом МООС РК 29 октября 2010 г. № 270-п).

Оценка воздействия намечаемой деятельности на подземные воды

Работы не обуславливают загрязнение токсичными компонентами подземных вод, так как осуществляемые при этом процессы инфильтрации поверхностного стока идентичны исходным природным (до проведения разведки). Непосредственного влияния на подземные воды проведение работ не оказывает.

Минерализация и загрязнение подземных вод в процессе реализации проектных решений при соблюдении правил проведения добычи углеводородного сырья исключаются.

Оценка последствий воздействия на подземные воды осуществляется на основании методологии, рекомендованной Инструкцией по организации и проведению экологической оценки.

Таким образом, намечаемая деятельность вредного воздействия на качество подземных вод и вероятность их загрязнения не окажет. Общее воздействие намечаемой деятельности на подземные воды оценивается как допустимое (средняя значимость воздействия).

Целью охраны подземных вод является получение информации о качественном составе подземных вод в результате антропогенной деятельности в процессе проведении работ на месторождении.

Для выявления влияния деятельности предприятия на подземные воды проводится химический анализ проб.

Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов

Для охраны водных ресурсов и прилегающих территории от негативного воздействия объектов производства необходимо выполнение следующих мероприятии:

Предотвращение загрязнения водных ресурсов

Контроль за утилизацией сточных вод:

Все сточные воды будут вывозиться по Договру со специализированной организацией.

Изоляция нефтепромысловых стоков:

Строительство герметичных резервуаров для хранения отходов бурения и других загрязняющих веществ.

Снижение рисков разливов нефти:

Регулярное техническое обслуживание трубопроводов и оборудования.

Создание аварийных бригад и систем быстрого реагирования на утечки нефти.

2. Рациональное использование воды

Рециркуляция и повторное использование воды:

Применение замкнутых систем водоснабжения для буровых процессов.

Повторное использование очищенных сточных вод в технологических процессах.

Оптимизация водопотребления:

Использование технологий, снижающих объемы воды, необходимых для бурения и закачки в пласт.

Использование технологий управления водным балансом:

Инъекционные системы для поддержания пластового давления.

3. Защита поверхностных и подземных вод

Изоляция зон водоносных горизонтов:

Применение специальных обсадных колонн и цементирования скважин для предотвращения проникновения нефти и буровых растворов в водоносные слои.

Контроль уровня подземных вод:

Мониторинг изменений уровня и качества подземных вод в зоне разработки месторождения.

Предотвращение загрязнения водоемов:

На территории месторождения водоемы отсутствуют.

4. Экологический мониторинг и контроль

Организация системы мониторинга:

Предусматривается проведение ежеквартального экологического мониторинга.

Ведение отчетности:

Отчет по производственному экологическому контролю предоставляется ежеквартально на портал https://ndbecology.gov.kz/

5. Восстановление и рекультивация

Рекультивация водоемов:

На территории месторождения водоемы отсутствуют.

4.4.4 Охрана недр

Загрязнение недр и их нерациональное использование отрицательно отражается на состоянии и качестве поверхностных и подземных вод, почвы, растительности и так далее. Становится очевидным, что основной объем наиболее опасных сточных вод и других отходов приходится на долю нефтегазодобывающих предприятий.

Основными требованиями к обеспечению экологической устойчивости геологической среды при проектировании, строительстве и эксплуатации нефтегазового месторождения являются разработка и выполнение профилактических и организационных мероприятий, направленных на охрану недр.

Факторами воздействия на геологическую среду при осуществлении проекта являются следующие виды работ:

строительство и обустройство скважин;

движение транспорта;

проявление пластовых флюидов в межколонных пространствах.

Влияние движения автотранспорта при производстве планируемых работ состоит в нарушении почвообразующего субстрата, воздействии на рельеф, загрязнении почв.

Устойчивость геологической среды к различным видам воздействия на нее в процессе проведения работ не одинакова и зависит как от специфики работ, так и от длительности воздействия.

Направление почвообразовательных процессов в пределах участка определяется его приуроченностью к подзоне южных пустынь пустынной зоны, климатические условия которой характеризуются крайней засушливостью и резкой континентальностью.

В условиях гидротермического режима пустыни, накопленные легкорастворимые соли очень слабо промываются, а карбонаты совсем не выносятся. Высокая карбонатность почв объясняется их формированием на сильно известковистых осадочных морских породах (сарматские известняки), уровень карбонатности достигает 94-98 %. Материнские породы повсеместно засолены сульфатами кальция, которые залегают с глубины в 30-100 см. В гипсовых прослоях фиксируется значительное количество водно-растворимых солей хлоридно-сульфатного состава. На фоне карбонатности и засоленности почв в условиях развитого микрорельефа создаются благоприятные предпосылки для образования почвенных комплексов.

Растительный покров умеренно сухой степи представлен ковыльно-типчаковыми, тырсово-полынными, типчаково-ковыльными сообществами. Среди ковылей преобладают тырса, тырсик, ковылок с участием камфоросмовых и полынных сообществ. Среди полыней преобладают Лерховская, селитряная, малоцветковая. Ксерофитное разнотравье

бедно и представлено грудницей, пижмой, подмаренником, люцерной желтой, при сбое появляется рогач сумчатый (эбелек), полынь австрийская и белая. В мелкосопочнике на защебненных почвах распространены ковыльно-овсецово-разнотравные степи, в составе растительности 63 которых ковыли красноватый, песчаный, волосатик, а также типчак, овсец пустынный, келерии и разнотравье Среди разнотравья преобладают ксерофиты: подмаренник, лапчатки, зопник клубненосный, тысячелистник благородный и др. Имеется ряд солевыносливых видов – полынь Лерховская и сизая, изень, кермек татарский, пижма тысячелистниковая, грудница, солонечник. Наличие редких, исчезающих и занесенных в Красную книгу видов растительности. На исследуемой территории редких, эндемичных, реликтовых и исчезающих растений не имеется.

4.4.5 Мероприятия по охране недр

1. Рациональное использование минеральных ресурсов

Комплексное извлечение полезных ископаемых:

Максимальное использование всех компонентов добываемого сырья (например, попутных минералов, газа, воды).

Минимизация потерь полезных ископаемых на всех этапах добычи и переработки.

Оптимизация технологий добычи:

Применение современных методов бурения и добычи, которые уменьшают количество неразрабатываемых запасов.

Использование методов вторичной и третичной добычи нефти для повышения коэффициента извлечения.

Повышение точности разведки недр:

Использование геофизических и геохимических методов разведки для минимизации ошибок в оценке запасов.

2. Сохранение и восстановление состояния недр

Рекультивация территорий:

Восстановление земель после завершения добычи (выравнивание поверхности, рекультивация почвы).

3. Предотвращение загрязнения недр

Изоляция от загрязняющих веществ:

Герметизация буровых скважин для предотвращения попадания загрязнителей в подземные горизонты.

Использование экологически безопасных буровых растворов.

Контроль за захоронением отходов:

Запрещение размещения отходов в местах, где они могут загрязнить недра или подземные воды.

Создание изолированных хранилищ для отходов.

Предотвращение утечек углеводородов:

Регулярное техническое обслуживание трубопроводов и оборудования.

Использование технологий мониторинга утечек.

4. Экономия и рациональное управление ресурсами

Геологическое планирование и учет:

Создание баз данных по запасам полезных ископаемых и регулярное обновление их состояния.

Прогнозирование перспективных месторождений и зон разведки.

Оптимизация использования ресурсов:

Применение безотходных технологий переработки сырья.

Использование альтернативных источников энергии и сырья.

5. Мониторинг и контроль

Постоянный мониторинг состояния недр:

Наблюдение за состоянием скважин.

Оценка степени загрязнения подземных вод.

Соблюдение законодательства:

Выполнение требований Кодекса РК «О недрах и недропользовании».

Регулярные проверки деятельности компаний-недропользователей.

Аварийная готовность:

Планирование и выполнение мероприятий по устранению возможных аварий (обрушений, выбросов газа, утечек нефти).

6. Использование вторичных ресурсов

Повторное использование отходов добычи и переработки:

Применение шлаков и других отходов в строительной и дорожной промышленности.

Переработка старых месторождений:

Реинжиниринг истощенных месторождений с использованием новых технологий для извлечения остаточных ресурсов.

7. Образование и пропаганда

Обучение специалистов:

Подготовка квалифицированных кадров в области рационального недропользования.

Информирование общественности:

Проведение кампаний по важности охраны недр и их рационального использования.

Мероприятия по охране почвенного покрова

Мероприятия по охране почвенного слоя в процессе реализации намечаемой деятельности включают основные виды работ:

Снятие и временное складирование в отвал плодородного слоя почвы - выполняется в течение всего периода землепользования;

Реализация мер по организованному сбору образующихся отходов, исключающих возможность засорения земель - выполняется в течение всего периода работ;

Вывоз хозяйственно-бытовых стоков для обеззараживания на очистных сооружениях;

Повтороное использование сточных вод в технологическом цикле бурения скважин;

Мониторинг почвенного покрова в районе СЗЗ площадок скважин в течение всего срока бурения и испытаний (1р/кв).

Прокладка нефтепровода из высокопрочных стальных труб с устройством противоаварийных мероприятий;

Недопущение разлива нефтепродуктов и ГСМ при заправке и ремонте автотранспорта и механизмов;

Временное хранение реагентов на складах в контейнерах и заводской упаковке без расфасовки;

4.4.6 Растительный мир и животный мир

Природно-климатические особенности территории и режим хозяйственного пользования сильно ограничивают биологическое разнообразие флоры и растительности региона.

Одним из основных факторов обусловливающих существования видов и сообществ является доступная влага. В почвах разного механического состава и засоления количество этой влаги неодинаково. Наиболее характерной жизненной формой растений являются полукустарнички и полукустарники, для которых характерно ежегодное отмирание генеративных побегов, а также значительна роль травянистых растений, среди которых выделяются длительно-вегетирующие многолетние злаки.

В зависимости от почвенных сочетаний и комплексов, растительность участка и прилегающих территорий можно условно поделить на следующие разновидности:

Полынно-дерновинно-злаковая и полынная растительность в сочетании с пустынными сообществами.

Дерновинно-злаковая растительность с типчаково-ковыльными формациями.

Злаково-полынные сообщества на песках в сочетании по понижениям рельефа с солянковыми и луговыми группировками и слабо заросшими барханами и бугристыми песками.

Солончаково-луговая и лугово-болотная растительность в сочетании с солянковыми и степными сообществами.

Пространственное распределение растительности региона обусловлено двумя факторами - характером почв и рельефом. В характере растительного покрова также заметно влияние сельского хозяйства.

Здесь, в основном формируются сообщества с доминированием плотнодерновинных злаков: типчака (Festuca valesiaca, F.beckerii) и ковыля-тырсы (Stipa sareptana). Субдоминантами выступают дерновинные злаки (Stipa capillata, Koeleria gracilis, Agropyron flagile) и полыни(Аг1епш1а lerchiana, A. austriaca). В составе сообществ часто присутствуют значительная доля ксерофитного пустынно-степного разнотравья (Potentilla bifurca, Dianthus Itptopetalus, Linosyris tatarica, Taracetum millefolium). В оврагах и логах присутствует ярус кустарников с доминированием таволги (Spiraea hypericifolia), караганы кустарниковой (Caragana frutex). Эти сообщества отличаются высокой видовой насыщенностью.

На светлокаштановых супесчаных почвах преобладают т^трсово-ковылковые (Stipa lessindiana, S. capillata), еркеково-тырсиковые (Stipa sareptana, Agropiron flagile), житняково-тырсиковые (Stipa sareptana, Agropiron cristatum) сообщества. На эродированных и перевыпасаемых участках в этих сообществах доминирует полынь Лерховская (Artemisia lerchana). Видовое разнообразие сообществ низкое 8-10 видов. Из разнотравья обычны молочай Сегиеровский (Euphorbia sequierana), цмин песчаный (Helishrisum arenarium), полынь песчаная (Artemisia arenaria), тысячелистник обыкновенный и тысячелистник мелкоцветковый (Achillea millefolium). К полугидроморфным местообитаниям в понижениях рельефа приурочены лугово-степные сообщества: вострецовые (Agropiron ramosum), пырейные (Elitriga repens) с разнотравьем (Galium verum, Thalictram minus, Tragapon stepposum).

В весенний период в степных экосистемах развита семейство эфемеров (Poa bulbosa, Ceratocephalus orthoceras, Lappula patula).

Среди редких видов в составе растительных сообществ в районе работ могут присутствовать редкие виды тюльпанов (Tulipa biebersteiniana, T. biflora, T. schrenkii), один из которых - Тюльпан Шренка (Tulipa schrenkii) занесен в Красную книгу РК.

Территория находится в зоне интенсивной деятельности человека, что и сказывается на состоянии растительных сообществ.

Фауна наземных позвоночных животных в районе проведения работ достаточна многообразна. Из крупных животных следует отметить сайгу, которые периодически приходят в эти места на лето из южных районов, волка, лисицу. В большом количестве водятся грызуны: суслики, тушканчики и полевые мыши. Из пресмыкающихся встречаются ужи, щитомордники и степные гадюки. Встречаются фаланги, скорпионы.

Животный мир территории достаточно многообразен – здесь имеется свыше 40 видов млекопитающих, 50 видов птиц, 14 видов земновидных и пресмыкающихся. Кроме вышеперечисленных видов можно назвать зайца руска, очень пестрый состав грызунов. Хищные представлены здесь волками, собаками и лисами. Виды обычные, могут распространять опасные болезни. ИЗ мелких хищников – степной хорь, предпочитают непесчаные участки, используют норы других животных.

4.4.6.1 Мероприятия мероприятия по защите растительного и животного мира

1. Охрана среды обитания

Предотвращение разрушения экосистем:

Контроль за вырубкой лесов, деградацией пастбищ.

Восстановление среды обитания:

Рекультивация земель в перирод ликвидации последствий недропользования.

2. Защита редких и исчезающих видов

Учет и мониторинг:

Проведение мониторинга за растительным и животным миром (2р/год).

Запрет на охоту и сбор:

Введение строгих ограничений на отстрел, вылов и сбор редких видов.

Ужесточение наказаний за браконьерство и нелегальную торговлю животными и растениями.

3. Контроль за использованием природных ресурсов

Рациональное природопользование:

Ограничение вырубки лесов, сбор лекарственных растений.

Контроль за добычей полезных ископаемых:

Минимизация воздействия добычи нефти, газа и других ресурсов на флору и фауну.

4. Предотвращение загрязнения окружающей среды

Контроль за выбросами и отходами:

Ограничение промышленного загрязнения воздуха, воды и почвы.

Сбор и переработка отходов, включая пластик и токсичные материалы.

Снижение уровня шума:

Ограничение деятельности, создающей шумовое загрязнение, которое может нарушать среду обитания животных.

5. Экологическое просвещение и пропаганда

Образование и повышение осведомленности:

Проведение образовательных программ направленных на важность сохранения биоразнообразия.

