

**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«TENGE Oil & Gas»
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КАЗАХСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ НЕФТЯНОЙ ИНСТИТУТ»
(КазНИГРИ)**



**ПРОЕКТ
ПЕРЕВОДА НАБЛЮДАТЕЛЬНЫХ
СКВАЖИН №№3, 7, 10, 12, 34, 35,
101, 110, 111, 113, 114, 115, 119, 123
В ФОНД ВОДОЗАБОРНЫХ
ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕХНИЧЕСКИХ
ПОДЗЕМНЫХ ВОД АЛЬБ-СЕНОМАНСКОГО
КОМПЛЕКСА ДЛЯ НУЖД
ППД В ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТАХ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТЕНГЕ**

Договор №118-06-2026 от 17.02.2026г

г. Атырау, 2026 г.

ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«TENGE Oil & Gas»
«КАЗАХСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ НЕФТЯНОЙ ИНСТИТУТ»
(КазНИГРИ)

Утверждаю:
Первого заместителя
Генерального директора
ТОО «TENGE Oil & Gas»
Тянь Кэцзянь
«___» _____ 2026г.

ПРОЕКТ
ПЕРЕВОДА НАБЛЮДАТЕЛЬНЫХ
СКВАЖИН №№3, 7, 10, 12, 34, 35,
101, 110, 111, 113, 114, 115, 119, 123
В ФОНД ВОДОЗАБОРНЫХ
ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕХНИЧЕСКИХ
ПОДЗЕМНЫХ ВОД АЛЬБ-СЕНОМАНСКОГО
КОМПЛЕКСА ДЛЯ НУЖД
ППД В ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТАХ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТЕНГЕ

Директор
ТОО «КазНИГРИ»:

Заместитель директора по
проектной деятельности:



ЮСУБАЛИЕВ Р.А.

ТУЛЕНБАЕВА Б.Р.

г. Атырау, 2026 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Должность	Подпись	ФИО	Глава, раздел
Ответственный исполнитель по бурению. Руководитель отдела проектирования бурения и внутрискважинных работ, Доктор PhD		Исламов Х. М.	Глава 1: Раздел 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11 Глава 3, 4
Исполнитель по геологии, Ведущий инженер по геологии		Накесова К.К.	Глава 1: Раздел 4 (геологический часть)
Исполнитель по бурению, Инженер отдела проектирования бурения и внутрискважинных работ		Толегенова К.Т.	Глава 1,2,3: Разделы 1, 2, 3, 12, 13, 14, 15, 16 Глава 2; ГТН (карта)
Инженер отдела проектирования бурения и внутрискважинных работ		Куанов А.Б.	Разделы 1, 2, 3 ГТН (карта)

СОДЕРЖАНИЕ:

1. ПЕРЕВОД СКВАЖИН.....	16
1.1. Общая пояснительная записка	16
1.2. Обоснование перевода наблюдательных скважин	16
1.3 Технические и технологические решения при проведении работ по переводу наблюдательных скважин в фонд водозаборных	19
1.4 Подготовительные работы при переводе наблюдательных скважины	19
1.5 Буровая установка	20
1.6 Монтаж бурового оборудования	21
1.7 Выбор типа и параметров бурового раствора/промывочной жидкости	22
1.8 Прострелочно-взрывные работы	23
1.9 Исследовательские работы. Промыслово-геофизические исследования	24
1.10 Опробование и испытание объектов	26
1.11 Требования к методам вскрытия продуктивных пластов	27
2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ НЕДР, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ.....	29
2.1 Мероприятия по охране окружающей среды	30
2.2 Мероприятия по охране недр	32
2.3 Мероприятия по охране почв и грунтов	33
2.4 Мероприятия по снижению влияния отходов при производстве работ по переводу скважин	34
2.5 Мероприятия по охране растительного и животного мира	35
2.6 Мероприятия по охране атмосферного воздуха	36
2.7 Мероприятия по охране подземных и поверхностных вод	37
2.8 Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях	37
2.9 Мероприятия по пожарной безопасности	39
2.10 Мероприятия по ликвидации разливов нефти	39
3. ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ. ОХРАНА ТРУДА	41
3.1 Общие требования	41
3.2 Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда	42
3.3 Взрыв пожаробезопасность	43
3.4 Требования к безопасному ведению работ	46
3.5 Анализ опасности и оценка степени риска при переводе наблюдательных скважин	48
4. ПЛАНЫ РАБОТ ПРИ ПЕРЕВОДЕ НАБЛЮДАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН №№3, 7, 10, 12, 34, 35, 101, 110, 111, 113, 114, 115, 119, 123 МЕСТОРОЖДЕНИИ ТЕНГЕ	53
4.1 План перевода наблюдательной скважины №3 месторождении Тенге	61
4.1.1 Геологическая характеристика	63
4.1.2 Конструкция наблюдательной скважины №3 месторождении Тенге	67
4.1.3 Подготовительные работы	67
4.2 План перевода наблюдательной скважины №7 месторождении Тенге	80
4.2.1 Геологическая характеристика	81
4.2.2 Конструкция наблюдательной скважины №7 месторождении Тенге	83
4.2.3 Подготовительные работы	83
4.3 План перевода наблюдательной скважины №10 месторождении Тенге	94
4.3.1 Геологическая характеристика	95
4.3.2 Конструкция наблюдательной скважины №10 месторождении Тенге	97
4.3.3 Подготовительные работы	97
4.4 План перевода наблюдательной скважины №12 месторождении Тенге	108
4.4.1 Геологическая характеристика	109
4.4.2 Конструкция наблюдательной скважины №12 месторождении Тенге	111
4.4.3 Подготовительные работы	111
4.5. План перевода наблюдательной скважины №34 месторождении Тенге	122
4.5.1 Геологическая характеристика	123
4.5.2 Конструкция наблюдательной скважины №34 месторождении Тенге	125
4.5.3 Подготовительные работы	125
4.6 План перевода наблюдательной скважины №35 месторождении Тенге	136
4.6.1 Геологическая характеристика	137
4.6.2 Конструкция наблюдательной скважины №35 месторождении Тенге	139
4.6.3 Подготовительные работы	139
4.7. План перевода наблюдательной скважины №101 месторождении Тенге	150
4.7.1 Геологическая характеристика	151

4.7.2 Конструкция наблюдательной скважины №101 месторождении Тенге	153
4.7.3 Подготовительные работы	153
4.8 План перевода наблюдательной скважины №110 месторождении Тенге	164
4.8.1 Геологическая характеристика	165
4.8.2 Конструкция наблюдательной скважины №110 месторождении Тенге	167
4.8.3 Подготовительные работы	167
4.9 План перевода наблюдательной скважины №111 месторождении Тенге	177
4.9.1 Геологическая характеристика	179
4.9.2 Конструкция наблюдательной скважины №111 месторождении Тенге	181
4.9.3 Подготовительные работы	181
4.10 План перевода наблюдательной скважины №113 месторождении Тенге	191
4.10.1 Геологическая характеристика	193
4.10.2 Конструкция наблюдательной скважины №113 месторождении Тенге	195
4.10.3 Подготовительные работы	195
4.11 План перевода наблюдательной скважины №114 месторождении Тенге	206
4.11.1 Геологическая характеристика	208
4.11.2 Конструкция наблюдательной скважины №114 месторождении Тенге	210
4.11.3 Подготовительные работы	210
4.12 План перевода наблюдательной скважины №115 месторождении Тенге	221
4.12.1 Геологическая характеристика	223
4.12.2 Конструкция наблюдательной скважины №115 месторождении Тенге	225
4.12.3 Подготовительные работы	225
4.13 План перевода наблюдательной скважины №119 месторождении Тенге	236
4.13.1 Геологическая характеристика	237
4.13.2 Конструкция наблюдательной скважины №119 месторождении Тенге	239
4.13.3 Подготовительные работы	239
4.14. План перевода наблюдательной скважины №123 месторождении Тенге	250
4.14.1 Геологическая характеристика	251
4.14.2 Конструкция наблюдательной скважины №123 месторождении Тенге	253
4.14.3 Подготовительные работы	253
5. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПЛАН РАБОТ ПО ПЕРЕВОДУ СКВАЖИН	264
5.1 Оборудование буровой установки УПА-60/80	265
5.2 Водоснабжение	267
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	269
Список нормативно-справочных и инструктивно-методических материалов, используемых при принятии проектных решений	270
РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ, ПРИЛОЖЕНИЯ	272

