

TOO «JASYL ENERGY»
TOO «TIMAL CONSULTING GROUP»

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
TOO «JASYL ENERGY»
Рзиева З.А.
2024г.



ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ
на бурение эксплуатационной-оценочной скважины УТС-21
на месторождении Уйтас с проектной глубиной 450м




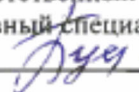
Директор TOO «Timal Consulting Group»:



Бабашева М.Н.

г. Атырау, 2024г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

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

Ответственный за Документ-контроль  Кабдулова З.Д.

ТЕКСТ
ОГЛАВЛЕНИЕ

№ главы	Содержание	Стр.
	РАЗДЕЛ 1. 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	20
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	41
2.3	Буровые растворы	42
2.4	Углубление скважины	50
2.5.	Крепление скважины	59
2.5.1	Расчет обсадных колонн	59
2.5.2	Цементирование обсадных колонн	67
2.5.3	Оборудование устья скважин	73
2.6	Испытание скважины	74
2.6.1	Испытание пластов в процессе бурения	74
2.7	Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне	76
2.8	Дефектоскопия и опрессовка	79
2.9	Строительные и монтажные работы	84
2.9.1	Выбор и обоснование бурового оборудования	84
2.10	Объем работ по комплекту бурового и силового оборудования	89
2.11	Продолжительность строительства скважины	97
2.12	Механизация и автоматизация технологических процессов, средства контроля и диспетчеризации	98
2.13	Соблюдение требований и мероприятий нормативно-технических документов	101
2.14	Список нормативно-справочных и инструктивно-методических материалов, используемых при принятии проектных решений и строительстве скважины	105
	РАЗДЕЛ 3. ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА	108
3.1	Сведения о водоснабжении	109
3.2	Сведения об энергоснабжении	112
3.3	Схема транспортировки грузов и вахт	114

№ главы	Содержание	Стр.
	РАЗДЕЛ 4. ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА НЕДР	115
4.1	Основные требования по технике безопасности, промсанитарии и пожарной безопасности	116
4.1.1	Основные требования по технике безопасности	116
4.1.2	Основные требования пожарной безопасности	118
4.2	Противофонтанная и газовая безопасность	120
4.2.1	Мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению газонефтеводопроявлений	120
4.2.2	Технологические мероприятия по предупреждению ГНВП	123
4.2.3	Порядок работы по предупреждению развития ГНВП при бурении	124
4.2.4	Технологические операции по контролю за поступлением флюида в процессе бурения	126
4.2.5	Мероприятия по предупреждению ГНВП при СПО	127
4.2.6	Мероприятия по предупреждению ГНВП и порядок работы по герметизации устья скважины при отсутствии бурильного инструмента в скважине и геофизических работах. Исследование и освоение скважины.	129
4.2.6.1	Мероприятия по защите людей и окружающей среды в процессе бурение, испытания и освоения скважины.	132
4.2.7	Долив скважины	136
4.2.8	Мероприятия по предупреждению износа обсадных колонн, периодичность и методы контроля их остаточной прочности	138
4.2.9	Оснащение буровой средствами технологического контроля раннего обнаружения	139
4.2.10	Оснащение средствами контроля воздушной среды, средствами индивидуальной защиты персонала на буровой, средствами пожаротушения и медицинскими средствами	139
4.2.11	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	139
4.2.12	Наличие средств дегазации, вентиляции	140
4.3	Прогноз возможных аварийных ситуаций. Мероприятия по их предотвращению и ликвидации.	141
4.4	Оценка степени риска при строительстве скважины	149
4.4.1	Анализ и оценка степени риска при строительстве скважины	149
4.4.2	Анализ видов и последствий отказов	150
4.4.3	Определение степени риска строительства скважины	154
4.4.4	Идентификация опасностей	155
4.5	Охрана недр	159

№ главы	Содержание	Стр.
4.5.1	Общая задача охраны недр в период эксплуатации скважин на площади	159
4.5.2	Охрана недр в процессе разбуривания площади	160
4.5.3	Выбор конструкции скважин и охрана недр в процессе крепления	165
4.5.4	Контроль окружающей среды	166
4.5.5	Радиационная безопасность	169
4.5.6	Рекультивация земель	170
	РАЗДЕЛ 5. КОНСЕРВАЦИЯ И ЛИКВИДАЦИЯ	172
5.1	Общая пояснительная записка и обоснование критериев ликвидации скважин	173
5.2	Ликвидация скважин	174
5.2.1	Порядок оформления материалов на ликвидацию скважин	174
5.2.2	Оборудование устья и ствола скважин при ее ликвидации	175
5.2.3	Технологические и технические решения по ликвидации скважин	176
5.2.4	Порядок организации работ и оформления документов по ликвидации скважин	178
5.3	Консервация скважин	180
5.3.1	Технологические и технические решения по консервации скважин	180
5.3.2	Порядок организации работ по консервации скважины и обеспечению промышленной безопасности	180
5.4	Мероприятия по охране недр, окружающей среды и обеспечению промышленной безопасности	182

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 площадке строительства буровой	17
10.	3.3	Размеры отводимых во временное пользование земельных участков	18
11.	3.4	Источники и характеристики водоснабжения, энергоснабжения, связи и стройматериалов	18
12.	4.1	Стратиграфический разрез скважин, элементы залегания пластов и коэффициент кавернозности	20
13.	4.2	Литологическая характеристика разреза скважин	21
14.	4.3	Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины	22
15.	4.4	Геокриологическая характеристика разреза скважин	22
16.	4.2.1	Нефтеносность	23
17.	4.2.2	Газоносность	23
18.	4.2.3	Водоносность	24
19.	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
20.	4.3.1	Поглощение бурового раствора	25
21.	4.3.2	Осыпи и обвалы стенок скважин	25
22.	4.3.3	Нефтегазоводопроявления	25
23.	4.3.4	Прихватоопасные зоны	26
24.	4.3.5	Текучие породы	26
25.	4.3.6	Прочие возможные осложнения	26
26.	4.4.1	Отбор керна, шлама и грунтов	27
27.	4.4.2	Геофизические исследования	28
28.	4.4.3	Данные по испытанию (опробованию) пластов в процессе бурения	29
29.	4.4.4	Прочие виды исследований	29
30.	4.5.1	Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважин) в эксплуатационной колонне	30
31.	4.5.2	Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (освоении)	30
32.	4.5.3	Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости пласта в нагнетательной скважине	31
33.	4.5.4	Дополнительные работы при испытании (освоении)	31
34.	4.5.5	Данные по эксплуатационным объектам	31
35.	4.5.6	Дополнительные данные для определения продолжительности испытания (освоения) скважины	32

№ п/п	№ рис.	Наименование таблиц	Стр.
36.	4.5.7	Данные по нагнетательной скважине	32
37.	2.1.1	Характеристика и устройство шахтного направления	34
38.	2.1.2	Глубина спуска и характеристика обсадных колонн	36
39.	2.1.3	Характеристика отдельно спускаемых частей обсадных колонн	37
40.	2.1.4	Технико-технологические мероприятия, предусмотренные при строительстве скважины по проектной конструкции	38
41.	2.2.1	Входные данные по профилю скважины	41
42.	2.3.1	Типы и параметры буровых растворов	44
43.	2.3.2	Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент	45
44.	2.3.3	Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработки	46
45.	2.3.4	Потребность в воде и компонентах для обработки бурового раствора при разбуривании цементных стаканов	47
46.	2.3.5	Потребность в компонентах для обработки бурового раствора при спуске обсадных колонн	47
47.	2.3.6	Суммарная потребность в компонентах бурового раствора на скважине	48
48.	2.3.7	Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов	49
49.	2.4.1	Способы, режимы бурения, расширки (проработки) ствола скважин и применяемые КНБК	50
50.	2.4.2	Компоновка низа бурильных колонн (КНБК)	51
51.	2.4.3	Потребное количество элементов КНБК	53
52.	2.4.4	Суммарное количество и масса элементов КНБК	54
53.	2.4.5	Рекомендуемые бурильные трубы	54
54.	2.4.6	Конструкция бурильных колонн	55
55.	2.4.7	Крутящие моменты для свинчивания соединений бурильных труб и УБТ	56
56.	2.4.8	Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения	56
57.	2.4.9	Оснастка талевой системы	57
58.	2.4.10	Режим работы буровых насосов	57
59.	2.4.11	Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой	58
60.	2.4.12	Гидравлические показатели промывки	58
61.	2.5.1	Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб	60
62.	2.5.2	Распределение давлений по длине колонны	60
63.	2.5.3	Параметры обсадных колонн	63
64.	2.5.4	Суммарная масса обсадных труб	63
65.	2.5.5	Технологическая оснастка обсадных колонн	64
66.	2.5.6	Режим спуска обсадных труб	65
67.	2.5.7	Опрессовка обсадных труб и натяжение эксплуатационной колонны	66
68.	2.5.8	Общие сведения о цементировании обсадных колонн	67
69.	2.5.9	Характеристика жидкостей для цементирования	68
70.	2.5.10	Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов	69
71.	2.5.11	Технологические операции при цементировании и режим работы цементировочных агрегатов (буровых насосов)	70

№ п/п	№ рис.	Наименование таблиц	Стр.
72.	2.5.12	Схема обвязки и потребность в цементировочных агрегатах	71
73.	2.5.13	Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах	71
74.	2.5.14	Потребное количество цементировочной техники для цементирования обсадных колонн	72
75.	2.5.15	Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов	72
76.	2.5.16	Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО)	73
77.	2.6.1	Продолжительность работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах	74
78.	2.6.2	Характеристика КИИ и технологические режимы работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах	75
79.	2.6.3	Продолжительность работы опробователя пласта, спускаемого на кабеле	75
80.	2.7.1	Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ)	76
81.	2.7.2	Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов	76
82.	2.7.3	Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне	77
83.	2.7.4	Продолжительность работы агрегатов при испытании (освоении) скважины в эксплуатационной колонне	78
84.	2.7.5	Потребное количество материалов для испытания (освоения) скважины в эксплуатационной колонне	78
85.	2.7.6	Отработка газовых (газоконденсатных) объектов на факел	78
86.	2.8.1	Виды операций контроля и объемы работ по дефектоскопии бурильного инструмента, проводимые с применением передвижной дефектоскопической лаборатории ПКДЛ	80
87.	2.8.2	Опрессовка оборудования и используемая техника	81
88.	2.8.3	Виды работ по контролю технического состояния скважин и приборное обеспечение	82
89.	2.9.1	Сочетание вариантов подготовительных и строительно-монтажных работ	85
90.	2.9.2	Сварочные работы при монтаже бурового оборудования	86
91.	2.9.3	Объемы подготовительных работ к строительству скважины (скважин)	87
92.	2.9.4	Перечень топографо-геодезических работ	88
93.	2.9.5	Варианты строительных и монтажных работ	88
94.	2.10.1	Объем работ по комплекту бурового и силового оборудования	89
95.	2.10.2	Объемы работ по фундаментам под буровое оборудование	92
96.	2.10.3	Объем работ под конструктивные узлы вышки и привышечных сооружений к комплекту	93
97.	2.10.4	Объемы работ по дополнительному оборудованию	94
98.	2.10.5	Объемы работ при использовании специальной установки «УПА-60», для испытания скважин	96
99.	2.11.1	Продолжительность строительства скважины	97
100.	2.11.2	Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин	97
101.	2.12.1	Средства безопасности	98
102.	2.12.2	Средства контроля	100

№ п/п	№ рис.	Наименование таблиц	Стр.
103.	2.12.3	Средства диспетчеризации	100
104.	3.1.1	Водоснабжение	109
105.	3.1.2	Баланс водопотребления и водоотведения	111
106.	3.2.1	Электроснабжение	112
107.	3.2.2	Расчет потребности в ГСМ	113
108.	3.3.1	Маршруты транспортировки грузов вахт	114
109.	4.1.1	Класс взрывоопасности	119
110.	4.1.2	Прямые и косвенные признаки раннего обнаружения ГНВП	122
111.	4.3.1	Возможные аварийные ситуации	141
112.	4.4.1	Матрица “вероятность – тяжесть последствий”	151
113.	4.4.2	Виды аварии и их вероятность	151
114.	4.5.1	Перечень отходов	163
115.	4.5.2	Объем выбуренной породы при строительстве скважины	165

СПИСОК РИСУНКОВ

№ п/п	№ рис.	Наименование рисунков	Стр.
1	2	3	4
4.	2.1.1	График совмещенных давлений	35
5.	2.5.1	Эпюра избыточных давлений для колонны 244,5мм	61
6.	2.5.2	Эпюра избыточных давлений для колонны 177,8мм	62
7.	4.1	Дерево отказов и событий	158

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 индивидуального технического проекта
5.	П-5	Схема расположения оборудования буровой установки «ZJ-20»
	П-6	Схема расположения оборудования подъемного агрегата УПА-60А
6.	П-7	Схема обвязки устья скважины ПВО
7.	П-8	Типовая схема обвязки скважины при испытании
8.	П-9	Схема обвязки тампонажной техники для цементирования 177,8 мм эксплуатационной колонны
9.	П-10	План эвакуации БУ ZJ-20 при ЧС и схема расположения первичных средств пожаротушения на скважине УТС-21
10.	П-11	Геолого-технический наряд (ГТН)

РЕФЕРАТ

«Индивидуальный технический проект на бурение эксплуатационно-оценочной скважины УТС-21 на месторождение Уйтас с проектной глубиной 450м» состоит из 5 разделов, отражающих геологическую и техническую характеристику.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ УЙТАС, КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ, БУРЕНИЕ И КРЕПЛЕНИЕ, ПЛОЩАДЬ, МОНТАЖ, КОЛОННА, БУРОВОЙ РАСТВОР, ОСВОЕНИЕ, ПЛАСТ, ОБСАДНАЯ ТРУБА, НКТ, НАСОС, ИСПЫТАНИЕ.

Объект:

Цель работы:

РАЗДЕЛ I
ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

1 СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

Таблица 1.1 - Основные проектные данные

п/п №	Наименование	Значение
1	2	3
1	Номер скважины, строящейся по данному типовому проекту	УТС-21
2	Площадь (структура)	-месторождение Уйтас
3	Расположение (суша, море)	суша
4	Глубина моря на точке бурения, м	-
5	Цель бурения и назначенные скважины	- оценочная с последующим переводом в эксплуатационные, добыча нефти и газа
6	Проектный горизонт	меловые, юрские
7	Проектная глубина, м по вертикали по стволу	450 450
8	Число объектов испытания: в колонне в открытом стволе	4 -
9	Вид скважины (вертикальная, наклонно-направленная, кустовая)	Вертикальная
10	Тип профиля	-
11	Азимут бурения, град	-
12	Максимальный зенитный угол, град	-
13	Максимальная интенсивность изменения зенитного угла, град/10 м	-
14	Глубина по вертикали кровли продуктивного (базисного) пласта, м	-
15	Отклонение от вертикали точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта, м	-
16	Допустимое отклонение заданной точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта от проектного положения (радиус круга допуска), м	-
17	Категория скважины	3
18	Металлоемкость конструкции, кг/м	46,3
19	Способ бурения	Механизированный
20	Вид привода	Дизельный
21	Вид монтажа (первичный, повторный)	первичный
22	Тип буровой установки	ZJ-20
23	Тип вышки	телескопическая
24	Максимальная масса колонны, т: обсадной бурильной	15,16 18,8
25	Тип установки для испытаний	
26	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 - в эксплуатационной колонне	104 7 7 10 80
27	Проектная скорость бурения, м/ст.мес.	883,0

Таблица 1.2 - Общие сведения о конструкции скважины

Название колонны	Диаметр колонны, мм	Интервал спуска, м			
		по вертикали		по стволу	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Направление	339,7	0	18	0	18
Кондуктор	244,5	0	80	0	80
Эксплуатационная колонна	177,8	0	450	0	450

Таблица 1.3 - Дополнительные сведения для составления сметы

Мощность труборемонтных баз или площа- док, тыс.м бу- рильных труб	Наличие тампонаж- ной конторы или цепа (ДА, НЕТ)	Среднегодовое количе- ство буровых станков		Время пребы- вания турбо- бура (электро- бура) на забое, %	Время механи- ческого буре- ния на воде, %	Дежурство работа бульдозера, трактора, ч/сут.	Форма оплаты труда буровой бригады (СДЕЛЬНАЯ, ПОВРЕМЕННАЯ)	Категория УБР (УРБ)	Коэффициент оборачиваемо- сти бурильных труб, %
		в бурении и испытании	в том числе в турбин- ном бурении						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Нет данных									

Таблица 1.4 - Дополнительные сведения для составления сметы

Отходы бурения (отработанный раствор, шлам, сточные воды, нефтепродукты, другие отходы)	Объём отходов, м ³			
	всего	в том числе подлежит		
		вывозу	захоронению	сбросу
13	14	15	16	17
Буровой шлам	28,76	28,76		-
Отработанный буровой раствор	75,26	75,26		-
Буровые сточные воды	150,5	150,5		-

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			глубина, м	диаметр, мм	вид (сероводородная, сульфидная и пр.)	активность пластового флюида, мм/год		тип	плотность г/см ³
	от	до								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Механизированный (СШНУ, ВШНУ),	2024	2025		450	111,0	химическая	-	-		

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
УТС-21			

2 ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Таблица 2.1 - Список документов, которые являются основанием для проектирования

п/п №	Название документа (проект поисковых работ, технологические схемы (проект) разработки площадей) (месторождений), задание на проектирование, номер, дата, должность, фамилия и инициалы лица, утвердившего документ.
1	2
1.	Контракт, заключенный 4 марта 2003 года между МЭМР РК и ТОО «Самек Интернешнл»
2	«Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Уйтас»
3	Техническое задание на разработку индивидуального технического проекта на бурение эксплуатационно-оценочной скважины УТС-21 проектной глубиной 450м на месторождении Уйтас и проекта РООС к нему.

3 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Таблица 3.1 - Сведения о районе буровых работ

Название, единица измерения	Значение
1	2
Наименование лицензионного участка	Блок А
Площадь (структура)	Месторождение Уйтас
Административное расположение Республика Область (край) район	Казахстан Атырауская Кзылкогинский.
Температура воздуха: - среднегодовая, °С; - наибольшая летняя, °С; - наименьшая зимняя, °С.	+ 8 + 30 - 30
Среднегодовое количество осадков, мм	До 160 - 200
Преобладающее направление ветров и их сила	Западное и северо-западное, 20 м/с
Толщина снежного покрова и его распределение	До 30 см
Геокриологические условия	Промерзшие грунты препятствуют поглощению талых вод
Начало, конец и продолжительность отопительного сезона	150 суток
Растительный и животный мир, наличие заповедных территорий	Район резко континентальный засушливый, типичный для сухих степей и полупустынь (полынь, колючка, биюргун), сайгаки, волки, лисы, грызуны, пресмыкающиеся и насекомые, скорпионы
Населенные пункты и расстояния до них	Станция Мукур в 40 км на Север
Состав населения	Казахи
Ведущие отрасли народного хозяйства	Животноводство
Наличие материально-технических баз	В г. Атырау
Источники: -теплоснабжения, -электроснабжения	Автономные, Электростанция
Виды связи	Радио, спутниковая связь
Пути сообщения	Грунтовые дороги
Условия перевозки вахт	Автотранспортом , автобус
Наличие аэродромов, жд.станций, речных пристаней, морских портов; расстояние от них до мест базирования экспедиции и объектов работ	Жд.станция Мукур

Таблица 3.2 - Сведения о площадке строительства буровой

Наименование	Значение (текст, названия, величина)
1	2
Рельеф местности	Равнина
Состояние местности	Песчаная, такыры, солончаки
Толщина снежного покрова, см	30
Почвенного слоя	Отсутствует
Растительный покров	Скудный, полупустынного типа (полынь, колючка, биюргун)
Категория грунта	Третья

Таблица 3.3 - Размеры отводимых во временное пользование земельных участков

Назначения участка	Размер, га	Источник нормы отвода земель
1	2	3
Геологический отвод	10051,39 кв.м. (по Блокам А и Е с учетом исключаемых территорий)	РГУ «Комитет геологии Министер- ство промышленности и строительства Республики Казах- стан», 11.06.2024 г.»

Таблица 3.4 - Источники и характеристики водоснабжения и энергоснабжения связи, и стройматериалов.

Наименование	Вид (название) источ- ника воды, связи, строй- материалов	Расстояние от источ- ника до буровой пло- щадки, км	Характеристика
Водоснабжение для нужд бурения	Водозаборная скважина	0,1 км	Водопровод
Водоснабжение для дизелей	Ст. Мукур	50 км	Автоцистерна
Питьевая вода и во- доснабжение для бы- товых нужд	Ст. Мукур	50 км	Автоцистерна
Энергоснабжение	Электростанция	Дизель- Электростанция при бу- ровой 18км	ЛЭП-380 Дизель-эл/станция
Стройматериалы	Ст. Сагиз		Самосвалы
Связь	Радиосвязь спутниковая		Радиостанция телефон

4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Исходные геологические данные для составления:

«Индивидуального технического проекта на бурение эксплуатационно-оценочной скважины УТС-21 на месторождении Уйтас с проектной глубиной 450 м».

Цель бурения: - оконтуривание меловых и юрских горизонтов с последующей эксплуатацией скважин на месторождении Уйтас.

Проектная глубина: 450 м

Проектный горизонт: Отложения мела, юры

Группа сложности: ----

4.1. ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА

СКВАЖИН

Таблица 4.1.1 - Стратиграфический разрез скважин, элементы залегания пластов и коэффициент каверности

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент каверности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол, град	азимут, град	
0	3	Четвертичная	Q	3-5		1,20
3	110	Нижний мел	K1a1			1,20
110	135		K1a			1,20
135	290		K1br			1,20
290	350		K1h			1,20
350	450	Юрские	J			1,20

Примечание: - Скважина проектная, соответственно стратиграфические отбивки являются прогнозными.

Таблица 4.1.2 - Литологическая характеристика разреза скважин

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	Краткое название	Процент	
1	2	3	4	5	6
Четвертичные	0	3	суглинки	30	Бурые, коричневатые, серые
			супеси	30	Желтовато-коричневые, плотные
			Пески	40	Светло-желтые, тонкозернистые
Меловая система	3	350	Глины	30,0	Черные, серые, сланцеватые
			Песчаник	22,0	Серые, мелкозернистые, полевошпатовые, плотные, пропитанные нефтью
			Пески	22,0	Буровато-желтые, зеленоватые, коричневые, мелкозернистые, рыхлые
			Аргилиты	6	Красновато-коричневые, светло-серые
			Алевролит	10,0	Белый, песчанистый, рыхлый
			Мергели	10,0	Глинистые
Юрская система	350	450	Песчаники	40,0	Серые, зеленовато-серые, мелкозернистые, крепкие
			Глины	35,0	Темно-серые, плотные, песчанистые
			Пески	15,0	Серые, глинистые, мелкозернистые, слабо уплотненные
			Аргиллит	10,0	Белый, песчанистый, рыхлый

Таблица 4.1.3 - Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал м		Краткое название горной породы	Плотность г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость, %	Карбонатность, %	Соленость	Сплошность, %	Твердость кгс/см ²	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы по промышленной классификации	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга кгс/см ²	Гидратационное разуплотнение (набухание)	
	от (верх)	до (низ)																
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
Q	0	3	Суглинки	2,47	22,0	200,0	15,0	0,0	5,0	0,0	25,0	0,0	4	Средняя			1,2	
			Супеси	2,47	30,0	200,0	10,0	0,0	0,0	0,0	0,0	25,0	0,0	4	Средняя			1,2
			Пески	2,47	35,0	500,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,0	0,0	4	Средняя			1,2
K	3	350	Глина	2,13	15,0	0,0	90,0	10,0	0,0	0,0	26,0	0,0	2	Средняя			1,2	
			Песчаник	2,37	30,0	155,0	25,0	10	1,1	0,0	71,0	0,0	4	Средняя			1,2	
			Пески	2,47	30,0	250,0	0,0	0,0	0,0	0,0	40,0	0,0	2	Средняя			1,2	
			Алевролит	2,00	29,3	70,0	10,0	10,0	1,1	0,0	18,0	0,0	4	Средняя			1,2	
			Аргилиты	2,64	28,8	0,0	80,0	10,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4	Средняя			1,2
			Мергель	2,64	28,8	0,0	70,0	30,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4	Средняя			1,2
J	350	450	Песчаник	2,60	28,0	150,0	15,0	8,0	0,0	0,0	5-40	0,0	2	Мягкая			1,2	
			Глина	2,40	30,0	0,0	80,0	20,0	0,0	0,0	35,0	0,0	4	Средняя			1,2	
			Пески	2,64	28,8	200,0	0,0	0,0	1,1	0,0	40,0	0,0	2	Средняя			1,2	
			Аргиллит	2,23	24,6	0,0	80,0	10,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2	Средняя			1,2	

Таблица 4.1.4 - Геокриологическая характеристика разреза скважин

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
многолетнемерзлые породы в разрезе отсутствуют.								