Информирование о проблемах браконьерства, вырубки лесов и загрязнения природы.

Обучение специалистов:

Подготовка кадров в области биологии, экологии и природоохранной деятельности.

4.4.6.2 Рекомендации но сохранению и улучшению состояния растительности

Восстановление растительности до состояния близкого к исходному длится не один десяток лет, а при продолжающемся воздействии не происходит никогда.

Для уменьшения техногенного воздействия на растительные сообщества рекомендуется проведение следующих мероприятий:

- упорядочить использование только необходимых дорог, по возможности обустроив их щебнем или другим твердым покрытием;

- строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенно-растительного покрова при эксплуатационном и ремонтом режиме работ;

- выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировке химических реагентов, исключающих попадание их на рельеф;

- переработка отходов сырой нефти, бурового шлама и осадков бурового раствора (после фильтрации) в строительные материалы и дорожные покрытия;

- в случае аварийных ситуаций, в местах разлива нефти произвести снятие и вывоз верхнего слоя почвы, осуществить биологическую рекультивацию;

- проведение экологического мониторинга за состоянием растительности на территории работ.

Мероприятия по сохранению и восстановлению целостности естественных сообществ и видового разнообразия животного мира

ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью;

своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;

разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пресекающих миграционные пути животных;

запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;

немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;

соблюдение норм шумового воздействия;

создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;

изоляция источников шума: насыпями, экранизирующими устройствами и заглублениями;

принимать меры по нераспространению загрязнения в случае разлива нефти, нефтепродуктов и различных химических веществ.

4.4.7 Оценка воздействияна окружающую среду отходов производства и потребления

Этап строительства будет сопровождаться образованием, накоплением и удалением отходов производства и потребления, которые могут стать потенциальными источниками воздействия на окружающую среду.

Отходы - любые вещества, материалы или предметы, образовавшиеся в процессе производства, выполнения работ, оказания услуг или в процессе потребления (в том числе товары, утратившие свои потребительские свойства), которые их владелец прямо признает отходами либо должен направить на удаление или восстановление в силу требований закона или намеревается подвергнуть, либо подвергает операциям по удалению или восстановлению.

Отходы производства (производственные отходы) – остатки сырья, материалов, веществ, изделий, предметов, образовавшиеся в процессе производства продукции, выполнения работ (услуг) и утратившие полностью или частично исходные потребительские свойства.

Отходы потребления - продукты и (или) изделия, образующиеся в результате жизнедеятельности человека, полностью или частично утратившие свои потребительские свойства, их упаковка и иные вещества или их остатки, срок годности либо эксплуатации которых истек независимо от их агрегатного состояния, а также от которых собственник самостоятельно физически избавился либо документально перевел в разряд отходов потребления.

В соответствии с Экологическим кодексом РК под владельцем отходов понимается образователь отходов или любое лицо, в чьем законном владении находятся отходы. Образователем отходов признается любое лицо, в процессе осуществления деятельности которого образуются отходы (первичный образователь отходов), или любое лицо, осуществляющее обработку, смешивание или иные операции, приводящие к изменению свойств таких отходов или их состава (вторичный образователь отходов).

Субъекты предпринимательства, являющиеся образователями отходов, несут ответственность за обеспечение надлежащего управления такими отходами с момента их образования до момента передачи в соответствии с пунктом 3 статьи 339 Экологического Кодекса РК во владение лица, осуществляющего операции по восстановлению или удалению отходов на основании лицензии.

Для удовлетворения требований Республики Казахстан по недопущению загрязнения окружающей среды должна проводиться политика управления отходами, которая позволит минимизировать риск для здоровья и безопасности работников, и окружающей природной среды. Система управления отходами контролирует безопасное размещение различных типов отходов.

Одними из основополагающих принципов в области управления и обращения с отходами производства и потребления должны быть:

- ответственность за обеспечение охраны компонентов окружающей среды (воздух, подземные воды, почва) от загрязнения отходами производства и потребления;

- организация всех строительных и эксплуатационных работ, исходя из возможности повторного использования, утилизации, регенерации, очистки или экологически приемлемого удаления отходов производства и потребления;

- сокращение негативного воздействия на окружающую среду за счет использования технологий и оборудования, позволяющих уменьшить образование отходов;

- приоритет принятия предупредительных мер над мерами по ликвидации экологических негативных воздействий отходов производства и потребления на окружающую среду.

Все отходы производства и потребления подлежат временному хранению в специальных контейнерах на специально отведенных местах производственного объекта, с последующим вывозом на утилизацию, переработку, обезвреживание и размещение отходов согласно договору, со специализированной организацией, имеющей лицензию на выполнение данных операций.

Накопление отходов разрешается только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, хранилищах, контейнерах и иных объектах хранения).

Временное складирование отходов разрешается на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению. (Экологический кодекс РК, статья 320 п.2).

Перечень отходов производства и потребления определен в соответствии со спецификой проведения работ, нормативными документами, действующими в РК, в соответствии с Классификатором отходов, утверждённым приказом И. о. министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314. Степень влияния группы отходов на экосистему зависит от вида отходов, класса опасности, количества, времени и характера захоронения или утилизации отходов.

Под видом отходов понимается совокупность отходов, имеющих общие признаки в соответствии с их происхождением, свойствами и технологией управления ими.

В соответствии со ст. 338 ЭК РК виды отходов определяются на основании классификатора отходов, утвержденного приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314.

Классификатор отходов определяет вид отходов с учетом происхождения и состава каждого вида отходов и в необходимых случаях определяет лимитирующие показатели концентрации опасных веществ в целях их отнесения к опасным или неопасным.

Каждый вид отходов в классификаторе отходов идентифицируется путем присвоения шестизначного кода.

Виды отходов относятся к опасным или неопасным в соответствии с классификатором отходов с учетом требований Экологического Кодекса.

Отдельные виды отходов в классификаторе отходов могут быть определены одновременно как опасные и неопасные с присвоением различных кодов («зеркальные» виды отходов) в зависимости от уровней концентрации содержащихся в них опасных веществ или степени влияния опасных характеристик вида отходов на жизнь и (или) здоровье людей и окружающую среду.

Отнесение отходов к опасным или неопасным и к определенному коду классификатора отходов производится владельцем отходов самостоятельно.

Для определения класса опасности отходов, которые Экологическим Кодексом не регламентируются, использованы Санитарные Правила "Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления" (Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020).

4.4.7.1 Управление отходами

Обращение с отходами в производится в строгом соответствии с действующими в Республике Казахстан нормативно-правовыми актами и требованиями международных стандартов.

В компании сложилась определенная система сбора, накопления, хранения и вывоза отходов. Принципиально это система обеспечивает охрану окружающей среды. Отходы, образующиеся при нормальном режиме эксплуатации из-за их незначительного и постепенного накопления, сразу не вывозятся в места их утилизации, а собираются в контейнеры и хранятся на отведенных для этих целей площадках. Все образующиеся отходы на предприятии временно хранятся на площадках с последующей передачей специализированным организациям. Обращение с отходами осуществляется согласно разработанным внутренним инструкциям по обращению с отходами. Договора на вывоз и дальнейшую утилизацию всех образующихся отходов производства и потребления заключаются ежегодно.

В систему управления отходами входят:

расчет объемов образования отходов;

обустройство площадки для временного складирования отходов, вывоз отходов на утилизацию/переработку в места захоронения;

оформление документации на вывоз отходов с указанием объемов вывозимых отходов;

регистрация информации о вывозе отходов в журналы учета и базу данных на предприятии;

составление отчетов, предоставление отчетных данных в госорганы;

заключение договоров на вывоз с территории предприятия образующихся отходов.

При проведении работ планируется следующая система управления отходами:

Ведение строгого учета образования отходов на всех производственных объектах.

Накопление отходов осуществляется на месте их образования согласно нормативным документам Республики Казахстан. Для накопления отходов будут оборудованы специальные площадки, и установлено необходимое количество контейнеров.

При образовании отходов, в течение трех месяцев, будут осуществлены работы по паспортизации отходов с привлечением специализированных организаций.

Транспортирование отходов будут осуществлять специализированные организации, которые имеют все необходимые разрешительные документы на занятие данным видом деятельности, а также автотранспорт и персонал.

Передача отходов для утилизации и удаления будет осуществляться только в специализированные организации.

Накопление отходов на месте их образования

Под накоплением отходов понимается временное складирование отходов в специально установленных местах в течение установленных сроков, осуществляемое в процессе образования отходов или дальнейшего управления ими до момента их окончательного восстановления или удаления.

Под накоплением отходов в процессе сбора понимается хранение отходов в специально оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах, в которых отходы, вывезенные с места их образования, выгружаются в целях их подготовки к дальнейшей транспортировке на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению.

Лица, осуществляющие операции по сбору отходов, обязаны обеспечить раздельный сбор отходов в соответствии с требованиями Экологического кодекса Республики Казахстан. Под раздельным сбором отходов понимается сбор отходов раздельно по видам или группам в целях упрощения дальнейшего специализированного управления ими.

Требования к раздельному сбору отходов, в том числе к видам или группам (совокупности видов) отходов, подлежащих обязательному раздельному сбору, определяются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды и с учётом технической, экономической и экологической целесообразности. Раздельный сбор осуществляется по следующим фракциям:

«сухая» (бумага, картон, металл, пластик и стекло);

«мокрая» (пищевые отходы, органика и иное).

Запрещается смешивание отходов, подвергнутых раздельному сбору, на всех дальнейших этапах управления отходами.

Места накопления отходов предназначены для:

временного складирования отходов на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению;

временного складирования неопасных отходов в процессе их сбора (в контейнерах, на перевалочных и сортировочных станциях), за исключением вышедших из эксплуатации транспортных средств и (или) самоходной сельскохозяйственной техники, на срок не более трех шести месяцев до даты их вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению;

временного складирования отходов на объекте, где данные отходы будут подвергнуты операциям по удалению или восстановлению, на срок не более шести месяцев до направления их на восстановление или удаление.

накопление отходов разрешается только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, хранилищах, контейнерах и иных объектах хранения).

Запрещается накопление отходов с превышением установленных сроков и лимитов накопления.

При проведении работ будет осуществляться накопление отходов на месте их образования. Все образующиеся на предприятии отходы до вывоза по договорам временно хранятся на территории предприятия.

Ниже приведены требования к площадкам временного хранения и емкостям сбора различных видов отходов, согласно Приказу и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020 Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления».

Отходы производства 1 класса опасности хранят в герметичной таре (стальные бочки, контейнеры). По мере наполнения, тару с отходами закрывают стальной крышкой, при необходимости заваривают электрогазосваркой и обеспечивают маркировку упаковок с опасными отходами с указанием опасных свойств.

Отработанные люминесцентные лампы, до передачи их на термодемеркуризацию, размещаются в заводской картонной упаковке в специальном помещении (металлическом контейнере).

Отходы производства 2 класса опасности хранят, согласно агрегатному состоянию, в полиэтиленовых мешках, пакетах, бочках и тарах, препятствующих распространению вредных веществ (ингредиентов).

Отходы производства 3 класса опасности хранят в таре, обеспечивающей локализованное хранение, позволяющей выполнять погрузочно-разгрузочные, транспортные работы и исключающей распространение вредных веществ.

Отходы производства 4 класса опасности хранят открыто на промышленной площадке в виде конусообразной кучи, откуда их автопогрузчиком перегружают в автотранспорт и доставляют на место утилизации или захоронения.

Обезвреживание отходов - обработка отходов, имеющая целью исключение их опасности или снижения уровня опасности до допустимого значения.

Твердые отходы, в том числе сыпучие отходы, хранятся в контейнерах, пластиковых, бумажных пакетах или мешках, по мере накопления их вывозят на полигоны.

Площадки для временного хранения отходов располагают на территории производственного объекта с подветренной стороны. Площадки покрывают твёрдым и непроницаемым для токсичных отходов (веществ) материалом, обваловывают, устройством слива и наклоном в сторону очистных сооружений. Направление поверхностного стока с площадок в общий ливнеотвод не допускается. Для поверхностного стока с площадки предусматривают специальные очистные сооружения, обеспечивающие улавливание токсичных веществ, очистку и их обезвреживание. На площадке предусматривают защиту отходов от воздействия атмосферных осадков и ветра.

Под твердыми бытовыми отходами (ТБО) понимаются коммунальные отходы в твердой форме. Контейнерные площадки – специальные площадки для накопления отходов, на которых размещаются контейнеры для сбора твёрдых бытовых отходов, с наличием подъездных путей для специализированного транспорта, осуществляющего транспортировку твёрдых бытовых отходов.

Контейнеры для сбора ТБО оснащают крышками. Вывоз ТБО осуществляется своевременно.

Пищевые отходы допускаются использовать на корм скоту.

При проведении работ на участке накопление и временное хранение отходов производства проводится на специальных площадках (местах), соответствующих классу опасности отходов. Отходы по мере их накопления собирают раздельно для каждой группы отходов в соответствии с классом опасности. Допускается накопление и временное хранение отходов сроком не более шести месяцев, до их передачи третьим

лицам, осуществляющим работы по утилизации, переработке, а также удалению отходов, не подлежащих переработке или утилизации.

Транспортировка отходов

Под транспортировкой отходов понимается деятельность, связанная с перемещением отходов с помощью специализированных транспортных средств между местами их образования, накопления в процессе сбора, сортировки, обработки, восстановления и (или) удаления. Транспортировка отходов осуществляется с соблюдением требований Экологического кодекса. Транспортировка опасных отходов должна быть сведена к минимуму и допускается при следующих условиях:

наличие соответствующих упаковки и маркировки опасных отходов для целей транспортировки;

наличие специально оборудованных и снабжённых специальными знаками транспортных средств;

наличие паспорта опасных отходов и документации для транспортировки и передачи опасных отходов с указанием количества транспортируемых опасных отходов, цели и места назначения их транспортировки;

соблюдение требований безопасности при транспортировке опасных отходов, а также к выполнению погрузочно-разгрузочным работ.

Транспортировка (в том числе вывоз) твердых бытовых отходов должна осуществляться транспортными средствами, соответствующими требованиям настоящего Кодекса. Требования к транспортировке отходов, окраске, снабжению специальными отличительными знаками и оборудованию транспортных средств, а также к погрузочно-разгрузочным работам устанавливаются национальными стандартами Республики Казахстан, включёнными в перечень, утверждённый уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Восстановление отходов

Восстановлением отходов признается любая операция, направленная на сокращение объемов отходов, главным назначением которой является использование отходов для выполнения какой-либо полезной функции в целях замещения других материалов, которые в противном случае были бы использованы для выполнения указанной функции, включая вспомогательные операции по подготовке данных отходов для выполнения такой функции, осуществляемые на конкретном производственном объекте или в определенном секторе экономики.