СПИСОК ТАБЛИЦ:

Таблица 1.1 - Показатели продуктивных пластов	28
Таблица 3.2.1 - Нормы освещенности	43
Таблица 3.2.2 - Санитарно-бытовые помещения	43
Таблица 3.3.1 - Классификация взрывоопасности помещений и пространства индивидуальной площадки скважин	44
Таблица. 3.3.2 - Средства пожаротушения	45
Таблица 3.5.1 - Рекомендации по уменьшению степени риска при переводе наблюдательных скважин	50
Таблица 4.1 - Техническое состояние скважин	54
Таблица 4.2 - Проектные интервалы перфорации в разведочно-эксплуатационных скважинах проектного производственно-технического водозабора	55
Таблица 4.1.1 - Стратиграфическое строение скважины №3 по меловым отложениям, характеристика условий залегания и коэффициент кавернозности пластов	63
Таблица 4.1.2 – Литологическая характеристика разреза скважины №3	64
Таблица 4.1.3 Работы по испытанию (освоению) скважины, сведения по эксплуатации	66
Таблица 4.1.4 – Фактическая конструкция наблюдательной скважины №3 месторождении Тенге	67
Таблица 4.1.5 - Подготовительных работ к строительству скважины	69
Таблица 4.1.6 - Типы и параметры буровых растворов	73
Таблица 4.1.7 - Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент	73

Таблица 4.1.8 - Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработка	74
Таблица 4.1.9 - Суммарная потребность в компонентах бурового раствора на скважине	75
Таблица 4.1.10 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов.....	75
Таблица 4.1.11 - Способы, режимы бурения, разбуривание цементного моста и применяемые КНБК в скважине №3 месторождение Тенге	76
Примечание: для разбуривания цементных мостов применить трех шарошечных долото диаметром Ø118мм, (по необходимости торцовый фрез).	76
Таблица 4.1.12- Компоновки низа бурильной колонны для разбуривания цементного моста скважины №3 месторождение Тенге	77
Таблица 4.1.13 - Конструкция бурильных колонн	78
Таблица 4.1.14 - Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения с учетом длины труб	78
Таблица 4.1.15 – Оборудование устья скважины	79
Таблица 4.2.1 - Стратиграфическое строение скважины №7 по меловым отложениям, характеристика условий залегания и коэффициент кавернозности пластов.	81
Таблица 4.2.2 - Работы по испытанию (освоению) скважины, сведения по эксплуатации	82
Таблица 4.2.3 – Фактическая конструкция наблюдательной скважины №7 месторождение Тенге.....	83
Таблица 4.2.4 - Подготовительных работ к строительству скважины	85
Таблица 4.2.5 - Типы и параметры буровых растворов	89
Таблица 4.2.6 - Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент	89
Таблица 4.2.7 - Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработка	90
Таблица 4.2.8 - Суммарная потребность в компонентах бурового раствора на скважине	91
Таблица 4.2.9 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов.....	91
Таблица 4.2.10 - Способы, режимы бурения, разбуривание цементного моста и применяемые КНБК в скважине № 7 месторождение Тенге	92
Таблица 4.2.11- Компоновки низа бурильной колонны для разбуривания цементного моста скважины №7 месторождение Тенге	92
Таблица 4.2.12 - Конструкция бурильных колонн	93
Таблица 4.2.13- Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения с учетом длины труб	93
Таблица 4.3.1- Стратиграфическое строение скважины №10 по меловым отложениям, характеристика условий залегания и коэффициент кавернозности пластов.	95
Таблица - 4.3.2 - Работы по испытанию (освоению) скважины, сведения по эксплуатации.....	96
Таблица 4.3.4 – Фактическая конструкция наблюдательной скважины №10 месторождение Тенге.....	97
Таблица 4.3.5 - Подготовительных работ к строительству скважины	99
Таблица 4.3.6 - Типы и параметры буровых растворов	103
Таблица 4.3.7 - Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент	103
Таблица 4.3.8 - Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработка	104
Таблица 4.3.9 - Суммарная потребность в компонентах бурового раствора на скважине	105
Таблица 4.3.10 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов.....	105
Таблица 4.3.11 - Способы, режимы бурения, разбуривание цементного моста и применяемые КНБК в скважине № 10 месторождение Тенге	106
Таблица 4.3.12 - Компоновки низа бурильной колонны для разбуривания цементного моста скважины №10 месторождение Тенге	106
Таблица 4.3.12 - Конструкция бурильных колонн	107
Таблица 4.3.13 - Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения с учетом длины труб	107
Таблица 4.4.1- Стратиграфическое строение скважины №12 по меловым отложениям, характеристика условий залегания и коэффициент кавернозности пластов.	109
Таблица 4.4.2 - Работы по испытанию (освоению) скважины, сведения по эксплуатации	110
Таблица 4.4.3 – Фактическая конструкция наблюдательной скважины №12 месторождение Тенге.....	111
Таблица 4.4.4 - Подготовительных работ к строительству скважины	113

Таблица 4.4.5 - Типы и параметры буровых растворов	117
Таблица 4.4.6 - Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент	117
Таблица 4.4.7 - Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработка	118
Таблица 4.4.8 - Суммарная потребность в компонентах бурового раствора на скважине	119
Таблица 4.4.9 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов.....	119
Таблица 4.4.10 - Способы, режимы бурения, разбуривание цементного моста и применяемые КНБК в скважине № 12 месторождение Тенге	120
Таблица 4.4.11- Компонировки низа буровой колонны для разбуривания цементного моста скважины №12 месторождение Тенге	120
Таблица 4.4.12 - Конструкция буровых колонн	121
Таблица 4.4.13 - Характеристика и масса буровых труб, УБТ по интервалам бурения с учетом длины труб	121
Таблица 4.5.5 - Типы и параметры буровых растворов	131
Таблица 4.5.6 - Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент	131
Таблица 4.5.7 - Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработка	132
Таблица 4.5.8- Суммарная потребность в компонентах бурового раствора на скважине	133
Таблица 4.5.9 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов.....	133
Таблица 4.5.10 - Способы, режимы бурения, разбуривание цементного моста и применяемые КНБК в скважине № 34 месторождение Тенге	134
Таблица 4.5.11- Компонировки низа буровой колонны для разбуривания цементного моста скважины №34 месторождение Тенге	134
Таблица 4.5.12 - Конструкция буровых колонн	135
Таблица 4.5.13- Характеристика и масса буровых труб, УБТ по интервалам бурения с учетом длины труб	135
Таблица 4.6.1 - Стратиграфическое строение скважины №35 по меловым отложениям, характеристика условий залегания и коэффициент кавернозности пластов.	137
Таблица 4.6.3 - Работы по испытанию (освоению) скважины, сведения по эксплуатации	138
Таблица 4.6.4 – Фактическая конструкция наблюдательной скважины №35 месторождение Тенге.....	139
Таблица 4.6.5 - Подготовительных работ к строительству скважины	141
Таблица 4.6.6 - Типы и параметры буровых растворов	145
Таблица 4.6.7 - Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент	145
Таблица 4.6.8 - Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработка	146
Таблица 4.6.9 - Суммарная потребность в компонентах бурового раствора на скважине	147
Таблица 4.6.10 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов.....	147
Таблица 4.6.11 - Способы, режимы бурения, разбуривание цементного моста и применяемые КНБК в скважине № 35 месторождение Тенге	148
Таблица 4.6.12- Компонировки низа буровой колонны для разбуривания цементного моста скважины №35 месторождение Тенге	148
Таблица 4.6.13 - Конструкция буровых колонн	149
Таблица 4.6.14 - Характеристика и масса буровых труб, УБТ по интервалам бурения с учетом длины труб	149
Таблица 4.7.1 - Стратиграфическое строение скважины №101 по меловым отложениям, характеристика условий залегания и коэффициент кавернозности пластов.	151
Таблица 4.7.2 - Работы по испытанию (освоению) скважины, сведения по эксплуатации	152
Таблица 4.7.3 – Фактическая конструкция наблюдательной скважины №101 месторождение Тенге.....	153
Таблица 4.7.4 - Подготовительных работ к строительству скважины	155
Таблица 4.7.4 -Типы и параметры буровых растворов	159
Таблица 4.7.5 - Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент	159
Таблица 4.7.6 - Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработка	160
Таблица 4.7.7 - Суммарная потребность в компонентах бурового раствора на скважине	161
Таблица 4.7.8 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов.....	161