4.2. НЕФТЕГАЗОВОДОНОСНОСТЬ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИН

Таблица 4.2.1 – Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³		Вязкость кинематическая, мм ² /сек при 20 ⁰ С	Содержание серы, %	Содержание парафина, % по весу	Дебит, м ³ /сут.	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации					газовый фактор, м ³ /м ³	содержание H ₂ S, %	содержание CO ₂ , %	относительная по воздуху плотность газа	коэффициент сжимаемости	давление насыщения в пластовых условиях Мпа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
K1br-I	135	138	Поровые	-	0,899	295,4	0,11	3,03	7,7	-	Отс	-	-	-	-
	148	151	Поровые	-	0,899	295,4	0,11	3,03	7,7	-	Отс	-	-	-	-
Ю-ПА	340	345	Поровые	-	0,885	152,25	0,094	4,27	4,09	-	Отс	-	-	-	-
Ю-ШБ	365	370	Поровые	-	0,885	152,25	0,094	4,27	4,09	-	Отс.	-	-	-	-

Таблица 4.2.2 – Газоносность

Индекс стратигр. Подразделения	Интервал, м		Тип коллектора (газ. конденсат)	Состояние	Содержание сероводорода, % по объему	Содержание углекислого газа % по объему	Относительная по воздуху плотность газа % по объему	Кэф-т сжимаемости нефти в пластовых условиях	Свободный дебит, тысяч м ³ /сут	Плотность газоконденсата, г/см ³		Фазовая проницаемость, мдарси
	От (верх)	До (низ)								В пластовых условиях	На устье скв.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Скважина УТС-21												
По разрезу скважин газоносные интервалы отсутствуют												

Таблица 4.2.3 – Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит м ³ /сут	рН	Фазовая проницаемость, мД	Химический состав воды в мг-эквивалентной форме						Степень минерализации, мг/дм ³	Тип воды по Сулину	Сухой остаток, г/л
	от (верх)	до (низ)						Анионы			Катионы					
								Cl-	SO ₄	HCO ₃	Na ⁺ +K ⁺	MG ⁺	Ca ⁺⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Скважина УТС-21																
K1br	152	157	поровый	1,008		8	-	5672	542,9	1103,7	4228,8	43,8	36,9	11,628	Гидрокарбонатно-натриевый	12100
Ю-ША	377	382	поровый	1,039		7,6	-	32557	182,1	698,7	19707	697	38,4	54,225	Хлоркальциевый	55979,4
Ю-ШБ	417	421	поровый	1,062	56,4	7,6	-	50674	751,9	746,4	31176	844	63,9	84,831	Хлоркальциевый	86829

Таблица 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)

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления						Градиент						Температура в конце интервала	
	от (верх)	до (низ)	пластового, кгс/см ² на м		Источник получения	порового, кгс/см ² на м		Источник получения	Гидроразрыва горных пород, кгс/см ² на м		Источник получения	Горного давления, кгс/см ² на м		Источник получения	°С	Источник получения
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q	0	3	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,156	0,156	РФЗ	0,210	0,210	РФЗ	-	
K	3	350	0,100	0,105	РФЗ	0,096	0,096	РФЗ	0,156	0,156	РФЗ	0,210	0,210	РФЗ	21	РФЗ
J	350	450	0,105	0,105	РФЗ	0,096	0,096	РФЗ	0,156	0,156	РФЗ	0,210	0,210	РФЗ	22	РФЗ

4.3. ВОЗМОЖНЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИН

Таблица 4.3.1 - Поглощение бурового раствора

Конструкция	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	до				При вскрытии	После изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нет данных								

Таблица 4.3.2 - Осыпи и обвалы стенок скважин

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ (рекомендуемые)			Время до начала осложнения, сутки	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	тип раствора	плотность, кг/м ³	Дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород		
1	2	3	4	5	6	7	8
Q	0	3	Глинистый раствор	1,12÷1,14 г/см ³	-	-	-
K	3	350	Глинистый раствор	1,16÷1,18 г/см ³		-	-
J	350	450				-	-

Таблица 4.3.3 – Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (газ, нефть, вода)	Плотность смеси при проявлениях, для расчета избыточных давлений, г/см ³	Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи, и.т.д.)
	От (верх)	До (низ)				
1	2	3	4	5	6	7
K1, J	3	450	Вода, нефть		При изменении параметров раствора против проектных значений	Увеличение водоотдачи

Примечание: Горизонты, содержащие свободный газ, не установлены

Таблица 4.3.4 - Прихватоопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальникообразования и т.д.)	РАСТВОР (рекомендуемый)			Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки (ДА, НЕТ)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		тип	плотность, кг/м ³ водоотдача, см ³ /30мин	смазывающие добавки (название)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
К	3	350	Сальнико- образование, сужение ствола, затяжки, посадки	глинистый	-	10	да	Превышение фильтрации, недостаточная очистка ствола скважины

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
Не ожидается					

Таблица 4.3.6 - Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид (название) осложнения: желобообразование, перегиб ствола, искривление, грифонообразования	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
К.Ж	100	450		

4.4. ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЕ РАБОТЫ

Таблица 4.4.1 - Отбор керна, шлама и грунтов

Индекс стратиграфического подразделения	Параметры отбора керна		Интервал по стволу, м		Метраж отбора керна, м	Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Частота отбора шлама через м.	Индекс стратиграфического подразделения	Глубина отбора грунта, м	Тип бокового грунтоноса	Количество образцов
	миним. диаметр, мм	максим. проходка за долбление, м	от (верх)	до (низ)			от (верх)	до (низ)					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
К1br-I	85	9	135	144	9	К1br-I	135	144	10	К1br-I	По результатам ГИС		
К1br-II	85	9	155	164	9	К1br-II	155	164	10	К1br-II			
Ю-ШБ	85	9	365	374	9	Ю-ШБ	365	374	10	Ю-ШБ			

Примечание: Интервалы отбора керна могут быть уточнены по ходу бурения скважины по результатам ГТИ.

Таблица 4.4.2 – Геофизические исследования

№	Вид исследований	Интервал, мЗ	
		от (верх)	до (низ)
1	2	3	4
Общие исследования			
1	Запись кажущегося сопротивления КС; Боковой каротаж (БК); Самопроизвольная поляризация (ПС); Кавернометрия (КВ); Естественная радиоактивность (ГК); Нейтронный каротаж (НК); Нейтрон-нейтронный гамма-каротаж (ННГК); Инклинометрия (Инк).	0	80
Детальные исследования			
2	Боковой каротаж (БК); Запись кажущегося сопротивления (КС); Самопроизвольная поляризация (ПС); Кавернометрия (КВ); Естественная радиоактивность (ГК); Нейтронный каротаж (НК); Индукционный каротаж (ИК); Акустический каротаж по скорости пробега упругих волн (АК); Плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК-П); Микрокаротаж (МК); Нейтронный гамма-каротаж (НГК); ВИКИЗ	80	450

Примечание: 1. Интервалы и объем ГИС могут корректироваться в процессе бурения геологической службой 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
K1br-I	испытание	-	-	-	-	-
Ю-ПА	испытание	-	-	-	-	-
Ю-ШБ	испытание	-	-	-	-	-

Таблица 4.4.4 - Прочие виды исследований

№№ п/п	Наименование исследования, анализа*	Единица измерения	Количество образцов (проб)*
.	Стандартные исследования	образец	
1.	Плотность минералогическая, г/см ³	образец	9
2.	Открытая пористость по гелию, %	образец	9
3.	Газопроницаемость, мД	образец	9
4.	Начальная насыщенность водой, %	образец	9
5.	Начальная нефтенасыщенность, %	образец	9
6.	Гранулометрический состав, мм	образец	15
7.	Карбонатность, %	образец	15
	Специальные исследования	образец	
8.	Параметр пористости	образец	9
9.	Капиллярное давление и параметр насыщения	образец	9
10.	Пористость по гелию	образец	9
11.	Газопроницаемость по Клинкенбергу	образец	9
12.	Капиллярное давление методом центрифугирования	образец	9

Примечание: Указанный объем лабораторных исследований будет уточнен Заказчиком по результатам бурения.

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

Таблица 4.5.1 - Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважин) в эксплуатационной колонне

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал залегания объекта, м		Интервал установки цементного моста, м		Тип установки для испытания (освоения): передвижная, стационарная	Пласт фонтанирующий (да, нет)	Количество режимов (штуцеров) испытания	Диаметр штуцеров, мм	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения скважины	Опорожнение колонны при испытании (освоении)	
	От (верх)	До (низ)	От (верх)	До (низ)						Максимальное снижение уровня, м	Плотность жидкости, г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Скважина УТС-21											
K1br-I	135	138	-	-	-	-	2/3	3, 5, 7	Раствор-нефть, компрессор	-	-
	148	151	-	-	-	-				-	
Ю-IIА	340	345	-	-	-	-				-	
Ю-IIIБ	365	370	-	-	-	-				-	

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

Номер объекта	Перфорационная среда		Мощность перфорации, м	Вид перфорации: кумулятивная, пулевая, снарядная, гидроспекоструйная	Типоразмер перфоратора	Количество отверстий на 1 м, шт.	Количество одновременно спускаемых зарядов, шт.	Количество спусков перфоратора, шт.	Предусмотрены ли спуски перфоратора на НКГ (да, нет)	Насадки для гидроспекоструйной перфорации	
	вид: раствор, нефть, вода	Плотность*, г/см ³								диаметр, мм	количество, шт.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Вода	1,16	30	кумулятивная	ПНКТ-AJ-4 Predator	13	30	1	да	Не предусмотрено	

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

Номер объекта	Название процесса: солянокислотная 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, кгс/см ²	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
Нет данных									

Таблица 4.5.4 - Дополнительные работы при испытании (освоении)

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

Таблица 4.5.5 - Данные по эксплуатационным объектам

Номер объекта	Плотность жидкости в колонне, г/см ³		Пластовое давление на период поздней эксплуатации, МПа	Максимальный динамический уровень при эксплуатации, м	Установившаяся при эксплуатации температура, °С		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	
1	2	3	4	5	6	7	8
Нет данных							

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

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

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, °С
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Не предусматривается									

РАЗДЕЛ 2. ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИН

Таблица 2.1.1 - Характеристика и устройство шахтного направления

Характеристика трубы					Стандарт на изготовление	Подготовка шахты или ствола, спуск и крепление направления
Наружный диаметр, м	Длина, м	Марка (группа прочности) материала	Толщина стенки, мм	Масса, т		
1	2	3	4	5	6	7
Предусматривается шахта размерам 2 x 2 x 2м						Стенки и дно шахты должны быть укреплены армированным бетоном толщиной 20см

Таблица 2.1.2 - Глубина спуска и характеристика обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны или открытый ствол	Интервал по стволу скважины, м		Номинальный диаметр ствола скважины (долота) в интервале, мм	Расстояние от устья скважины до уровня подъяма тампонажного раствора за колонной, м	Количество раздельно спускаемых частей колонны	Номер раздельно спускаемой части в порядке спуска	Интервал установки раздельно спускаемой части, м		Необходимость спуска колонны в один прием или секциями, установки надставки, смены или поворота секции
		От (верх)	До (низ)					От (верх)	До (низ)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление Ø 323,9мм	0	18	393,7	0	1	1	0	18	Создание циркуляции бурового раствора в скважине через желобную циркуляционную систему.
2	Кондуктор Ø 244,5мм	0	80	295,3	0	1	1	0	80	Перекрытие верхних неустойчивых пород. Башмак устанавливается в плотных породах. Установка ПВО.
3	Эксплуатационная Ø177,8мм*	0	450 (±250)	215,9	0	1	1	0	450 (±250)	Испытание и эксплуатация продуктивных горизонтов

Таблица 2.1.3 -Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Раздельно спускаемые части												
	Номер раздельно спускаемой части в порядке спуска	Количество частей	Номер одноразмерной части в порядке спуска	Наружный диаметр, мм	Интервал установки одноразмерной части, м		Ограничение на толщину стенки не более, мм	Соединение обсадных труб в каждой одноразмерной части					
					От (верх)	До (низ)		Количество типов соединений, шт	Номер в порядке спуска	Условный код типа соединения и марка стали.	Максимальный наружный диаметр соединения, мм	От (верх)	До (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	1	1	339,7	0	0	18	9,5	1	1	ОТТМ(Б)	351	0	18
2	1	1	244,5	0	0	80	8,9	1	1	ОТТМ(Б)	270	0	80
3	1	1	177,8	0	0	450 (±250)	8,9	1	1	ОТТМ(Б)	188	0	450 (±250)

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

Таблица 2.1.4 - Техничко-технологические мероприятия, предусмотренные при строительстве скважины по проектной конструкции

№ п/п	Наименование мероприятия или краткое описание	Причина проведения мероприятия
1	2	3
1	До начала бурения скважин производить дополнительное обучение буровой бригады по методам раннего обнаружения и ликвидации ГНВП, и проверку их знаний. Проведение учебных тревог «Выброс», периодичность – 4 раза в месяц и перед вскрытием продуктивного пласта.	Нефтегазоводопроявления
2	Организационно-технологические мероприятия при вскрытии продуктивной толщи.	Вскрытие высоконапорных пластов
3	<p>Проведение мероприятий по предупреждению гидроразрыва пластов при выполнении технологических операций в скважине:</p> <ul style="list-style-type: none"> - запрещается продолжение углубления скважины при появлении поглощения раствора и без выхода циркуляции; - не допускать превышения скорости спуска бурильных (обсадных) труб более установленных значений (см. табл. 9.7); - строго следить за правильным восстановлением циркуляции раствора после спуска инструмента при соблюдении параметров бурового раствора (см. табл. 7.1); - с целью предупреждения заклинивания и прихвата инструмента в случае потери диаметра необходимо проработать интервал предыдущего долбления. <p>В интервалах возможных поглощений бурового раствора необходимо предусмотреть ограничение скорости спуска бурильного инструмента, поддержание свойств бурового раствора в заданных пределах согласно (табл. 7.1):</p> <p>На глубине кровли продуктивного пласта произвести промежуточную промывку скважины не менее 2 циклов и выравнивание параметров бурового раствора (для уменьшения гидравлических сопротивлений на пласт).</p> <p>В интервалах возможных проявлений после окончания долбления, перед подъемом бурильных труб для смены долота, необходимо предусмотреть промывку скважины в течение цикла.</p> <p>В интервалах возможных осыпей и обвалов необходимо поддержание ингибирующих свойств бурового раствора в заданных пределах (см. табл. 7.1).</p>	Предупреждение аварийных ситуаций и осложнений
4	<p>При выполнении буровых работ особое внимание обратить на следующие мероприятия:</p> <ul style="list-style-type: none"> — Обеспечение систематического контроля показателей свойств бурового раствора и поддержание их согласно требованиям ГТН. — Обеспечение буровой (до начала бурения) следующим минимумом ловильного инструмента, соответствующего размерам скважины и применяемым бурильным трубам, и УБТ: колок с воронкой, метчик, магнитный фрезер. Ловильный инструмент должен быть исправным, смазан и иметь соответствующие переводники под бурильные трубы. На каждый тип ловильного инструмента необходимо иметь эскизы с указанием размеров. — Перед спуском долот в скважину бурильщик обязан проверить диаметр долота, состояние присоединительной резьбы, сварных швов, люфт шарошек. 	Предупреждение аварийных ситуаций и осложнений

№ п/п	Наименование мероприятия или краткое описание	Причина проведения мероприятия
1	2	3
	<p>— Перед началом бурения бурильщик обязан ознакомиться с характером отработки предыдущего долота и режимом его работы для установления правильного режима работы новым долотом.</p> <p>— Немедленно начать подъем инструмента при резком падении механической скорости в 2,5–3 раза за последние 15–20 минут бурения.</p> <p>— Запрещается крепление долот ротором.</p> <p>— В случае возникновения затяжек инструмента в момент подъема необходимо приостановить подъем, накрутить ведущую трубу (квадрат), дать промывку и путем расхаживания и проворота ротором при промывке сбить сальник с долота.</p> <p>— Не оставлять инструмент в открытом стволе скважины без движения более 5-10 мин (уточняется технологической службой подрядчика).</p> <p>— Поддерживать в буровом растворе смазочные добавки в требуемых пределах.</p> <p>— Постоянно контролировать и регистрировать величину вращающего момента бурильной колонны, не допуская превышения установленной величины с помощью моментомера.</p> <p>В случае интенсивного обвалообразования бурение прекратить, инструмент без движения не оставлять, производить промывку скважины с целью очистки ствола от обвалившейся породы.</p> <p>— При спуске бурильного инструмента в скважину производить промежуточные промывки, при возникновении посадок обязательно.</p> <p>— В местах постоянных сужений ствола скважины производить спуск бурильного инструмента с проработкой, а подъем при наличии затяжек (для БР) осуществлять с промывкой.</p> <p>— 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.</p> <p>— Все резьбовые соединений УБТ при каждом спуске в скважину докреплять машинными ключами.</p> <p>— 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.</p> <p>— Если в процессе бурения возникли признаки слома бурильной колонны, негерметичности или разрушения долота, колонна бурильных труб должна быть поднята.</p> <p>— В процессе бурения все бурильные трубы и замки к ним, ведущие и утяжеленные трубы, центраторы, переводники и другие элементы бурильной колонны должны проверяться визуально (износ наружной поверхности, состояние резьбовых соединений) и, кроме того, методом опрессовки и дефектоскопии. Проверка производится в соответствующие сроки.</p> <p>— Для предупреждения искривления скважины в проекте предусмотрено:</p>	

№ п/п	Наименование мероприятия или краткое описание	Причина проведения мероприятия
1	2	3
	— Применение специальной КНБК, обеспечивающей необходимую жесткость низа бурильной колонны, нормальную проходимость по стволу, предотвращение заклинивания инструмента при СПО; — контроль параметров кривизны и азимута с помощью инклиномера через 150–250 м проходки скважины.	
5	При бурении в продуктивном газовом пласте механическая скорость проходки должна ограничиваться до значений, при которых обеспечивается дегазация бурового раствора.	Предупреждение ГНВП
6	Проверять работоспособность ПВО каждую неделю.	Предупреждение и борьба с ГНВП
7	Организационные мероприятия по исследованию скважин на продуктивность.	Испытание скважины на продуктивность.
8	Установки станции ГТИ (ГТК).	Оперативный контроль скважины газосодержания, расхода промывочной жидкости при циркуляции, раннее обнаружение проявления и поглощения бурового раствора.
9	Монтаж средств контроля и сигнализации за уровнями бурового раствора в приемной и доливной емкостях.	Раннее обнаружение ГНВП
10	Ограничение притока пластового флюида в соответствии с РД 39-2-803-82. Допустимый объем притока при этом составит: - в процессе бурения 1,5м ³ , - при СПО – 1,0м ³ .	Раннее обнаружение ГНВП
11	Долив скважины при подъеме бурильной колонны производить: - бурильные трубы – через 5 свечей, - УБТ – через каждую свечу. В процессе СПО производить постоянный контроль долива раствора при подъеме бурильной колонны и объема вытесняемого раствора при ее спуске.	Предупреждение, раннее обнаружение ГНВП.
12	Режим долива скважины при СПО должен быть непрерывным с поддержанием уровня на устье скважины. Блок долива (мерная емкость) устанавливается и обвязывается с устьем скважины с таким расчетом, чтобы обеспечивался контролируемый долив скважины. Производить суммарный учет долива на весь объем металла поднятых труб.	Предупреждение ГНВП
13	Периодические функциональные проверки ПВО во время бурения – 2 раза в месяц и перед вскрытием продуктивного пласта	Проверка работоспособности ПВО

2.2. ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Таблица 2.2.1 -Входные данные по профилю скважины

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

2.3. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

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

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

Решения:

- для недопущения поглощений бурового раствора, которые могут быть при бурении продуктивных отложений, необходимо вести строгий контроль за его плотностью, реологическими показателями и уровнем раствора в рабочих емкостях;

- в случае возникновения поглощений, необходимо в раствор вводить комбинированные наполнители;

- для недопущения нефтегазопроявлений требуется точное и непрерывное слежение за технологическими показателями бурового раствора и уровнем раствора в рабочих емкостях;

- с целью предупреждения осыпей стенок скважины, кавернообразования и прихватов бурильной колонны, необходимо использовать ингибированные системы буровых растворов.

Примечание:

1) возможно использование других реагентов идентичных по своему назначению, производимые другими фирмами;

2) во время бурения первой скважины, в случае необходимости, рецептуру обработки бурового раствора можно скорректировать.

Контроль качества и подготовка бурового раствора:

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

среднескоростной гидравлической центрифугой для очистки от твердой фазы. При использовании ингибированных систем бурового раствора вибросита должны быть оснащены сетками, соответствующими вскрытому разрезу. Правильное использование системы очистки бурового раствора от выбуренной породы позволит обеспечить поддержание запроектированных параметров и позволит сократить затраты на его обработку (минимальное разбавление).

Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработки приведены в таблице 7.3. Перечень оборудования для приготовления и очистки буровых растворов 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 вяз- кость, с	Водоотдача, см ³ /30 мин	СНС, дПа		Корка, мм	Содержание твердой фазы, %			рН	минерализация, г/л	Пластическая вязкость, сПз	Динамическое напряжение сдвига дПа
						1мин	10 мин		Колло- идной (актив- ной) части	Песка	Всего				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Бентонитовый	0	18	1,08-1,10	20-30	<10	-	-	<1	Дисперсная гли- нистая фаза	<5	<5	8-9	-	Как можно ниже	<20
КС1 полимер- ный раствор	18	80	1,12-1,14	30-40	6-10	6÷10	10÷18	1,5	Полимерные не- диспергирующие	<1	<1	8-9	КС1 > 3 %	Как можно ниже	15-25
КС1 полимер- ный раствор	80	450	1,16-1,18	30-40	6-10	6÷10	10÷18	1,5	Полимерные не- диспергирующие	<1	<1	8-9	КС1 > 3 %	Как можно ниже	15-25

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

Таблица 2.3.2 -Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент

Номер интервала с одинаковым долевым составом бурового раствора	Интервал, м		Название (тип) раствора	Плотность раствора, г/см ³	Смена раствора для бурения интервала (да, нет)	Название компонента	Плотность, г/см ³	Содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	Влажность, %	Сорт	Содержание компонента в буровом растворе, кг/м ³
	от (верх)	до (низ)									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	18	Глинистый раствор	1,08-1.10	-	Na ₂ CO ₃	2.53	-	-	Первый	2
						NaOH	2.13	-	-	Высший	2
						Бентонит	2.6	-	-	Местный	50
						Вода техническая	1.02	-	-		840
2	18	80	KCL Полимерный	1,12-1,14	нет	Lube 167	0.89	-	-	Высший	5
						Na ₂ CO ₃	2.6	-	-	Первый	2
						NaOH	2.13	-	-	Высший	2
						PAC-LV	1.12	65	10	Высший	3
						PAC-RL	1.12	70	10	Высший	2
						XY-27	1.15	-	-	Высший	7
						Вода техническая	1.02	100	-	-	860
						Дуовис	1.4	-	-	Высший	3
						KCL	1.99	98	-	Первый	15
3	80	450	KCL Полимерный	1,16-1,18	нет	ENVIRO-THIN	2.6	-	-	Первый	2
						EZ-MUD DP	0.89	-	-	Высший	5
						NaOH	2.13	-	-	Высший	2
						BARABRIN	1.12	65	10	Высший	3
						PAC-R/L	1.12	70	10	Высший	2
						DEOFAM	1.15	-	-	Высший	7
						Вода техническая	1.02	100	-	-	940
						KCL	1.99	98	-	Первый	15

Примечание: 1. Типы буровых растворов и компонентный состав могут быть изменены по усмотрению Заказчика на раствор, улучшающий качество проводки скважины.

2. Могут применяться аналоги хим. реагентов, не уступающие по качеству проектным.

3. В случае возникновения поглощений в надпродуктивной толще использовать волокнистые и чешуйчатые наполнители.