К операциям по восстановлению отходов относятся:

Подготовка отходов к повторному использованию. Подготовка отходов к повторному использованию включает в себя проверку состояния, очистку и (или) ремонт, посредством которых ставшие отходами продукция или ее компоненты подготавливаются для повторного использования без проведения какой-либо иной обработки.

Переработка отходов. Под переработкой отходов понимаются механические, физические, химические и (или) биологические процессы, направленные на извлечение из отходов полезных компонентов, сырья и (или) иных материалов, пригодных для использования в дальнейшем в производстве (изготовлении) продукции, материалов или веществ вне зависимости от их назначения, за исключением случаев, предусмотренных пунктом 4 настоящей статьи.

Утилизация отходов. Под утилизацией отходов понимается процесс использования отходов в иных, помимо переработки, целях, в том числе в качестве вторичного энергетического ресурса для извлечения тепловой или электрической энергии, производства различных видов топлива, а также в качестве вторичного материального ресурса для целей строительства, заполнения (закладки, засыпки) выработанных пространств (пустот) в земле или недрах или в инженерных целях при создании или изменении ландшафтов. Утилизация и размещение отходов должны осуществляться способами, при которых воздействие на здоровье людей и окружающую среду не превышает установленных нормативов, а также предусматривается минимальный объем вновь образующихся отходов. Утилизация отходов производства в подразделениях предприятия проводится в тех направлениях и объемах, которые соответствуют существующим производственным условиям.

Переработке подлежат следующие отходы: отработанные масла, отходы сварки, металлолом.

Образующийся на предприятии металлолом складируется на площадке для сбора металлолома. По мере накопления сдается предприятиям на основе проведенного тендера.

Отработанное смазочное масло будет собираться в резервуарах для хранения отходов с дальнейшей утилизацией, которая будет выполняться специализированными предприятиями, список которых будет уточняться на следующих стадиях реализации проекта.

Учет отходов

Ответственным по учету всех отходов производства и потребления и осуществлению взаимоотношений со специализированными организациями является ответственный по ООС на предприятии.

Каждое производственное подразделение назначает ответственного за обращение с отходами. Ответственный за обращение с отходами, на основании инвентаризации отходов, ведет первичный учет объемов образования, сдачи на регенерацию, утилизации, реализации, отправки на специализированные предприятия и размещения на полигонах отходов, образованных в результате производственной и хозяйственной деятельности производственного подразделения.

Инженер по ООС готовит сводный отчет и представляет в уполномоченный орган отчет по опасным отходам.

Производственный контроль при обращении с отходами

На территории предприятия предусмотрен производственный контроль за безопасным обращением отходов. Должностное лицо, ответственное за надлежащее содержание мест для временного хранения (накопления) отходов, контроль и первичный учет движения отходов, а также ответственный за безопасное обращение с отходами на территории предприятия ведут постоянный учет.

4.4.8 Радиационная обстановка

Согласно Закону Республики Казахстан от 23 апреля 1998г. №219-1 «О радиационной безопасности населения» принципами обеспечения радиационной безопасности являются:

принцип нормирования – не превышение допустимых пределов индивидуальных доз облучения граждан от всех источников ионизирующего излучения;

принцип обоснования - запрещение всех видов деятельности по использованию источников ионизирующего излучения, при которых полученная для человека и общества польза не превышает риск возможного вреда, причиненного дополнительным к естественному фону облучением;

принцип оптимизации - поддержание на возможно низком и достижимом уровне с учетом экономических и социальных факторов индивидуальных доз облучения и числа облучаемых лиц при использовании любого источника ионизирующего излучения;

принцип аварийной оптимизации - форма, масштаб и длительность принятия мер в чрезвычайных (аварийных) ситуациях должны быть оптимизированы так, чтобы реальная польза уменьшения вреда здоровью человека была максимально больше ущерба, связанного с ущербом от осуществления вмешательства.

Радиационная безопасность обеспечивается соблюдением действующих «Норм радиационной безопасности» (НРБ-99), «Санитарных правил обращения с

радиоактивными отходами» (СПОРО) и других республиканских и отраслевых нормативных документов.

Согласно НРБ-99 допустимое значение эффективной дозы, обусловленной суммарным воздействием природных источников излучения, для населения не устанавливается. Снижение облучения населения достигается установлением системы ограничений на облучение населения от отдельных природных источников излучения.

В производственных условиях для защиты от природного облучения предусмотрены следующие нормы:

Эффективная доза облучения, природными источниками излучения всех работников, включая персонал, в производственных условиях не должна превышать 5 мЗв в год. Средние значения радиационных факторов в течение года, соответствующие при монофакторном воздействии эффективной дозе 5 мЗв за год при продолжительности работы 2000 час/год, средней скорости дыхания 1,2 м3/час, составляют:

мощность эффективной дозы гамма-излучения на рабочем месте – 2,5 мкЗв/час;

Мощность дозы гамма-излучения на территории месторождения не превышала допустимые значение

Мероприятия по радиационной безопасности

Радиационная безопасность обеспечивается соблюдением действующих Закона Республики Казахстан от 23 апреля 1998г №219-1 «О радиационной безопасности населения» и «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденной Приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ275/2020. Общеизвестно, что 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:

• Проведение замеров радиационного фона на территории месторождения (по плану мониторинга).

• Проведение инструктажа обслуживающего персонала о правилах и режиме работы в случае обнаружения пластов (вод) с повышенным уровнем радиоактивности.

• Объектами постоянного радиометрического контроля должны быть места хранения нефти и ее транспорта, бурильные трубы.

4.4.9 Аварийные ситуации

Главная задача в соблюдении безопасности работ заключается в проведении операций таким образом, чтобы заранее предупредить риск с определением критических ошибок; снижением вероятности ошибок при проектировании работ.

Вероятности возникновения аварийных ситуаций используется для определения следующих явлений:

потенциальные события или опасности, которые могут привести к аварийной ситуации, а также к вероятным катастрофическим воздействиям на окружающую среду при осуществлении конкретного проекта;

вероятность и возможность наступления такого события;

потенциальная величина или масштаб экологических последствий, которые могут быть причинены в случае наступления такого события.

При эксплуатации нефтяных скважин на месторождении могут возникнуть различные осложнения и аварии. Борьба с ними требует больших затрат, материальных и трудовых ресурсов, ведет к потере времени, что снижает производительность, повышает затраты бурения, вызывает увеличение продолжительности простоев и ремонтных работ.

Поэтому знание причин аварий, своевременная разработка мероприятий по их предупреждению, быстрая ликвидация возникших осложнений приобретают большое практическое значение.

Для уменьшения природного риска следует разработать адекватные методы планирования и управления. При этом гибкость планирования и управления должна быть основана на правильном представлении о риске, связанном с природными факторами.

К природным факторам относятся:

землетрясения;

ураганные ветры;

повышенные атмосферные осадки.

Под антропогенными факторами понимаются быстрые разрушительные изменения окружающей среды, обусловленные деятельностью человека или созданных им технически устройств и производств. Как правило, аварийные ситуации возникают вследствие нарушения регламента работы оборудования или норм его эксплуатации.

Возможные техногенные аварии при проведении работ можно разделить на следующие категории:

аварийные ситуации с автотранспортной техникой; аварийные ситуации при проведении работ по бурению скважин;

аварийные ситуации при эксплуатации нефтяных скважин;

аварии и пожары на хранилищах горюче-смазочных материалов (ГСМ)

Аварийные ситуации с автотранспортной техникой

Согласно проектным данным для проведения работ будет использован автотранспорт на дизельном и бензиновом топливе, а также дизельная буровая установка.

Выезд транспорта в неисправном виде, или опрокидывание транспорта может привести к возникновению аварий и как следствие к утечке топлива. Утечка топлива может привести к загрязнению почвенно-растительного покрова, поверхностных и подземных вод горюче-смазочными материалами. Площадь такого загрязнения небольшая.

Рассмотрим модель возникновения следующей ситуации: в результате аварии произошла утечка топлива с бака автомобиля. Ориентировочно заправка автотранспорта составляет 50 литров Ориентировочная площадь загрязнения составит 4 м. В этом случае ориентировочная концентрация нефтеорганики, попавшая в окружающую среду, составит 0,04 т на 4 м2 или 0,01 т/м2. Анализ данной ситуации показывает, что при небольших разливах ГСМ произойдет только стимуляция жизнедеятельности микроорганизмов почвы, необратимого процесса нарушения морфологической структуры почвенного покрова не происходит. Характер воздействия: кратковременный. Вероятность возникновения данных чрезвычайных ситуаций незначительная.

Загрязнения подземных и поверхностных вод. При аварийных ситуациях - утечке топлива возможно попадание горюче смазочных материалов через почвогрунты в подземные воды. Охрана подземных вод - важное звено в комплексе мероприятий, имеющих целью предотвращение загрязнений, ликвидацию последствий. Нефтепродукты в водоносном горизонте обладают значительной подвижностью, в связи с этим площадь загрязнения водоносного горизонта больше, чем площадь почвенного загрязнения. Ориентировочные расчеты просачивания нефтепродуктов показали, что загрязнения с поверхности попадут в водоносный горизонт в среднем в течение одного сезона, расчетная глубина просачивания нефти составит около 0,4 м.

Характер воздействия: кратковременный. Вероятность возникновения данных чрезвычайных ситуаций незначительная.

Возникновение пожара. В результате пролитого топлива возможно возникновение пожара. Вероятность возникновения этой ситуации пренебрежимо мала в силу принятых проектных решений по организации производства и технике безопасности.

4.5 ОЦЕНКА СТЕПЕНИ РИСКА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИНЫ

Изменение финансирования, пересмотр политики взаимоотношений 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.

Рабочим проектом намечается бурение оценочных скважин на месторождении Шубаркудук с целью определения запасов нефти.

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

Заложенная технология строительства скважин соответствует «Правилам обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (приказ МИР РК, №355 от 30.12.2014г.).

4.5.1 Анализ и оценка степени риска при строительстве скважины

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

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

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

• трудовой дисциплины в предприятии;

• производственного объекта (буровой);

• обученности персонала и наличие навыков при проведении работы в нештатных ситуациях;

• проведение организационно-технических мероприятий и др.

При строительстве скважин основные причины риска следующие:

• 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.

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 невосполнимый ущерб окружающей среде;

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

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

Категории отказов (степень риска отказов):

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

B - желателен детальный анализ риска, требуются меры безопасности;

C - рекомендуется проведение анализа риска и принятие мер безопасности;

D - анализ и принятие мер безопасности не требуются.

Таблица 4.5.2.1 - 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	Д
Невероятный отказ < 10-6	B	C	C	Д

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 - Виды аварии и их вероятность

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

Примерная вероятность возникновения аварийных ситуаций на скважине определяется по формуле: Рав = Рт х nскв х L/1000, где

Рт - примерная вероятность возникновения аварийных ситуаций на 1000 м;.

Nскв – 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 опорно-технологических и эксплуатационных скважин, обеспечивать охрану недр, окружающей среды и надежность скважины на стадии строительства и в процессе эксплуатации.

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

На этапе строительства.

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

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

К организационным мероприятиям относятся:

• обязательная подготовка кадров в специализированных УКК;

• стажировка на буровых под руководством опытных инструкторов;

• сдача экзаменов по профессии и видам работ;

• периодическая проверка знаний;

• инструктаж перед опасными видами работ;

• проведение учебных тревог по ликвидации ГНВП и противопожарной безопасности, умение пользоваться средствами индивидуальной защиты;

• ознакомление с передовым опытом и безопасным ведением работ на других предприятиях.

За этими организационными причинами осуществляется контроль:

• администрацией бурового предприятия;

• круглосуточный контроль со стороны ИТР за действиями вахты и обстановкой на скважине;

• проверка буровых комиссиями УБР, санитарными врачами, инспекторами военизированного отряда, инспекторами в области промышленной безопасности, комитетом по охране окружающей среды Республики Казахстан.

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

К техническим мероприятиям относятся:

проведение дефектоскопии бурового оборудования и инструмента;

опрессовка бурильных и обсадных колонн;

испытание вышки;

совместная опрессовка обсадных колонн с установленным на них противовыбросовым оборудованием на расчетное давление, соответствующее полному замещению бурового раствора пластовым флюидом;

применение высококачественных материалов и химреагентов;

применение высокотехнологического и безопасного оборудования (гидравлических ключей, спайдер-элеваторов, превенторов, гидравлических манометров, индикаторов веса и др.);

автоматизация процессов бурения;

механизация трудоемких работ.

вскрытие пласта с применением качественного бурового раствора с минимальным превышением гидростатического столба жидкости над текущим пластовым давлением, максимальным сокращением времени между вскрытием объекта и его испытанием.

Для выполнения указанных требований геолого-техническая служба бурового предприятия должна осуществлять контроль за режимом бурения (посредством станции ГТК), буровым раствором, газопоказаниями, составом шлама, чтобы своевременно выявить перспективный интервал. Все это позволяет уменьшить количественную и

качественную оценку риска, выбрать и заложить в план по испытанию оптимальный вариант.

Оборудование устья скважины:

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

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

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

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

Заключение

Во всех геологических зонах осадочная толща горных пород вскрыта не полностью, можно считать, что геологический разрез изучен недостаточно. В течение последних 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 и эксплуатации скважин.

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

Количественная оценка безопасности бурения скважин связана с определением степени риска. Под степенью риска понимается вероятность возникновения открытого

фонтана, полученная на стадии проектирования и строительства. Степень риска рассчитана по «Методике указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов» №30, утвержденной Госгортехнадзором РФ 10 июля 2001г.

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.

Можно выделить три группы факторов приводящих к возникновению открытого фонтана.

Первая группа – факторы, характеризующие состояние оборудования.

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

Третья группа – факторы, связанные с нефтегазопроявлениями.

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

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 установленно 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.Осутствие 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

Контроль момента свинчивания при спуске всех обсадных колонн.

Опрессовка колонны 244,5 и 168,3мм после истечения ОЗЦ с целью определения её герметичности.

Опрессовка приустьевой части (и ПВО) на расчетное давление.

Обучение работников буровой бригады, занимающих ключевые позиции и ответственных работников бурового подрядчика контролю за скважиной.