Таблица 4.7.9 - Способы, режимы бурения, разбуривание цементного моста и применяемые КНБК в скважине № 101 месторождение Тенге	162
Таблица 4.7.10 - Компоновки низа бурильной колонны для разбуривания цементного моста скважины №101 месторождение Тенге	162
Таблица 4.7.11 - Конструкция бурильных колонн	163
Таблица 4.7.12- Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения с учетом длины труб	163
Таблица 4.8.1 - Стратиграфическое строение скважины №110 по меловым отложениям, характеристика условий залегания и коэффициент кавернозности пластов.	165
Таблица 4.8.2 - Работы по испытанию (освоению) скважины, сведения по эксплуатации	166
Таблица 4.8.3 – Фактическая конструкция наблюдательной скважины №110 месторождение Тенге.....	167
Таблица 4.8.4 -Типы и параметры буровых растворов	172
Таблица 4.8.5 - Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент	172
Таблица 4.8.6 - Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработка	173
Таблица 4.8.7 - Суммарная потребность в компонентах бурового раствора на скважине	174
Таблица 4.8.8 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов.....	174
Таблица 4.8.9 - Способы, режимы бурения, разбуривание цементного моста и применяемые КНБК в скважине № 110 месторождение Тенге	175
Таблица 4.8.10 - Компоновки низа бурильной колонны для разбуривания цементного моста скважины №110 месторождение Тенге	175
Таблица 4.8.11 - Конструкция бурильных колонн	176
Таблица 4.8.12 - Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения с учетом длины труб	176
Таблица 4.9.1 - Стратиграфическое строение скважины №111 по меловым отложениям, характеристика условий залегания и коэффициент кавернозности пластов.	179
Таблица 4.9.2 - Работы по испытанию (освоению) скважины, сведения по эксплуатации	180
Таблица 4.9.3 – Фактическая конструкция наблюдательной скважины №111 месторождение Тенге.....	181
Таблица 4.9.4 -Типы и параметры буровых растворов	186
Таблица 4.9.5 - Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент	186
Таблица 4.9.6 - Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработка	187
Таблица 4.9.7 - Суммарная потребность в компонентах бурового раствора на скважине	188
Таблица 4.9.8 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов.....	188
Таблица 4.9.9 - Способы, режимы бурения, разбуривание цементного моста и применяемые КНБК в скважине № 111 месторождение Тенге	189
Таблица 4.9.10- Компоновки низа бурильной колонны для разбуривания цементного моста скважины №111 месторождение Тенге	189
Таблица 4.9.11 - Конструкция бурильных колонн	190
Таблица 4.9.12 - Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения с учетом длины труб	190
Таблица 4.10.1 - Стратиграфическое строение скважины №113 по меловым отложениям, характеристика условий залегания и коэффициент кавернозности пластов.	193
Таблица 4.10.2 - Работы по испытанию (освоению) скважины, сведения по эксплуатации	194
Таблица 4.10.3 – Фактическая конструкция наблюдательной скважины №113 месторождение Тенге.....	195
Таблица 4.10.4 -Подготовительных работ к строительству скважины.....	197
Таблица 4.10.5 - Типы и параметры буровых растворов	201
Таблица 4.10.6 - Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент	201
Таблица 4.10.7 - Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработка	202
Таблица 4.10.8 - Суммарная потребность в компонентах бурового раствора на скважине	203
Таблица 4.10.9 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов.....	203
Таблица 4.10.10 - Способы, режимы бурения, разбуривание цементного моста и применяемые КНБК в скважине № 113 месторождение Тенге	204

Таблица 4.10.11- Компоновки низа буровой колонны для разбуривания цементного моста скважины №113 месторождение Тенге	204
Таблица 4.10.12 - Конструкция буровых колонн	205
Таблица 4.10.13 - Характеристика и масса буровых труб, УБТ по интервалам бурения с учетом длины труб	205
Проведение работ:	206
Таблица 4.11.1 - Стратиграфическое строение скважины №114 по меловым отложениям, характеристика условий залегания и коэффициент кавернозности пластов.	208
Таблица 4.11.2- Работы по испытанию (освоению) скважины, сведения по эксплуатации	209
Таблица 4.11.3 – Фактическая конструкция наблюдательной скважины №114 месторождение Тенге	210
Таблица 4.11.4 - Подготовительных работ к строительству скважины.....	212
Таблица 4.11.5 -Типы и параметры буровых растворов	216
Таблица 4.11.6 - Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент	216
Таблица 4.11.7 - Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработка	217
Таблица 4.11.8 - Суммарная потребность в компонентах бурового раствора на скважине	218
Таблица 4.11.9 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов.....	218
Таблица 4.11.10 - Способы, режимы бурения, разбуривание цементного моста и применяемые КНБК в скважине № 114 месторождение Тенге	219
Таблица 4.11.11- Компоновки низа буровой колонны для разбуривания цементного моста скважины №114 месторождение Тенге	219
Таблица 4.11.12 - Конструкция буровых колонн	220
Таблица 4.11.12- Характеристика и масса буровых труб, УБТ по интервалам бурения с учетом длины труб	220
Проведение работ:	221
Таблица 4.12.1 - Стратиграфическое строение скважины №115 по меловым отложениям, характеристика условий залегания и коэффициент кавернозности пластов.	223
Таблица 4.12.2- Работы по испытанию (освоению) скважины, сведения по эксплуатации	224
Таблица 4.10.3 – Фактическая конструкция наблюдательной скважины №115 месторождение Тенге	225
Таблица 4.12.4 - Подготовительных работ к строительству скважины.....	227
Таблица 4.12.5 - Типы и параметры буровых растворов	231
Таблица 4.12.6 - Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент	231
Таблица 4.12.7 - Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработка	232
Таблица 4.12.8 - Суммарная потребность в компонентах бурового раствора на скважине	233
Таблица 4.12.9 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов.....	233
Таблица 4.12.10 - Способы, режимы бурения, разбуривание цементного моста и применяемые КНБК в скважине № 115 месторождение Тенге	234
Таблица 4.12.11 - Компоновки низа буровой колонны для разбуривания цементного моста скважины №115 месторождение Тенге	234
Таблица 4.12.12 - Конструкция буровых колонн	235
Таблица 4.12.13 - Характеристика и масса буровых труб, УБТ по интервалам бурения с учетом длины труб	235
Проведение работ:	236
Таблица 4.13.1 - Стратиграфическое строение скважины №119 по меловым отложениям, характеристика условий залегания и коэффициент кавернозности пластов.	237
Таблица 4.13.2- Работы по испытанию (освоению) скважины, сведения по эксплуатации	238
Таблица 4.13.3 – Фактическая конструкция наблюдательной скважины №119 месторождение Тенге	239
Таблица 4. 13.4 - Подготовительных работ к строительству скважины	240
Таблица 4.13.5 -Типы и параметры буровых растворов	245
Таблица 4.13.6 - Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент	245
Таблица 4.13.7 - Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработка	246
Таблица 4.13.8 - Суммарная потребность в компонентах бурового раствора на скважине	247
Таблица 4.13.9 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов.....	247