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

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 в интервале			Потребность бурового раствора, м ³ и его компонентов, т			
от (верх)	до (низ)			величина	источник нормы	поправочный коэффициент	на запас на поверхности	на исходный объём	на бурение интервала	суммарная в интервале
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	18	-	Глинистый раствор	0.92	СЭСН	0,5	-	9,0	12,4	21,4
			Na ₂ CO ₃	2	- " -	- " -	-	18,08	24,86	42,94
			NaOH	2	- " -	- " -	-	18,08	24,86	42,94
			Бентонит	50	- " -	- " -	-	452,0	621,49	1073,49
			Вода техническая	820	-	-	-	7412,4	11608,72	19021,12
18	80	-	KCL полимерный	0.64	СЭСН	0,5	-	21,1	32,1	53,2
			Lube 167	5	- " -	- " -	-	105,23	160,48	265,71
			Na ₂ CO ₃	2	- " -	- " -	-	42,1	64,2	106,3
			NaOH	2	- " -	- " -	-	42,1	64,2	106,3
			PAC-LV	3	- " -	- " -	-	63,13	96,3	159,43
			PAC-RL	2	- " -	- " -	-	42,1	64,2	106,3
			Вода техническая	480	-	-	-	10110,7	15180,2	25290,9
			KCL	15	- " -	- " -	-	225,68	344,18	569,86
Дуовис	3	- " -	- " -	-	45,1	68,7	113,8			
80	450	-	KCL полимерный	0.48	СЭСН	0,5	-	50	244,7	294,7
			ENVIRO-THIN	5	- " -	- " -	-	291,5	1210,6	1502,1
			EZ-MUD DP	2	- " -	- " -	-	115	484	599
			NaOH	2	- " -	- " -	-	115	484	599
			BARABRIN	3	- " -	- " -	-	172,3	717,9	890,2
			PAC-R/L	2	- " -	- " -	-	115	484	599
			DEOFAM	7	- " -	- " -	-	403,2	1693,6	2096,8
			Вода техническая	450	-	-	-	25935,1	108927,6	134862,7
			KCL	15	- " -	- " -	-	864,9	3630,9	4495,8

Примечание: В зависимости от фактических условий проводки скважины потребное количество компонентов может изменяться.

Таблица 2.3.4-Потребность в воде и компонентах для обработки бурового раствора при разбуривании цементных стаканов

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Номер ступени цементирования	Название компонентов для обработки раствора	Характеристика компонента				Норма расхода на обработку 1 м ³ раствора, кг/м ³	Количество, кг
					плотность, г/см ³	содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	влажность, %	сорт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление	1	1	Na ₂ CO ₃	2,5	100	-	1	0,7	12,6
1	Кондуктор	1	1	Na ₂ CO ₃	2,5	100	-	1	0,7	10,6

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

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Название компонентов для обработки раствора	Характеристика компонента				Норма расхода на обработку 1 м ³ раствора, кг/м ³	Количество, кг
			плотность, г/см ³	содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	влажность, %	сорт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Кондуктор	Lube 167	0,89	100	-	1	5	75,2
3	Эксплуатационная	Lube 167	0,89	100	-	1	5	144,7

Таблица 2.3.6-Суммарная потребность в компонентах бурового раствора на скважине

Название компонентов бурового раствора	ГОСТ, ОСТ на изготовление	Потребность компонентов бурового раствора в интервале, тн			Суммарная на скважину, тн
		0-18	18-80	80-450	
1	2	4	5	6	7
Бентонит-структурообразователь	ГОСТ 25796-83	1,07	-	-	1,07
Каустическая сода - регулятор щелочности	ТУ 2132-185-00203312-99	0,043	0,106	0,6	0,75
Кальцинированная сода - для снижения общей жесткости	ТУ 2381-038-00209645-95	0, 043	0,106	-	0,15
РАС-RL – понизитель фильтрации	Импортовое	-	0,11	0,6	0,71
РАС-LV – регулятор фильтрации	Импортовое	-	0,16	-	0,16
ENVIRO-THIN	Импортовое	-	-	1,502	1,502
EZ-MUD DP	Импортовое	-	-	0,6	0,6
KCL- ингибирующие добавки	ТУ 2152-018-00203-3944-95	-	0,57	4,5	5,07
BARABRIN	Импортовое	-	-	0,89	0,89
Lube 167	Импортовое	-	0,27	-	0,27
Дуовис	Импортовое	-	0,12	-	0,12
DEOFAM	Импортовое	-	-	2,1	2,1
Вода техническая		19,02	25,29	134,9	179,2

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

•Допускается применение химических реагентов, производимых по другим стандартам отечественных и зарубежных производителей.

Таблица 2.3.7-Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Название	Типоразмер или шифр	Количество, шт.	Использование очистных устройств		
			ступенчатость очистки: 1 - вибросито; 2 - 1+пескоотдели- тель; 3 - 2+илоотделитель	Интервал по стволу, м	
				от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Циркуляционная система:	ЦС	1 к-т		0	450 (±250)
в т.ч. вибросито	ZPTS-II	1	1	0	450 (±250)
Пескоочиститель	ZQJ300x2	1	2	80	450 (±250)
Илоотделитель	ZQJ100x2	1	3	80	450 (±250)
Дегазатор	ZCQ-240	1		18	450 (±250)

Примечание:

1. Очистка бурового раствора будет оптимизироваться с имеющимся оборудованием. Это может означать введение в работу вибросит и центрифуги, 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 скважин и применяемые КНБК

Интервал, м		Вид технологической операции	Способ бурения	Условный номер КНБК	Режим бурения			Скорость выполнения технологической операции, м/ч
от (верх)	до (низ)				осевая нагрузка, тс	скорость вращения, об/мин	расход бурового раствора, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	18	Бурение	Роторный	1	с навеса	60-100	1,0-43,7	15-20
18	80	Бурение	Роторный	2	5-10	90-100	16,0-41,1	10-12
18	80	Проработка	Роторный	3	3-5	70-90	16,0-41,1	10-12
80	450	Бурение	Роторный	4	8-12	90-100	16,0-25,0	3-4
80	450	Проработка	Роторный	5	3-5	70-90	16,0-25,0	20
Интервалы отбора керна								
135	144*	Бурение с отбором керна	Роторный (ВЗД)	6	5-8	60-70	15-20	2-3
155	164*							
365	374*							

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

*Интервалы отбора керна уточняются геологической службой Заказчика по фактически вскрываемому разрезу, данным ГТИ и ПГИ.

Таблица 2.4.2-Компоновка низа бурильных колонн (КНБК)

Условный номер КНБК	Элементы КНБК (до бурильных труб)									
	номер по порядку	типоразмер, шифр	расстояние от забоя до места установки, м	Техническая характеристика				суммарная длина КНБК, м	суммарная масса КНБК, т	примечание
				наружный диаметр, мм	длина, м	масса, кг	угол перекоса осей отклонителей, град			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Интервал бурения от 0 до 18 м										
1	1	Долото Ø393,7мм	0,0	393,7	0,40	97				Разрушение
	2	УБТ-177,8	0,4	177,8	9,8	1513,2		9,84	1,61	Нагрузка
Интервал бурения и проработки от 18 до 80 м										
2	1	Долото 295,3мм	0,00	295,3	0,45	72				Разрушение
	2	УБТ-177,8 мм	0,45	177,8	18,9	2948,4				Нагрузка
	3	Калибратор-295,3	19,35	295,3	1,1	310				Калибрование
	4	УБТ-177,8 мм	20,45	177,8	9,8	1474,2				Нагрузка
	5	УБТ-165,1 мм	39,35	165,1	29,4	4161,5		59,65	8,97	Нагрузка
3	1	Долото 295,3 мм	0,00	295,3	0,45	72				Разрушение
	2	УБТ-177,8 мм	0,45	177,8	18,9	2948,4				Нагрузка
	3	Калибратор-295,3	19,35	295,3	1,1	310				Калибрование
	4	УБТ-177,8 мм	20,45	177,8	9,8	1474,2				Нагрузка
	5	УБТ-165,1 мм	39,35	165,1	18,9	2774,3		49,15	7,58	Нагрузка

Продолжение таблицы 2.4.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Интервал бурения и проработки от 80 до 450м										
4	1	Долото Ø215,9 мм	0.00	215,9	0,30	41				Разрушение
	2	УБТ-165,1мм	0.30	165,1	18,9	2774,3				Нагрузка
	3	Калибратор 215.9 мм	19,2	215,9	0.50	62				Калибрование
	4	УБТ-165,1мм	19,7	165,1	18,9	2774,3				Нагрузка
	5	Калибратор 215.9 мм	38,6	215,9	0.50	62				Калибрование
	6	УБТ-165,1мм	39,1	165,1	46,9	6884,9		86,0	12,6	Нагрузка
5	1	Долото Ø215,9 мм	0.00	215,9	0,30	41				Разрушение
	2	УБТ-165,1мм	0.30	165,1	18,9	2774,3				Нагрузка
	3	Калибратор 215.9 мм	19,2	215,9	0.50	62				Калибрование
	4	УБТ-165,1мм	19,7	165,1	18,9	2774,3				Нагрузка
	5	Калибратор 215.9 мм	38,6	215,9	0.50	62				Калибрование
	6	УБТ-165,1мм	39,1	165,1	18,9	2774,3		57,5	8,49	Нагрузка
6	1	III 215,9/101,6мм PDC	0,0	215,9/101,6	0,3	21,6				Разрушение
	2	Керноотборочный снаряд SLC 7-4 *	0,3	122/101,6	10,0	1100				Отбор керна
	3	УБТ-165,1мм	20,3	165,1	58,8	8241,9		69,1	9,36	Нагрузка

- Примечание:** 1. Допускается корректировка КНБК по фактическим горно-геологическим условиям и изменение элементов КНБК на аналогичные, имеющиеся в наличии или по желанию Заказчика.
2. КНБК уточняется в соответствии с программой бурения сервисной компании, согласованной с Заказчиком.
3. Допускается использование долот других фирм-производителей.
4. Обеспечить наличие соответствующих рабочих яссов (паспорта, сертификаты испытаний и т.д.) на случай аварийных работ. Использование яссов в процессе бурения на усмотрение заказчика.
- 5.* Возможно применение аналога при наличии у Заказчика или исполнителя работ.

Таблица 2.4.3-Потребное количество элементов КНБК

Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширка, проработка)	Интервал работы по стволу, м		Норма про-ходки	Потребное количество на интервале, шт (для УБТ комплектов)
		От (верх)	До (низ)	Величина, м	
1	2	3	4	5	6
Долото Ø 393,7мм	Бурение, проработка, промывка	0	18	150	0,12
УБТ-178мм		0	18	-	комплект
Долото 295,3 мм		18	80	150	0,41
Калибратор 295,3мм	Бурение, проработка, промывка	18	80	-	комплект
УБТ- 178 мм		18	80	-	комплект
УБТ 165,1мм		18	80	-	комплект
Долото Ø215,9 мм	Бурение, проработка, промывка	80	450	250	1,48
Калибратор Ø 215,9мм		80	450	-	комплект
УБТ 165,1мм		80	450	-	комплект
Ш 215,9/101,6мм PDC	Отбор керна	135-144 155-164 365-374		150	0,18

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	
Направление Ø 323,9мм	Долото Ø 393,7мм	по стандартам API	-	0,12	1,0	97
	УБТ Ø 178мм	Стан. API RP 7G	-	9,8	к-т	1513,2
Кондуктор Ø 244,5мм	Долото Ø 295,3 мм	по стандартам API	-	0,41	1 шт	72
	Калибратор Ø 295,3мм	Импортные	-	-	1,0	310
	УБТ Ø178 мм	Стан. API RP 7G	-	28,7	к-т	4422,6
	УБТ Ø 165,1мм	Стан. API RP 7G	-	29,4	к-т	4161,5
Эксплуатационная Ø 177,8 мм	Долото Ø215,9мм	по стандартам API	0,2	1,48	2,0	82,0
	Калибратор Ø 215,9мм	Импортные	-	1,31	2 шт	124
	УБТ-165,1 мм	Импортные	-	84,7	к-т	12433,5
	III 215,9/101,6мм PDC	Импортные	-	0,18	1 шт	21,6

Таблица 2.4.5-Рекомендуемые бурильные трубы

Обозначение бурильной колонны	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности материала)	Тип замкового соединения	Наружный диаметр замка, мм	Количество труб, м	Наличие труб (есть, нет)
1	2	3	4	5	6		7
СБТ	127,0	9,19	G-105	NC 50 (4-1/2"IF)	165,0	450	есть

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

Таблица 2.4.6-Конструкция бурильных колонн

Вид технологической операции	Интервал по стволу, м		Допустимая глубина спуска на клиньях, м	Номер секции бурильной колонны снизу-вверх без КНБК	Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)			тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	Фактический	Выносливость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Бурение	0	18	18	1	СБТ	127	G-105	9,19	NC-50	-	-	-	-	-
Бурение	18	80	80	1	СБТ	127	G-105	9,19	NC 50	20,35	0,58	9,54	8,45	7,8
Бурение	80	450 (±250)	450	1	СБТ	127	G-105	9,19	NC 50	364,0	6,2	18,8	8,57	6,44

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	9,19	G-105	NC 50 (4-1/2" IF)	168,28	33,3	35,0	36,8
УБТ (Утяжеленные бурильные трубы):							
177,8	48,9	CAE 4145H	NC 56 (6 5/8" REG)	177,8	42,9	45,0	47,3
165,1	46,85	CAE 4145H	NC 50 (4-1/2" IF)	165,1	37,7	39,6	41,6

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

Название обсадной колонны	Интервал, м		Характеристика бурильной трубы					Дефицит длины труб на интервале, м	Масса труб, т		
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным запасом
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Направление Ø323,9мм	0	18	СБТ 127х9,2	127,0	G-105	9,19	NC 50	-	-	-	-
			УБТ-177,8	177,8		48,9		9,8	1,51	1,58	1,66
Кондуктор Ø244,5мм	0	80	СБТ 127х9,2	127,0	G-105	9,2	NC 50	20,35	0,58	0,61	0,64
			УБТ-177,8	177,8		28,7		37,8	4,42	4,64	4,87
			УБТ-165,1	165,1		29,4		94,5	4,16	4,37	4,59
Эксплуатационная Ø177,8мм	0	450	СБТ 127х9,2	127,0	G-105	9,2	NC 50	364,0	6,2	6,51	6,84
			УБТ-165,1	165,1		84,7		94,5	12,43	13,05	13,7

Таблица 2.4.9-Оснастка талевой системы

Интервал по стволу		Название технологической операции (бурение, спуск обсадной колонны)	Тип оснастки М x К	
От (верх)	До (низ)		М	К
1	2	3	4	5
0	450 (±250)	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 цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, МПа	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин	производительность, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	18	Бурение	F-800	2	0,90	150	19,06	85	140	25,5	51,0
18	80	Бурение	F-800	2	0,90	160	16,68	85	140	29,8	59,5
80	450	Бурение	F-800	2	0,90	150	21,18	70	140	21,0	42,0

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

Таблица 2.4.11-Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой

Интервал, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, МПа	Потери давлений (МПа) для конца интервала в				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
				долоте (насадках)	забойном двигателе			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	18	Бурение	1,63	1,32	-	0,16		0,15
18	80	Бурение	9,35	6,15	-	2,42	0,07	0,71
80	450	Бурение	5,47	2,08	-	2,63	0,3	0,46

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·см ²	Схема промывки долота (центральная, периферийная, комбинированная)	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность, срабатываемая на долоте, л.с.
от (верх)	до (низ)					Количество	диаметр, мм		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	18	Бурение	0,474	0,042	Периферийная	2	2x17	112,3	79,9
18	80	Бурение	0,796	0,078	Периферийная	3	3x15	11,3	225,5
80	450	Бурение	1,427	0,115	Периферийная	3	3x15	79,2	12,0

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

2.5 КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

Крепление скважины обсадными колоннами следует производить в соответствии с «Методическими указаниями по креплению нефтяных и газовых скважин» [32], «Инструкцией по испытанию скважин на герметичность» [33] и с учетом рекомендаций фирм-поставщиков, если они не противоречат нормам и правилам РК.

2.5.1 Расчет обсадных колонн

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

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

Обсадные трубы завозятся на буровую согласно расчетам и с учетом запаса. Возможно применение других труб-аналогов, соответствующих данному проекту или условиям в скважине.

Выбор обсадных труб

В соответствии с проектными условиями эксплуатации обсадных колонн, расчетными давлениями и осевыми нагрузками, а также с учетом опыта строительства и испытания существующих скважин приняты обсадные трубы с соединениями ОТТМ(Б) для марки стали «Д» по ГОСТ632-80.

Исходные данные для расчета обсадных колонн

№ пп	Наименование	Конструкция скважины, мм		
		339,7	244,5	177,8
1	2	3	4	5
1	Расстояние от устья скважин, м	18	80	450
	- до башмака колонны - до уровня цементного раствора за колонной	0	0	0
2	Тип соединения	ОТТМ(Б)	ОТТМ(Б)	ОТТМ((Б)
3	Удельный вес, г/см ³	1,03	1,03	1,03
	- опрессовочной жидкости	1,08-1,10	1,12-1,14	1,16-1,18
	- бурового раствора - тампонажного раствора	1,55	1,55	1,83
4	Пластовое давление на глубине, Р _{пл} , МПа	0,18	0,82	4,9

Таблица 2.5.1-Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб

Характеристики обсадных труб						Рекомендуется к использованию: ДА, НЕТ
наружный диаметр, мм	производство: отечественное, импортное	условный код типа соединения	марка (группа прочности) труб	толщина стенки, мм	масса, кг/м	
1	2	3	4	5	6	7
Ø 339,7	Отечественное	ОТТМ(Б)	Д	9,5	76,1	да
Ø244,5	Отечественное	ОТТМ(Б)	Д	8,9	53,9	да
Ø177,8	Отечественное	ОТТМ(Б)	Д	8,1	33,7	да

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

Таблица 2.5.2-Распределение давлений по длине колонны

Номер колонны в порядке спуска (см. табл. 1.5.2. гр.1)	Название колонны	Номер отдельно спускаемой части колонны в порядке спуска (см. табл. 1.5.2. гр.8)	Распределение избыточных давлений по длине отдельно спускаемой части колонны					
			глубина, м		наружное, МПа		внутреннее, МПа	
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Направление	1	0	18	-	-	-	-
2	Кондуктор	1	0	80	0	0,6	2,99	3,28
3	Экс.колонна	1	0	450	0	4,62	4,74	8,52

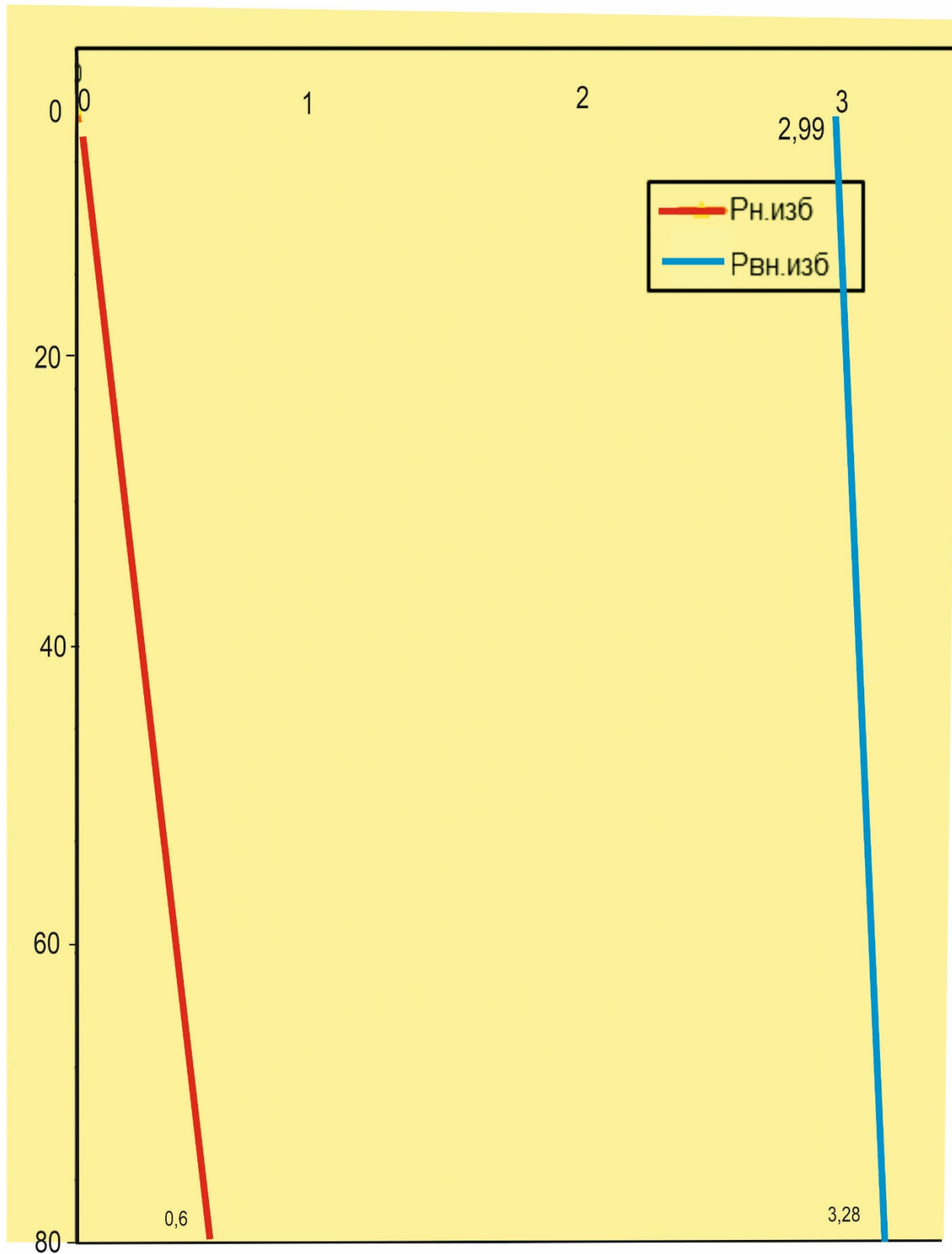


Рис.2.5.1 – Эпюра избыточных давлений для колонны Ø244,5 мм

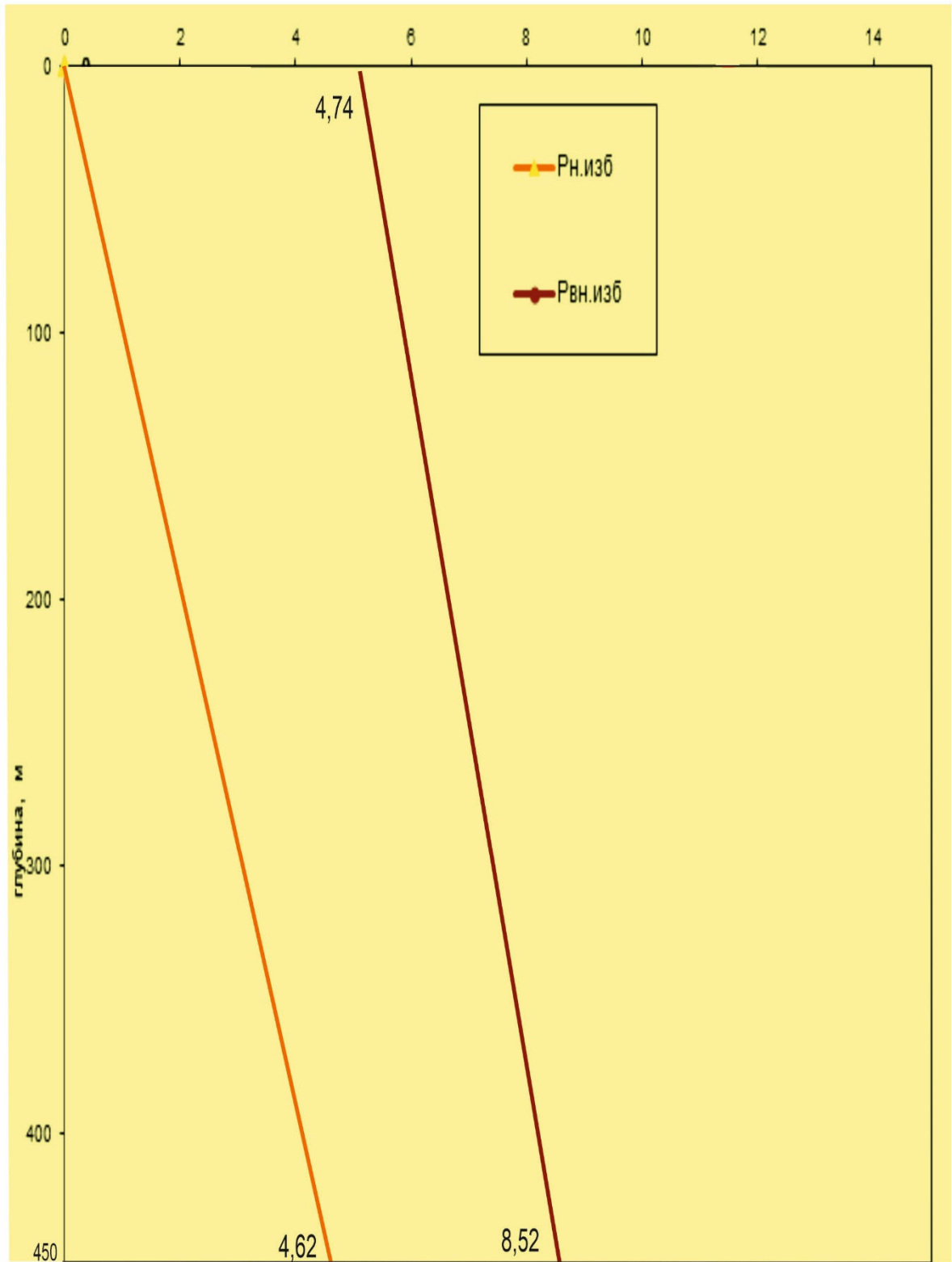


Рис.2.5.2 – Эпюра избыточных давлений для колонны Ø177,8мм

Таблица 2.5.3-Параметры обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Номер равнопрочной секции труб в раздельно спускаемой части колонны (снизу вверх)	Интервал установки равнопрочной секции, м		Длина секции, м	Масса секции, т	Нарастающая масса, т	Характеристика обсадной трубы				Коэффициенты запаса прочности при избыточном давлении		
			от (верх)	до (низ)				номинальный наружный диаметр, мм	код типа соединения	марка (группа проч-ности) материала труб	толщина стенки, мм	наруж-ном	внутрен-нем	растяжении
1	1	1	0	18	18	1,37	1,37	323,9	ОТТМ(Б)	Д	9,5	>10	2,75	>10
2	1	1	0	80	80	4,31	4,31	244,5	ОТТМ(Б)	Д	8,9	>10	1,62	>10
3	1	1	0	450 (±250)	450 (±250)	15,16	15,16	177,8	ОТТМ(Б)	Д	8,1	4,1	2,5	5,1