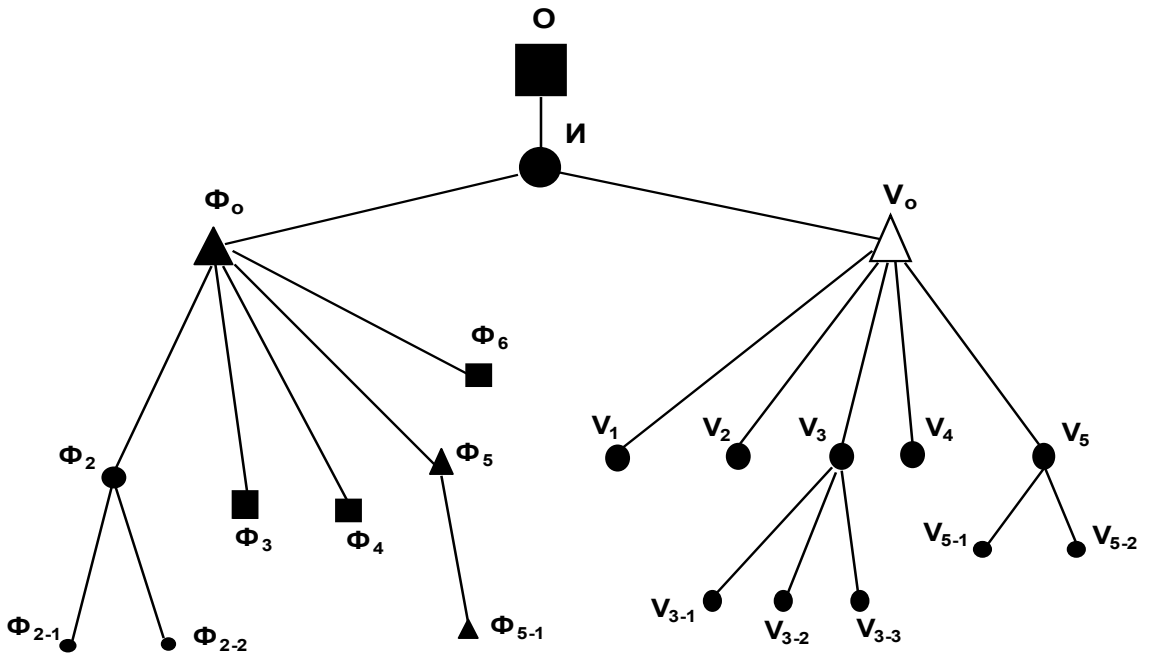


Рис. 4.5.1 - Дерево отказов и событий

	Наименование событий	Условные обозначения	Расчетные значения
О	Открытый фонтан (вероятность головного события)		0.002670
И	Логическое событие		0.002670
	Наличие факторов аварийности (вероятность отказа оборуд.)		0.005590
	Газонефтепроявления		0.477820
$Ф_1$	Отсутствие превенторного оборудования (ПВО)		0.000000
$Ф_{1-1}$	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

РАЗДЕЛ 5

ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИНЫ

5. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИНЫ

Решение о ликвидации скважины будет приниматься по результатам бурения, в случае обнаружении промышленных запасов углеводородов по решению НТС организации – Заказчика (ТОО «АртНик Ойл») вопрос о ликвидации (консервации) скважины будет выноситься на рассмотрение территориального Управления охраны и использования недр.

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

5.1. Порядок оформления материалов на ликвидацию скважины

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

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

В постоянно действующую комиссию на рассмотрение представляются следующие материалы: 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); выкопировка из структурной карты с указанием проектного и фактического положения устья и забоя;справка о том, когда и кем составлен проект строительства этой скважины и кто его утверждал, фактической стоимости скважины;диаграммы стандартного каротажа с разбивкой на горизонты и заключениями по всем вскрытым продуктивным пластам, а также заключение по проверке качества цементирования (АКЦ и др.);акты опрессовки колонн и цементных мостов, подписанные исполнителями работ;акт проверки технического состояния обсадной колонны.

По результатам проверки технического состояния составляется план изоляционно-ликвидационных работ, обеспечивающий выполнение требований охраны окружающей природной среды, который согласовывается уполномоченными органами. К плану прилагаются протокол постоянно действующей комиссии, каротажная диаграмма и заключение по геофизическим исследованиям скважины.

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 уполномоченный орган по изучению недр.

По скважине, пробуренной на месторождении, указанные материалы представляются для заключения в уполномоченные органи. Согласованный в указанном порядке план изоляционно-ликвидационных работ является основанием для проведения работ по ликвидации объекта.

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

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

5.2. Оборудование устья и ствола скважины при ее ликвидации

Все работы по оборудованию устья и ствола скважин и при их ликвидации должны проводиться в строгом соответствии с «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» [3] и индивидуальным планом изоляционно-ликвидационных работ по скважине, разработанным в соответствии с настоящим проектом.

Осложнения и аварии, возникшие в процессе проведения изоляционно-ликвидационных работ или в процессе исследования технического состояния скважины, ликвидируются по дополнительным планам, согласованным с аварийно-спасательной службой и территориальными органами «ЗапКазНедра».

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

5.3. Ликвидация скважины

Все работы по ликвидации скважины проводятся по плану организации работ, разработанным в соответствии с проектом на ликвидацию скважины для данного месторождения. Оборудование стволов при ликвидации скважин со спущенной эксплуатационной колонной производится в соответствии с «Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» следующим образом:

При подъеме цемента за эксплуатационной колонной выше башмака предыдущей колонны (технической колонны или кондуктора) устанавливаются цементные мосты против всех интервалов перфорации, интервалов негерметичности, установки муфт ступенчатого цементирования, в местахстыковки при секционном спуске эксплуатационной и технической колонн, интервале башмака кондуктора (технической колонны). При отвороте незацементированной части эксплуатационной колонны устанавливается цементный мост высотой не менее 50 м на «голове» оставшейся части колонны.Оставшаяся часть скважины заполняется незамерзающей нейтральной жидкостью. Все обьекты испытания должны быть изолированы. Высота каждого цементного моста должна быть равна мощности пласта плюс 20 м выше кровли и ниже подошвы пласта. Над кровлей верхнего пласта цементный мост устанавливается на высоту не менее 50 м. В башмаке последней технической колонны устанавливается цементный мост с перекрытием башмака колонны не менее чем на 50 м.

Рассматриваемые варианты ликвидации скважины:

Вариант 1. Скважина доведена до проектной глубины, спущена эксплуатационная колонна диаметром 168,3мм в интервале 0-500м, произведено испытание, получены промышленные притоки углеводородов - в этом случае скважина по решению Заказчика консервируется на период работ по обустройству, а после расконсервации переводится в категорию добывающих. После достижения проектного забоя и проведения запланированных работ оценочная скважина подлежит ликвидации, как выполнившая свое назначение.

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 может ликвидироваться без спуска колонны по геологическим причинам.

Учитывая вышесказанное, на скважинах SH-1 предусматривается установка следующих ликвидационных цементных мостов:

Вариант 1.

Для скв SH-2, SH-3, SH-4, SH-5, SH-6 предусмотрен интервал перфорации 340-349м, соответственно изолирующий цементный мост будет устанавливаться на глубине 320-369м, мощность моста 49м.

Необходимое количество цементного раствора для установки моста в интервале 320-369м составит;

$$V\ ц.р. = 0{,}785 \times D2 \times h = 0{,}785 \times 0{,}15052 \times 49 = 0{,}87\ м^3$$

Необходимое количество продавочного раствора при использовании НКТ диаметром 73,0мм с толщиной стенки 5,5мм с глубиной спуска 359м составит;

$$V\ пр.р. = 0{,}785 \times D2 \times h = 0{,}785 \times 0{,}062^2 \times 359 = 1{,}11 м^3$$

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 с высотой – 100м.

- мост №2- в башмаке предыдущей колонны – 100 - 150 м – согласно инструкции;

Исходя их геологических данных, интервал установки моста №1 должен быть на глубине 200-300м.

Необходимое количество цементного раствора для установки моста №1 с учетом коэффициента кавернозности 1,2 составит;

$$V\ ц.р. = 0{,}785 \times D2 \times h = 0{,}785 \times 0{,}21592 \times 1{,}2 \times 300 = 13{,}17 м^3$$

Необходимое количество продавочного раствора при использовании НКТ диаметром 73,0мм с толщиной стенки 5,5мм с глубиной спуска 300м составит;

$$V\ пр.р. = 0{,}785 \times D2 \times h = 0{,}785 \times 0{,}0622 \times 300 = 0{,}9 м^3$$

Необходимое количество цементного раствора для установки моста №2 учетом выхода цемента на 50м ниже башмака предыдущей колонны диаметром 245мм с толщиной стенки 8,9мм и захода внутрь колонны на 50м (глубина спуска кондуктора 160м) составит;

$$V\ ц.р. = 0{,}785 \times D2 \times h = 0{,}785 \times 0{,}21592 \times 1{,}2 \times 50 + 0{,}785 \times 0{,}22672 \times 50 = 4{,}22 м^3$$

Для поведения установки цементных изолирующих мостов необходимо использование одного ЦА-320М и одного СМН-20.

Примечание: Если во время проводки скважин обнаружатся водяные горизонты, то напротив водяных горизонтов устанавливаются цементные мосты.

Оборудование устья скважины при ликвидации:

На устье скважины устанавливается бетонная тумба размером 1×1×1 м с репером высотой не менее 0,5 м и металлической табличкой, на которой электросваркой указывается номер скважины, месторождение (площадь), недропользователь, дата ее ликвидации. Выкопировка плана местности с указанием местоположения устья ликвидированной скважины передается землепользователю.

По скважинам всех категорий, пробуренным в пределах внешнего контура нефтегазоносности и максимального размера искусственной залежи газохранилища, цементные мосты устанавливаются в интервале и на 20 м ниже и выше мощности всех продуктивных горизонтов, продуктивность которых установлена в процессе строительства скважин, разработки месторождения, эксплуатации хранилища.

При расположении скважины на землях, используемых для сельскохозяйственных целей, устья скважины углубляются не менее, чем на 2 м от поверхности, оборудуются заглушкой, установленной на кондукторе (технической колонне), и табличкой с указанием номера скважины, месторождения (площади), пользователя недр и даты ее ликвидации. Заглушка покрывается материалом, предотвращающим ее коррозию, и устье скважины засыпается землей. Выкопировка плана местности с указанием местоположения устья ликвидированной скважины передается землепользователю.

По скважинам, ликвидированным по III категории, а также скважинам всех категорий, пробуренным в пределах внешнего контура нефтегазоносности и максимального размера искусственной залежи газохранилища, цементные мосты устанавливаются в интервале и на 20 м ниже и выше мощности всех продуктивных горизонтов, продуктивность которых установлена в процессе строительства скважин, разработки месторождения, эксплуатации хранилища.

5.4. Консервация скважины

Все работы по консервации скважины проводятся по плану организации работ, разработанным в соответствии с проектом на консервацию скважины для данного месторождения. Оборудование ствола при консервации скважины со спущенной эксплуатационной колонной производится в соответствии с «Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов, и добычи урана»,следующим образом:

Консервация скважин в процессе строительства производится в случаях: консервации части ствола скважин, защищенного обсадной колонной; при сезонном характере работ - на срок до продолжения строительства; разрушения подъездных путей в

результате стихийных бедствий - на срок,необходимый для их восстановления;несоответствия фактических геолого-технических условий проектным – на срок до уточнения проектных показателей и составления нового техническогопроекта строительства скважин; при строительстве скважин кустовым способом - в соответствии сдействующими требованиями на кустах нефтяных и газовых скважин.

Проведение работ по консервации скважин

Для консервации скважин с открытым стволом:

спустить бурильный инструмент с «воронкой» до забоя скважины,промыть скважину и довести параметры бурового раствора до значений,регламентированных проектом на строительство скважины;

поднять бурильные трубы в башмак последней обсадной колонны,верхнюю часть колонны заполнить незамерзающей жидкостью;

загерметизировать трубное и затрубное пространство скважины;

провести консервацию бурового оборудования;

на устье скважины укрепить металлическую табличку с указанием номера скважины, времени начала и окончания консервации скважины, организации-владельца.

Для консервации скважины со спущенной (неперфорированной)колонной:

спустить в скважину бурильный инструмент или насосно-компрессорных труб (далее - НКТ) до глубины искусственного забоя;

обработать буровой раствор с доведением его параметров в соответствиис проектом на строительство скважины, добавить ингибитор коррозии;

приподнять колонну труб на 50 м от забоя, верхнюю часть скважины заполнить незамерзающей жидкостью;

дальнейшие работы проводить согласно следующих решений.

Консервация скважин, законченных строительством

Консервации подлежат все категории скважин, законченных строительством, на срок до их передачи заказчику для дальнейшей организации добычи нефти, газа, эксплуатации подземных хранилищ, месторождений теплоэнергетических, промышленных минеральных и лечебных вод, закачки воды, строительства системы сбора и подготовки нефти, газа, воды.

При консервации скважины:

спустить НКТ с «воронкой». Заглушить скважину жидкостью с параметрами, установленными проектной документацией, и обработанную ингибиторами коррозии. В интервал перфорации закачать жидкость, обеспечивающую сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта.

Поднять НКТ выше интервала перфорации. Верхнюю часть скважины заполнить незамерзающей жидкостью. Устьевое оборудование защитить от коррозии. При коэффициенте аномалии давления Ка = 1,1 и выше в компоновку насосно-компрессорных труб включить пакер и клапан-отсекатель;

с устьевой арматуры снять штурвалы, манометры, установить на арматуре заглушки;

оградить устье скважины (кроме скважин на кустовых площадках). На ограждении укрепить табличку с указанием номера скважины, месторождения, пользователя недр, срока консервации. Провести планировку прискважинной площадки;

установка цементного моста над интервалом перфорации устанавливается планом организации работ на консервацию скважины, в зависимости отдлительности консервации и других факторов.

Если срок консервации скважины составит срок более одного года скважина заполняется жидкостью исключающей глинизацию пласта, и после установки над интервалом перфорации цементного моста выстой 25-50 метров и заполняется раствором, плотность которого позволить создать противодавление на пласт в соответствии с «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».

5.5 Подготовительные, строительно-монтажные и вспомогательные работы при консервации и ликвидации

Расчеты продолжительности работ по ликвидации и консервации скважины должны выполняться Подрядчиком работ с учетом действующих норм времени на технологические процессы и согласовываться с Недропользователем.

Работы по ликвидации и консервации скважины будут производиться с использованием установки для освоения УПА-60/80 (или аналог).

6. СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ПРИНЯТИИ РЕШЕНИИ

№№ п/п	Наименование	Издание (утверждение)
1	2	3
1	Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ» РД-39-0148052-537-87	Москва, ВНИИБТ, 1990 г.
2	Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности	Астана, МИИРК от 30.12.2014 г. №355
3	«Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр»	Приказ МНЭ РК, Астана, от 15.06.2018 г. №239
4	Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции ГОСТ 13862-2003	Межотраслевой стандарт, Минск, 2003г.
5	Закон РК «О гражданской защите» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 08.06.2024 г.)	Астана, от 11.04.2014 г. №188-V
6	Закон РК «О разрешениях и уведомлениях» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 22.07.2024 г.)	Астана, 16.05.2014 №202-V
7	Закон РК «О радиационной безопасности населения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 25.02.2021 г.)	Астана, от 23 апреля 1998 года №219-1
8	Экологический кодекс Республики Казахстан	Астана, от 02 января 2021 года № 400-VI
9	Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана (с изменениями и дополнениями по состоянию на 28. 02.2024 г.)	Астана, от 22.05.18 г МЭ РК №200
10	Водный кодекс Республики Казахстан (с изменениями и дополнениями по состоянию на 08.06.2024 г.)	Астана, от 09 июля 2003 г №481-II
11	Кодекс РК «О здоровье народа и системе здравоохранения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 20.06.2024 г.)	Астана, от 07.07.2020 года №360-VI
12	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции»	Приказ МЗ РК от 11.02.2022 г. № ҚР ДСМ-13
13	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов»	Приказ МЗ РК от 11.01.2022г. № ҚР ДСМ-2
14	Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к радиационно-опасным объектам»	Приказ МЗ РК от 25 августа 2022 года № ҚР ДСМ-90
15	Гигиенические нормативы к обеспечению радиационной безопасности	Приказ МЗ РК от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-71.
16	Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности	от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020 МЗ РК.
17	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения»	Приказ МЗ РК от 3 августа 2021 года № ҚР ДСМ-72.
18	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства»	Приказ МЗ РК от 16 июня 2021 года № ҚР ДСМ-49
19	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов»	Приказ МР РК 20 февраля 2023 года № 26

Справочная литература		
20	Инструкцией по составлению технического проекта на строительство скважин на нефть и газ	№ 45 от 2.02.2005г.
21	Инструкция по ТБ при исследованиях скважин и испытании пластов РД-08-41-94	Алматы, МНП РК, 1994г.
22	Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин РД 39-7/10001-89.	Куйбышев, ВНИИТнефть, 1989г.
23	Инструкция по испытанию скважин на герметичность.	Куйбышев, 1997г.
24	Инструкция по эксплуатации насосно – компрессорных труб РЛ 39-0147014-217-86.	Куйбышев, ВНИИТнефть, 1987г.
25	Инструкция по эксплуатации бурильных труб РД 39-013-90.	Куйбышев, ВНИИТнефть,1990г
26	Инструкция по подготовке обсадных труб к спуску скважину РД 39-2-132-78.	Куйбышев, ВНИИТнефть, 1980г.
27	Инструкция по составлению гидравлической программы бурения скважин РД 390147009-516-86.	Краснодар ВНИИКнефть, 1981г.
28	Инструкция по организации и проведению профилактической работы по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых газовых и нефтяных фонтанов на территории РК	Алматы, 2002г
29	Сборник типовых инструкций по безопасному ведению работ для рабочих буровых бригад РД-08-22-94	Алматы, МНП РК, 1995г.
30	Отраслевая инструкция по безопасности труда при приготовлении бурового раствора РД-08-43-94	Алматы, МНП РК, 1994г.
31	Отраслевая инструкция по безопасности труда при спуске в скважину колонны обсадных труб РД 08-46-94	Алматы, МНП РК, 1994г.
32	Отраслевая инструкция по безопасности труда при проводке скважин роторным и турбинным способом РД 08-44-94	Алматы, МНП РК, 1994г.
33	Первичные действия членов буровой вахты при возникновении ГНВП	Москва, НИИтруда, 1987г.
34	Методика расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин	Приказ МООС от 03.05.12г. № 129-Ө

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

ПРОТОКОЛ
Совместного геолого-технического совещания

Дата проведения заседания:
«__» _____ 2025г.

Место проведения заседения:
г. Алматы, офис ТОО «АртНик Ойл»

Присутствовали:
От ТОО «АртНик Ойл»:
Мутан Б.Н. – Директор
Егоров И.Л. – Главный геолог

От ТОО «Timal Consulting Group»
Нурбаев С.Т. – Заместитель директора по анализу разработки
Мусина Ж.К. – Управляющий директор по геологии
Буканов К.С. – Главный специалист департамента бурения

Повестка совещания: **Рассмотрение проектного документа «Групповой технический проект на строительство оценочных скважин SH-2, SH-3, SH-4, SH-5, SH-6 глубиной 500±250 м с полным пакетом экологической документации, включая экологическое разрешение на воздействие, на месторождении Шубаркудук».**

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

Выступил:

Буканов К.С. – кратко изложил о проделанной работе над проектом. Ознакомил с технической частью проекта и графическими приложениями.

Документы, являющиеся основанием для составление рабочего проекта на строительство скважин: «Проект разработки месторождения Шубаркудук».

Далее выступил Игоров И.Л. с информацией, что проект выполнен в соответствии с предъявляемыми требованиями и предлагается к отправке в контролирующие органы для получения необходимых согласований.

В обсуждении приняли участие: Мутан Б.Н., Игоров И.Л, Нурбаев С.Т.

После обмена мнениями ГТС постановляет:

Технический проект утвердить и направить в контролирующие органы на рассмотрение и согласование.

Подписи:

От **ТОО «АртНик Ойл»**

1. Мутан Б.Н. – Директор
2. Егоров И.Л. – Главный геолог

От **ТОО «Timal Consulting Group»**

1. Нурбаев С.Т. – Зам. директора по анализу разработки

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

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 углеводородов

(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

23008836 Страница 1 из 2

ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 23008836

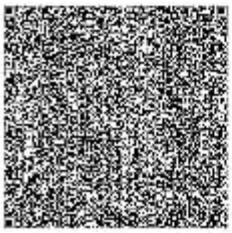
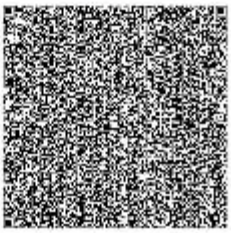
Дата выдачи лицензии 14.04.2023 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

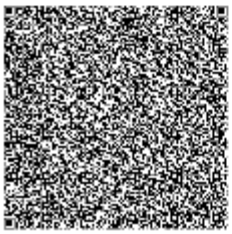
- Составление технических проектных документов для месторождений углеводородов
- Составление базовых проектных документов для месторождений углеводородов и анализа разработки месторождений углеводородов

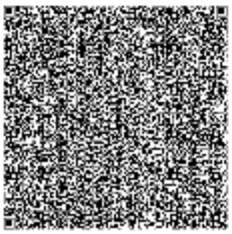
(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

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»)
Лицензиар	**Министерство энергетики Республики Казахстан** (полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)
Руководитель (уполномоченное лицо)	**Арымбек Құдайберген 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»)





23008836

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 **Иеліктен шығарылмайтын, 1-сынып**

(иеліктен 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 қолданылу кезеңі

Берілген жер **Астана қ.**

23008836 2 беттен 1-бет

ЛИЦЕНЗИЯҒА ҚОСЫМША

Лицензияның нөмірі 23008836

Лицензияның берілген күні 14.04.2023 жылы

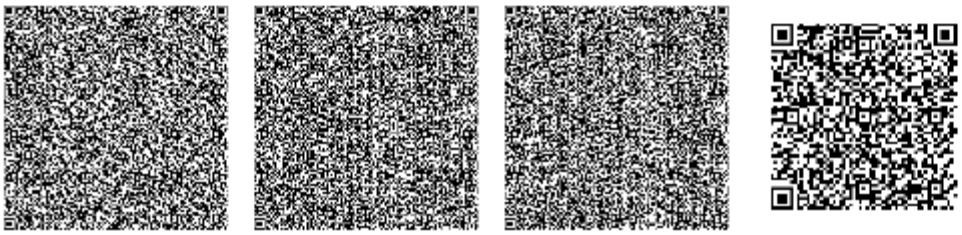
Лицензияланатын қызмет түрінің кіші қызметтері

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

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



ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Техническое задание

№1 қосымша Конкурстық құжаттамаға, «АртНик Ойл» ЖШС Директорының 29.01.2025 г. №3 бұйрығымен бекітілген. Мутэп Б.Н. 2025ж.	Приложение №1 к Конкурсной документации, утвержденной Приказом №3 от 29.01.2025 г. Директор ТОО «АртНик Ойл» Мутэп Б.Н. «__» ____ 2025г.

Техникалық сипаттама.		Техническая спецификация	
«Шұбаркұдық кен орнында әсер етуге экологиялық рұқсатты қоса алғанда, экологиялық құжаттаманың толық пакетімен жобалық тереңдігі 500±250м SH-2, SH-3, SH-4, SH-5, SH-6 бағалау ұңғымаларын салуға арналған топтық техникалық жоба» жобасына		на проект «Групповой технический проект на строительство оценочных скважин SH-2, SH-3, SH-4, SH-5, SH-6, с проектной глубиной 500±250м с полным пакетом экологической документации, включая экологическое разрешение на воздействие, на месторождении Шубаркудук».	
1. Жобалауға арналған негіздеме	1.1. Шарт 1.2. «Шұбаркұдық кен орнын игеру жобасы».	1.Основание для проектирования	1.1. Договор 1.2. «Проект разработки месторождения Шубаркудук».
2. Жобаланатын нысанның атауы.	«Шұбаркұдық кен орнында әсер етуге экологиялық рұқсатты қоса алғанда, экологиялық құжаттаманың толық пакетімен жобалық тереңдігі 500±250м SH-2, SH-3, SH-4, SH-5, SH-6 бағалау ұңғымаларын салуға арналған топтық техникалық жоба».	2.Наименование проектируемого объекта	«Групповой технический проект на строительство оценочных скважин SH-2, SH-3, SH-4, SH-5, SH-6, с проектной глубиной 500±м с полным пакетом экологической документации, включая экологическое разрешение на воздействие, на месторождении Шубаркудук».
3. Нысанның орналасқан орны	Қазақстан Республикасы, Ақтөбе облысы, Темір ауданы	3.Местоположения объекта	Республика Казахстан, Актюбинская область, Темирский район.
4. Құрылыстың түрі	Жаңа	4.Вид строительства	Новое
5. Бұрғылау мақсаты және ұңғыманың мақсаты	Мұнайды барлау және игеру	5. Цель бурения и назначения скважины	Разведка и добыча нефти
6. Тапсырыс беруші беретін бастапқы деректер	«Шұбаркұдық кен орнын игеру жобасы» - 2025ж.	6. Исходные данные, выдаваемые заказчиком	«Проект разработки месторождения Шубаркудук»-2025г.).
Бағандағы сынақ нысандарының интервалдары	әр ұңғымада бір сынақ нысанынан (РТ).	Интервалы объектов испытания в колонне	по одному объекту испытания в каждой скважине (РТ).
Ұңғымаларды игеру және зерттеу кезінде мұнай жинаудың жылжымалы кешенін жабдықтау	1. Мұнайгаз сепараторы 2. Жинақтаушы ыдыс 3. Сорғы құрылғысы 4. Торлы газосепаратор 5. Дренажды ыдыс 6. Құю жүйесі 7. Факельді қондырғы 8. Құбырлы газ кенейткіш 9. Мұнай мен газды есепке алу торабы 10. ДЭС - 2 дана (1 жұмыста, 1 резервті) 11. Сағалық қыздырғыш	Оборудование передвижного комплекса сбора нефти при освоении и исследовании скважин	1. Нефтегазовый сепаратор 2. Накопительная емкость 3. Насосная установка 4. Газосепаратор сетчатый 5. Дренажная емкость 6. Система налива 7. Факельная установка 8. Трубный газовый расширитель 9. Узел учета нефти и газа 10. ДЭС – 2 шт. (1 рабочая, 1 резервная) 11. Устьевой нагреватель

Болжамды талаптар:

1. «Шұбаркұдық кен орнын игеру жобасына» сәйкес жобалық ұңғыманың орналасқан жері.
2. Жобалық бағалау ұңғымаларының тереңдігі - 500+250м.
3. Бұрғылауға арналған бұрғылау қондырғысы - жүк көтергіштігі кемінде 160 т (ZJ-20 немесе жүк көтергіштігі бойынша ұқсас), сынауға арналған қондырғы – бұрғылау қондырғысы немесе УПА 60/80 немесе жүк көтергіштігі бойынша ұқсас.
4. Ұңғымаларды сынау кезінде өндірілетін өнімде күкіртті сутектің болуы күтілмейді.

5. Экологиялық құжаттаманы әзірлеген кезде:

- Экологиялық бағалауды жүргізу және Тапсырыс берушімен келісу.

Жоспарланған қызмет туралы өтінішті дайындау және Тапсырыс берушімен келісу.

Сенім білдірілген қызметкердің жеке куәлігінің көшірмесін ұсыну және берілген сенімхат негізінде өз қызметкеріне ЭЦҚ алу.

Тапсырыс берушімен көзделіп отырған қызмет туралы өтінішті дайындау және келісу, сондай-ақ өз есебінен дербес және өз күшімен электрондық лицензиялау сайтына көзделіп отырған қызмет туралы өтініш беру https://elicense.kz/

Мемлекеттік органдар мен жұртшылықтың көзделіп отырған қызмет туралы өтінішті (қамту саласын айқындауға арналған материалдарды) қарауы және мүдделі органдар мен жұртшылықтың ескертулері мен ұсыныстарын жинау процесінде экологиялық бағалау материалдарын (ҚОӘБ/РҚБ) сүйемелдеу, сондай-ақ қажетті түсініктемелер беру, оң қорытынды алу.

Алынған қорытынды негізінде ҚОӘБ/РҚБ үшін құжаттар пакетін (ҚОӘБ/ықтимал әсерлер туралы есеп) және экологиялық рұқсат алу үшін құжаттар пакетін (барлық қоғамдық тыңдауларды өткізуді қоса алғанда) әзірлеу және Тапсырыс берушімен келісу. Мемлекеттік уәкілетті органға экологиялық рұқсат алу шеңберінде мемлекеттік экологиялық сараптамадан өту үшін қажетті құжаттар топтамасын ұсыну.

Мемлекеттік уәкілетті органға экологиялық рұқсат алу шеңберінде мемлекеттік экологиялық сараптамадан өту үшін қажетті құжаттар топтамасын (оның ішінде мемлекеттік орган порталында электрондық өтінімді толтыру) ұсыну. Қоғамдық тыңдауларды өткізу нысанын (ашық жиналыс/жария талқылау және т.б.) уәкілетті органмен келісу.

- портал арқылы қоғамдық тыңдаулар өткізуге сұрау-хат жасау және жіберу https://ecoportal.kz/, (https://ndbecology.gov.kz/и және т.б. тиісті әкімшілік-аумақтық бірліктердің жергілікті атқарушы органдарына (ЖАО) жазбаша, қоғамдық тыңдаулар өткізілетін орынды көрсете отырып, менімен келісу-хат (қажет болған жағдайда) ЖАО өткізілетін орындарға ақы төлеу.

Өз есебінен және өз күшімен БАҚ-та қоғамдық тыңдаулар өткізу туралы хабарландыруларды орыс және қазақ тілдерінде, сондай-ақ қоғамдық тыңдаулар өткізу туралы хабарландырулардың фотосуреттерін жариялау.

Қоғамдық тыңдауларды өткізу орны, күні мен уақыты келісілгеннен кейін Портал арқылы қоршаған ортаны қорғау саласындағы уәкілетті органның ведомстволық бағынысты ұйымына келесілерді жіберу:

1) қоғамдық тыңдауларға шығарылатын құжаттар пакеті;

2) қоғамдық тыңдаулар өткізуді келісу туралы хат-жауап;

3)мерзімді баспасөз басылымында (газет) қоғамдық тыңдаулар өткізу туралы хабарландыруды уақтылы орналастыру туралы растайтын құжат;

4) қоғамдық тыңдаулар өткізу туралы хабарландыруды кемінде бір теле - немесе радиоарнада уақтылы орналастыру туралы растайтын құжат.