Таблица 4.13.10 - Способы, режимы бурения, разбуривание цементного моста и применяемые КНБК в скважине № 119	248
месторождение Тенге	248
Таблица 4.13.11 - Компоновки низа бурильной колонны для разбуривания цементного моста скважины №119 месторождение Тенге	248
Таблица 4.13.12 - Конструкция бурильных колонн	249
Таблица 4.13.12 - Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения с учетом длины труб	249
Проведение работ:	250
Таблица 4.14.1 - Стратиграфическое строение скважины №123 по меловым отложениям, характеристика условий залегания и коэффициент кавернозности пластов.	251
Таблица 4.14.2 - Работы по испытанию (освоению) скважины, сведения по эксплуатации	252
Таблица 4.14.3 – Фактическая конструкция наблюдательной скважины №123 месторождение Тенге	253
Примечание: Подземное оборудование НКТ 2,5” с пером на гл. 1740м	253
Таблица 4.14.4 - Подготовительных работ к строительству скважины	255
Таблица 4.14.5 -Типы и параметры буровых растворов	259
Таблица 4.14.6 - Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент	259
Таблица 4.14.7 - Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработка	260
Таблица 4.14.8 - Суммарная потребность в компонентах бурового раствора на скважине	261
Таблица 4.14.9 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов	261
Таблица 4.14.10 - Способы, режимы бурения, разбуривание цементного моста и применяемые КНБК в скважине № 123 месторождение Тенге	262
Таблица 4.14.11- Компоновки низа бурильной колонны для разбуривания цементного моста скважины №123 месторождение Тенге	262
Таблица 4.14.12 - Конструкция бурильных колонн	263
Таблица 4.14.12 - Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения с учетом длины труб	263
Таблица 5.1.1 - Продолжительность при переводе скважин	265
Таблица 5.1.2 – Техническая характеристика агрегата УПА-60/80	265
Таблица 5.1.3 – Расчет потребности в ГСМ	266
Таблица 5.2.1 - Баланс водопотребления и водоотведения	267
Таблица 5.1.5 – Объем разбуриваемого цементного моста работ на месторождении Тенге	268

РЕФЕРАТ

Объектом разработки является проект перевода наблюдательных скважин №№ 3, 7, 10, 12, 34, 35, 101, 110, 111, 113, 114, 115, 119, 123 в фонд водозаборных для использования технических подземных вод альб-сеноманского комплекса для нужд ППД в продуктивных горизонтах месторождения Тенге.

ВВЕДЕНИЕ, ЛИКВИДАЦИЯ, ПЕРЕВОД СКВАЖИН, КОНСТРУКЦИЯ, ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ, БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ, КОМПОНОВКА НИЗА БУРИЛЬНАЯ КОЛОННА (КНБК), БУРОВАЯ УСТАНОВКА, УСТЬЕ, ПЕРФОРАЦИЯ, ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЯ, ПРОМЫШЛЕННАЯ, ПОЖАРНАЯ И ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ, ОХРАНА ТРУДА, ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.

Цель работы - определение порядка проведения работ, типа и параметров бурового раствора, разбуривания цементных мостов, подземных вод мелового альб-сеноманского водоносного комплекса для ППД на нефтегазовом месторождении Тенге.

Проект разработан в соответствии с законодательными актами и нормативными документами, регламентирующими проведение нефтяных операций и промышленную безопасность в РК: «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» от 30 декабря 2014 года № 355, «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» от 15 июня 2018 года № 239, «Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» от 22 мая 2018 года № 200, Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года №125-VI «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями), Закон Республики Казахстан от 11 апреля 2014 года № 188-V ЗРК «О гражданской защите» (с изменениями и дополнениями).

«Экологический кодекс Республики Казахстан» от 2 января 2021 года №400-VI ЗРК (с изменениями и дополнениями).

Данный проект является основным документом на проведение работ в скважины на месторождении Тенге контрактная территория ТОО «TENGE Oil & Gas».

Для реализации проектного ППД, рассматривается вариант использования дополнительного источника — это воды альб-сеноманского комплекса на контрактной территории.

Для реализации данного сценария будут использованы ранее пробурённые скважины на XIII - XVII горизонты, которые находятся в наблюдательном фонде скважины №№ 3, 7, 10, 12, 34, 35, 101, 110, 111, 113, 114, 115, 119, 123.

ВВЕДЕНИЕ

Проект перевода наблюдательных скважин №№ 3, 7, 10, 12, 34, 35, 101, 110, 111, 113, 114, 115, 119, 123 в фонд водозаборных для использования технических подземных вод альб-сеноманского комплекса для нужд ППД в продуктивных горизонтах месторождения Тенге составлен на основании документов:

- Договор №3 от 17. февраля.2026 года с ТОО «TENGE Oil & Gas» для добычи углеводородов на месторождении Тенге Республики Казахстан.
- Проект разработки месторождения Тенге, согласованный с Центральной комиссией по разработке и разведке (Министерство энергетики).
- Подсчет запасов нефти растворенного газа на контрактной территории месторождения Тенге Мангистауская области Республики Казахстан по состоянию изученности на 01.06.2020г.
- 2019 г. «Отчет по переобработка и переинтерпретации данных сейсморазведки 3Д на месторождении Тенге (протокол №18/2019 от 31.01.2019 г.).
- 2022 г. «Пересчет начальных геологических и извлекаемых запасов нефти и газа XVIII горизонта месторождения Тенге (по состоянию изученности на 02.01.2022г)» (Протокол ГКЗ РК №2492-22-У от 13.12.2022г).
- 2023 г. «Дополнение к проекту разработки месторождения Тенге» по состоянию на 01.04.2023 г. (протокол ЦКРР РК № 46/8 от 14.12.2023г.). ТОО «TENGE Oil & Gas»
- 2025 г. «Проект поисково-разведочных работ и оценку эксплуатационных запасов технических подземных вод мелового альб-сеноманского комплекса для поддержания пластового давления в продуктивных горизонтах (XVIII-XXIII) месторождения Тенге».

Техническое задание на выполнение проекта перевода наблюдательных скважин №№ 3, 7, 10, 12, 34, 35, 101, 110, 111, 113, 114, 115, 119, 123 в фонд водозаборных для использования технических подземных вод альб-сеноманского комплекса для нужд ППД в продуктивных горизонтах месторождения Тенге, выданное ТОО «TENGE Oil & Gas» в соответствии с «Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», утвержденного приказом Министра энергетики РК №200. от 22.05.18г.

Согласно Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» №125-VI от 27.12.2017 г. (с изменениями и дополнениями на 01.07.2021 г.), при прекращении операций по недропользованию, недропользователь незамедлительно приступает к выполнению работ по ликвидации или консервации объекта недропользования. При последующим использовании ликвидированных или консервированных скважин

недропользователь имеет право на переводе наблюдательных скважин с соблюдением всех нормативных документов по техники безопасности и охраны недр.

Выполняемый «Проект перевода наблюдательных скважин №№ 3, 7, 10, 12, 34, 35, 101, 110, 111, 113, 114, 115, 119, 123 в фонд водозаборных для использования технических подземных вод альб-сеноманского комплекса для нужд ППД в продуктивных горизонтах месторождения Тенге» ликвидированных и консервированных скважин позволит определить возможность восстановленных скважин для ввода их в эксплуатацию.

Данный документ определяет установление порядка и технических требований по проведению работ с детализацией процессов перевода наблюдательных скважин и восстановлением ранее пробуренных скважин для проведения в них испытания на продуктивность и геолог промысловых исследований с обеспечением выполнения условий охраны недр и окружающей среды и переводом скважин в состояние, обеспечивающее безопасность жизни и здоровья населения, охрану окружающей природной среды, а также сохранность недр.