Таблица 2.5.4-Суммарная масса обсадных труб

Характеристика трубы		Масса труб с заданной характеристикой, т		
код типа соединения	условное обозначение трубы по ГОСТ 632-80; условное обозначение муфты по ГОСТ 632-80	теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным допуском
1	2	3	4	5
ОТТМ(Б)	339,7x9,5 Д	1,37	1,44	1,51
ОТТМ(Б)	244,5x8,9Д	4,31	4,53	4,75
ОТТМ(Б)	177,8x8,1 Д	15,16	15,92	16,71

Таблица 2.5.5-Технологическая оснастка обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Элементы технологической оснастки колонны						Суммарные на колонну	
			наименование, шифр, типоразмер	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т. Д. на изготовление	масса элемента, кг	интервал установки, м (по стволу)		количество элементов на интервале	количество, шт.	масса, кг
						от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление	1	Башмак колонный БKM-340	ОСТ 39-011-87	85	-	18	1	1	85
			Обратный клапан ЦКОД.1-340	ТУ 39-1443-89	89	-	16	1	1	89
2	Кондуктор	1	Башмак колонный БKM-245	ОСТ 39-011-87	53	-	80	1	1	53
			Обратный клапан ЦКОДМ-245-2	ТУ 39-1443-89	42	-	76	1	1	42
			Центраторы ЦЦ 245/295	ТУ 39-01-08-283-77	15	-	70	-	4	60
			Пробки продавочные ПРП-Ц-Н-219×245 ПРП-Ц-В-219×245	ТУ 3666-001-00141887-93	9,5	-	-	2	2	19
3	Эксплуатационная	1	Направляющий башмак БК-177,8	ОСТ 26-02-227-71	32	-	450	1	1	24,0
			Муфта с клапаном обратным ЦКОД-178-1	ТУ 39-01-08-281-77	25	-	440	1	1	17
			Центратор типоразмера ЦЦ-178/216-222-1	ТУ 39-01-08-283-77	13	-	440	7	4	91
			Цементировочные пробки тип ПРП-Ц-178	ТУ 39-208-76	4	-	-	2	2	8

Примечание: допускается использование технологической оснастки других фирм-производителей при соответствии ее требованиям стандартам АНИ.

Таблица 2.5.6-Режим спуска обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Тип, шифр инструмента для спуска (элеватор, спайдер, спайдер-элеватор)	Средства смазки и уплотнения резьбовых соединений		Интервал глубины с одинаковой допустимой скоростью спуска труб, м		Допустимая скорость спуска труб, м/с	Допустимая глубина спуска труб на клиньях, м	Периодичность долива колонны, м	Промежуточные промывки		
				шифр или название	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т. п. на изготовление	от (верх)	от (низ)				глубина, м	продолжительность, мин.	расход, л/с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	Направление	1	Элеватор	P-2МВП	ТУ 38-101708-78	0	18	-	18				
2	Кондуктор	1	Элеватор	P-2МВП	ТУ 38-101708-78	0	80	-	80	Контроль за уровнем	-	30	28-32
3	Эксплуатационная	1	Элеватор, спайдер-элеватор	P-2МВП	ТУ38-101-332-78	0	450	0,3-0,5	450	Контроль за уровнем	-	45	15-18

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

Таблица 2.5.7-Опрессовка обсадных труб и натяжение эксплуатационной колонны

№ колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер отдельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Плотность жидкости для опрессовки, г/см ³		Давление на устье скважины при опрессовке, кгс/см ²			Глубина установки пакера, м	Давление на устье скважины при опрессовке труб ниже пакера, кгс/см ²	Номер равнопрочной-ной секции труб в раздельно спускаемой части (снизу- вверх)	Давление опрессовки труб равнопрочной секции на поверхности, кгс/см ²
			Раздельно спускаемой части	Цементного кольца газобразный агент	Раздельно спускаемой части	Цементного кольца	Части колонны ниже муфты для 2-х ступенчатого цементирования				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Кондуктор	1	1,18	1,18	75	10	-	-	-	1	75
2	Эксплуатационная	1	1,03	1,03	90	-		-	-	1	90

2.5.2. ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Таблица 2.5.8-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 отдельно спускаемой части колонны			Данные о каждой ступени цементирования					
			номер в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 8)	интервал установки, м		глубина установки муфты для ступенчатого цементирования	номер ступени цементирования	высота цементного стакана, м	название порции тампонажного раствора	интервал глубины цементирования, м	
				от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Направление Ø339,7мм	Прямой	1	0	18		1	2	Буфер ПЦТ-I-G-CC-I Продавка	0	18
2	Кондуктор Ø244.5мм	Прямой	1	0	80		1	10	Буфер ПЦТ-I-G-CC-I Продавка	0	80
3	Эксплуатационная Ø177,8мм	Прямой	1	0	450		1	10	Буфер ПЦТ-I-G-CC-I Продавка	0	450

Таблица 2.5.9-Характеристика жидкостей для цементирования

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Номер ступени (снизу вверх)	Характеристика жидкости (раствора)						
				тип или название	объём порции, м ³	плотность, кг/м ³	пластическая вязкость, сП	динамическое напряжение сдвига, мгс/см ²	время начала схватывания, мин	время ОЗЦ, ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление Ø339,7мм	1	1	ПЦТ-I-G-СС-I	1,14	1550	19,0	6,3	90	16
				Продавка	1,2	1100	10,0	24,0		
2	Кондуктор Ø244,5мм	1	1	Буфер	0,7	1030	12,0	20,0	180	24
				ПЦТ-I-G-СС-I	1,68	1550	19,0	6,3		
				Продавка	2,29	1140	10,0	24,0		
3	Эксплуатационная Ø177,8мм	1	1	Буфер	1,3	1030	12,0	20,0	210	48
				ПЦТ-I-G-СС-I	9,14	1830	19,0	6,3		
				Продавка	8,97	1180	10,0	24,0		

Примечания: Фактические параметры цементного раствора могут меняться в зависимости от состояния ствола скважины, фактического пластового давления.

Таблица 2.5.10-Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны (см. табл. 5.2, гр. 2)	Номер части колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 8)	Номер ступени (снизу-вверх)	Тип или название жидкости для цементирования	Название компонента	Плотность, кг/м ³	Влажность, %	Сорт	Норма расхода компонента, кг/м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Направление Ø339,7мм	1	1	Буфер ПЦТ-I-G-CC-I	HGS-8000 Вода НТФ ПЦТ-I-G-CC-I Сульфатцелл Цемент	1030 3150	0 0		80,6 767,0 0,6 652,0 1,5 733,0
2	Кондуктор Ø244,5мм	1	1	Продавка Буфер ПЦТ-I-G-CC-I	HGS-8000 НТФ ПЦТ-I-G-CC-I Сульфатцелл				129,0 0,9 1043,4 2,3
3	Эксплуатационная Ø177,8мм			Буфер ПЦТ-I-G-CC-I Продавка	HGS-8000 НТФ ПЦТ-I-G-CC-I Сульфатцелл				129,0 0,9 1043,4 2,3

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

Таблица 2.5.11-Технологические операции при цементировании и режим работы цементировочных агрегатов (буровых насосов)

1	2	3	4	5	6	7	8	Режим работы агрегатов (буровых насосов)					Время выполнения технологической операции		
								9	10	11	давление, МПа		14	15	16
											12	13			
1	1	1	Буфер	Буфер	ЦА-320М	Закачка	2	100	4	17.2	9		0,1	0,27	0,27
			Тампонаж	ПЦТ-I-G-CC-I	2СМН-20	Затворе-ние	1			10			1,2	0,93	1,2
					ЦА-320М	Закачка	2	100	4	17.2	9	0.00	1,2	2,0.	3,2
						Промывка ли-ний						0.01		3.0	6,2
						Сброс пробки						0.01		2.0	8,2
			Продавка	Продавка		Продав-ка				17.2	9	0.07	1,2	3,5	11,7
2	1	1	Буфер	Буфер	ЦА-320М	Закачка	2	100	4	17.2	9		0,7	0,6	0,6
			Тампонаж	ПЦТ-I-G-CC-I	2СМН-20	Затворе-ние	1			10			1,68	0,43	1,03
					ЦА-320М	Закачка	2	100	4	17.2	9	0.02	1,68	2,16	3,19
						Промывка ли-ний						0.04		3.0	6,19
						Сброс пробки	2	100	4					2.0	8,19
			Продавка	Продавка		Продав-ка	1			10			2,29	7,62	15,8
3	1	1	Буфер	Буфер	ЦА-320М	Закачка	2	100	4				1,3	1,6	1,6
			Тампонаж	ПЦТ-I-G-CC-I	2СМН-20	Затворе-ние	1			2.8	40		9,14	8,0	9,6
					2СМН-20	Затворе-ние	1			10			7,12	5,2	14,8
					ЦА-320М	Закачка	2	100					2,02	10,0	24,8
			Продавка	Продавка		Промывка								3,0	27,8
						Сброс пробки						0.75		2.0	29,8
			Продавка	Продавка		Продав-ка				17.2	9	10,6	8,97	13,8	43,6

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, Schlumberger-Dowell), обеспечивающие требуемые режимы цементирования.

Таблица 2.5.12-Схема обвязки и потребность в цементиловочных агрегатах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени цементирования	Интервал, м		Номер схемы обвязки цементиловочной техники	Потребное количество ЦА											
			от (верх)	до (низ)		основных						дополнительных					
						тип	всего	в том числе для				тип	всего	в том числе резерв			
								затворения	перемешивания	закачки	продавки				амбара	резерв	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
1	1	1	0	18	1	ЦА-320М	2			1	1						
2	1	1	0	80	1	ЦА-320М	3			1	2						
3	1	1	0	450	1	ЦА-320М	4			2	2						

Таблица 2.5.13-Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени цементирования	Интервал, м		Потребное количество													
			От (верх)	До (низ)	Смесительные машины					Цементовозы				Автоцистерны				
					Тип	Всего	В том числе			Тип	Всего	В том числе		Тип	Всего	В том числе		
							Тампоаж-1	Тампоаж-2	Тампоаж-3			Тампоаж-1	Тампоаж-2			Буферная	Затворение	Продавочная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1	1	1	0	18	2СМН-20	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	1	1	0	80	2СМН-20	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	1	1	0	450	2СМН-20	2	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

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

Таблица 2.5.14-Потребное количество цементировочной техники для цементирования обсадных колонн

№ п/п	Название или шифр	Потребное количество			
		номера колонн			Суммарное на скважину
1	2	3	4	5	6
1	ЦА-320М	2	3	4	14 вызовов
2	2СМН-20	1	1	2	7 вызовов
3	ОСР-20	1	1	1	5 вызовов
4	1БМ-900	1	1	1	5 вызовов
5	СКЦ-2М	1	1	1	5 вызовов

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

Таблица 2.5.15-Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов

№ п/п	Название или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ и т.д. на изготовление	Единица измерения	Потребное количество			суммарное на скважину
				номер колонн			
				1	2	3	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	HGS-8000		кг	92,7	249,1	628,6	970,4
2	Вода		т	0,3	1,4	6,3	8,0
3	НТФ		кг	0,6	1,9	4,7	7,2
4	ПЦТ-I-G-CC-I		т	0,75	2,66	12,83	16,24
5	Сульфатцелл		кг	1,8	4,5	11,6	17,9

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

2.5.3 ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЯ СКВАЖИН

Таблица 2.5.16-Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО)

Обсадная колонна		Давление опрессовки устьевого оборудования и ПВО, МПа		Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого и ПВО оборудования	Стандарт на изготовление	Количество, шт.	Допустимое рабочее давление, МПа
№№ п/п	Название	После установки	Перед вскрытием напорного горизонта				
1	2	4	5	6	7	8	9
1	Направление Ø 339,7мм	-	-	ОКК2-21-340X245X178	ГОСТ 13862-2003	1	21,0
2	Кондуктор Ø 244,5мм	7,5	-	ОП-32- 280x21 ПУГ 280x21-1шт ППГ 280x21-1шт	ГОСТ 13862-2003	1	21,0
3	Эксплуатационная Ø 177,8 мм	9,0	-	АФК1 – 65x 14	ГОСТ 13846-2003	1	14,0

Примечание: Фактические схемы монтажа и спецификация противовыбросовых оборудований согласовывается Буровым подрядчиком с аварийно-спасательной службой согласно пунктов 471, 962 "Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности" от 30.12. 2014 года №355.

2.6. ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИНЫ

2.6.1. Испытание пластов в процессе бурения

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

Объект испытания		Вид операции (опробование, испытание, испытание с геофизическими исследованиями)	Затраты времени на испытание							Суммарное время по всем объектам, сут	
№ п/п	глубина		для буровой организации				всего на объект, сут	для геофизической организации		для буровой организации	для геофизической организации
			нормативное время, ч.			ожидание притока по табл. 21 СНВ на ПГИ		нормативное время, ч.			
			проработка по нормам ЕНВ	промывка (табл.3 УСНВ)	испытание (опробование) по табл.2 УСНВ			испытание (опробование) по табл. 2,21 СНВ на ПГИ	всего на объект, сут		
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

№ объекта испытания	Количество одновременно испытываемых объектов	Характеристика КИИ					Количество отбираемых проб	Режим работы пакера		Режим испытания объекта			Длина зумпфа, м	Диаметр долога для бурения под зумпф, мм	Хвостовик	
		Тип испытателя пластов	Количество, шт.		Шифр пакера	Тип пробоотборника		Осевая нагрузка, тс.	Начальный перепад давления, кгс/см ²	Депрессия, передаваемая на пласт, МПа	Количество циклов ис- следования	Время ожидания при- тока, час			Диаметр, мм	Длина, м
			Испыта- телей 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 пласта, спускаемого на кабеле

Номер объекта	Интервал залегания, объекта, м		Тип опробова- теля	Опробование объекта				Источник норм времени
	От (верх)	До (низ)		Замер дав- ления, точек	Точек отбора проб	Продолжи- тельность работы, сут.	Количество выездов отряда, шт.	
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-верх)	Интервалы установки секции, м		Характеристика трубы					Длина секции, м	Масса секции, тн		Коэффициенты запаса прочности			
		от (верх)	до (низ)	Номинальный наружный диаметр, мм	Тип	Марка (группа прочности) стали	Толщина стенки, мм	Теоретическая масса, кг/пог. м		Теоретическая	С учетом		На растяжение	На избыточное давление	
											плюсового допуска	На растяжение		Наружное	Внутреннее
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	14	15	16	
2	1	0	440	73	НКТ	Д	5,5	9,45	640	4,16	4,37	1,2	>1,15	>1,35	

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

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	пластическая вязкость, сПз	динамическое напряжение сдвига, мгс/см ²	составляющие компоненты				
	название	плотность, г/см ³						влажность, %	сорт	удельный расход на 1 м ³ раствора, кг/м ³		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Расчет установки цементных мостов приведен в разделе «Ликвидация и консервация»												

Таблица 2.7.3-Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне

Интервал объекта м	Название процесса, операции по испытанию (освоению) и интенсификации	Номера таблиц по ССНВ на испытание или местные нормы	Продолжительность, сутки	
			Процесса, операции	Суммарная по объекту
1	2	3	4	5
1 объект (интервал 365-370)	Подготовительные работы перед испытанием	табл.22 “ССНВ”	0,9	
	Шаблонирование эксплуатационной колонны скребком	табл.22 “ССНВ”	0,11	
	Смена тех. воды на перфорационную жидкость	ЕНВ §29	0,12	
	Перфорация обсадной колонны	табл.22 “ССНВ”	0,6	
	Испытание (вызов притока + ГГДИ) – 3 режима	табл.22 “ССНВ”	2,3	
	Суммарная по объекту		4,03	4,03
2 объект (интервал 340-345м)	Подготовительные работы перед испытанием	табл.22 “ССНВ”	0,9	
	Смена тех. воды на перфорационную жидкость	ЕНВ §29	0,1	
	Перфорация обсадной колонны	табл.22 “ССНВ”	0,6	
	Испытание (вызов притока + ГГДИ) – 3 режима	табл.22 “ССНВ”	2,3	
	Суммарная по объекту		3,9	3,9
3 объект (интервал 148-151м)	Подготовительные работы перед испытанием	табл.22 “ССНВ”	0,9	
	Смена тех. воды на перфорационную жидкость	ЕНВ §29	0,04	
	Перфорация обсадной колонны	табл.22 “ССНВ”	0,6	
	Испытание (вызов притока + ГГДИ) – 3 режима	табл.22 “ССНВ”	2,3	
	Суммарная по объекту		3,84	3,84
4 объект (интервал 135-138м)	Подготовительные работы перед испытанием	табл.22 “ССНВ”	0,9	
	Смена тех. воды на перфорационную жидкость	ЕНВ §29	0,04	
	Перфорация обсадной колонны	табл.22 “ССНВ”	0,6	
	Испытание (вызов притока + ГГДИ) – 3 режима	табл.22 “ССНВ”	2,3	
	Суммарная по объекту		3,84	3,84
	Итого по скважине;		15,61	

Таблица 2.7.4-Продолжительность работы агрегатов при испытании (освоении) скважины в эксплуатационной колонне

Номер объекта	Название процесса, операции по испытанию (освоению) и интенсификации	Используемые агрегаты при выполнении работ	Количество вызовов	Источник норм времени	Продолжительность работы, ч
1	2	3	4	5	6
1	Опрессовка ФА на устье скважины.	ЦА-320*	1	дежурство спецтехники по местным нормам	1,5
	Опрессовка НКТ	ЦА-320	1		1,5
	Опрессовка устья скважины после установки противовыбросовой задвижки	ЦА-320	1		1,5
	Смена тех. воды на перфорационную жидкость	ЦА-320	1		36
	Подготовительные работы перед испытанием				12
	Перфорация				250
	Вызов притока				234
	Промывка скважины после перфорации для очистки забоя	ЦА-320	1		88,0
Итого на работу:					644,5

Примечание: допускается применение аналогичных агрегатов

Таблица 2.7.5-Потребное количество материалов для испытания (освоения) скважины в эксплуатационной колонне

Номер объекта	Название или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т. д. на изготовление	Единица измерения	Потребное количество
1	2	3	4	5
На 1 объект	Вода (для смены бурового раствора на воду и промывки - 2 цикла)	Местные нормы	м ³	86

Таблица 2.7.6-Отработка газовых (газоконденсатных) объектов на факел

Номер объекта	Продолжительность, час	Диаметр штуцера, мм	Расход	
			нефти, м ³	газа, тыс. м ³
1	2	3	4	5
Отработка объекта на факел не производится				

Примечание: Получаемый нефтяной флюид на поверхности через отводы будет собираться в герметичные емкости.

2.8. ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА

Бурение эксплуатационной скважины начинают проверенным методом дефектоскопии инструментом и спускоподъемным оборудованием. Неразрушающий контроль производится по единому графику, составленному буровым подрядчиком.

Неразрушающий контроля бурильных труб и насосно-компрессорных труб на основе магнитоиндукционного контроля концевых участков труб и электромагнитоакустического контроля толщины стенки труб.

Сроки проведения дефектоскопии устанавливаются по РД 39-13-90 [77], то есть бурильных труб и УБТ через 450 часов, бурового оборудования 1 раз в год. Толщинометрию бурильных труб проводить через 1300 час. Перед отправкой на буровую все бурильные трубы, переводники, УБТ и ведущая труба проходят дефектоскопию на трубной базе бурового Подрядчика

Таблица 2.8.1-Виды операций контроля и объемы работ по дефектоскопии бурильного инструмента, проводимые с применением передвижной дефектоскопической лаборатории ПКДЛ

Название обсадной колонны	Глубина скважины при проведении операции, м	Время механического бурения между очередными проверками, сут.	Тип контролируемых труб и УБТ	Количество контролируемых концов, шт	Вид операции дефектоскопии: трубные резьбы СБТ, зона сварного шва, УБТ и переводники, толщинометрия ЛБТ	Норма времени на контроль одной трубы по ЕНВ, мин	Продолжительность дефектоскопии по ЕНВ, час
1	2	3	4	5	6	7	8
Эксплуатационная	450	45 45	СБТ 127 УБТ 165,1	35 10	Трубные резьбы, зона сварного шва УБТС, переводники, калибраторы и т.д.	2,4 2,4	1,4 0,4

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

продолжение таблицы 2.8.1

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

Примечание: Дефектоскопию бурильных труб осуществлять по телу трубы в местах работы ПКР

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	Источник норм времени	Продолжительность проведения операций, час
			Тип (шифр)	Кол-во (шт.)			
1	2	3	4	5	6	7	8
Кондуктор Ø244,5 мм	Кондуктор совместно с ПВО	80	ЦА-320М*	1	75	ЕНВБ§ 109	1,15
	Цементное кольцо и горные породы	80	ЦА-320М*	1	10	ЕНВБ§ 112	1,3
Эксплуатационная Ø177,8 мм	Эксплуатационная колонна с колонной головкой ОКК2 21 340x245x178	450	ЦА-320М*	1	90	ЕНВБ§ 112	1,18
	Эксплуатационная колонна с фонтанной арматурой АФК1 – 65 x14	450	ЦА-320М*	1	-	ЕНВБ§ 112	1,18

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

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

Таблица 2.8.3-Виды работ по контролю технического состояния скважин и приборное обеспечение

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

2.3 Определение интервалов износа обсадных колонн (интегральной потери металла по дуге 360°)	Магнитно – импульсные дефектоскопы МИД, ЭМДС-ТМ, ЭМДСТ-42 и др. КСА-Т-7-73-/110-120/60ВАРТА
2.4 Определение деформации и проходного сечения труб приборами, использующими контактные и бесконтактные методы съема информации	Электромеханические профилемеры: ПТС-4(8 рычагов) Электромагнитные профилографы: ПОК-1, ЭПОК-1, КСПТ-3,КСПТ-7 Акустические телевизоры САТ, САТ-2 Микрокаверномер-дефектомер САТ-4
2.5 Определение интервалов интенсивной коррозии, интегральной потери металла по дуге 360° и сквозной коррозии НКТ	Магнито – импульсные дефектоскопы: МИД,ЭМДС-ТМ, ЭМДСТ-42 Локаторы потери металла ЛПМ-90, ЛПМ-42
2.6 Определение мест негерметичности обсадных колонн	Акустический теческатель ТСА-1, контактный шумомер СМАШ-42, резистивиметры КРИС-28,КРИС-36 и др.
3. Контроль технического состояния скважин при их эксплуатации	
3.1 Обнаружение разрывов и трещин продольной и поперечной ориентации, обрывов эксплуатационных колонн и изменений среднего внутреннего диаметра труб	Индукционный дефектоскоп ИДК-105
3.2. Обнаружение разрывов и трещин в многоколонных конструкциях (обсадных колоннах и НКТ)	Магнитно-импульсные дефектоскопы: ЭМДС-ТМ, ЭМДСТ-42 и др.
3.3. Определение деформации и проходного сечения труб приборами, использующими контактные и бесконтактные методы съема информации	Электромеханические профилемеры: ПТС-4 (8 рычагов) Электромагнитные профилографы: ПОК-1,ЭПОК-1, КСПТ-3,КСПТ-7

Примечание: допустимо применение аналогичной аппаратуры, в т.ч. импортного производства.