Предполагаемые требования:

1. Местоположения проектных скважин в соответствии с «Проектом разработки месторождения Шубаркудук».
2. Глубина проектных оценочных скважин - 500+250м.
3. Буровая установка для бурения - грузоподъемностью не менее 160 т (ZJ-20 или аналогичного по грузоподъемности), установка для испытания – буровая установка или УПА 60/80, или аналогичного по грузоподъемности.
4. Наличие сероводорода в добываемой продукции при испытании скважин не ожидается.
5. При разработке экологической документации:

- Провести экологическую оценку и согласовать с Заказчиком.

Предоставить копию удостоверения личности доверенного сотрудника и на основании выданной Доверенности, получить ЭЦП на своего сотрудника.

Подготовить и согласовать с Заказчиком Заявление о намечаемой деятельности, а также самостоятельно за свой счет и своими силами подать Заявление о намечаемой деятельности на сайт электронного лицензирования https://elicense.kz/

Сопровождать материалы экологической оценки (ОВОС/РООС) в процессе рассмотрение гос. органами и общественностью Заявления о намечаемой деятельности (материалов для определения сферы охвата) и Сбора замечаний и предложений заинтересованных органов и общественности, а также давать необходимые пояснения, получить положительное Заключение

На основании полученного ЗАКЛЮЧЕНИЯ разработать и согласовать с Заказчиком полный пакет документов для получения экологического разрешения в том числе: отчет о возможных воздействиях (ОоВВ) либо РООС, включая организацию и проведение всех необходимых общественных слушаний. Согласовать с Заказчиком разработанный пакет документов. Предоставить в государственный уполномоченный орган необходимый пакет документов (в том числе заполнение электронной заявки на портале гос. органа) для прохождения Государственной Экологической экспертизы в рамках получения экологического разрешения.

Согласовать форму проведения общественных слушаний (открытое собрание/публичное обсуждение и т.д.) с уполномоченным органом.

Провести (от имени Заказчика) все процедуры для проведения общественных слушаний включая, но не ограничиваясь:

- составить и направить письмо-запрос на проведение общественных слушаний посредством Портала https://ecoportal.kz/, (https://ndbecology.gov.kz/и и пр. и письменно в местные исполнительные органы (МИО) соответствующих административно-территориальных единиц, письмо-согласование с МИО с указанием места проведения общественных слушаний оплатить места проведения ОС (при необходимости).

Своевременно разместить за свой счет и своими силами объявления на русском и казахском языках в СМИ о проведении общественных слушаний, а также фото объявлений о проведении общественных слушаний.

После согласования места, даты и времени проведения общественных слушаний, направить в подведомственную организацию уполномоченного органа в области охраны окружающей среды посредством Портала:

1) пакет документов, выносимый на общественные слушания;

2) письмо-ответ о согласовании проведения общественных слушаний;

3) подтверждающий документ о своевременном размещении объявления о проведении общественных слушаний в периодическом печатном издании (газета);

Түсірілім уақытының бұрыштық электрондық мөртабанымен жұртшылық үшін қолжетімді орындарда уақтылы орналастырылған ашық жиналыстар арқылы қоғамдық тыңдаулар өткізу туралы хабарландырулардың фотосуреті.

Мүдделі жұртшылықтың қоғамдық тыңдауларға қатысуын қамтамасыз ету.

Қоғамдық тыңдауларды өткізу кезінде қоғамдық тыңдаулардың қорытындыларын шығара отырып қоғамдық тыңдауларды тіркеу басталғаннан бастап жабылғанға дейін қоғамдық тыңдаулардың ашық жиналысының барлық барысын үздіксіз жазуды қамтамасыз ету

Алынған ескертулер мен ұсыныстарға түсініктеме беру, жер қойнауын пайдаланушымен бірлесіп, қажет болған жағдайда жобаны өз есебінен және өз күшімен пысықтау.

Қоғамдық тыңдаулардың келісілген, қол қойылған хаттамасын алу және оны келісу (және әсер етуге экологиялық рұқсат алу) үшін мемлекеттік экологиялық сараптама материалдарына уақтылы бекіту

Әсерге экологиялық рұқсат алу үшін құжаттардың толық пакетін әзірлеу және Тапсырыс берушімен келісу.

Экологиялық рұқсат алу үшін құжаттардың толық пакеті мыналарды қамтуы тиіс (бірақ олармен шектелмейді):

1. Әсер етуге экологиялық рұқсат беруді жүзеге асыратын органға белгіленген нысан бойынша электрондық түрде әсер етуге экологиялық рұқсат алуға өтініш (порталға жүктеу https://elicense.kz/).

2. Әсер етуге экологиялық рұқсат алуға өтінішке мыналар қоса беріледі:

1) көзделіп отырған қызметке қатысты - I санаттағы объектілерді салу және (немесе) пайдалану жөніндегі жобалау құжаттамасы;

2) қоршаған ортаға әсерді бағалау нәтижелері бойынша қорытынды не қоршаған ортаға әсерді міндетті бағалауды жүргізу қажеттігінің жоқтығы туралы қорытындыны қамтитын көзделіп отырған қызметтің әсерлерін скринингтеу нәтижелері туралы қорытынды;

3) қоршаған ортаға әсерді міндетті бағалауға жатпайтын қызмет түрлері бойынша - оңайлатылған тәртіп бойынша экологиялық бағалау материалдары (мұнай өндіру тәулігіне 500 тоннадан кем және газ өндіру кезінде тәулігіне 500 000 м^3 кем);

4) атмосфералық ауаға зиянды (ластаушы) заттар шығарындыларын және олардың көздерін түгендеу бланкісін қоса алғанда, эмиссиялар нормативтерінің жобасы (объектіні пайдалану үшін);

5) бөлімінің бөлігі ретінде қалдықтарды басқару бағдарламасының жобасы;

6) бөлімінің бөлігі ретінде өндірістік экологиялық бақылау бағдарламасының жобасы;

7) әсер етуге экологиялық рұқсаттың қолданылу кезеңіне арналған қоршаған ортаны қорғау жөніндегі іс-шаралар жоспарының жобасы;

Тапсырыс берушіге берілетін экологиялық рұқсат мыналарды қамтуы керек:

• қоршаған ортаға эмиссиялардың нормативтері (жыл сайынғы шығарындыларды есептеумен). Кестелерді ені бойынша бір параққа орналастыру) оның ішінде мұрағат дәуір;

• қалдықтардың (уақытша) жинақталу лимиттері.

Сондай-ақ Тапсырыс берушіге берілетін құжаттар пакеті қоршаған ортаны қорғау саласындағы уәкілетті органмен келісілген құжаттарды қамтуы тиіс:

• қалдықтарды басқару бағдарламасы;

• өндірістік экологиялық бақылау бағдарламасы, оның ішінде топырақ пен жер асты суларының жай-күйіне мониторингті қоса алғанда, өндірістік мониторинг жүргізу жөніндегі талаптар;

4) подтверждающий документ о своевременном размещении объявления о проведении общественных слушаний не менее чем в одном теле- или радиоканале.

Фото объявлений о проведении общественных слушаний посредством открытых собраний, своевременно размещенных в местах, доступных для общественности, с угловым электронным штампом времени съемки.

Обеспечить участие заинтересованной общественности в общественных слушаньях.

При проведении общественных слушаний обеспечить непрерывную запись всего хода открытого собрания общественных слушаний с начала регистрации до закрытия общественных слушаний с подведением итогов общественных слушаний

Давать пояснения к полученным замечаниям и предложениям, совместно с недропользователем, в случае необходимости, доработать проект за свой счет и своими силами.

Получить согласованный, подписанный Протокол общественных слушаний и своевременно приложить его к материалам государственной экологической экспертизы для согласования (и получения экологического разрешения на воздействие)

Разработать и согласовать с Заказчиком полный пакет документов для получения экологического разрешения на воздействие.

Полный пакет документов для получения экологического разрешения должен включать в себя (но не ограничиваться):

1. Заявление на получение экологического разрешения на воздействие по установленной форме в электронном виде в орган, осуществляющий выдачу экологического разрешения на воздействие (загрузить на портал https://elicense.kz/).

2. К заявлению на получение экологического разрешения на воздействие прилагаются:

1) в отношении намечаемой деятельности – проектная документация по строительству и (или) эксплуатации объектов I категории;

2) заключение по результатам оценки воздействия на окружающую среду либо заключение о результатах скрининга воздействий намечаемой деятельности, содержащее вывод об отсутствии необходимости проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду;

3) по видам деятельности, не подлежащим обязательной оценке воздействия на окружающую среду, – материалы экологической оценки по упрощенному порядку (при добыче нефти меньше 500 тн/сут и добыче газа меньше 500 000м^3/сут);

4) проект нормативов эмиссий, включая бланк инвентаризации выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух и их источников (для эксплуатации объекта);

5) проект программы управления отходами как часть раздела ООС;

6) проект программы производственного экологического контроля как часть раздела ООС;

7) проект плана мероприятий по охране окружающей среды на период действия экологического разрешения на воздействие;

Экологическое разрешение, передаваемое Заказчику, должно включать в себя:

• нормативы эмиссий в окружающую среду (с подробными ежегодными расчетами выбросов ЗВ. Таблицы разместить на одну страницу по ширине), в том числе архив ЭРА;

• лимиты (временного) накопления отходов.

Также пакет документов, передаваемых Заказчику, должен включать в себя согласованные уполномоченным органом в области охраны окружающей среды:

• әсер етуге экологиялық рұқсаттың қолданылу кезеңіне арналған қоршаған ортаны қорғау жөніндегі іс-шаралар жоспары; • қоршаған ортаға әсерді бағалау туралы қорытындыда көрсетілген қоршаған ортаны қорғау жөніндегі өзге де талаптар (ол болған кезде). - Өз бетінше және өз есебінен фондық шоғырлану туралы анықтама және т.б. жобалау құжаттамасын әзірлеу үшін қажетті құжаттарды, анықтамаларды, карталарды, зерттеулерді, қорытындыларды және т.б. алу, қажет болған жағдайда инженерлік ізденістер жүргізу. Ұңғымаларды салу кезінде ЗВ шығарындыларын есептеу *Шұбаркұдық кен орнын игеру жобасының экологиялық бөлігіндегі есептеулермен бірдей болуы тиіс.* - Тапсырыс берушіге жобалық құжаттаманы орыс тіліндегі қағаз тасығышта 2 данада, сондай-ақ Word және PDF форматтарындағы CD дискідегі электрондық тасығышта 2 данада Алматы қаласының кеңсесіне ұсыну. 6. Жұмыстарды орындау мерзімі: «Шұбаркұдық кен орнында әсер етуге экологиялық рұқсатты қоса алғанда, экологиялық құжаттаманың толық пакетімен жобалық терендігі 500±250м SH-2, SH-3, SH-4, SH-5, SH-6 бағалау ұңғымаларын салуға арналған топтық техникалық жобасын» әзірлеу мерзімі: мемлекеттік органдарда келісуді ескере отырып, 2 ай. 7. Жұмыстардың/қызметтердің әлеуетті жеткізушісіне қойылатын талаптар. 7.1. Көмірсутектер саласындағы жұмыстар мен қызметтерге лицензияның болуы Ішкі түрлері: *Көмірсутек кен орындары үшін базалық жобалау құжаттарын жасау және көмірсутек кен орындарын игеруді талдау* 7.2. Қоршаған ортаны қорғау саласындағы жұмыстарды орындауға және қызметтер көрсетуге лицензияның болуы Ішкі түрлері: *I санаттағы объектілер үшін табиғатты қорғауды жобалау, нормалау.* 7.3. Petrel ЭРА мамандандырылған бағдарламалық өнімдерінің болуын растаңыз, дәуір немесе ұқсас бағдарламалық жасақтама. Бағдарламалық өнімдердің болуы Шарттың электрондық көшірмесімен расталсын, бұл ретте конкурсқа қатысу сәтінде техникалық сүйемелдеу қызмет көрсету мерзіміне қолданыстағы жанартумен бірге болуға тиіс.	• программу управления отходами; • программу производственного экологического контроля, в том числе требования по проведению производственного мониторинга, включая мониторинг состояния почв и подземных вод; • план мероприятий по охране окружающей среды на период действия экологического разрешения на воздействие; • иные требования по охране окружающей среды, указанные в заключении об оценке воздействия на окружающую среду (при его наличии). - Самостоятельно и за свой счет получить справку о фоновых концентрациях и пр. документы, справки, карты, исследования, заключения и т.д., необходимые для разработки проектной документации, при необходимости провести инженерные изыскания. Расчет выбросов ЗВ при строительстве скважин должен быть идентичен расчетам в экологической части *Проекта разработки месторождения Шубаркудук.* - Предоставить Заказчику проектную документацию в 2-х экземплярах на бумажном носителе на русском языке и при необходимости на казахском языке по требованию гос органов, а также в 2-х экземпляр на электронном носителе CD диске в форматах Word и PDF в офис г. Алматы. 6. Срок выполнения работ: Срок разработки «Группового технического проекта на строительство оценочных скважин SH-2, SH-3, SH-4, SH-5, SH-6, с проектной глубиной 500±250м с полным пакетом экологической документации, включая экологическое разрешение на воздействие, на месторождении Шубаркудук»: 2 месяца, с учетом согласования в Государственных органах. 7. Требования к потенциальному поставщику работы/услуги. 7.1. Наличие лицензии на работы и услуги в сфере углеводородов Подвид: *Составление базовых проектных документов для месторождений углеводородов и анализ разработки месторождений углеводородов* 7.2. Наличие лицензии на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды Подвид: *Природоохранное проектирование, нормирование для объектов I категории.* 7.3. Подтвердить наличие специализированных программных продуктов Petrel, ЭРА либо аналогичное программное обеспечение. Наличие программных продуктов подтвердить электронной копией договора, при этом техническое сопровождение на момент участия в конкурсе должно быть с действующим обновлением на срок оказания услуг.
Бас геолог **«АртНик Ойл» ЖШС** И.Л.Егоров	**Главный геолог** **ТОО «АртНик Ойл»** Егоров И.Л.

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

ТОО «АртНик Ойл»
ТОО « TIMAL CONSULTING GROUP »

ПАСПОРТ

ГРУППОВОГО ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОЕКТА

Договор №

На строительство скважины: № SH-1

На месторождение: Шубаркудук

Цель бурения: Добыча нефти

Назначение скважины: Эксплуатационная

Проектный глубина, м: по вертикали – 500 ± 250

по стволу - 500 ± 250

Проектный горизонт: Пермотриас

Вид скважины: Вертикальная

Атырау – 2025г.