Целесообразность вывода скважин из консервации и их восстановления обусловлены следующими факторами:

- Потенциальные возможности их использования в целях добычи нефти.
- При этом учитываются следующие критерии:
- Техническое состояние скважин.
- Технические состояние устьев скважин
- Продуктивность скважин (материалы испытания на продуктивность)
- Продуктивность скважин (материалы интерпретации ГИС)
- Состояние прилегающей территории.
- Сложность выполнения работ по восстановлению скважин.
- Дополнительные факторы.

Для вскрытия и опробования продуктивного водоносного комплекса, а в последующем и забора подземных вод, планируется использование выведенных из фонда наблюдательных скважин по газовым залежам.

О результатах поисково-разведочных работ и оценки эксплуатационных запасов технических подземных вод мелового альб-сеноманского ($K_{1al}-K_{2s}$) комплекса для поддержания пластового давления в продуктивных горизонтах (XVII-XXIII) нефтегазового месторождения Тенге.

В связи с нарастающим дефицитом технических вод для закачки в продуктивные пласты с целью поддержания пластового давления в них очевидно встала задача

организации на основе газовых скважин разведки запасов и добычи подземных вод мелового альб-сеноманского водоносного комплекса ($K_{1al}-K_{2s}$).

Для целей ППД по качеству наиболее пригодны подземные воды водоносного мелового альб-сеноманского комплекса ($K_{1al}-K_{2s}$), повсеместно распространенного в Южно-Мангышлакском артезианском бассейне.

Водоносный альб-сеноманский комплекс. Участок разведки располагается на плато в 10-15 км южнее наиболее протяженной на полуострове Мангышлак Узенькой впадины в пределах контрактной территории нефтегазового месторождения Тенге.

Подземных вод мелового альб-сеноманского водоносного комплекса для ППД на нефтегазовом месторождении Тенге, способных покрыть имеющийся дефицит технических подземных вод для ППД.

Сеноманский и альбский водоносные комплексы, залегающие на основной территории района работ на глубинах порядка 500-1000 м, также содержат соленые воды (10-25 и более г/дм³). Только в Северо-Актауском артезианском бассейне, тяготеющем к предгорьям Горного Мангышлака, установлена зона маломинерализованных подземных вод (2-3 г/дм³).

Этот водоносный комплекс достаточно водообилен и может рассматриваться как наиболее перспективный источник технического водоснабжения для целей ППД.

Отчет о проведении поисково-разведочных работ и оценке эксплуатационных запасов технических подземных вод мелового альб-сеноманского ($K_{1al}-K_{2s}$) комплекса для поддержания пластового давления (ППД) в продуктивных горизонтах (ХVТТТ-ХХТТТ) нефтегазового месторождения Тенге" в количестве не менее 2000 м³/сутки по категории В + С₁ на рассмотрение в ГКЭН Республики Казахстан.

Перевод скважин будет производиться в соответствии с проектной документацией в сроки, согласованные со следующими контролирующими органами: Департамент промышленной безопасности Комитета промышленной безопасности Министерства по чрезвычайным ситуациям по Мангистауской области, уполномоченный орган в области охраны окружающей среды Департамент экологии по Мангистауская области. При выполнении их требований структура и состав проектной документации соответствует действующим нормативным требованиям.

Проект перевода наблюдательных скважин №№ 3, 7, 10, 12, 34, 35, 101, 110, 111, 113, 114, 115, 119, 123 в фонд водозаборных для использования технических подземных вод альб-сеноманского комплекса для нужд ППД в продуктивных горизонтах месторождения Тенге будет осуществляться с помощью буровых установок УПА-60/80 (или аналогичных по грузоподъемности). Установка оснащена современным основным

и вспомогательным буровым оборудованием, средствами механизации, автоматизации и контроля технологических процессов, удовлетворяет требованиям техники безопасности и противопожарной безопасности, требованиям охраны окружающей природной среды.

Основными факторами, позволяющими достичь высоких технико-экономических показателей бурения, являются: применение рациональной конструкции скважины, применение эффективных долот и компоновка низа бурильного колонн, качественного полимер калиевого бурового раствора.

Проект выполнен на основании действующих нормативных и инструктивных документов. Имеющиеся у Подрядчиков буровых работ стандарты, сертификаты на оборудование и другие технические средства должны пройти сертификацию согласно нормативными документами Республики Казахстан.

1. ПЕРЕВОД СКВАЖИН

1.1. Общая пояснительная записка

Требования проекта перевода наблюдательных скважин №№ 3, 7, 10, 12, 34, 35, 101, 110, 111, 113, 114, 115, 119, 123 в фонд водозаборных для использования технических подземных вод альб-сеноманского комплекса для нужд ППД в продуктивных горизонтах месторождения Тенге в географическом отношении расположенной Мангистауской областях Республики Казахстан.

Проект перевода наблюдательных скважин служит основанием для составления индивидуальных планов организации работ, обеспечивающих надежный перевод каждой скважины (ПОР).

Перевод наблюдательных скважин должна проводиться по плану после его согласования и утверждения с организациями, ранее согласовавшими и утвердившими план консервации.

1.2. Обоснование перевода наблюдательных скважин

Проект перевода наблюдательных скважин №№ 3, 7, 10, 12, 34, 35, 101, 110, 111, 113, 114, 115, 119, 123 в фонд водозаборных для использования технических подземных вод альб-сеноманского комплекса для нужд ППД в продуктивных горизонтах месторождения Тенге разработан в соответствии с требованиями следующих основных нормативных документов Республики Казахстан:

- Кодекс РК «О недрах и недропользовании» (27 декабря 2017 года № 125-VI ЗРК).
- Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана (от 22 мая 2018 года № 200).
- Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр (от 15 июня 2018 года № 239).
- Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности от 30 декабря 2014 года № 355.
- Экологический кодекс РК от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.
- Акты консервации скважин пробурены на XIII - XVII газовые горизонты.

При выполнении работы авторы использовали руководящие нормативные документы, актуальные на момент разработки, и действующие в Республике Казахстан. (список руководящих нормативных документов представлен в списке литературы).

Выполненный анализ всех пробуренных скважин позволил сделать отбор скважин к восстановлению.

При выполнении работы по подбору скважин для перевода наблюдательных скважин были использованы геолого-промысловые материалы пробуренных скважин, такие как история бурения скважин, какие были осложнения, состояние скважины, результаты испытания скважин по коллекторам, рекомендованным по ГИС, гидродинамические исследования термобарических параметров нефтяной залежи (давление, температура), и др.

Как показал анализ всех геолого-промысловых материалов по скважинам месторождения Тенге, наиболее подходящими к восстановлению пригодны скважины, которые находятся на нефтеносности запасов УВ промышленной категории С1.

Основной целью перевода наблюдательных скважин в фонд водозаборных является выполнение комплекса работ, предусматривающего разбуривание цементных мостов для вскрытия и опробования продуктивного водоносного комплекса с последующим осуществлением отбора подземных вод. Планируется использование технических подземных вод альб-сеноманского водоносного комплекса для системы поддержания пластового давления (ППД) в продуктивных горизонтах месторождения Тенге с привлечением скважин, ранее выведенных из фонда наблюдательных скважин по газовым залежам.

При составлении проекта использованы материалы ранее проведенных гидрогеологических работ по съёмке листов *K-39-V* и *K-39-XIII*, разведки и переоценки эксплуатационных запасов подземных вод на Асарском месторождении, материалы разведки подземных вод на месторождении Узень и материалы бурения нефтедобывающих скважин на нефтегазовом месторождении Тенге.

Целью работ является проведение оценка эксплуатационных запасов технических подземных вод мелового альб-сеноманского ($K_{1al}-K_{2s}$) комплекса для поддержания пластового давления в продуктивные горизонты (XVII-XXIII) нефтегазового месторождения Тенге.