2.9. СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ

2.9.1. Выбор и обоснование бурового оборудования

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

Для строительства скважин исходя из наличия парка буровых установок и согласно утвержденного Заказчиком технического задания принята буровая установка ZJ-20 грузоподъемностью 158т на дизельном приводе с достаточным уровнем механизации работ.

Система приготовления, циркуляции и очистки бурового раствора исключает загрязнение земли раствором и химическими реагентами, используемыми для его обработки, позволяет максимально очистить раствор от выбуренной породы.

Сбор отходов бурения предусматривается в шламособорники с последующим вывозом к месту захоронения.

Согласно п. 190 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр», утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239, выбор типа буровой установки производится, исходя из максимально допустимой рабочей нагрузки на крюке от веса бурильной колонны в воздухе или веса наиболее тяжелой обсадной колонны и ее секции. Допустимой нагрузка на крюке должна превышать вес наиболее тяжелой бурильной колонны в воздухе не менее, чем на 40%.

Расчёт

Определяем максимальную нагрузку:

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

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

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

Вес самой тяжелой обсадной колонны $G=15,16\text{тн}$

$$Q_{\text{макс}}= 15,16 \times 1,15=17,43\text{тн}$$

Вес бурильной колонны с УБТ

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

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

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

$$G_{\text{б.к.}} = 18,8\text{т}$$

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

Определяем максимальные нагрузки от веса бурильной колонны с учётом расхаживания:

$$G = 18,8 \times 1,4 = 26,32 \text{ МН}$$

Для данной скважины более рациональным будет использование буровой установки ZJ15 с номинальной грузоподъёмностью 90тн, поскольку нагрузка (в МН) от веса наиболее тяжёлой бурильной колонны, меньше максимальной грузоподъёмности БУ.

$$32,9 \text{ МН} < 90 \text{ МН}$$

Однако, исходя из наличия парка буровых установок и согласно утвержденного Заказчиком технического задания, принимаем буровую установку ZJ-20 грузоподъёмностью 147т.

Примечание; на период испытания скважин по решению Заказчика возможно применение станка УПА 60/80 или других аналогов.

Таблица 2.9.1-Сочетание вариантов подготовительных и строительно-монтажных работ

Номера вариантов работ						Номера или количество скважин, строящихся по заданному сочетанию вариантов работ
Подготовительных	Топографо-геодезических	Строительно-монтажных	По теплофикационной установке	По испытаниям	По транспортировке	
1	2	3	4	5	6	7
01	01	01	01	01	01	УТС-21

Таблица 2.9.2-Сварочные работы при монтаже бурового оборудования

№ № т. СЭСН-49	Наименование работ	Объем работ	Ед. измер.	Норма на единицу работ		Потребность на весь объем	
				эл. св. аппарат- маш/час	элект- роды кг	эл.св.ап. маш/час	элект- роды, кг
1	2	3	4	5	6	7	8
32	Топливопровод линейный	0.3	-"	6.5	3	1.95	0.9
32	Спускные линии	-"	-"	2.5	3	0.25	0.3
38	Задвижки	19	шт.	1.43	0.1	27.17	1.9
	Монтаж:						
228	вышечно-лебедочного блока: К-0,1	-"	к-кт	10.79	2.3	10.79	2.3
228	то же повторный	-"		5.5	1.5		
250	циркуляционной системы К- 0,1	-"	к-кт	2.85	0.2	2.85	0.2
244	шламового насоса	-"		2.35	7.42	2.35	7.42
254	ПВО	-"		21.28	0.2	21.28	0.2
256	Обвязка емкостей						
256	для запаса воды	2	шт.	1.91	0.94	3.82	1.88
256	для запаса топлива	2	шт.	2.61	1	5.22	2
	Обвязка оборудования в т. ч.:						
257	водопроводом	1	к-т	9	2.6	9	2.6
257	топливопроводом	1	-"	7.21	3.96	7.21	3.96
257	воздухопроводом	1	-"	5.1	2.21	5.1	2.21
257	паропроводом	1	-"	2.11	2.57	2.11	2.57
252	Всасывающая линия бур.насоса	2	-"	6.82	19.2	13.64	38.4
252	Выкидная линия бур.насоса	2	шт.	4.02	12	12.06	36
254	Стойки под выкид. линии ПВО	20	шт.	1.41	0.18	28.2	3.6
251	Выкидная линия d = 406 мм (скважина-вибросито)	1	10м	4.23	2.14	4.23	2.14
41	Пожарные гидранты	2	шт.	1.57	0.01	3.14	0.02
274	Контур заземления	3	конт.	6.64	4.5	19.92	13.5
	Всего первичный монтаж					180.29	122.1
	Всего повторный монтаж					176.77	119.9

Таблица 2.9.3-Объемы подготовительных работ к строительству скважины (скважин)

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Ед. изм.	Номер варианта подготовит. работ	Количество
1	2	3	4	5
1	Планировка площадки механизированным способом а) при монтаже б) при демонтаже	1000 м ³ - ” -	1 - ” -	9 9
2	Рытье траншей экскаватором глубиной 1м с обратной засыпкой бульдозером	100м	1	10
3	Рытье траншеи (желобов) для стока отработанной воды из-под вышечно-агрегатного и насосного блоков гл. 0,8м. 0,8x0,5x150м и вокруг блоков	100м	1	1,5
4	Устройство насыпи для подъезда к блоку ГСМ и площадки химреагентов с перемещением грунта на 30м	100м ³	1	1,76
5	Обваловка площадки ГСМ (15м x2+35мx2) x 1,25м с перемещением грунта до 10м	100м ³	1	1,25
6	Топливопровод, маслопровод из электросварных труб Ø50-80мм в траншее (подача к агрегатам)	100м	1	0,9
7	Трубопровод 245-340мм для подачи бур.раствора к всасывающим линиям насосов	100м	1	0,44
8	Пожарные стояки (гидранты)	шт	1	2
9	Ящики деревянные для задвижек и гидрантов гл. до 1м	шт	1	4
10	Установка вентилей 50-80 мм на топливопровод, маслопровод (подающий)	шт	1	4
11	Низковольтная осветительная линия: - установка металлических опор - подвеска алюминиевых проводов (четыре провода)	100м	1	4
12	Установка емкости на концах отводов ПВО	100м ³	1	2
13	Установка полукруглых емкостей V=50+40м ³ для шлама	Емкость	1	2
14	Бурение скважины производится безамбарным способом. Для сбора шлама и сточных вод предусматривается использование 2 металлических емкостей общим объемом не менее 100м ³ .	100м ³	1	2

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

Таблица 2.9.4-Перечень топографо-геодезических работ

№№ п/п	Наименование работ (перенесение в натуру местоположения скважины, определение пластово-высотного положения устья скважины, определения азимута)	Номера скважин	Количество скважин
1	2	3	4
1	Рекогносцировка участка работ	УТС-21	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		

Таблица 2.9.5-Варианты строительных и монтажных работ

Номер варианта строительномонтажных работ	Номера скважин	Номер комплекта бурового и силового оборудования	Вид привода (электрический, ДВС)	Вид строительства (первичное, повторное, передвижка до 5м, на 15-20м, на 40-50м, демонтаж первичный, повторный)
1	2	3	4	5
1	УТС-21	ZJ 20	Дизель-электрический	Первичное

2.10. ОБЪЕМ РАБОТ ПО КОМПЛЕКТУ БУРОВОГО И СИЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Таблица 2.10.1-Объем работ по комплекту бурового и силового оборудования

№№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Способ и вид транспорти- ровки (волоком, на тяга- чах, автотранспортом, трактором и т.д.)		Единица изме- рения	Номер варианта	Кол- во	Примечание
		первичный	повторный				
1	2	3	4	5	6	7	8
	Буровая установка «ZJ 20» Грузоподъемность: номи- нальная - 147 т						
1	Агрегатно-вышечный блок. В том числе:	тягач	тягач	к-т	- "-	1	в комплекте
1.1	- Вышка корпусная JJ147/35 высотой 35м	тягач	тягач	к-т	1:2	1	в комплекте
1,2	- Кронблок ТС-147, грузо- подъемность – 137 тн	тягач	тягач	- "-	1:2	1	в комплекте
1.3	- Талевый блок УС-147, г/п--147 тн	тягач	тягач	- "-	1:2	1	- "-
1.4	- Крюкоблок DG-147, г/п- 147 тн	авт./тр	авт./тр	- "-	1:2	2	- "-
2	Ротор ZP-205	авт./тр	авт./тр	- "-	1:2	1	кран-10 тн,
3	Вертлюг SL147, Максим. статических нагрузка кН- 1700	тягач	тягач	- "-	1:2	1	- "-
4	Средства управления бу- рельщика	тягач	тягач	- "-	1:2	1	- "-
5	Пульт управления бу- рельщика	тягач	тягач	- "-	1:2	1	- "-
6	Индикаторы процессов бурения «МДТОТСО» (нагрузка на долото, число оборотов, крутящий момент при свинчивании труб, расход бурового раствора, число ходов насоса)	тягач	тягач	- "-	1:2	2	- "-
7	Индикаторы (вес колонны, проходка, крутящий момент стола ротора, давление на выкидных насоса, скорость хода насоса)	авт./тр.	авт./тр.	- "-	1:2	1	- "-
8	Индикатор бурового раствора в приемных емкостях и уровня потока	авт./тр	авт./тр	- "-	1:2	2	- "-
9	Инклинометрическое оборудование	авт./тр.	авт./тр.	- "-	1:2	1	- "-

10	Стояк стальной 4"х35 высокого давления 350кгс/см ² для подачи бурового раствора	авт./тр	авт./тр	- "-	1:2	1	- "-
11	Стальной страховочный канат с приспособлением для аварийного спуска верх.рабочего	тягач	тягач	- "-	1:2	1	- "-
12	Подсвечник для бурильных труб	тягач	тягач	- "-	1:2	1	- "-
13	Шурф для сборки бурильных труб	тягач	тягач	- "-	1:2	1	- "-
14	Шурф для квадрата			к-т	1; 2	1	- "-
15	Вспомогательная лебедка грузоподъемностью ХЈFH-5/35-5тн.	тягач	тягач	- "-	- "-	2	- "-
16	Металлические полы рабочей площадки 13м х 13,9 м			- "-	- "-	2	- "-
17	Металлическое подвышечное основание DZ315/7,5-7,5 м - высота			- "-	- "-	1	- "-
18	Лебедочный блок, в том числе:			- "-	- "-	1	- "-
18.1	Буровая лебедка мощность N-650 кВт	тягач	тягач	- "-	- "-	1	- "-
18.2	Вспомогательный тормоз FWDS 50			- "-	- "-	1	- "-
18.3	Электрический двигатель для привода лебедки	тягач	тягач	- "-	- "-	2	- "-
18.4	Автомат подачи долота	авт./тр.	авт./тр.	- "-	- "-	1	- "-
18.5	Панель управления двигателями ротора и лебедки	- "-	- "-	- "-	- "-	- "-	- "-
18.6	Автоматический аварийный электротормоз/клапан	- "-	- "-	- "-	1:2	1	- "-
19	Электростанция	- "-	- "-	компл	1:2	1	- "-
19.1	Дизель-генераторная с мощностью 200 кВт	- "-	- "-	- "-	1:2	1	- "-
19.2	Аварийный электропривод мощностью 100 кВт	- "-	- "-	- "-	1:2		- "-
19.2.1	Дизельный двигатель САТ-18. N-522 кВт	- "-	- "-	- "-	1:2	2	- "-
19.2.2	Электрокомпрессорный блок	- "-	- "-	- "-	1:2	2	- "-
19.2.3	Воздухосборник GB 150-98 с устройством для осушки воздуха JAD-60N	- "-	- "-	- "-	1:2	1	- "-
20	Количество и мощность бурового насоса, кВт (л.с.). Модель бурового насоса F-800 588 (800) - 2шт	- "-	- "-	- "-	1:2	2	Совместно с блоком

21	- всасывающая линия низкого давления – 254 мм	- "-	- "-	- "-	1:2	3	- "-
22	Задвижки низкого давления на всасывающей линии -254 мм	- "-	- "-	- "-	1:2	6	- "-
23	Линия высокого давления – для подачи бурового раствора от насосов в скв. /манифольд бур. насосов/с зажимами для крепл.	- "-	- "-	- "-	1:2	1	- "-
24	Задвижки высокого давления на манифольде бур. нас. – 5 шт.	- "-	- "-	- "-	1:2	7	- "-
25	Циркуляционная система, в том числе:	- "-	- "-	- "-	1:2	-	- "-
25.1	Выкидная линия –GW-2S1/скважина-вибросито	узел	- "-	- "-	1:2	10м	- "-
25.2	Емкость для приготовления бур.р-ра, V=20 м ³	- "-	- "-	- "-	1:2	1	- "-
25.3	Механический перемешиватель с эл.двигателем N-15kW	- "-	- "-	- "-	1:2	1	- "-
25.4	Гидравлический перемешиватель-воронка	узел	- "-	- "-	1:2	2	- "-
25.5	Емкости резервные V=100 м ³ для запаса бур.р-ра с металл.ходами	- "-	- "-	- "-	1:2	2	- "-
25.6	Емкости рабочие 1745 баррелей и V=100м ³ для запаса бур.р-ра с металл.ходами и огражд., в том числе:	- "-	- "-	- "-	1:2	3	- "-
25.7	Механический перемешиватель с эл.двигателем N-15kW		- "-	- "-	1:2	1	- "-
26	Вибросито Derrick ZPTS-II	кр блое	- "-	- "-	1:2	1	- "-
27	Илоотделитель ZCQJ100 x 2	- "-	- "-	- "-	1:2	1	- "-
28	Пескоотделитель ZQ1300 x 2	- "-	- "-	- "-	- "-	1	- "-
29	Дегазатор ZCQ-240	- "-	- "-	- "-	- "-	1	- "-
30	Гидроворонки –СГМ-100М	- "-	- "-	- "-	- "-	1	- "-
31	Объем отстойника V – 20 м ³	- "-	- "-	- "-	- "-	1	- "-
32	Емкость доливная V – 50 баррелей с центробежным насосом	- "-	- "-	- "-	- "-	1	- "-
33	Обвязка емкостей трубопроводами/доливная, воды, топливная	узел	- "-	- "-	- "-	1	- "-
34	ПВО в том числе:	агр	- "-	- "-	- "-		- "-
34.1	Противовыбросовое оборудование (аналог ОП 32 – 280/80x35x21 ГОСТ 13862-2003):	- "-	- "-	- "-	- "-		- "-
34.2	Универсальный превентор (кольцевой) на 210 атм.	- "-	- "-	- "-	- "-	1	- "-
34.3	Превентор плащечный на 210 атм.	- "-	- "-	- "-	- "-	2+1	- "-
134,4	Панель управления	- "-	- "-	- "-	- "-	1	- "-
34.5	Дублирующая панель управления	- "-	- "-	- "-	- "-	1	- "-

34.6	Задвижка JG-35-10 шт с гидравлическим управлением	- "-	- "-	- "-	- "-	10	- "-
34.7	Задвижка с ручным управлением JLK-70B, JLKY65-70	- "-	- "-	- "-	- "-	2	- "-
34.8	Штуцерный манифольд с батареей задвижек и с регулируемыми штуцерами JY-79A	- "-	- "-	- "-	- "-	1	- "-
34.9	Линия глушения YG-35-103. Дросселирования JG-35-103	- "-	- "-	- "-	- "-	1	- "-
34.10	Гидравлические линии к пультам управления ПВО – FKQ800-7	- "-	- "-	- "-	- "-	1	- "-
35	На буровой датчики стационарные устанавливаются: у ротора, в начале желобной системы, у вибростит, в нас. помещении – (2 шт), у приемных емкостей (2 шт) и в помещении отдыха персонала.	узел	- "-	- "-	1:2	8	- "-
36	Стационарные газосигнализаторы имеют звуковой и световой сигналы с выходом на диспетчерский пункт (пульт управления) и по месту установки датчиков, проходят проверку перед монтажом, государственную поверку в процессе эксплуатации в установленные сроки	- "-	- "-	- "-	1:2	8	- "-

Таблица 2.10.2 - Объемы работ по фундаментам под буровое оборудование

№ п/п	Наименование работ	Единицы измерен	Номер варианта	Количество
1	2	3	4	5
1*	Фундамент из железобетонных плит (размер плиты- 3x1,5x0,14, м):			
1.1	вышечно-лебедочный блок 16x10 / 3x1,5, м	плита	1	36
1.2	силовая установка 13x11 / 3x1,5, м	- "-	- "-	32
1.3	буровые насосы 10x6 / 3x1,5, м	- "-	- "-	13
1.4	приемные емкости (12x4+15x4+15x3+15x3) /(3x1,5),м	- "-	- "-	44
1.5	Итого			125
2	Площадка под ГСМ	- "-	- "-	15
3	Бетонирование сточных желобов в шламовый амбар (0,5м×2×50м + 0,5м×50)×0,05м или в шахту	м ³	- "-	3,75
4**	Металлические стойки в бутобетоне под отводы ПВО через 10м (200м / 10)	шт	- "-	20
5	Разбивка бетона со сбросом в шламовый амбар или вывоз при демонтаже	м ³	- "-	3,75

Примечание: * Допустимая удельная нагрузка обеспечивает безопасное давление на грунт и не превышает предельной несущей нагрузки, с учетом коэффициента запаса прочности равным 1,3 для данного грунта.

** Допускается применение других надежных опор.

Таблица 2.10.3 - Объем работ под конструктивные узлы вышки и привышечных сооружений к комплекту

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

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

Таблица 2.10.4-Объемы работ по дополнительному оборудованию

Номер по порядку	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Количество	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом трактором и т.д.)
1	2	3	4	5	6
Монтаж дополнительного оборудования, в т.ч.					
1	Емкость для тех/воды	емкость		2	Автотранспорт
2	Емкость для отработанного масла 3м ³	емкость		1	--//--
3	Емкость для диз. топлива 20м ³	емкость		2	--//--
4	Емкость для бурового раствора и хим-реагентов	емкость		1	--//--
5	Общий объем емкостей 100м ³				
5.1	Приемные емкости 20 м ³	емкость		1	--//--
5.2	Емкость для бурового раствора 40 м ³	емкость		1	--//--
5.3	Емкость для бурового раствора 40 м ³	емкость		1	--//--
6	Блок приготовления бурового раствора	к-т		1	--//--
7	Вагон-лаборатория буровых растворов	к-т		1	--//--
8	Электромонтаж блоков очистки и приготовления бурового раствора	к-т		2	--//--
9	Вибросито	к-т		1	--//--
10	Вакуумный дегазатор	к-т		1	--//--
11	Пескоотделитель	к-т		1	--//--
12	Илоотделитель	к-т		1	--//--
13	Мешалка для каждый емкость	к-т		6	--//--
14	Диспергатор гидравлический	к-т		1	--//--
15	Центрифуга	к-т		1	--//--
16	Буровые воронки	шт.		6	--//--
17	Шахтный насос	к-т		1	--//--
18	Водяной насос, модели	к-т		2	--//--
19	Сварочное оборудование	к-т		1	--//--
20	Опрессовка обвязки буровых насосов цементировочным агрегатом ЦА-320М, расстояние пере-езда ЦА-320М в один конец	операция		1	--//--
21	Инструментальная площадка для до-лот	шт		1	--//--
22	Транспортировка вагон-домиков для строительно-монтажной и буровой бригад большегрузными автомашинами на расстояние 75 км, в том числе:				--//--

Продолжение таблицы 2.10.4

23	Вагончик на буровой				
23.1	-жилые вагоны Подрядчика			6	
23.2	-мастерская сварщика/электрика,			1	--//--
23.3	-культбудка			1	--//--
23.4	-инструментальная мастерская			1	--//--
23.5	-лаборатория буровых растворов			1	--//--
23.6	-кухня и склад			2	--//--
23.7	-ванная комната			1	--//--
23.8	-вагон мастера			1	--//--
23.9	-вагон супервайзера (для представителей Заказчика)			1	--//--
24	Электромонтаж комплекса бытовых помещений для строительно-монтажной и буровой бригад			-	-
25	Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления	к-т		1	--//--
26	средство двухсторонней связи	к-т		1	--//--
27	Эксплуатация электростанции при СМР (1шт.)	смена		24	--//--
28	Электро-наладочные работы	буровая			--//--
Противовыбросовое оборудование					
29	Типовая схема ПВО; в комплекте (превентор плащечный – 2шт. превентор универсальный, манифольд, блок управления) после спуска колонны 244,5мм;	к-т		1	--//--
30	Крестовина	к-т		1	--//--
31	Блок управления ПВО	к-т		1	--//--
32	Блок дросселирования	к-т		1	--//--
33	Блок глушения	к-т		1	--//--
34	Линия дросселирования	к-т		1	--//--
35	Линия глушения	к-т		1	--//--
36	Колонная головка 177,8 x 244,5x 339,7	к-т		1	--//--
37	Арматура фонтанная	к-т		1	--//--
38	Шаровой кран, (один устанавливается между рабочей трубой и бурильной колонной, второй запасной)	к-т		2	--//--
39	Обратный клапан с приспособлением для установки в открытом положении; (один рабочий, второй запасной)	к-т		2	--//--
40	Аварийная труба под инструмент 127мм, с шаровым краном	к-т		2	--//--
41	Компрессорный блок	к-т		2	--//--

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

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Количество	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)
1	2	3	4	5	6
1	Газосепаратор с обвязкой трубопроводом	к-т	1;2	1	
2	Конденсатосборник с обвязкой трубопроводом	шт.	-"	1	
3	Выкидная линия НКТ Ø73мм. для обработки скважины	шт.	-"	10	
4	Обвязка емкостей трубопроводами	к-т	-"	3	
5	Ц/бежный насос с электромотором N-30 кВт	шт.	-"	1	
6	Задвижки d=80 мм высокого давления на линиях	шт.	-"	15	
7	Контур заземления накопительных емкостей с устройством 2-х громоотводов	контур	-"	1	
8	Фундамент из ж/б плит 6м x 2м 0,2м под емкости	шт.	-"	6	
9	Фундамент ж/б плит под ц/б насос 3м x 2м x 0,2м	шт.	-"	1	
10	Обваловка площадки с накопительными емкостями 15м x15 x 1м	м	-"	-"	
11	Агрегат УПА-60/80	к-т	-"	1	
12	Устройство оттяжек с якорями к мачте УПА-60/80	шт.	-"	4	
13	Дизель-генератор 50 кВт	к-т	-"	1	
14	Прожектор	шт.	-"	4	
15	Трапные установки высокого и низкого давлений	атм	-"	-"	
16	Емкость 50м ³ накопления и временного хранения пластовых флюидов	шт.	-"	3	
17	Замерная емкость 10м ³	шт.	-"	1	
18	Мощность, привода максимальная	кВт (л.с)	-"	-"	

2.11. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ

Таблица 2.11.1-Продолжительность строительства скважины

Строительно-монтажные работы для перевозки ВМ бригады, сут.	Продолжительность цикла строительства скважины, сут.						
	Всего	Строительно-монтажные работы	Подготовит. работы к бурению	Бурение и крепление	Испытание		
					всего	В открытом стволе	в эксплуатационной колонне
1	2	3	4	5	6	7	8
-	104	7	7	10	80	-	80

Таблица 2.11.2-Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин

Номер обсадной колонны	Название колонны	Продолжительность крепления, сут.	Интервал бурения, м		Продолжительность бурения, сут.		
			От (верх)	До (низ)	Забойными двигателями	Роторным способом	Совмещенным способом
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Направление	0,7	0	18	-	0,6	-
2	Кондуктор	1,0	18	80	-	1,0	-
3	Эксплуатационная	2,0	80	450	-	4,7	-
Итого:		3,7				6,3	

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

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

Таблица 2.12.1-Средства безопасности

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

№№ п/п	Наименование средств безопасности	Наименование объектов	Кол-во объектов
25	Приспособление для снятия поршней со штоков буровых насосов и выемки втулок.	БУ	1 к-т
26	Предупредительное устройство о падении посторонних предметов в скважину	Устье скважины	1 шт.
27	Комплект аварийного ловильного инструмента	БУ	1 к-т
28	Отводные крючки	БУ	3 шт.
29	Приспособление для одевания протекторов на бурильные трубы	БУ	1 шт.
30	Защитные каски с подшлемниками	БУ	по 1 на рабочего
31	Автоматический сигнализатор уровня промывочной жидкости	Ёмкость	1 шт. на в ёмкости
32	Светильник переносной во взрывозащищенном исполнении напряжением 12В	БУ	2 шт.
33	Пусковая задвижка с дистанционным управлением	БУ	1 к-т
34	Автоматический регулятор нагрузки на долото	БУ	1 к-т
35	Ограничитель напряжения холостого хода электросварочного трансформатора.	Эл.свар. трансф.	1 шт.
36	Гидравлический трубный ключ для обсадных колонн и для бурильных труб	БУ	1 к-т
37	Устройство по предупреждению перегрузки бурового насоса	Насос	1 шт
38	Комплект ключей во взрывобезопасном исполнении для фланцевых соединений превенторной установки.	БУ	1 к-т
39	Блокирующие устройства, исключющие вращение ротора при поднятых клиньях ПКР, а также произвольное открывание комплекту дверей кожуха лебёдки с её приводом.	БУ	По одному комплекту

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

Таблица 2.12.2-Средства контроля

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

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

Таблица 2.12.3 -Средства диспетчеризации

№№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	Стандарт на изготовление	Количество, шт
1	2	3	4
1	Система связи со 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).	-	2
3	Средства двусторонней связи с лагерем (радиоустройство с антенной и блоком питания).	-	2
4	Спутниковая связь	-	1

2.13. СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ И МЕРОПРИЯТИЙ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИХ ДОКУМЕНТОВ

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

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

–заключать с профессиональными аварийно-спасательными службами и формированиями договоры на обслуживание или создавать собственные профессиональные аварийно-спасательные службы и формирования;

–и другое, предусмотренное законодательством Республики Казахстан в области промышленной безопасности.