Таблица 1 – Показатели для оценки качества ПСД строительства скважины

Наименование показателя	Единица измерения	Значения показателя	
		базового	проектного
1	**2**	**3**	**4**
Стоимость 1 м проходки	тенге./м	-	-
Скорость бурения	м/ст.мес		1500,0
Удельная материалоемкость	кг/м		53,72

Таблица 2 – Сравнительные технико-экономические показатели

Наименование показателя	Единица	Значения показателя		Примечание
		базового	проектного	
1	**2**	**3**	**4**	**5**
Проектная глубина: по вертикали по стволу	м		 500 -	
Продолжительность цикла строительства скважин, сут.: в том числе: строительно-монтажные работы подготовительные работы к бурению бурение и крепление испытание, всего в том числе: в открытом стволе: подготовительные работы перед испытанием: в эксплуатационной колонне:	сут.		**125,0** 4,0 2,0 (согл.ВСН) 14,0 105,0 - 15,0 90,0	
Глубина спуска обсадных колонн: Направления Ø 339,7 (13⅜") мм Кондуктор Ø 244,5 (9⅝″) мм Эксплуатационная 168,3 (6⅝″) мм	м		 10 160 500 ± 250	
Затраты времени на работы по проходке при бурении под колонны: Направления Ø 339,7 (13⅜") мм Кондуктор Ø 244,5 (9⅝″) мм Эксплуатационная 168,3 (6⅝″) мм	сут.		**10,0** 0,5 2,5 7,0	
Затраты времени на работы по креплению колонн: Направления Ø 339,7 (13⅜") мм Кондуктор Ø 244,5 (9⅝″) мм Эксплуатационная 168,3 (6⅝″) мм	сут.		**4,0** 1,0 1,5 1,5	
Расход долот по типоразмерам: III 393,7мм (15-1/2"), IADC (111,115, 117) III 295,3мм (11 5/8), IADC (117, 214, 437) Д 215,9мм 8 (1/2) PDC код по IADC (223) III 215,9 мм, IADC (437, 537)	шт.		 1,0 1,0 2,0	
Затраты времени на испытание (освоение) скважины в эксплуатационной колонне по объектам: I-ый объект: 330-339 м (РТ))	сут.		**90,0** 90,0	
Затраты времени на испытание (опробование) пластов в процессе бурения в интервалах:	**сут**		Не пред - усматривается	
Отбор керна: Метраж: вынос			 9 100	
Материал для бурового раствора: - утяжелители, - глинопорошок (по типам) - химреагенты: Бентонит (структурообразователь) PAC-RL (понизитель фильтрации) PAC-LV (регулятор фильтрации) XY-27 (понизитель вязкости)			 2,630 0,201 0,388 0,832	

продолжение таблицы 2

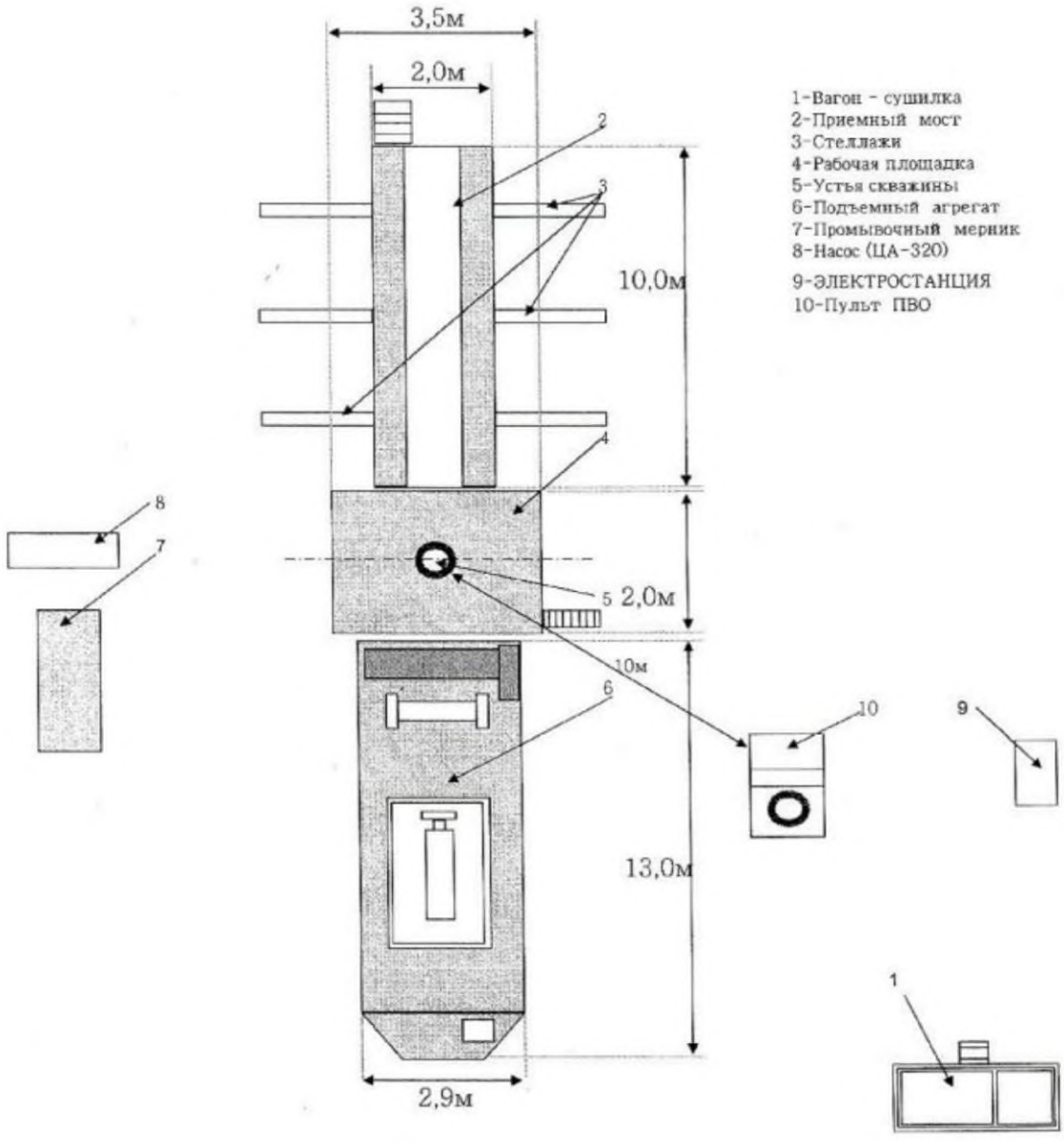
1	2	3	4	5
NaOH (регулятор щелочности)	тн		0,606	
Na_2CO_3 (для снижения жесткости)	"		0,392	
Lube 167 (смазочная добавка)	"		0,590	
Дуовис (регулирование фильтрации)	"		0,516	
KCL (ингибирующие добавки)	"		5,158	
Бикарбонат натрия	"		0,221	
Лимонная кислота	"		0,074	
Техническая вода	$м^3$		189,4	
Материал для цементного раствора:				
химреагенты:				
Цемент класс G	тонн		22,267	
Расширяющая добавка EX-50	кг		4286,040	
Пеногаситель Wo-Defoam	л		4,114	
Понизитель фильтрации (BXF-200L)	кг		676,898	
Структурообразователь Крепь-1	кг		266,200	
Вода пресная	$м^3$		14,576	
Техническая вода	$м^3$		12,408	

№	Наименование	№	Наименование	№	Наименование
1	Стеллаж	10	Манифольд	19	Емкость - 2м3
2	Приемный мост	11	Двигатель бур.насоса Д-190	20	Глиномешалка
3	Наклонный мост	12	Насос SL3NB-1300A	21	Емкость - ГСМ
4	Под роторный площадка	13	Емкость - Бор	22	Электростанция
5	Подсвечник	14	Выбросито	23	Ключ гидравлический
6	Ротор	15	Центрифуга	24	Пульт ПВО
7	Лебедка	16	Желоб	25	Емкость мерник (раствора)-2ед.
8	Редуктор	17	Насос центробежная	26	Емкость - тех.воды
9	Двигатель бур.уст. КАТ-3412	18	Перемешиватель	27	

разраб.			Типовая схема бур. оборудования ZJ-20		
чертил.	Кумисов Р.			лист	листов