Определение геофильтрационных параметров водоносных горизонтов альб-сеноманского комплекса, предполагаемых для вовлечения в эксплуатацию.

К подсчету эксплуатационных запасов подземных вод методом математического моделирования, изучение и обработка материалов опыта разведки и эксплуатации действующих в районе работ водозаборов с утвержденными эксплуатационными запасами и гидродинамические расчеты на модели с целью определения их взаимовлияния и уточнения гидрогеологических параметров водоносного комплекса.

В 2017 г. завершена переоценка эксплуатационных запасов подземных вод Асарского месторождения для технического водоснабжения Жетыбайской группы

нефтяных месторождений. Объектом исследований являлись те же V, VI и VII горизонты водоносного альбского комплекса. По результатам переоценки эксплуатационные запасы подземных вод утверждены в количестве 30 тыс. м³/сутки по категории В (Протокол ГКЗ РК № 1855-17-У от 28.09.2017 г.).

Для изучения характера насыщения залежи, проведение дополнительных перфорационно-взрывных работ, заканчивание скважин на месторождении в установленном порядке, охрана недр и окружающей среды, рациональное и комплексное использование недр, техническая безопасность и промышленная санитария.

Конечной целью перевода наблюдательных скважин месторождения Тенге является подготовка и ввод скважин в промышленную эксплуатацию.

Перевод наблюдательных скважин проходит в определенном порядке: устанавливают штурвалы на задвижки фонтанной арматуры; разгерметизируют патрубки и устанавливают манометры; снимают заглушки с фланцев задвижек; подвергают фонтанную арматуру гидроиспытанию при давлении, соответствующем условиям эксплуатации; промывают скважину, при необходимости производят допуск колонны НКТ до заданной глубины и после оборудования устья производят ее освоение и ввод в эксплуатацию; при наличии в скважине цементного моста последний разбуривают, скважину промывают до искусственного забоя, спускают в колонну НКТ и другое подземное оборудование и после оборудования устья скважину осваивают.

Перевод наблюдательных скважин будет проводить «Компания-Подрядчик», выбранная по тендеру «Заказчиком» для проведения данных работ.

План перевода наблюдательных скважин производят по согласованию с Мангистауской Департамент Комитета промышленной безопасности и с Департаментом экологии по Мангистауской областей.

Раздел по переводу наблюдательных скважин и испытанию скважин разработан в соответствии с требованиями охраны недр, промышленной и пожарной безопасности, охране труда и окружающей среды, предупреждению ГНВП и открытых фонтанов.

Установка оснащена современным основным и вспомогательным буровым оборудованием, средствами механизации, автоматизации и контроля технологических процессов, удовлетворяет требованиям техники безопасности и противопожарной безопасности, требованиям охраны окружающей природной среды.

Основными факторами, позволяющими достичь высоких технико-экономических показателей бурения, являются: применение рациональной конструкции скважины, применение эффективных долот и применение компоновка ниже бурильного колонна (КНБК), качественного глинистого бурового раствора.

1.3 Технические и технологические решения при проведении работ по переводу наблюдательных скважин в фонд водозаборных

Перевод наблюдательных скважин скважин

В процессе консервации установлены цементные мосты и на устье скважины установлен репер. Для определения характера насыщения и гидродинамических характеристик пластов коллекторов проектом планируется провести следующий вид работ:

- Оборудовать устье скважины;
- Определить герметичность 146,1 мм эксплуатационный колонны;
- Разбурить цементный мосты.

Нижеприведенные режимы, инструмент (скребки, долота), компоновка бурильных труб, строительно-монтажные работы, организация процесса перевода наблюдательного скважины.

Контроль параметров в процессе промывки и чистки скважины производится в соответствии с требованиями при переводе наблюдательных скважины. Необходимо производить контроль параметров бурового раствора/промывочной жидкости, не отступая от принятых проектом значений.

Обязательное шаблонирование (или при необходимости проработка) должно производиться перед проведением геофизических исследований.

1.4 Подготовительные работы при переводе наблюдательных скважины

Подготовительные работы при переводе наблюдательных скважины (оснастка талевой системы, разбуривание цементных мостов, оборудование устья, промывка и др.) должны производиться в соответствии с требованиями Проекта;

- буровая установка до начала работ должна быть укомплектована скребками, долотами, бурильными трубами, перечнем обязательных приспособлений по ТБ, приспособлениями малой механизации, набором ручного инструмента, контрольно-измерительными приборами, блокирующими и предохранительными устройствами, быстроизнашиваемыми деталями и узлами бурового оборудования, а также ловильные инструментом, противопожарным инвентарем, аварийной сигнализацией, переговорными устройствами и другими средствами защиты;
- кроме того, буровая установка должна быть обеспечена необходимым запасом материалов и химических реагентов для приготовления бурового раствора/промывочной жидкости для чистки ствола скважины до определенной глубины. Запас бурового раствора/промывочной жидкости и его свойства должны соответствовать требованиям технического проекта;
- до начала работ на скважине, под руководством Недропользователя, должна

проводиться пусковая конференция с участием всего состава буровой бригады, представителей контролирующих органов, с приглашением смежных организацией и подсобных служб с оформлением протокола;

- главные механик и энергетик бурового Подрядчика или представители их служб совместно с буровым мастером до начала работ обязаны ознакомить весь состав бригады с правилами и инструкциями, а также обучить рабочих по эксплуатации новых видов оборудования и инструмента.

1.5 Буровая установка

Основным критерием выбора установки для проведения работ по переводу наблюдательных является соответствие грузоподъемности агрегата весу применяемых колонн труб (НКТ или бурильных труб). При этом нагрузка на крюке не должна превышать 0,6 величины параметра «допускаемая нагрузка на крюке» от расчетной массы бурильной колонны или 0,9 от расчетной массы колонны НКТ. При выборе установки, кроме грузоподъемности должны учитываться дополнительно следующие факторы:

- мобильность и компактность подъемного агрегата (возможность монтажа возле устья скважины);
- минимальные затраты времени и средств на монтаж и демонтаж подъемного агрегата;
- удобство в эксплуатации подъемного агрегата;
- минимальные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу при работе подъемного агрегата.

В соответствии с фактической конструкцией скважин, работы будут вестись буровой установкой соответствующей грузоподъемности. Для проведения работ по переводе наблюдательных в скважинах рекомендуется агрегат для ремонта и освоения скважин УПА 60-80 или ее аналог с номинальной грузоподъемностью не менее 80 тонн. Буровая установка должна быть укомплектована механизмами для приготовления, обработки, утяжеления, очистки, дегазации и перемешивания бурового раствора/промывочной жидкости для очистки ствола скважины и дополнительными емкостями для резервного объема раствора/жидкости. Буровые насосы, входящие в комплект буровой установки, должны обеспечить качественную промывку скважины.

Подъемный агрегат для проведения работ должен быть механизирован и оснащен самостоятельным пультом управления спускоподъемными операциями (СПО), расположенным в безопасном месте и снабженным контрольно-измерительными приборами (КИП), в т.ч. индикатором веса с записью нагрузки на крюке.

Оборудование, эксплуатируемое буровой организацией, должно иметь технические

паспорта или формуляры установленного образца. Паспорта хранятся в службах главного механика и главного энергетика, которые вносят в них сведения об эксплуатации, ремонте, дефектоскопии оборудования и контрольных испытаниях;

- паспортные ведомости на детали, узлы, КИП и оборудование, изготовленные на ремонтной базе, сертификаты на талевый канат, крепежные детали масло гидроприводов и др. должны храниться на буровой и проверяться буровым мастером. Запрещается эксплуатация оборудования, не имеющего паспорта установленного образца;
- для обеспечения работы в пределах паспортной характеристики, оборудование должно иметь запасные части и приспособления в объеме, необходимом для производства технического обслуживания. Объем технического обслуживания устанавливается в соответствии с инструкцией завода-изготовителя по эксплуатации и ремонту оборудования;
- на буровой должен постоянно находиться комплект инструкций по эксплуатации всего оборудования и механизмов. Эксплуатация оборудования с нарушением инструкций или при их отсутствии запрещается;
- планово-предупредительный ремонт бурового и энергетического оборудования должен производиться по графику, утвержденному инженерно-технической службой бурового Подрядчика;
- в период эксплуатации бурового и электрического оборудования, привышечных сооружений, ответственность за сохранность и выполнение правил эксплуатации возлагается на бурового мастера и буровую бригаду, а контроль за эксплуатацией, проведением профилактической и ремонтной работы, в т.ч. проведение дефектоскопии, по направленной деятельности служб предприятий и регламентируется «Правилами эксплуатации бурового оборудования»;
- Устье скважины будет оборудовано ПВО согласно утвержденной схемы при производстве работ.