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

–проверке знаний подлежат все лица, занятые на опасных производственных объектах.

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

Результаты проверки знаний оформляются протоколом.

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

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

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

Для всех поступающих на работу лиц, а также для лиц, переводимых на другую работу, обязательно проведение инструктажа по безопасности труда, обучение безопасным методам и приемам выполнения работ, оказания первой помощи пострадавшим.

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

Рабочие, занятые на работах по строительству и эксплуатации скважин, должны иметь профессиональное образование, соответствующее профилю выполняемых работ, ежегодно должны быть обучены безопасным приемам работы, знать сигналы аварийного оповещения, правила поведения при авариях, места расположения средств спасения и уметь пользоваться

ими. Необходимо иметь инструкции по безопасному ведению технологических процессов, безопасному обслуживанию и эксплуатации машин и механизмов, скважин, трубопроводов. Рабочие не реже, чем каждые шесть месяцев должны проходить повторный инструктаж по безопасности труда и не реже одного раза в год - проверку знаний инструкций по профессиям. Результаты проверки оформляются протоколом с записью в журнал инструктажа и личную карточку рабочего.

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

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

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

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

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

Лица, не состоящие в штате объектов, но имеющие необходимость в его посещении для выполнения производственных заданий, должны быть проинструктированы инженерами по ОТ и ТБ организации по мерам безопасности и обеспечены индивидуальными средствами защиты.

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

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

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

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

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

Запрещается:

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

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

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

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

Движущиеся части оборудования, представляющие собой источник опасности для людей, должны быть ограждены ответственным работником за проведение работ.

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

Предприятие обязано страховать своих работников и соблюдать требования Закона РК «Об обязательном страховании работника от несчастных случаев при исполнении им трудовых (служебных) обязанностей»;

2.14. СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ИСПОЛЗУЕМЫХ ПРИ ПРИНЯТИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ И СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИНЫ

№№ пп	Наименование	Издание (утверждение)
1	2	3
1	Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности	Утв. Министром по инвестициям и развитию РК от 30 декабря 2014г № 355
2	О гражданской защите	Закон РК от 11.04.2014г. №188-V
3	О недрах и недропользовании	Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI ЗРК.
4	Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов, ведущих горные и геолого-разведочные работы	Утв Министром по инвестициям и развитию РК от 30 декабря 2014 года № 355
5	Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр	Утверждены приказом Министра энергетики РК от 15 июня 2017 года № 239
6	Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана	Утверждены приказом Министра энергетики РК от 22 мая 2018 года № 200
7	Закон РК «О разрешениях и уведомлениях» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 15.06.2015г.)	Астана, 16.05.2014 №202-V
8	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
9	Санитарные правила "Санитарно-эпидемиологические требования к радиационно-опасным объектам"	Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27 марта 2015 года № 260.
10	Санитарно-эпидемиологические требования систем вентиляции и кондиционирования воздуха, очистке и дезинфекции	Утв. Министром национальной экономики РК от 9.12. 2015г. № 758
11	Правила обеспечения промышленной безопасности для хвостовика и шламовых хозяйств опасных производственных объектов	Приказ Министра национальной экономики РК от 30.12.2014 года №349
12	Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности	Приказ Министра национальной экономики н РК от 20.03.15г.№236
13	Санитарные правила "Санитарно-эпидемиологические требования к объектам по обслуживанию транспортных средств и пассажиров"	Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27 февраля 2015 года № 156
14	Об утверждении Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности"	Приказ и.о. Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27 марта 2015 года № 261.
15	Правила гигиенического обучения группы населения и гигиенического обучения население	Постановление Правительства РК от 24 июня 2015г. №444

№№ пп	Наименование	Издание (утверждение)
1	2	3
16	Санитарные правила "Санитарно-эпидемиологические требования к объектам общественного питания"	Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 19 марта 2015 года № 234.
17	Кодекс Республики Казахстан о здоровье народа и системе здравоохранения	№ 193-IV ЗРК от 18 сентября 2009 года (с изменениями и дополнениями по состоянию на 21.04.2016 г.)
18	Водный кодекс Республики Казахстан (с изменениями и дополнениями по состоянию на 28.10.2015г.)	Астана, от 9 июля 2003г. №481-П
19	Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства"	Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 177.
20	Об утверждении стандартов государственных услуг в области промышленности безопасности	Утв. Министром по инвестициям и развитию РК от 22.01.2016г. № 48
21	Об утверждении Правил обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации грузоподъемных механизмов	Приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 359
22	Правила обеспечение промышленной безопасности для опасных производственных объектов, ведущих взрывных работы	Министерство по инвестициям и развитию от.30.12.2014г №343
23		
24	Правила обеспечение промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под давлением.	Приказ Министра национальной экономики РК от 30.12.2014 года №358
25	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
	Экологический Кодекс Республики Казахстан	№ 212-III от 09.01.2007г. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 28.04.2016 г.);
26	Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно – защитной зоны производства объектов	Приказ Министра национальной экономики РК от 20.03.2015 г. №237
27	Об утверждении Правил организации сбора и захоронения радиоактивных отходов	Приказ МЭ РК от 18.03.15 г. № 209
Справочная литература		
28	Макет технического (рабочего) проекта на строительство скважин на нефть и газ. РД 39- 0148052-537-87.	г. Москва, ВНИИБТ, 1987г.
29	Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин.	г. Самара, ВНИИТ нефть, 1997г.
30	Инструкция по испытанию скважин на герметичность.	г. Куйбышев, ВНИИТ нефть, 1977г.
31	РД 39-0147014-217-86. Инструкция по эксплуатации насосно-компрессорных труб.	г. Куйбышев, ВНИИТ нефть, 1987г.
32	РД 39-013-90. Инструкция по эксплуатации бурильных труб.	г. Куйбышев, ВНИИТ нефть, 1990г.
33	РД 39-2-132-78. Инструкция по подготовке обсадных труб к спуску в скважину.	г. Куйбышев, ВНИИТ нефть, 1980г.
34	Справочник инженера по бурению, т. 1 под редакцией В.И. Мищевича.	г. Москва, Недра, 1976г.
35	Сборник типовых инструкций по безопасному ведению работ для рабочих буровых бригад РД-08-22-94	Алматы, МНП РК, 1995г.
36	Трубы нефтяного сортамента под редакцией Сарояна.	г. Москва, Недра, 1976г.

№№ пп	Наименование	Издание (утверждение)
1	2	3
37	Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин под редакцией Булатова.	г. Москва, Недра, 1981г.
38	ГОСТ 632-80. Трубы обсадные и муфты к ним.	г. Москва, Госстандарт, 1982г.
39	Спутник буровика. Справочник К.В. Иогансен.	г. Москва, Недра, 1986г.
40	ГОСТ 13862-90. Оборудование противовибросовое.	г. Москва, Госстандарт, 1990г.
41	Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции ГОСТ 13862-2003	Межотраслевой стандарт, Минск, 2003г.
42	Б.И. Миттельман «Справочник по гидравлическим расчетам в бурении».	г. Москва, Недра, 1963г.
43	РД 39-0147009-516-86. Инструкция по составлению гидравлической программы бурения скважин.	г. Краснодар, ВНИИКР нефть, 1986г.
44	Справочник инженера по бурению т. II под редакцией В.И. Мищевича.	г. Москва, Недра, 1978г.
45	Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые.	г. Москва, ЦБНТ ГК СССР, 1987г.
46	Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин.	г. Москва НИИ труда, 1987г.
47	Справочник укрупненных сметных норм (СУСН) на строительство нефтяных и газовых скважин.	г. Москва, Недра, 1981г.
48	Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин.	г. Москва, Недра, 2000г.
49	Буровые растворы.	г. Астрахань, 2000г.
50	Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые	Москва, 2000г
51	РД 39-3-819-82. Методические указания по определению объемов отработанных буровых растворов и шлама при строительстве скважин.	г. Краснодар, ВНИИКРнефть, 1983г.
52	Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин	Москва, НИИ труда, 1987г.
53	Инструкция радиационной безопасности РД-39-97.	г. Актау, НИПИмунайгаз, 1997г.
54	Методика расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин	Приказ МООС от 03.05.12г. № 129-Ө
55	Водный Кодекс РК, ст. 21 «Водоохранные зоны и полосы» от 31 марта 1993г. (официальный текст по состоянию законодательства на 20 апреля 1997г.) 2-ое изд.	г. Алматы, 1997г.
56	Международный транслятор-справочник. Буровой породоразрушающий инструмент. Том 1. Шарошечные долота. В.Я.Кершенбаум, А.В.Торгашова, А.Г. Мессер.	г. Москва, 2003г.
57	Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые	Москва, 2000г

ГЛАВА 3. ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА

3.1 СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ

Таблица 3.1.1 - Водоснабжение

Расчетная потребность в тех. воде, м ³	Объём запасных емкостей для воды, м ³	Необходимо ли: (да, нет)				Характеристика источника водоснабжения				Характеристика водопровода	
		Бурить скважину для водоснабжен	строить водопровод	Подключить водопровод к источнику	Подвозить воду цистернами	Наименование (магистр. в-д. водовод., водозабор, арт. скважина и т.д.)	Место расположение	Рабочий расход	Расстояние до буровой, км	Диаметр, мм	Длина, м
Для технических нужд -179,2	80	нет	нет	нет	да	-	г. Атырау	-	-	-	-
Для хозяйственно-питьевых нужд-72,0	20	нет	нет	нет	да	-		-	-	-	-

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

РАСЧЕТ РАСХОДА ВОДЫ

Расчет норм водопотребления и водоотведения производится согласно, СНиП РК 4.01-02-2009.

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

Расход пресной воды для хозяйственных нужды (приготовления пищи и душевых установок) для одного человека составляет

соответственно 36,0 л/сут и 100,0 л/сут (СНиП РК 4.01-02-2011г).

Расчет норм водопотребления и водоотведения

Подготовительных работах – 7 человек;

Строительно-монтажные работы– 10 человек;

Бурении и креплении – 30 человек;

Испытании – 8 человек.

Расход воды для хозяйственных нужд по виду работ:

СМР – 7,0 сут:

Столовая: 10чел. x 36л x 7сут=2520л=2,52м³

Душевая: 10чел x 100л x 7сут=7000л=7м³

Питьевое: 10чел x 25л x 7сут=1750л=1,75м³ итого: 11,27 м³

ПЗР - 7,0сут:

Столовая: 7 чел. x 36л x 7сут=1764л=1,764м³

Душевая: 7чел x 100л x 7сут=4900л=4,9м³

Питьевое: 7чел x 25л x 7сут=1225л=1,225м³ итого: 7,89м³

Бурение и крепление - 10сут:

Столовая: 15 чел. x 36л x 10сут =5400л=5,4 м³

Душевая: 15чел x 100л x 10сут =15000л=15,0м³

Питьевое: 15чел x 25л x 10сут=3750л=3,75м³ итого: 24,15 м³

Испытание – 80сут:

Столовая: 8 чел. x 36л x 80сут =23040л=23,04м³

Душевая: 8чел x 100л x 80сут =64000л=64м³

Питьевое: 8чел x 25л x 80сут=16000л=16,0м³ итого: 103,04 м³

Таблица 3.1.2- Баланс водопотребление и водоотведение

№ п/п	Наименование работ	Расход воды (м ³) на скважину для			
		хозяйственно-питьевых нужд	технических нужд	пожаротушение	всего
1	2	3	4	5	6
1	СМР и подготовительные работы к бурению	19,16	-	-	19,16
2	Бурение и крепление	24,15	187,22	-	211,35
3	Испытание на продуктивность	103,04	76,44	-	146,35
	Непредвиденные расходы 5%	7,32	-	-	18,8
	Итого водопотребление	153,7	-	50	445,7
	Итого водоотведение	417,3	-	-	445,7

Примечание:

Расход воды для технических нужд:

- приготовления бурового раствора (таблица 7.5) – 179,2 м³
- цементирования (таблица 9.16): - 8,0 м³
- испытания (таблица 10.8): - 146,35м³. Всего: 333,55м³

3.2 СВЕДЕНИЯ ОБ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИИ

Таблица 3.2.1 - Электроснабжение

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

Таблица 3.2.2 - Расчет потребности в ГСМ

Продолжительность работы	Потребность в ГСМ для двигателей буровой установки, т			Потребность в ГСМ для котельной теплофикационной установки, т	База снабжения ГСМ	
	Всего	в том числе			наименование	расстояние до буровой, км
		Дизельное топливо ГОСТ 305-82	Моторное масло ГОСТ 305-82			
1	2	3	4	5	6	7
Строительно-монтажные работы	23,91	23,7	0,21	-	г.Атырау	-
Подготовительные работы	9,57	9,48	0,09			
Бурении и крепления	98,27	97,38	0,89			
Испытание	66,93	66,33	0,6			
Итого:	198,68	196,89	1,79			

3.3 СХЕМА ТРАНСПОРТИРОВКИ ГРУЗОВ И ВАХТ

Таблица 2.3.1 - Маршруты транспортировки грузов вахт

Пункты размещения промбаз предприятий и организаций исполнителей, карьеров по добыче местных материалов и местожительства персонала		Номера маршрутов	Характеристика маршрута						
			Общая протяженность, км	Пункты следования по маршруту	Расстояние между пунктами, км	Вид транспорта (наземный морской, речной железнодорожный авиа)	Наземные пути подвоза		
Тип дороги (асфальтирования грунтовая лежневая и т.д.)	Вид транспортного средства, (автомобиль вездеход, трактор и т.д.)						Требуется ли сопроводение автотранспорта тракторами или вездеходами (да, нет)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Маршруты транспортировки грузов и вахт определяет буровой подрядчик по контракту									
	Атырау	1	-	Атырау	-	наземный	грунтовая	Авто-	нет
	Буровая	2	-	Буровая	-	наземный	бездорожье	транспорт	нет

РАЗДЕЛ 4.
ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА НЕДР

4.1. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОМСАНИТАРИИ И ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

4.1.1 Основные требования по технике безопасности

1. Производство работ по строительству скважины осуществляется в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (Астана, МИР РК от 30.12.2014г. №355), Законом РК «О гражданской защите (г. Астана 11.04.2014г).

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

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

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

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

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

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

8. Типовая схема противовыбросового оборудования принимается проектной документацией согласно государственным стандартам.

9. Бурение скважины может быть начато при законченной монтажом буровой установки и приемке ее комиссией, назначенной приказом по предприятию. В работе комиссии

принимает участие представитель территориального подразделения уполномоченного органа в области промышленной безопасности. Уведомление о дате работы комиссии направляется в территориальный уполномоченный орган в области промышленной безопасности за 5 календарных дней до начала работы комиссии.

10. Буровая организация должна иметь в наличии проект на строительство скважины, геолого-технический наряд на производство буровых работ, основную техническую документацию на буровое оборудование, акты испытаний проведенных после окончания монтажных работ вышки согласно инструкции завода-изготовителя, эскиз компоновки низа бурильной колонны, схему монтажа бурового оборудования, схемы коммуникаций, электросетей и заземляющих устройств. Готовность к пуску оформляется актом.

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

12. На буровой необходимо иметь следующую документацию:

- буровой журнал
- журнал проверки состояния техники безопасности
- журнал проверки оборудования и предохранительных устройств
- журнал огневых работ
- удостоверения по технике безопасности и медицинские книжки
- схемы монтажа противовыбросового оборудования
- вахтовый
- геологический
- параметров бурового раствора
- учета долива при спуско-подъемных операциях (СПО) и расходов химических реагентов
- учета моточасов работы дизелей
- измерения бурильной колонны
- отработки долот
- наработки талевого каната
- учета потребления технической воды и буровых промышленных стоков
- контроля воздушной среды

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

4.1.2 Основные требования пожарной безопасности

1. Не допускается замазученность производственной территории, помещений и оборудования, загрязнение легковоспламеняющимися и горючими жидкостями, мусором и отходами производства.

2. Отогревать замерзшую аппаратуру, арматуру, трубопроводы, задвижки, промышленный раствор разрешается только паром или горячей водой. Не загромождать подходы к установкам и средствам пожаротушения.

3. В рабочих зонах, где возможно выделение взрывоопасных паров и газов, должен быть организован постоянный контроль воздуха. В этих помещениях должны быть установлены стационарные сигнализаторы, сблокированные со звуковой и световой сигнализацией и аварийной вентиляцией. При пребывании персонала внутри помещения принудительная вентиляция должна работать непрерывно.

4. Огневые работы необходимо выполнять в соответствии с «Правилами пожарной безопасности при проведении сварочных и других огневых работ на промышленных объектах» и «Типовой инструкцией по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах».

5. При газосварочных работах необходимо принимать меры, исключающие возможность попадания масла, нефти и нефтепродуктов на кислородные баллоны, шланги, горелки, ацетиленовый генератор.

6. БУ должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения в соответствии с нормативами.

7. Электрическое освещение взрывоопасных помещений и наружных установок должно быть выполнено во взрывозащищенном исполнении. В производственных и служебных помещениях, на рабочих площадках должно быть предусмотрено аварийное освещение, обеспечивающее освещенность не менее 10% установленных норм для данного помещения.

8. Помещения и открытые пространства по классу взрывоопасности должны соответствовать требованиям, представленным в таблице 4.1.1.

Классификация помещений и открытого пространства объекта по классу взрывоопасности согласно Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности

Таблица 4.1.1- Класс взрывоопасности

№№ пп	Помещения и пространства	Класс
1	2	3
1	Закрытые помещения, в которых установлены открытые технические устройства, аппараты, емкости или имеются выходы для паров нефти и легковоспламеняющихся газов, а также каналы, шахты, где возможен выход и накопление паров нефти или горючего газа, огороженные подроторные пространства буровых установок.	Зона 0 (В-1)
2	Открытые пространства радиусом 1,5м вокруг открытых технических устройств, содержащих нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, нефтяные газы или другие легковоспламеняющиеся вещества, вокруг устья скважины, а также вокруг окончания труб, отводящих попутные или другие легковоспламеняющиеся газы.	Зона 0 (В-1)
3	Пространство внутри открытых и закрытых технических устройств и емкостей, содержащих нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, нефтяные газы или другие легковоспламеняющиеся вещества.	Зона 0 (В-1)
4	Закрытые помещения для хранения шлангов для перекачки легковоспламеняющихся жидкостей.	Зона 0 (В-1)
5	Закрытые помещения, в которых установлены закрытые технологические устройства, оборудование, аппараты, узлы регулирующих, отключающих устройств, содержащие нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, горючие газы, где образование взрывоопасных смесей возможно только в случае поломки или неисправности оборудования. Закрытые помещения насосных для сточных вод.	Зона 1 (В-1а)
6	Открытые пространства: - радиусом 1,5м от зоны 0 по п.2 и радиусом 3,5м от зоны 0; - вокруг любых отверстий (двери, окна и пр.) из помещений зон 0 и 1, ограниченные расстояниями 3м во все стороны; - вокруг отверстий вытяжной вентиляции из помещений зон 0 и 1, ограниченные радиусом 3м; - вокруг фонтанной арматуры, ограниченные расстоянием 3м во все стороны.	Зона 1 (В-1а) Зона 2 (В-1г) то же то же
7	Пространство под ротором, ограниченное цилиндром радиусом 3м от оси скважины, на всю высоту до низа при открытом подроторном пространстве.	Зона 2 (В-1г)
8	Полузакрытые пространства, в которых расположена фонтанная арматура в пределах ограждения.	Зона 2 (В-1г)
9	Полузакрытые пространства, в которых установлены технические устройства, оборудование, аппараты, узлы отключающих устройств, содержащих нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, нефтяные газы или легковоспламеняющиеся жидкости в пределах ограждения.	Зона 2 (В-1г)

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

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

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

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

4.2. Противофонтанная и газовая безопасность

4.2.1 Мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению газонефтедопроявлений

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 цементируемых 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.

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 выброситах;
- 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 буровой колонны;
- уменьшение против расчетного объема доливаемого бурового раствора при подъеме буровой колонны.

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

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

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

Таблица 4.2.1- 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 доливаемого в скважину бурового раствора, м ³	0-1,0	0,1	+	-	+	+
Разность между теоретическим и фактическим объемом вытесненного из скважины бурового раствора, м ³	0-1,0	0,1	+	-	+	+

Газосодержание, %	1-60	4	+	-	+	+
Механическая скорость проходки, м/ч	0-50	0,2	+	+	-	-
Давление на стояке, МПа	0-40	0,2	+	+	-	-
Крутящий момент на роторе, кгс x м	0-3800	75	+	+	-	-
Плотность бурового раствора, г/см ³	0,8-2,1	0,01	+	+	-	-

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

Первое сочетание признаков (интенсивное проявление):

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

Второе сочетание признаков (проявление средней интенсивности)

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

Третье сочетание признаков (слабое проявление):

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

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

При СПО и при остановках признаки проявлений не являются косвенными.

4.2.2 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 5 мин до и после дегазатора. Результаты замеров заносятся в журнал.

4.2.3 Порядок работы по предупреждению развития ГНВП при бурении

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

При обнаружении увеличения объема раствора в приемных емкостях на 1 м^3 бурение прекратить. Инструмент приподнять над забоем, остановить буровой насос, скважину загерметизировать. Перед герметизацией канала бурильных труб должны быть сняты показания манометров на стояке и затрубном пространстве, проверено движение раствора из скважины. Объявить общую тревогу «Аварийная готовность». Начальник буровой обязан сообщить о случившемся руководству организации и организовать наблюдение за возможным грифообразованием. В течение 10 минут исследовать состояние скважины, выяснить причину увеличения объема в приемных емкостях, определить параметры ГНВП, давление

в бурильной колонне и затрубном пространстве, объем притока раствора. Приступить к подготовке для ликвидации ГНВП под руководством ответственного ИТР по плану, утвержденному главным инженером бурового предприятия и на основе карты глушения.

При снижении давления в нагнетательной линии немедленно определить его причину.

При увеличении газосодержания в буровом растворе выше 5% по объему бурение прекратить, приступить к дегазации бурового раствора, довести раствор до требуемых параметров и продолжить углубление, 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 признакам раннего обнаружения ГНВП. При обнаружении ГНВП приступить к его ликвидации. При наличии явления кольматации продолжить спуск.