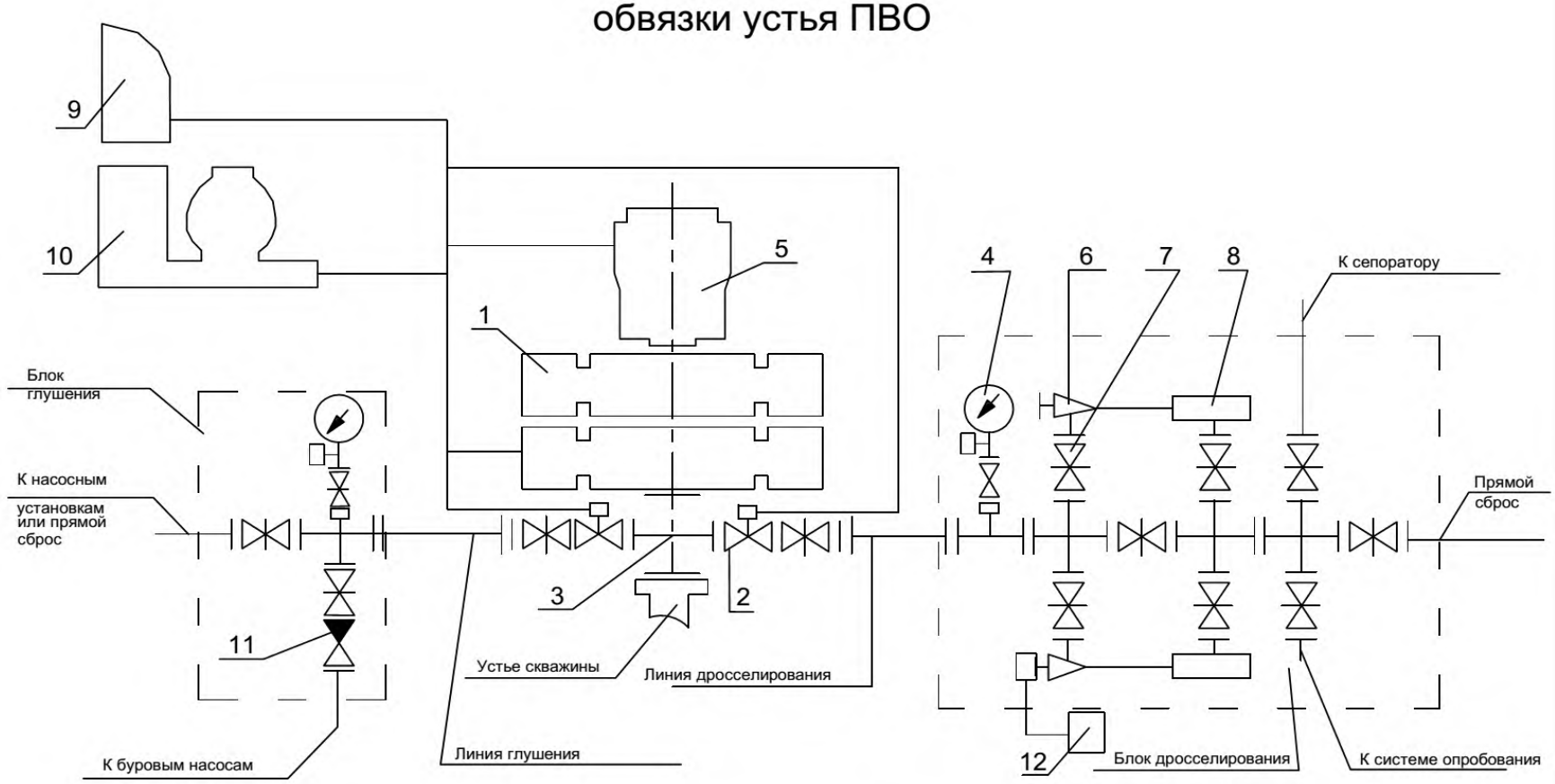
ПРИЛОЖЕНИЕ 6

Схема
расположения бурового оборудования подъемного агрегата УПА-60/80



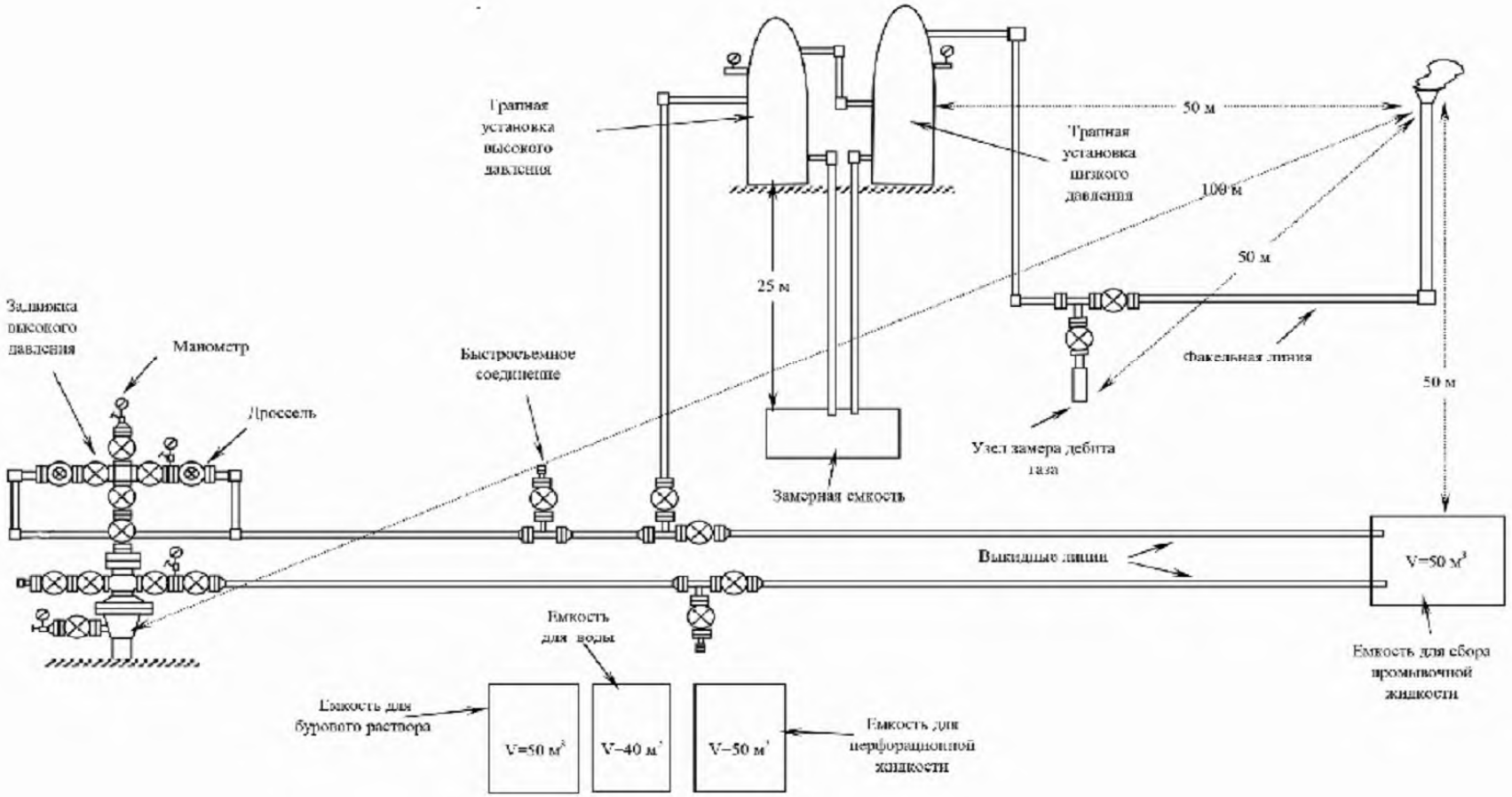
Главный механик

СХЕМА
обвязки устья ПВО

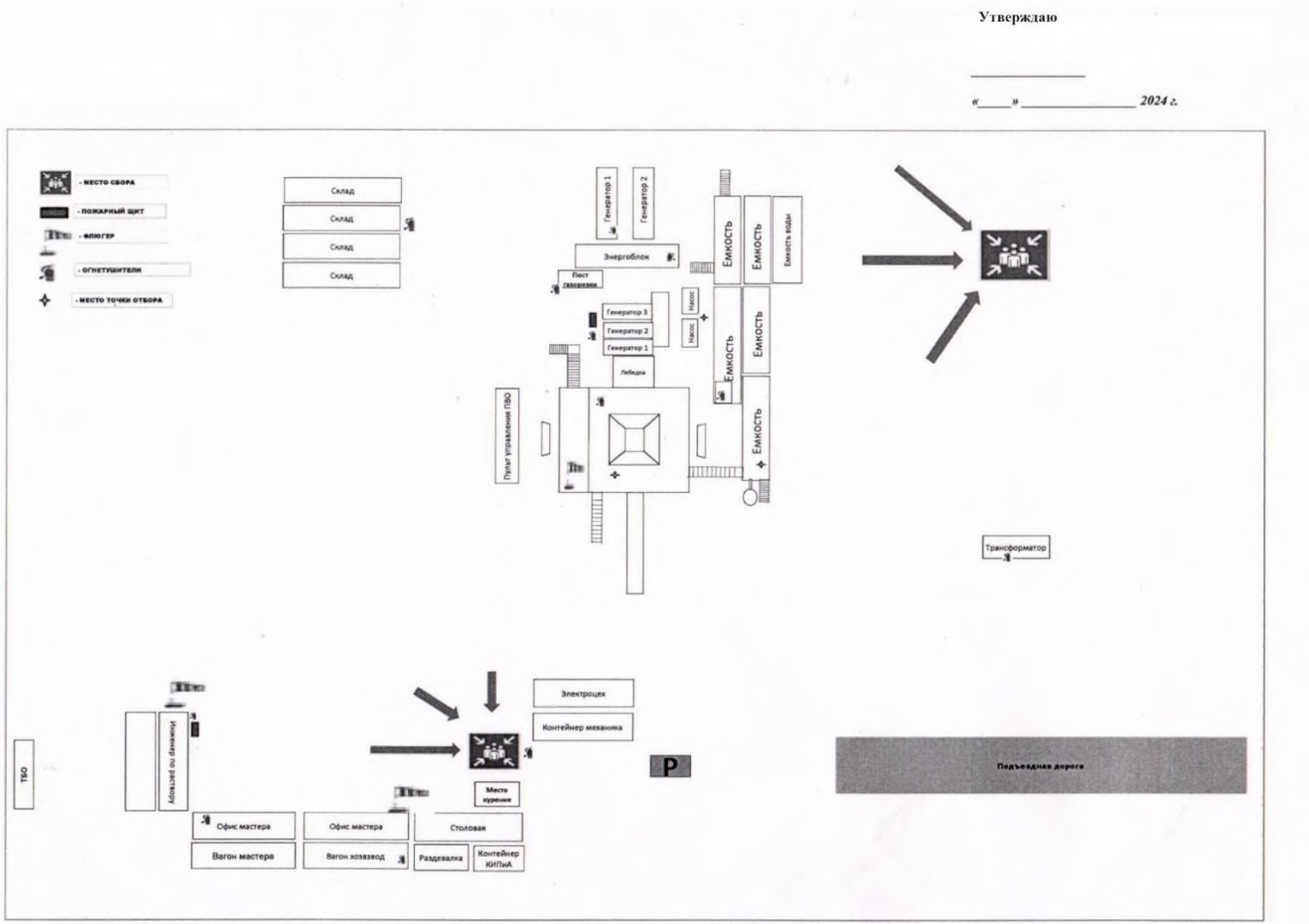


1 - плашечный превентор; 2 - задвижка с гидравлическим управлением ; 3 - устьевая крестовина; 4 - манометр с запорным и разрядным устройствами и разделителем сред; 5 - кольцевой превентор; 6 - дроссель регулируемый с ручным управлением ; 7 - задвижка с ручным управлением; 8 - гаситель потока; 9 - вспомогательный пульт; 10 - станция гидропривода; 11 - обратный клапан; 12 - пульт управления гидроприводным дросселем .

Типовая схема обвязки устья скважины при испытании пластов в колонне



ПРИЛОЖЕНИЕ 9



План эвакуации персонала с БУ ZJ-20 при ЧС и схема расположения первичных средств пожаротушения на скважинах SH-2, SH-3, SH-4 SH-5 SH-6

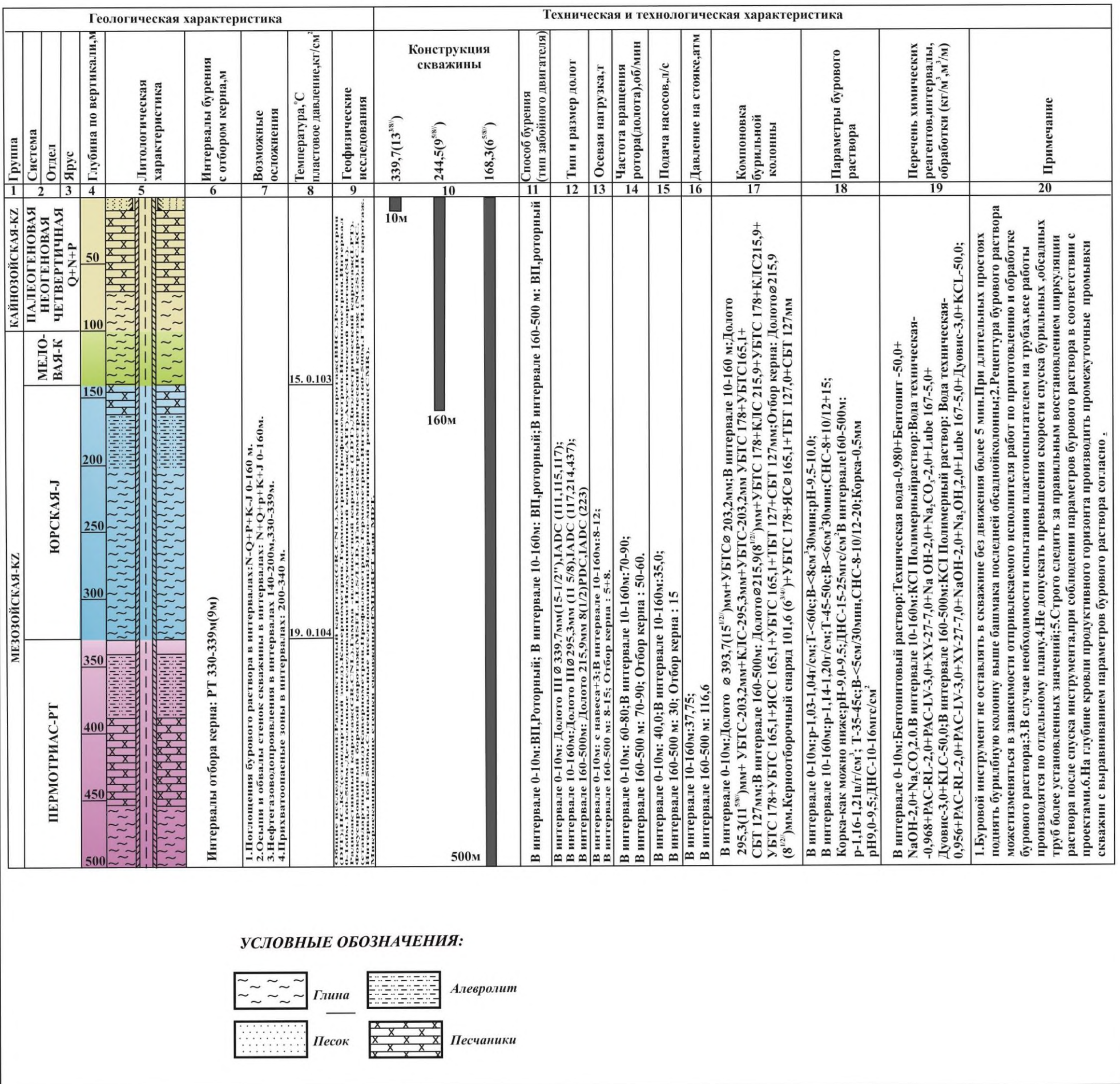
СОГЛАСОВАНО
Директор
ТОО «АртНик Ойл»
_____ Мутан Б.Н.
“ ” _____2025г

ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

Заказчик: ТОО «АртНик Ойл»
Цель бурения:Разведка и добыча нефти
Проектный горизонт: Пермотриас
Проектная глубина: по вертикали-500+250м.
Месторождение:Шубаркудук
Скважины:№№SH-2,SH-3,SH-4,SH-5,SH-6
Продолжительность строительства: 125 сут.
Скорость бурения: 1500м/ст.мсс.

Буровая установка:ZJ-20
Лебедка:JC28/11 ном.мощ-550 кВт
мак.нагр.-112,5т мак. нагр.-112,5т
Вышка:JJI3533 г/п-135т
Кронблок: г/п-135т
Крюкоблок: Yg135 г/п-135т
Ротор:ZP-175 г/п-135т
Двигатели:
Привод лебедки и ротора-двигатель CAT3406C-1 компл.
Привод насосов-двигатель G12V190PZLI-1 компл.

Оборудование устья скважины
Кондуктор: ОП45-280/80х21
Сдвоенный ППГ2-280х21;ПУГ-230х21;
Эксплутационная колонна:
Колонная головка: ОКК-14-168х245
Фонтанная арматура: АФК2-65х14



Интервалы отбора керна: РТ 330-339м(9м)

1.Поглощения бурового раствора в интервалах:N-Q+P+K-J 0-160 м.
2.Осыпи и обвалы стенок скважины в интервалах: N+Q+p+K+J 0-160м.
3.Нефтегазоводопроявления в интервалах 140-200м,330-339м.
4.Прихватоопасные зоны в интервалах: 200-340 м.

В интервале 0-10м:ВП,Роторный;В интервале 160-500 м: ВП,роторный

В интервале 0-10м:ВП,Роторный;В интервале 10-160м: ВП,роторный;В интервале 160-500 м: ВП,роторный

В интервале 0-10м: Долото III Ø 339,7мм(15-1/2"),IADC (111,115,117);
В интервале 10-160м:Долото III Ø 295,3мм (11 5/8),IADC (117,214,437);
В интервале 160-500м: Долото 215,9мм 8(1/2)PDC,IADC (223)

В интервале 0-10м: с навеса+3;В интервале 10-160м:8-12;
В интервале 160-500 м: 8-15; Отбор керна : 5+8.

В интервале 0-10м: 60-80;В интервале 10-160м:70-90;
В интервале 160-500 м: 70-90; Отбор керна : 50-60.

В интервале 0-10м: 40,0;В интервале 10-160м:35,0;
В интервале 160-500 м: 30; Отбор керна : 15

В интервале 10-160м:37,75;
В интервале 160-500 м: 116,6

В интервале 0-10м:Долото ø 393,7(15 1/2/)мм+УБТСø 203,2мм;В интервале 10-160 м:Долото 295,3(11 5/8/)мм+ УБТС-203,2мм+КЛС-295,3мм+УБТС-203,2мм УБТС 178+УБТС165,1+ СБТ 127мм;В интервале 160-500м: Долото ø 215,9(8 1/2/)мм+УБТС 178+КЛС 215,9+УБТС 178+КЛС215,9+ УБТС 165,1+ЯСС 165,1+ТБТ 127+СБТ 127мм;Отбор керна: Долото ø 215,9 (8 1/2/)мм.Керноотборочный снаряд 101,6 (6 3/4/)+УБТС 178+ЯСø 165,1+ТБТ 127,0+СБТ 127мм

В интервале 0-10м:р-1,03-1,04г/см;Т-<60с;В-<8см³30мин;pH-9.5-10.0;
В интервале 10-160м:р-1,14-1,20г/см;Т-45-50с;В-<6см³30мин;СНС-8+10/12+15;
Корка-как можно ниже;pH-9,0-9.5;ДНС-15-25мгс/см²В интервале160-500м:
р-1,16-1,21ш/г/см³; Т-35-45с;В-<5см/30мин,СНС-8-10/12-20;Корка-0,5мм
pH9,0-9,5;ДНС-10-16мгс/см²

В интервале 0-10м:Бентонитовый раствор:Техническая вода-0,980+Бентонит -50,0+
NaOH-2,0+Na_2CO_3.2.0.В интервале 10-160м:KCl Полимерныйраствор:Вода техническая-
-0,968+PAC-RL-2,0+PAC-LV-3,0+XY-27,0+Na_2CO_3-2,0+Lube 167-5,0+
Дуовис-3,0+KLC-50,0;В интервале 160-500м:KCl Полимерный раствор: Вода техническая-
0,956+PAC-RL-2,0+PAC-LV-3,0+XY-27-7,0+NaOH-2,0+Na_2OH,2,0+Lube 167-5,0+Дуовис-3,0+KCL-50,0;

1.Буровой инструмент не оставлять в скважине без движения более 5 мин.При длительных простоях поднять бурилбную колонну выше башмака последней обсаднойколонны;2.Рецептура бурового раствора можетизменяться в зависимости отпривлекаемого исполнителя работ по приготовлению и обработке бурового раствора;3.В случае необходимости испытания пластоиспытателем на трубах,все работы производятся по отдельному плану.4.Не допускать превышения скорости спуска бурильных ,обсадных труб более установленных значений;5.Строго следить за правильным восстановлением циркуляции раствора после спуска инструмента,при соблюдении параметров бурового раствора в соответствии с проектами.6.На глубине кровли продуктивного горизонта производить промежуточные промывки скважин с выравниванием параметров бурового раствора согласно .

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

Глина — *Алевролит*

Песок — *Песчаники*