1.6 Монтаж бурового оборудования

Подготовительные и вышкомонтажные работы могут быть начаты при наличии утвержденного технического проекта на перевод наблюдательных скважины и выдаче буровой бригаде наряда на их проведение (технические условия на монтаж);

- буровая установка должна быть обеспечена замкнутой циркуляционной системой и системой сбора сточных вод и шлама, исключающей загрязнение окружающей среды;
- площадки для буровой установки следует планировать с учетом естественного уклона местности и обеспечения движения сточных вод в сторону отстойных емкостей;

- к демонтажу буровой установки с электроприводом разрешается приступать после получения письменного подтверждения работника, ответственного за эксплуатацию электрооборудования, об отключении её от электросети;
- план работ на транспортирование крупного блока с вышкой или отдельно вышки в вертикальном положении утверждается руководством бурового или вышкомонтажного предприятия после согласования трассы, т.е. отключения воздушных линий электропередач, связи, а также устройства переездов через магистральные, шоссейные и железные дороги, магистральные водо-, нефте- и газопроводы, пересекающие трассу передвижения блоков или вышки с заинтересованными организациями. Работы выполняются под руководством ответственного ИТР.

1.7 Выбор типа и параметров бурового раствора/промывочной жидкости

1. Тип и свойства бурового раствора/промывочной жидкости для промывки скважины в процессе переводе наблюдательных скважины, установлен проектом в комплексе с технологическими мероприятиями и техническими средствами и должны обеспечить безаварийные, безопасные условия промывки и чистки скважины с высокими технико-экономическими показателями, а также, качественное вскрытие продуктивных горизонтов. Необходимо исключить загрязнение окружающей среды, обеспечить утилизацию или вывоз использованного раствора на другие буровые для повторного применения.

2. Не допускается отклонение плотности, находящейся в циркуляции бурового раствора/промывочной жидкости (по замерам раствора/промывочной жидкости, освобожденной от газа) от установленных проектом предельных величин больше, чем на $+20 \text{ кгс/м}^3$. ($0,02 \text{ г/см}^3$).

3. Обработка бурового раствора/промывочной жидкости химическими реагентами и утяжелителем и их расход должны производиться в соответствии с подобранной рецептурой и регистрироваться по каждой смене отдельно.

4. Плотность бурового раствора/промывочной жидкости при вскрытии газонефтеводонасыщенных пластов определена для горизонта с максимальным градиентом пластового давления в интервале совместимых условий.

5. Если при выбранных значениях плотности бурового раствора/промывочной жидкости наблюдаются посадки или затяжки инструмента, оптимальное значение плотности раствора/промывочной жидкости следует подобрать путем ступенчатого ее повышения.

6. Рецептура и методика приготовления, обработки, утяжеления и очистки бурового раствора/промывочной жидкости разрабатываются лабораториями, а контролируются лабораториями буровых предприятий на основе регламентов.

7. Если объемное содержание газа в буровом растворе/промывочной жидкости превышает 5 %, то должны приниматься меры по его дегазации, выявлению причин насыщения раствора/жидкости газом (работа пласта, поступление газа с выбуренной породой, вспенивание и т. д.) и их устранению.

8. Запрещается повышение плотности бурового раствора/промывочной жидкости, находящегося в скважине, путем закачивания отдельных порций утяжеленного раствора с длительными перерывами на заготовку новых. Утяжеление бурового раствора/промывочной жидкости должно производиться при циркуляции его в процессе всего цикла.

Параметры бурового раствора/промывочной жидкости, находящегося в запасных емкостях, должны соответствовать параметрам рабочего бурового раствора/промывочной жидкости.

Тип и свойства бурового раствора/промывочной жидкости в комплексе с технологическими мероприятиями и техническими средствами при переводе наблюдательных скважины должны обеспечить безаварийные условия промывки и очистки скважины с высокими технико-экономическими показателями, а также качество вскрытия продуктивного горизонта.

1.8 Прострелочно-взрывные работы

Проведение работ в скважине осуществляется по заявке Недропользователя специализированными геофизическими службами.

Перфорация и (или) повторная перфорация проводится на каротажном кабеле кумулятивными зарядами, обеспечивающими максимальную пробивную способность для данного диаметра эксплуатационной колонны на каротажном кабеле. Интервалы перфорации будут предоставлены Подрядчику по проведению перфорационных работ в форме Заявки, предоставляемой диспетчеру не менее, чем за 2 (двое) суток до проведения работ на скважине.

Подрядчик по проведению перфорационных работ доставляет на скважину к указанному сроку оборудование, включающее ПВО, лубрикатор, перфораторы, ВМ и станцию для проведения ГИС, свабы, при необходимости, под размер НКТ 73 (89)мм для снижения уровня жидкости в НКТ, ловильные инструменты и др. Подрядчик осуществляет привязку интервала перфорации к разрезу и проводит спуск перфораторов на кабеле с целью их точного позиционирования против выбранных интервалов.

Подрядчик по проведению перфорационных работ несет ответственность за все Услуги, связанные с использованием взрывных веществ, и полностью отвечает за технику безопасности при перфорационных работах.

Примечание; наиболее распространенным способом восстановления работоспособности законсервированных скважин является вторичная перфорация эксплуатационной колонны перфораторами большой мощности (типа ПКС-114С или аналог), с последующей соляно-кислотной обработкой (СКО) или кислотный ГРП с последующим освоением скважины.

1.9 Исследовательские работы. Промыслово-геофизические исследования

В процессе испытания (освоения) переведенных наблюдательных скважин, предусматривается комплекс геологических, промыслово-геофизических, гидрогеологических и гидродинамических исследований, которые решают основные задачи, поставленные перед скважинами.

Все виды исследований должны проводиться специализированными подразделениями в соответствии с действующими инструкциями и методическими указаниями.

Геофизические исследования в скважине осуществляется по заявке Недропользователя специализированными геофизическими службами.

Исследованию подлежат флюид содержащих горизонты по всем стратиграфическим горизонтам для определения состава флюида, его плотности, пластового давления и других параметров пласта.

Исследования выполняются в подготовленной скважине и в оптимальные сроки после вскрытия интервала подлежащего исследованию.

Готовность буровой установки и скважины должна быть оформлена актом за подписями бурового мастера и представителя Заказчика.

При работе на скважине геофизическая техника должна устанавливаться таким образом, чтобы была обеспечена хорошая видимость и сигнализационная связь между лабораторией, подъемником и устьем скважины. Подъемник каротажной станции следует надежно закрепить с помощью специальных устройств.

Во время проведения геофизических исследований необходимо наблюдать за движением кабеля и показаниями приборов каротажной станции.

При прохождении башмака обсадной колонны и других опасных участков скважины, а также при спуске аппаратуры для исследований через бурильные трубы скорость подъема кабеля должна быть снижена.

Для предупреждения о подходе скважинного прибора к устью скважины следует на

кабель нанести предупредительные метки.

Ответственным за выполнение работ и общим руководителем является представитель бурового предприятия, указанный в плане работ. Ответственным за соблюдение технико-технологических требований процесса исследования скважины является представитель геофизического предприятия.