При возникновении открытого фонтана на объектах персонал обязан:

- оповестить руководство предприятия и соответствующие службы;
- запустить аварийный источник электроэнергии (аварийный дизельгенератор) для привода в действие основных пожарных насосов в целях создания водяного орошения вышки, аварийного устья и приустьевой зоны, а также орошения струй фонтана и создания водяных завес между жилым поселком и скважиной, другими бурящимися и добывающими скважинами, определить загазованность помещений жилого и технологического блоков, путей эвакуации, подготовить индивидуальные средства защиты к эвакуации персонала.

Порядок герметизации скважины при бурении:

- 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 $0,02 \text{ г/см}^3$ 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 -плащечный превентор 1 раз в неделю, универсальный – 1 раз в месяц;
- при разбуривании продуктивного горизонта -плащечный превентор 2 раза в неделю, универсальный – 2 раза в месяц.

4.2.4 Технологические операции по контролю за поступлением флюида в процессе бурения

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

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

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

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

Проектные решения предусматривают недопущение ГНВП в процессе строительства скважины.

Основными из таких решений и мероприятий являются:

- выбранная конструкция скважины (при получении в процессе углубления дополнительных данных о пластовые и поровые давления 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.

4.2.5 Мероприятия по предупреждению ГНВП при СПО

Проведение СПО в бурении вызывает изменение давления в скважине вследствие движения колонны бурильных труб в ограниченном пространстве, заполненном буровым раствором. Значения, 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, наверхнуть “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, наверхнуть “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 кра- ном в открытом положении, опрессованные на соответствующее давление.

В процессе спуска колонны контролировать характер и объем вытесняемого буро- вого 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 сква- жины производить не менее 1 цикла, чтобы убедиться в отсутствии разгазированных пачек бурового раствора, с расчетной производительностью по наименьшей скорости восходя- щего потока в кольцевом пространстве при бурении под колонну.

Запрещается начинать цементирование скважины при наличии признаков газоне- фтепроявления. Если в процессе цементирования будут обнаружены признаки газонефте- проявлений, то цементирование необходимо продолжить при закрытых превенторах с ре- гулированием противодействия в затрубном пространстве. ОЗЦ при этом должно прохо- дить с противодействием в межколонном пространстве. После ОЗЦ посадка колонны на клинья и оборудование устья с установкой ПВО. Опрессовка колонны производится в со- ответствии с таблицей 1.9.17.

4.2.6 Мероприятия по предупреждению ГНВП и порядок работы по гермети- зации устья скважины при отсутствии бурильного инструмента в скважине и геофи- зических 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 профилактиче- ские ремонты при полностью поднятом из скважины инструменте. Смена тормозных коло- док, 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 устанавли- вать отсекающий цементный мост по специальному плану. Запрещается длительное

оставление без промывок необсаженной части ствола скважины при вскрытых проявляющих горизонтах. Периодичность промывок устанавливается руководством бурового предприятия.

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

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

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

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

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

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

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

3. Прострелочно-взрывные работы (ПВР) в скважине проводятся в соответствии с 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. Приступить к выполнению ПВР на скважине разрешается только после окончания работ по подготовке БУ, ствола и оборудования к ПВР, подтвержденного «Актом готовности скважины для производства ПВР», подписанным представителями Заказчика и Подрядчика. При выполнении ПВР устье скважины должно оборудоваться запорной арматурой и лубрикаторным устройством, обеспечивающим герметизацию при спуске, срабатывании и подъеме ПВА (прострелочно-взрывная аппаратура). Контрольное шаблонирование ствола скважины необходимо выполнять спуском на кабеле шаблона, диаметр, масса и длина которого должны соответствовать габаритно-массовым техническим характеристикам применяемых ПВА. В скважине с температурой и давлением в интервале перфорации на уровне предельно допустимых (+, -10%) для применяемой аппаратуры обязательно проведение замеров этих параметров перед спуском ПВА. Во время перфорации должно быть установлено наблюдение за уровнем жидкости на устье скважины. Его снижение не допускается.

4. 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 оговорены 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.

4.2.6.1 Мероприятия по защите людей и окружающей среды в процессе бурение, 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 таблице технической оснащённости;

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 «Jasyl Energy».

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 пре-вентора, 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 (пре-кращение работы, вывод людей из опасной зоны и т.д.); организует проведение первооче-редных 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 це-лью осуществления своевременной эвакуации жителей, животных, имущества; вызывает скорую медицинскую помощь; сообщает о фонтане руководству ТОО «Tumar Petrol», опе-ративному 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 ком-пании въезжает на аварийный участок и возглавляет первоочередные работы по локализа-ции 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 транс-

порта, механослужбы, работников отдела материально-технического снабжения для обеспечения аварийно-спасательных бригад транспортом, инструментом, приспособлениями, 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 Атырауский филиал АСС., пожарную часть, медсанчасть, оповещает руководителей отделов, цехов и служб, начальника автотранспортного участка согласно схеме оповещения, одновременно поддерживая постоянную связь с буровой, буровыми и выполняя указания, полученные от руководства компании).

6. Первый заместитель Председателя Правления компании лично намечает порядок проведения первоочередных работ, контролирует работу по подготовке и ликвидации аварии. Выезжает на аварийную буровую и возглавляет работы по подготовке и ликвидации аварий.

7. Первый заместитель Председателя Правления 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 электростанций, исправность прожекторов, станции зарядки аккумуляторов, приводит вышеперечисленное в транспортную готовность. g

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 зам. Председателя Правления 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 «Jasyl Energy»;

- 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, производство 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

4.2.7 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 перегороден, 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 и станция управления ПВО (основной пульт) в обязательном порядке в зимнее время должны иметь паробогрев.

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 долимого 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:

$$K = \frac{D^2 - d^2_{н}}{d^2_{н} - d^2_{вн}} \cdot \frac{\Delta h}{l_{св}}$$

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

Д - внутренний диаметр обсадной колонны, мм

d_н, d_{вн} - наружный и внутренний диаметры бурильных труб соответственно

l_{св} - длина свечи в метрах

Δh- глубина безопасного опорожнения затрубного пространства

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

Н - глубина кровли горизонта с возможным ГНВП

Контрольный замер объема доливаемого раствора устанавливается через каждые три операции по доливу скважины.

Подъем труб немедленно должен быть прекращен, если для заполнения скважины до устья будет долито менее 0,5 м³ бурового раствора от контрольной величины.

Градуировочная шкала объемного расхода доливной емкости должна позволять надежно контролировать объем не более 250 литров. В качестве приемлемого варианта, это может быть емкость диаметром 2,5 м со шкалой: 1 деление высотой =2,5 см и объемом = 125 литров;

2 деления высотой = 5 см и объемом = 250литров.

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

Чтобы снизить износ обсадных колонн необходимо предусмотреть следующие мероприятия:

1. Центровка вышки. На буровой установке это условие соблюдается конструкцией установки и не требует периодичности ее проведения, но 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.

4.2.9 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, °С ;
- плотность бурового раствора на входе и выходе, кг/м³ ;
- газосодержание на выходе, % ;

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

4.2.10 Оснащение средствами контроля воздушной среды, средствами индивидуальной защиты персонала на буровой, средствами пожаротушения и медицинскими средствами

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

4.2.11 Организация контроля за производством работ на объектах работниками противодонной службы в зависимости от условий строительства и особенности

скважины; обеспечение средствами связи, рабочего места, оперативного транспорта для работников противofонтанной службы

Контроль за состоянием фонтанной безопасности оговаривается "Руководством по организации фонтанной безопасности".

В связи с тем, что район буровых работ 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.

4.2.12 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.

4.3 ПРОГНОЗ ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ.

Инструкция по действию персонала

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

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

Таблица 4.3.1- 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.		

Продолжение таблицы 4.3.1

1	2	3	4	5
2	Прихват инструмента	2.1. Выделить прихватоопасные зоны.	2.1. Определить верхнюю границу прихвата геофизическими методами или по величине вытяжки свободной части колонны. 2.2. Рассчитать объем и установить ванну (нефтяную, водную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата. При расчете ванны учесть снижение давления на пласт и компенсировать его увеличением плотности раствора (при необходимости). 2.3. Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание инструмента.	2.1. Знать зоны осложнений.
		2.2. Спускоподъемные операции в интервалах сужений, осыпей, обвалов производить на пониженных скоростях.		2.2. Поддерживать в работоспособном состоянии систему очистки раствора.
		2.3. Обеспечить качественную очистку бурового раствора от выбуренной породы.		2.3. 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.		
3	Заклинивание инструмента	3.1. Выделить зоны осыпей, обвалов, желобных выработок.	3.1. Определить место заклинки. 3.2. Провести работы по сбиванию инструмента вниз или подъему вверх с одновременным проворотом. 3.3. Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание инструмента.	3.1. Использовать устройства и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину.
		3.2. Исключить падение посторонних предметов в скважину.		3.2. Систематически проверять состояние клиньев ротора, фиксирующие устройства ключей - АКБ, УМК и др.
		3.3. Допуск долота к забою производить осторожно с проработкой призабойной зоны		3.3. При отсутствии инструмента в скважине закрывать устье.

Продолжение таблицы 4.3.1

1	2	3	4	5
		3.4. Параметры раствора поддерживать на уровне, обеспечивающем устойчивость стенок скважины.	3.4. Рассчитать объем и установить ванну (водную, нефтяную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата.	3.4. Не оставлять на столе ротора различные инструменты.
		3.5. Места посадок и затяжек тщательно прорабатывать.	3.5. После освобождения инструмента вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.	3.5. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
4	Прихват обсадных колонн	4.1. Тщательно прорабатывать интервалы сужений.	4.1. Определить место прихвата.	4.1. Строго выполнять план подготовки ствола к спуску.
		4.2. Не оставлять колонну без движения на длительный срок.	4.2. Продолжить спуск колонны.	4.2. Не оставлять колонну без движения на длительное время.
		4.3. Перед спуском колонны вводить смазывающие добавки.	4.3. Рассчитать объем и установить ванну (нефтяную, водную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата. При расчете ванны учесть снижение давления на пласт и компенсировать его увеличением плотности раствора (при необходимости).	4.3. Использовать устройства и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину.
			4.4. Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание колонны.	4.4. Систематически проверять состояние клиньев ротора, фиксирующие устройства ключей АКБ, УМК и др.
			4.5. После освобождения колонны вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.	4.5. Не оставлять на столе ротора различные инструменты.
		4.6. В случае безрезультатности установки ванн или опасности	4.6. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.	

1	2	3	4	5
			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 напекос	5.3. Соединиться с аварийными трубами, промыть скважину.	5.3. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
			5.4. Поднять аварийные трубы.	
6	Оставление шарошек долота (слом долота)	6.1. Спускать долота с вооружением, соответствующим твердости разбуриваемых пород.	6.1. Спустить магнитный фрезер или "паук".	6.1. Не допускать несоответствия типа спускаемого долота твердости разбуриваемых пород.
		6.2. Не допускать передержки долота на забое (момент подъема долота определяется по показаниям контрольно-измерительных приборов и изменению скорости механического бурения).	6.2. При безрезультатности работ по п.6.1 спустить торцовый фрезер в комплексе с металлошламоуловителем.	6.2. Анализировать показания контрольно-измерительных приборов (момент на роторе, скорости бурения для определения момента подъема долота).
		6.3. Перед спуском долота в скважину производить тщательный осмотр на предмет состояния сварных швов и наличие трещин.		

1	2	3	4	5
		6.4. Не допускать резких посадок и ударов долота о забой.	6.4. Произвести разбуривание шарошки или части долота при нагрузке 4-6 т. При разбуривании металла отрыв инструмента от забоя производить через 15 мин.	6.4. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
7	Падение посторонних предметов в скважину	7.1. Применять приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину.	7.1. Спустить магнитный фрезер или "паук".	7.1. При спуско-подъемных операциях применять обтиратеры 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.	
		7.4. При отсутствии инструмента в скважине не оставлять открытым устье.	При разбуривании металла отрыв инструмента от забоя производить через 15 мин.	
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.

1	2	3	4	5
		8.3. При подъеме инструмента следить за соответствием объема поднимаемых труб и доливаемой жидкости.	8.3. Герметизировать устье и восстановить циркуляцию.	8.3. Сообщить руководителю буровых работ о начавшемся проявлении.
		8.4. Не допускать поршневания при подъеме инструмента. Принять меры для ликвидации сальника.	8.4. Приступить к вымыву разгазированного раствора с противодавлением и дегазацией.	8.4. Навернуть обратный клапан и герметизировать устье.
		8.5. Обучить обслуживающий персонал действиям при НГВП в условиях выделения сероводорода.	8.5. По величине давления в трубном и затрубном пространстве рассчитать необходимую плотность раствора для заправки проявления и утяжелить раствор до необходимой плотности.	8.5. Члены буровой вахты действуют согласно расписания по сигналу "Выброс".
		8.6. Поддерживать в работоспособном состоянии противовыбросовое оборудование.		
		8.7. При резком увеличении механической скорости бурения следить за уровнем жидкости в циркуляционной системе и ограничить скорость бурения.		
		8.8. При увеличении веса на крюке и уменьшении давления на стояке, что является косвенными признаками НГВП, сопоставить другие показатели процесса бурения для раннего обнаружения проявления.		
		8.9. Иметь запас раствора.		
		8.10. Параметры раствора необходимо выравнять по всему циклу.		

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

1	2	3	4	5
		<p>9.2. Не допускать превышения давления раствора над пластовым более величин, предусмотренных «Требования промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли Республики Казахстан».</p> <p>9.3. Спуск инструмента производить со скоростью, при которой сумма гидростатического и гидродинамического давлений должна быть больше пластового давления и меньше давления поглощения.</p> <p>9.4. При опасности возникновения поглощения предусмотреть ввод наполнителей, закачку вязко-упругих смесей, установку цементных мостов, стальных пластырей и т.д.</p> <p>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.</p> <p>9.6. Восстановление циркуляции производить при возможно минимальной производительности насосов с постепенным доведением до рабочей и вращением инструмента.</p> <p>9.7. Поддерживать в исправном состоянии компенсирующие устройства насосов для исключения резких колебаний давления при циркуляции.</p>	<p>9.2. Ввести наполнители (сляда, кордное волокно, целлофановая стружка, опилки, скорлупа, резиновая крошка и т.д.)</p> <p>9.3. При полном или катастрофическом поглощении произвести намыв наполнителей через открытый конец бурильных труб, с применением гидро-механического пакера или установить цементный мост.</p> <p>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 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 безопасную зону. Ожидают затвердевания цементного раствора.</p>	<p>9.2. Ввод наполнителей осуществлять при снятых сетках вибросит.</p> <p>9.3. Бурение с частичным поглощением или без выхода циркуляции допускается только по специальному плану, утвержденному директором по производству.</p>

4.4. ОЦЕНКА СТЕПЕНИ РИСКА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИНЫ

Изменение финансирования, пересмотр политики на взаимоотношения между структурными единицами и многие другие изменения требуют определить концепции риска - как функции вероятности события. Контроль как со стороны работодателя, так и производителя, необходим для предотвращения и страхования возможных убытков, банкротств и ответственности за экологические последствия аварий, в т.ч. с оборудованием, нанесших большой материальный ущерб.

Примерами аварий можно обосновать необходимость финансирования риска и его изучение для прогнозирования предотвращения убытков.

Рабочим проектом намечается на бурение поисковых скважин на структуре Сагиз с целью добычи 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.).

4.4.1 АНАЛИЗ И ОЦЕНКА СТЕПЕНИ РИСКА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИНЫ

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

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

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

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

При строительстве скважин основные причины риска, следующие:

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

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

- аварии с нанесением больших материальных затрат предприятию.

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

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

4.4.2 АНАЛИЗ ВИДОВ И ПОСЛЕДСТВИЙ ОТКАЗОВ

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

Критерии отказов по тяжести последствий:

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

Второй - *критический (некритический)* - угрожает (не угрожает) жизни людей, потерю 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.

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

На основе анализа, в таблице 4.4.2 приводятся вероятности возникновения аварийных ситуаций на 1000 м проходки (в целом по нефтегазовой отрасли):

Таблица 4.4.2- 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: $P_{ав} = P_T \times N_{скв} \times L/1000$, где

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

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

L – проектная глубина скважины с данной аварией.

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

Первый этап - проектирование.

Здесь целью риск-анализа может быть:

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

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

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

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

На первом этапе проектирования.

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

Проект должен учитывать опыт проводки скважин на данной и ближайших площадях с аналогичными условиями, результаты исследований, выполненных при бурении 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. Тектоническое строение неизвестно, так что при ведении дальнейших работ может ожидать встреча с какими-либо аномальными явлениями. 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.

4.4.3 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.

4.4.4 ИДЕНТИФИКАЦИЯ ОПАСНОСТЕЙ

Идентификация опасностей проводится на предварительном этапе определения степени риска. В процессе ее проведения определяются причины нефтегазопроявлений, выбросов и открытых фонтанов.

Результаты идентификации дают возможность построить гистограммы, иллюстрирующие процентные соотношения причин аварий, полнить исходные данные для расчета степени риска и др.

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

Главная опасность, которую необходимо учитывать на этапе проектирования бурения скважин и их строительства, является открытый фонтан. В процессе идентификации в

первую очередь необходимо определить опасности (в дальнейшем будем называть их факторами), которые приводят к возникновению этого нежелательного события.

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 установлено перед началом бурения: _____ 0.00000;

2.Неисправность превенторного оборудования:

Негерметичность плашек превентора: _____ 0.00150;

Отказ системы управления: _____ 0.00010;

3.Разрушение обсадной колонны:

Отсутствие контроля за состоянием ОК: _____ 0.00080;

Отсутствие контроля за давлением в ОК: _____ 0.00000;

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

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

ГАЗОНЕФТЕПРОЯВЛЕНИЯ.

1.Поглощение бурового раствора:

Несоответствие конструкции скважины геологическим условиям: _____ 0.03000;

Завышение плотности раствора: _____ 0.07000;

Несоответствие других параметров раствора: _____ 0.03000;

- 2.Принятие пластового давления без должного обоснования: _____ 0.10000;
3.Недостаточная плотность раствора в скважине: _____ 0.12000;
4.Недолив скважины:
При подъеме инструмента: _____ 0.08000;
При спуске обсадной колонны: _____ 0.10000;
5.Отсутствие методики и приборов контроля за давлением в скважине: ___ 0.09000;

ДЕЙСТВИЯ БРИГАДЫ.

Неправильные действия буровой бригады при строительстве скважины: _ 0.00040;

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

- Вероятность отказа оборудования: 0.00559;
Вероятность нефтегазопроявлений: 0.47782;
Вероятность возникновения открытого фонтана: 0.00267.

Меры по предупреждению аварийных ситуаций и уменьшению степени риска

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

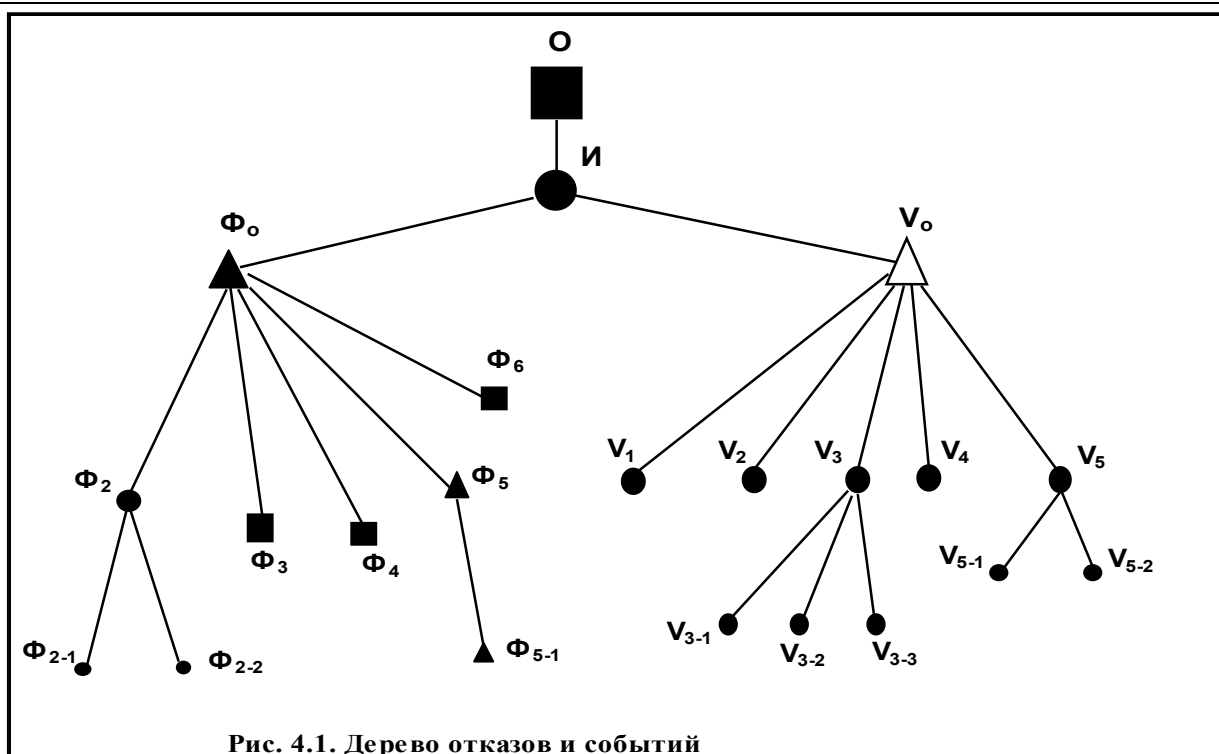


Рис. 4.1. Дерево отказов и событий

	Наименование событий	Условные обозначения	Расчетные значения
О	Открытый фонтан (вероятность головного события)	■	0.002670
И	Логическое событие	●	0.002670
	Наличие факторов аварийности (вероятность отказа оборуд.)	▲	0.005590
	Газонефтепроявления	△	0.477820
Φ ₁	Отсутствие превенторного оборудования (ПВО)	▲	0.000000
Φ ₁₋₁	Не предусмотрено проектом	▲	0.000000
Φ ₁₋₂	Не установлено перед началом бурения	▲	0.000000
Φ ₂	Неисправность превенторного оборудования	●	0.001600
Φ ₂₋₁	Негерметичность плашек превентора	●	0.001500
Φ ₂₋₂	Неисправность системы управления ПВО	●	0.000100
Φ ₃	Отсутствие или неисправность шарового крана на БТ	■	0.001600
Φ ₄	Отсутствие или неисправность обратного клапана на ОК	■	0.001200
Φ ₅	Разрушение обсадной колонны	▲	0.000800
Φ ₅₋₁	Отсутствие контроля за состоянием обсадной колонны	▲	0.000800
Φ ₅₋₂	Отсутствие контроля за давлением в обсадной колонне	▲	0.000000
Φ ₆	Неправильные действия буровой бригады	■	0.000400
V ₁	Недостаточная плотность раствора в скважине	●	0.120000
V ₂	Принятие пластового давления без должного обоснования	●	0.100000
V ₃	Поглощение бурового раствора	●	0.130000
V ₃₋₁	Несоответствие конструкции скважины геологическим условиям	●	0.030000
V ₃₋₂	Завышение плотности бурового раствора	●	0.070000
V ₃₋₃	Несоответствие других параметров раствора	●	0.030000
V ₄	Отсутствие методики и приборов контроля за давлением в скважине	●	0.090000
V ₅	Недолив скважины	●	0.180000
V ₅₋₁	При подъеме инструмента	●	0.080000
V ₅₋₂	При спуске обсадной колонны	●	0.100000

4.5. ОХРАНА НЕДР

4.5.1 ОБЩАЯ ЗАДАЧА ОХРАНЫ НЕДР В ПЕРИОД ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА ПЛОЩАДИ

Охрана недр должна осуществляться в строгом соответствии с Кодексом РК «О недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 года № 125-VI (*редакция с изменениями и дополнениями по состоянию на 29.06.2018 г.*).

В современном мире понятия экологической и промышленной безопасности неразделимы и уровень их обеспечения является важным критерием эффективности работы предприятия. Учитывая это, требования к технологии бурения эксплуатационно-оценочной скважины на месторождении Уйтас и задачи по обеспечению промышленной и экологической безопасности станут приоритетными.

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

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

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

Мероприятия по охране недр в процессе разведки месторождения предусматривают:

- Обеспечение полноты геологического изучения и получения необходимых параметров для достоверной оценки запасов месторождения, предоставленного в недропользование;

- Предотвращение загрязнения подземных водных источников вследствие перетоков нефти, газа и воды в процессе проводки, освоения и кратковременной пробной эксплуатации скважин, а также вследствие утилизации отходов производства и сточных вод;

- Соблюдение установленного порядка приостановления, прекращения нефтяных операций, консервации и ликвидации объектов недропользования;

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

- Надежную изоляцию в пробуренных скважинах нефтеносных, газоносных и водоносных горизонтов по всему вскрытому разрезу;

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

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

4.5.2 ОХРАНА НЕДР В ПРОЦЕССЕ РАЗБУРИВАНИЯ ПЛОЩАДИ

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

С точки зрения охраны недр проектом предусмотрены буровые растворы плотностью - 1,16-1,18 г/см³, не ухудшающие коллекторские свойства продуктивных пластов.

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

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

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

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

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

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

Свойства бурового раствора:

– Плотность	от 1,16 до 1,18 г/см ³
– Условная вязкость	30-40сек
– Водоотдача	6-10 см ³ /30 мин
– Корка	1,5мм
– pH	9,0
– Песок	≤1,0%
– Содержание кислоторастворимой твердой фазы	≤3%

На случай возникновения аварийной ситуации в скважине, грозящей газонефтеводопроявлением или открытым фонтанированием, на БУ устанавливается комплекс противовыбросового оборудования. Он включает в себя превенторную установку со станцией управления и штуцерный манифольд. Превенторная установка представляет собой сборку трехплащечного и одного универсального превенторов. На двухплащечном превенторе установлены трубные плашки, с помощью которых можно загерметизировать устье скважины при наличии в ней бурильных труб, обеспечивая возможность проведения работ по глушению проявлений. Один из плащечных превенторов оборудован режущими плашками, способными срезая бурильную колонну, полностью загерметизировать устье. Конструкция двухплащечного превентора позволяет обеспечить герметичность устья при давлении в скважине 210 кгс/см². Конструкция универсального превентора позволяет герметизировать скважину при наличии в ней труб любого диаметра при давлении скважины до 210 кгс/см². Управление превенторной установкой производится гидросиловой станцией, установленного на посту бурильщика на буровой площадке. Штуцерный манифольд с рабочим давлением 210 кгс/см² позволяет плавно регулировать давление в скважине при проведении работ по глушению нефтегазопроявлений.

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

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

В процессе модернизации БУ был принят ряд проектных решений по обеспечению «безамбарного метода». В основном это касалось жидких отходов и бурового шлама. Была поставлена задача по сбору, разделению и хранению отходов по видам и обеспечению перегрузки их на транспортные средства. Выбуренный шлам после отделения его на виброситах собирается в металлические контейнеры емкостью по 1,5-3 м³, которые по мере их заполнения вывозятся на полигон для последующей обработки и утилизации шлама. Контейнеры возвращаются обратно на буровую для последующего использования. Буровые сточные воды накапливаются в металлических емкостях, после осветления и очистки частично могут повторно использоваться для нужд бурения. Отработанный буровой раствор также накапливается в емкостях для последующей химобработки и возможности использования при дальнейшем бурении и цементировке скважины. Система обработки и хранения бурового раствора, включает в себя активную емкость, общим объемом 90м³.

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

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

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

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

Перечень других отходов, процедуры их обработки и утилизации приведены в табл.4.5.1

Таблица 4.5.1- Перечень отходов

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

3. Бытовые отходы/мусор: упаковки, банки, бутылки, стекло, смет с жилых помещений, другой мусор.	Отделить металл, пластик, стекло. Поместить в отдельные пластиковые мешки.	Утилизировать на полигоне отходов
--	--	-----------------------------------

При освоении скважин пластовые флюиды подаются через отводы выкидной линии в металлические емкости накопления объемом 100 м³ для последующего вывоза и утилизации, газ сжигается на факеле. Согласно "Классификации производственных объектов и сооружений для выбора минимальных размеров санитарно-защитных зон" при строительстве объектов устанавливается санитарно-защитная зона размером не менее 1000м.

Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны должны соответствовать санитарно-эпидемиологическим правилам и нормам "Санитарно-эпидемиологические требования к воздуху производственных помещений" от 14.07.2005 г. N 355.

Для проведения буровых работ на месторождении Уйтас согласно нормам отвода земель для нефтяных и газовых скважин земельный отвод на одну скважину составляет 1,9 + 0,36 га.

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

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

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

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

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

Опрессовка труб обсадной колонны будет производиться централизованно на базе подрядчика.

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

РАСЧЕТ

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

Данные для расчета объемов образования отходов бурения приведены в таблице 4.5.2.

Таблица 4.5.2 - Объем выбуренной породы при строительстве скважины

<i>Интервал</i>	<i>k</i>	<i>π</i>	<i>D, м</i>	<i>V, м³</i>
1	2	3	5	6
0-18	1,20	0,785	0,3937	2,63
18-80	1,20	0,785	0,2953	5,09
80-450	1,20	0,785	0,2159	16,25
Итого объем по скважине м ³	23,97			

2. Объем отходов бурения на одну скважину

2.1. Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{ш} = V_n \times K_1 = 23,97 \times 1,2 = 28,76 \text{ м}^3$$

где $K_1 = 1.2$ - коэффициент, учитывающий разупрочнение выбуренной породы.

2.2. Объем отработанного бурового раствора

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

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

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

$$V_{обр.п} = 1,052 \times 73,58 + 0,5 \times 90 = 75,26 \text{ м}^3$$

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

$$V_{бсв} = 2 \times V_{обр.п}$$

$$V_{бсв} = 2 \times 75,26 = 150,5 \text{ м}^3$$

2.4 Суммарный объем отходов бурения

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

$$V_{сум} = 28,76 + 75,26 + 150,5 = 254,5 \text{ м}^3$$

4.5.3 Выбор конструкции скважин и охрана недр в процессе крепления

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

Конструкция скважины выбрана согласно геологическим данным, в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» и исходя из горно-геологических условий бурения на структуре.

С целью охраны недр, подземных вод и предотвращения возможных осложнений при строительстве скважины предусматривается следующая конструкция, которая может претерпеть некоторые изменения в процессе разбуривания месторождения:

-Направление $\varnothing 323,9\text{мм} \times 18\text{ м}$ устанавливается с целью предотвращения размыва устья при бурении под кондуктором и возврата восходящего потока бурового раствора из скважины в циркуляционную систему. Устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием. ВПЦ до устья.

- Кондуктор $\varnothing 244,5\text{мм} \times 80\text{ м}$ устанавливается с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений. Устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием. ВПЦ до устья.

- Эксплуатационная колонна $\varnothing 177,8\text{ мм} \times 450\text{м}$ устанавливается с целью разобщения, испытания и эксплуатации продуктивных горизонтов. ВПЦ до устья. Обсадные колонны подвешиваются в колонной головке ОКК2-21 340x245x178 на рабочее давление 21МПа. На устье устанавливается фонтанная арматура типа АФК1 65x14 на рабочее давление 14МПа.

С целью предупреждения поглощения бурового раствора, предотвращения загрязнения продуктивных и водоносных горизонтов необходимо:

Тщательное соблюдение проектной технологии бурения и крепления скважины.

Строгое соблюдение проектных параметров и рецептур бурового и тампонажного растворов путем точной дозировки компонентов в растворе.

Выполнение в полном объеме, предусмотренном проектом, комплекса геофизических исследований.

Обеспечение достаточно высокой технической и экологической культуры персонала.

4.5.4 КОНТРОЛЬ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

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

Нефтяные операции регулируются следующим природоохранным законодательством Республики Казахстан:

- Экологическим кодексом Республики Казахстан»;

- Законом «Об особо охраняемых территориях»
- Законом «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира»;
- Законом «О земле»;
- Законом «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения»;
- Законом «О гражданской защите»;
- Концепцией экологической безопасности Республики Казахстан;
- Стратегией развития Республики Казахстан до 2030 года, где большое значение придается охране окружающей среды;

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

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

При этом:

- все буровые работы должны производиться строго в пределах отведенного участка;
- циркуляционная система буровой предусматривает замкнутый цикл использования бурового раствора, исключая его выброс и загрязнение окружающей среды;
- для предотвращения возможного открытого фонтанирования, бурение скважин осуществлять строго соответствии с утвержденным ГТН;
- своевременно устранить течи смазывающих веществ, ГСМ и продуктов их обработки и не допускать загрязнения почвы;
- для смазки бурового оборудования применять соответствующие масла;
- хранение и использование химических реагентов производится в специально отведенных местах;
- для хранения и складирования сыпучих веществ применять контейнера;
- жидкие химические реагенты доставляются на буровую в специальных контейнерах, а сухие – в контейнерах и мешках;

– использовать металлические емкости с общим объемом 100 м³ для сбора нефти в случаях выброса и при освоении.

Основными источниками воздействия на окружающую среду при безаварийной деятельности являются:

- Выбросы продуктов сгорания топлива в двигателях;
- Шум производственного оборудования на объектах, двигателей, устройств и механизмов;
- Освещение производственных площадок;
- Выбросы продуктов сгорания при кратковременных испытаниях скважин.

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

Рекомендуется осуществление следующих мероприятий по охране почвы:

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

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

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

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

Контроль за состоянием окружающей среды осуществляется путем динамического наблюдения (мониторинга) по унифицированной методике РД 52.04.186-89 и аналогичным

документам. Принцип мониторинга - проведение исследований на представительных участках и контрольных точках по стандартной номенклатуре, включающей исследования:

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

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

4.5.5 РАДИАЦИОННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Основанием для составления настоящего подраздела являются Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» (СЭТОРБ-2015) (№261 от 27 марта 2015г.) и Гигиенические нормативы «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» (№ 155 от 27 февраля 2015г.).

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

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

3. В случае, если загрязненность радионуклидами буровых сточных вод, бурового раствора и бурового шлама, накопленных в отстойниках и контейнерах, превышает уровень концентраций, предусмотренных нормами радиационной безопасности работы с радиоактивными веществами Гигиенические нормативы «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» (№ 155 от 27 февраля 2015г.) то производится их очистка. Сбор, ликвидация или дезактивация этих отходов регламентируется специальными правилами.

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

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

ветствии с требованиями Гигиенические нормативы «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» (№ 155 от 27 февраля 2015г.) с обязательным оформлением санитарных паспортов на право производства с радиоактивными веществами соответствующего класса. Район работ не представляет радиационной опасности. Естественный фон не превышает 10-14мкр/час. Древние осадочные породы на поверхности отсутствуют. Предусмотрено проведение анализа добываемой нефти на радиоактивность. Нефть, полученная при испытании и опробовании скважин из первых продуктивных скважин, рекомендуется доставить в Республиканскую санэпидемстанцию для проведения анализа на радиоактивность в необходимом для проведения анализа объеме. В случае подтверждения результатами проводимого анализа радиоактивности добываемой нефти, работы на загрязненном радиоактивностью действующем производственном оборудовании должны соответствовать гигиеническим нормативам «Санитарно-эпидемиологических требований к обеспечению радиационной безопасности» и санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологических требований к обеспечению радиационной безопасности» (СЭТОРБ-2015).

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

4.5.6 РЕКУЛЬТИВАЦИЯ ЗЕМЕЛЬ

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

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

Биологический этап рекультивации осуществляется для восстановления плодородного слоя почв, быстреего освоения нарушенных земель и использования их в хозяйстве

(после этапа технической рекультивации). Объемы и виды работ по технической рекультивации и биологической рекультивации земель указано в проекте ОВОС.

Примечание: биологический этап рекультивации производится после окончания всех геологоразведочных работ и сдаче земли арендодателю.

РАЗДЕЛ 5.
КОНСЕРВАЦИЯ И ЛИКВИДАЦИЯ

5.1. Общая пояснительная записка и обоснование критериев ликвидации скважин

Скважина может быть, законсервирована или ликвидирована по завершению строительства по инициативе недропользователя - ТОО «Jasyl Energy». Ответственность за качество и своевременность проведения работ по консервации и ликвидации скважины, сохранность скважины, проверку ее состояния несет ТОО «Jasyl Energy».

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

Структура и состав проектной документации по консервации и ликвидации скважины определены в соответствии с действующими нормативными требованиями и включают разделы по ликвидации и консервации скважины, предусмотренные «Правилами ликвидации и консервации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», утвержденных приказом Министра энергетики РК от 25.05.2018 г. №200).

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

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

Работы по ликвидации скважины с учетом результатов проверки её технического состояния проводятся по планам изоляционно-ликвидационных работ, обеспечивающим выполнение проектных решений, а также мероприятий по промышленной безопасности, охране недр и окружающей среды.

5.2. Ликвидация скважин

5.2.1 Порядок оформления материалов на ликвидацию скважин

1. Все работы по порядку оформления материалов на ликвидацию (консервацию) скважин должны проводиться в строгом соответствии с «Правилами ликвидации и консервации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», утвержденных приказом Министра энергетики РК от 25.05.2018 г. №200.

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

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

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

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

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

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

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

е) акт проверки технического состояния обсадной колонны.

4. По результатам проверки технического состояния составляется план изоляционно-ликвидационных работ, обеспечивающий выполнение требований охраны окружающей природной среды, который согласовывается с Государственной инспекцией геологии и недропользования и местными органами промышленной безопасности. К плану прилагаются протокол постоянно действующей комиссии, каротажная диаграмма и заключение по геофизическим исследованиям скважины.

5. Все работы по проверке технического состояния по результатам выполнения работ оформляются актами за подписью их исполнителей, материалы должны быть сброшюрованы, заверены печатью и подписями. Первый экземпляр хранится в делах организации

Заказчика, на балансе которого находится скважина, второй экземпляр - в МД «Зап-КазНедра». Итоговые данные по ликвидации скважины направляются в органы промышленной безопасности Республики с годовыми отчетами управлениями округов (РД 03-64-94 форма ЛС).

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

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

8. Восстановление ранее ликвидированных скважин проводится при положительном решении предприятия, на учете которого находится скважина. Ремонтно-восстановительные работы производятся по плану, согласованному с местными органами аварийно-спасательной службы и территориальными органами промышленной безопасности согласно «Правил ликвидации и консервации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», утвержденных приказом Министра энергетики РК от 25.05.2018 г. №200.

9. Повторная ликвидация восстановленных скважин и оформление материалов на ликвидацию проводится согласно «Правил ликвидации и консервации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», утвержденных приказом Министра энергетики РК от 25.05.2018 г. №200.

5.2.2.Оборудование устья и ствола скважин при ее ликвидации

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

2. Осложнения и аварии, возникшие в процессе проведения изоляционно-ликвидационных работ, ликвидируются по дополнительным планам в соответствии с утвержденными руководящими документами.

3. Скважина, подлежащая ликвидации, должна быть заполнена буровым раствором с плотностью, позволяющей создать гидростатическое давление, превышающее пластовое на 15 % (при отсутствии поглощения).

5.2.3 Технологические и технические решения по ликвидации скважин

Основным решением по ликвидации скважины является установка цементных мостов с учетом горно-геологических особенностей разреза. Высота цементных мостов и места их установки в скважине определены в соответствии с «Типовыми проектами консервации и ликвидации скважин», согласованных с областным Департаментом Комитета промышленной безопасности по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан, и «Правилами ликвидации и консервации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», утвержденных приказом Министра энергетики РК от 25.05.2018 г. №200.

Рассматриваемые варианты ликвидации скважины:

Вариант 1. Скважина доведена до проектной глубины, спущена эксплуатационная колонна диаметром 177,8мм в интервале 0-450м, 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 эксплуатационно-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 скважине УТС-21 предусматривается установка следующих ликвидационных цементных мостов:

Вариант 1

Для скв УТС-21; интервалы перфорации 135-138м, 148-151м, 340-345м, 365-370м. Ввиду близкого расположения интервалов испытания предусматривается установка 2-х изолирующих цементных мостов в следующих интервалах:

- мост №1 — для перекрытия интервалов перфорации 340-345м, 365-370м. Исходя из мощности интервалов перфорации и учитывая требования перекрытия интервалов перфорации на 20м выше и ниже кровли и подошвы мощность цементного моста составит 70м.

Необходимое количество цементного раствора для установки моста №1 в интервале 320-390м (составит;

$$V_{ц.р.} = 0,785 \times D^2 \times h = 0,785 \times 0,1616^2 \times 70 = 1,43 \text{ м}^3$$

Необходимое количество продажного раствора при использовании НКТ диаметром 73,0мм с толщиной стенки 5,5мм с глубиной спуска 390м составит;

$$V_{\text{пр.р.}} = 0,785 \times D^2 \times h = 0,785 \times 0,062^2 \times 390 = 1,91 \text{ м}^3$$

- мост №2 для перекрытия интервалов перфорации 135-138м, 148-151м.

Исходя из мощности интервалов перфорации и учитывая требования перекрытия интервалов перфорации на 20м выше и ниже кровли и подошвы мощность цементного моста составит 56м.

Необходимое количество цементного раствора для установки моста №1 составит;

$$V_{\text{ц.р.}} = 0,785 \times D^2 \times h = 0,785 \times 0,1616^2 \times 56 = 1,15 \text{ м}^3$$

Необходимое количество продавочного раствора при использовании НКТ диаметром 73,0мм с толщиной стенки 5,5мм с глубиной спуска 171м составит;

$$V_{\text{пр.р.}} = 0,785 \times D^2 \times h = 0,785 \times 0,062^2 \times 171 = 0,84 \text{ м}^3$$

Вариант 2 – без спуска эксплуатационной колонны диаметром 177,8мм 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 100-200м.

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

$$V_{\text{ц.р.}} = 0,785 \times D^2 \times h = 0,785 \times 0,2159^2 \times 1,2 \times 100 = 4,39 \text{ м}^3$$

Необходимое количество продавочного раствора при использовании НКТ диаметром 73,0мм с толщиной стенки 5,5мм с глубиной спуска 100м составит;

$$V_{\text{пр.р.}} = 0,785 \times D^2 \times h = 0,785 \times 0,062^2 \times 100 = 0,3 \text{ м}^3$$

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 80м) составит;

$$V_{\text{ц.р.}} = 0,785 \times D^2 \times h = 0,785 \times 0,2159^2 \times 1,2 \times 50 + 0,785 \times 0,2267^2 \times 80 = 5,43 \text{ м}^3$$

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.

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

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

5.2.4 Порядок организации работ и оформления документов по ликвидации скважин

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

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

При установке цементных мостов предусматриваются следующие технологические особенности:

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

Последовательность работ по установке и испытанию мостов на прочность:

-перевод скважины на буровой раствор, применявшийся при бурении с проектными параметрами, выравнивание его по всему циклу;

-демонтаж фонтанной арматуры и монтаж на устье скважины противовыбросового оборудования, предусмотренного проектом;

-установка башмака заливочной колонны на заданной глубине;

-закачка буферной жидкости №1;

-закачка цементного раствора;

-закачка буферной жидкости №2;

-закачка продавочной жидкости в объеме по расчету;

-подъем заливочных труб до установленной проектом и планом верхней границы цементного моста;

-герметизация устья скважины превентором и подготовка к обратной промывке буровым насосом (цементировочным агрегатом).

-срезка моста и обратная промывка с контролем выходящего раствора в объеме «продавочная жидкость + буфер», вымыв с контролем излишек цементного раствора. При отсутствии на «выходе» цементного раствора и буфера продолжать обратную промывку из расчета дополнительной прокачки $\frac{1}{2}$ расчетного объема продавочной жидкости;

-разгерметизация устья;

-подъем 2-3 свечей заливочных труб (50-80м выше глубины срезки моста) и герметизация устья;

-стоянка на ОЗЦ – не менее 24 часов и подъём заливочной колонны;

-спуск инструмента для нащупывания цементного моста;

-испытание моста на прочность разгрузкой на 3-5тн;

-испытание моста на герметичность опрессовкой.

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

При завершении подъёма заливочной колонны необходимо заполнить верхнюю часть скважины (30-50м) незамерзающей жидкостью (дизельным топливом или рассолом).

Результаты работ по установке моста, проверке на прочность и опрессовке оформляются соответствующими актами за подписью исполнителей.

На трубу (направление или кондуктор) наворачивается резьбовая заглушка с патрубком под кран высокого давления. Согласно п.34, прил.8 «Правил...» вокруг устья скважины оборудуется армированная бетонная тумба размером 1х1х1м. На ней устанавливается репер высотой не менее 0,5м и табличка, на которой рельефно (для обеспечения сохранности данных) обозначаются номер скважины и географические координаты скважины, наименование месторождения, недропользователь, дата ликвидации.

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

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

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

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

5.3 Консервация скважин

5.3.1 Технологические и технические решения по консервации скважин

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

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

Предусматривается установка цементного моста в эксплуатационной колонне Ø 177,83 мм высотой 50 м и с подошвой моста на 20 м выше верхних отверстий перфорации. Порядок работ при установке консервационного моста аналогичен описанному выше порядку при установке ликвидационных мостов.

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

Устье скважины оборудуется фонтанной арматурой, предусмотренной проектом. Штурвалы задвижек арматуры консервируемой скважины должны быть сняты, крайние фланцы задвижек оборудованы заглушками, манометры сняты и патрубки загерметизированы. На устье законсервированной скважины устанавливается табличка, на которой рельефно указываются номер и географические координаты скважины, наименование месторождения, недропользователь, дата консервации. Проводится рекультивация земельного отвода.

5.3.2 Порядок организации работ по консервации скважины и обеспечению промышленной безопасности

Все работы по консервации скважины проводятся по утвержденным Заказчиком и согласованным с территориальными органами технического надзора планам, обеспечивающим выполнение проектных решений. План консервации скважины должен составляться с учетом конкретных горно-геологических особенностей разреза, содержать подробную информацию по техническому и технологическому состоянию скважины, причинах консерва-

ции, планируемых работах по оборудованию устья и ствола с указанием ответственных исполнителей. Указанные в плане сроки консервации и порядок контроля технического состояния законсервированной скважины должны соответствовать требованиям Правил безопасности.

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

Последовательность работ по консервации скважины следующая:

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

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

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

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

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

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

Мероприятия обеспечиваются за счет:

- выполнения требований раздела проекта «Основные требования и мероприятия по технике безопасности, промышленной санитарии, пожарной и противодонной безопасности».

- соблюдения мер безопасности при обработке буровых растворов химреагентами;

- поддержания параметров бурового раствора, специальных жидкостей в соответствии с величинами, регламентированными проектом на строительство скважины, правилами и инструкциями;

- перед проведением технологических операций по ликвидации (консервации) скважина должна быть заглушена, т.е. заполнена буровым раствором (или другой жидкостью) с плотностью, обеспечивающей превышение давления гидростатического столба над пластовым согласно требованиям Правил безопасности;

- выполнения проектных мероприятий по предупреждению газоводопроявлений;

- использования в работе противовыбросового и другого оборудования, обеспечивающего надежную герметизацию устья скважины в случае газоводопроявлений и проведения технологических операций по глушению скважины;

- обеспечения постоянного контроля, за всеми технологическими процессами применяя станцию ГТК и другие контрольно-измерительные приборы;

- соблюдения мер безопасности при опрессовке колонн, цементных мостов, нагнетательных линий, работах по цементированию и обслуживанию тампонажной техники, запорной арматуры;

- обеспечения надежной безаварийной работы бурового, вспомогательного и противовыбросового оборудования;

-допуска к работе лиц, имеющих специальную подготовку и квалификацию, прошедших аттестацию и сдавших экзамены;

-обеспечения электроосвещения рабочих мест, оборудования зоны проведения работ в соответствии с требованиями правил безопасности;

- соблюдения правил пожарной безопасности;

-обеспечения расстановки агрегатов и оборудования в соответствии с принятой схемой и технологическими регламентами;

- перед разборкой устьевой арматуры скважина должна быть заглушена, при этом давление в трубном и затрубном пространстве должно быть снижено до атмосферного;

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

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

- надежностью рекомендуемой конструкции;

- полной изоляцией водоносных горизонтов и разобщения горизонтов с различной минерализацией воды;

- надежным перекрытием интервалов возможных поглощений и газоводопроявлений;

- качественным проведением цементирования обсадных колонн и созданием прочного монолитного цементного камня за колоннами;

- долговечностью скважины как технического сооружения;

- изоляцией пластов-коллекторов методом установки цементных мостов в различных горно-геологических условиях;

- предупреждением межколонных проявлений и грифообразования;

- сохранностью законсервированной скважины;

- обеспечением надежной герметизации трубного и затрубного пространства;

- соблюдением всех технологических операций в процессе ликвидации (консервации) скважины согласно плану работ.

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

людей являются приоритетными.

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

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

- выполнение работ по ликвидации земляных амбаров-накопителей (при их наличии), освобождение рекультивируемой поверхности от бетонного мусора, вывоз его или захоронение в отведенных местах.