Недропользователь обязан обеспечить:

- подготовку скважины, бурильного инструмента, бурового и противовыбросового оборудования, устьевого головки и ее обвязки с манифольда превенторной установки, буровых насосов, возможность контроля за активностью притока;
- выполнение буровой бригадой всех работ с испытательным оборудованием на скважине;
- выполнение совместно с представителями подрядчика оперативного анализа полученных результатов;

Буровой подрядчик обязан обеспечить:

- технические средства для испытания скважины (испытательный инструмент, КИП, устьевую головку с аварийным краном для обвязки верхней трубы, транспорт для перевозки оборудования);
- оценку качества и оперативный анализ результатов исследования скважин, и выдачу на скважине предварительного заключения по объекту исследования;
- обработку данных и выдачу окончательного заключения по объекту в установленные договором сроки.

Технология проведения исследований должна выбираться с учетом геологических и технических условий, целей и задач испытания в т. ч.:

- предусматривается дополнительное испытание продуктивных горизонтов.

Программа геофизических исследований по изучению технического состояния скважины должна быть направлена на определение качества крепления скважин, плотности и характера распределения цементного камня в затрубном пространстве, наличия или отсутствия разрывов его сплошности, зазоров между цементным кольцом и обсадной колонной, стенками скважины и других дефектов.

По окончании работ проверяется глубина интервала и качество выполненной перфорации путем проведения исследований аппаратурой контроля перфораций.

При производстве промыслово-геофизических исследований в скважине проведение других работ буровой бригадой (ремонт бурового оборудования, включение буровой лебедки, передвижение по полу тяжелых предметов и оборудования), а также электросварочных работ и других работ может осуществляться только с согласия

начальника геофизической службы.

Перед геофизическими работами скважина должна быть надлежащим образом подготовлена, чтобы обеспечить безопасное проведение работ и беспрепятственное прохождение геофизических приборов по всему стволу скважины в течение времени, необходимого для проведения требуемого комплекса геофизических исследований.

Примечание: Интервалы перфорации и виды геофизических исследований могут уточняться при составлении программы исследований в скважине.

1.10 Опробование и испытание объектов

Опробование и испытание входят в этап освоения переведенной наблюдательных скважины, после определения герметичности колонны.

Далее следуют исследовательские работы для получения данных о дебите скважины, давлении пласта, что дает возможность выяснить характер насыщенности и другие данные о продуктивности залежи в данном объекте. При получении положительных результатов, обязательным условием является исследование объекта опробования в не менее 3-х режимов и проведение гидродинамических исследований. При этом проводится отбор проб воды, газа и нефти.

Вскрытие и (или) повторное вскрытие объектов в колонне и способ вызова притока должны соответствовать «Плану работ по испытанию скважины», согласованные с органами промышленной и противofонтанной безопасности, и охраны окружающей среды.

При получении притока пластового флюида скважина исследуется согласно действующим инструкциям не менее чем на трех режимах.

В скважине по усмотрению геологической службы «КОМПАНИИ» могут выполняться следующие виды исследований:

- замер начальных величин пластового давления и температуры;
- изучение физико-химических свойств пластовых флюидов с целью определения содержания растворенного газа, давления насыщения, вязкости и плотности в пластовых условиях и других физико-химических параметров пластовых флюидов.

Перед проведением работ по опробованию объекта на продуктивность, устье скважины должно быть оборудовано фонтанной арматурой и противовыбросовым оборудованием с соответствующими разрешениями соответствующих организаций. В случае необходимости осуществляется аэрация раствора. С получением притока скважина должна работать необходимое время для очистки в установленном режиме. Далее ведется исследование на различных режимах работ. Интенсификация притока в меловых отложениях возможна путем проведения соляно-кислотной обработки пласта. При получении притока пластового флюида скважина исследуется согласно действующим

инструкциям не менее, чем на трех режимах.

После окончания исследований, интервал перекрывается цементным мостом, проверяется на герметичность опрессовкой давлением и снижением уровня. В случае герметичности приступают к испытанию следующего объекта.

По результатам ГИС в скважине решается вопрос объекта испытания. Такое решение оформляется протоколом геолого-технического совещания и утверждается руководством Недропользователя. Перед проведением работ по испытанию скважины на продуктивность, устье оборудуется противовыбросовой задвижкой, опрессованной на 1,5 кратное рабочее давление. Вскрытие объектов в колонне и способ вызова притока должны соответствовать требованиям противofонтанной и пожарной безопасности. Вызов притока производится путем постепенного снижения плотности растворами или снижением уровня. С получением притока скважина должна работать не менее 24 часа для очистки и отбора 3х объемов скважины.

1.11 Требования к методам вскрытия продуктивных пластов

Вскрытие пласта — это комплекс мероприятий, обеспечивающий рациональную технологию освоения в целях предотвращения выбросов, сохранения естественной проницаемости призабойной зоны, обеспечения благоприятных условий притока нефти и газа в скважину, обеспечения прочности и устойчивости призабойной части скважины и соблюдения правил охраны недр. Геологической службой должен осуществлять контроль за вскрытием пласта. При вскрытии продуктивных пластов необходимо учитывать геологические свойства коллектора, физико-химическую характеристику насыщающих его флюидов и термобарические условия - пластовые давление и температуру.

Вскрытие продуктивных пластов производится, по плану, составленному согласно требованиям:

- с целью предупреждения нефтегаз проявлений при подъёме бурильных труб предусматривается постоянный режим долива бурового раствора/промывочной жидкости в скважину по схеме «АВТОДОЛИВ».

- при прохождении продуктивных пластов буровая должна быть обеспечена рабочим раствором в циркуляционной системе в количестве 2-х кратного объёма скважины. Соответственно монтируется необходимое количество емкостей.

- параметры бурового раствора/промывочной жидкости в запасных емкостях должны соответствовать параметрам рабочего бурового раствора.

Таблица 1.1 - Показатели продуктивных пластов

ПОКАЗАТЕЛИ	ИСПЫТАНИЕ
Стратиграфический горизонт	см. скв.
Рекомендуемые интервалы по ГИС, м	см. скв.
Мощность объекта, м	Ориентировочно 10,0 (+/-5)
Способ вскрытия объекта испытания	Промывка, перфорация
Подвижность флюида	минимальная
Ожидаемый продукт	вод альб-сеноманского водоносного комплекса
Дежурство ЦА	постоянно
Интенсификация притока	при необходимости

Работы по испытанию могут быть начаты при обязательном наличии акта о готовности скважины к выполнению этих работ.

Нижеприведенные режимы, инструмент (скребки, долота), компоновка бурильных труб, строительно-монтажные работы, организация процесса переводе наблюдательных скважины приводятся как рекомендации.

Контроль параметров в процессе промывки и чистки скважины производится в соответствии с требованиями при переводе наблюдательных скважины. Необходимо производить контроль параметров бурового раствора/промывочной жидкости, не отступая от принятых проектом значений.

Перед проведением геофизических исследований должны производиться обязательное шаблонирование (или при необходимости проработка).

2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ НЕДР, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Раздел выполнен в соответствии с требованиями Кодекса РК «О недрах и недропользовании» и Экологического Кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.

Планирование мероприятий по охране окружающей среды осуществляется инициатором хозяйственной деятельности - ТОО «TENGE Oil & Gas». Мероприятия по охране окружающей среды и недр должны обеспечить формирование системы экологических показателей, позволяющих объективно отразить всю совокупность последствий техногенного вмешательства в окружающую среду в районе месторождения.

Данным разделом предусмотрены мероприятия, снижающие в процессе разработки месторождения загрязнение водных ресурсов, атмосферного воздуха и почв, которые складываются из организационных, технологических, проектно-конструкторских и санитарно-противоэпидемических. Эти мероприятия сводятся к следующему:

Организационные:

- упорядоченное движение автотранспорта и другой техники по территории месторождения;
- разработка оптимальных схем движения;
- исключение несанкционированного проведения работ, связанного с устройством временных водотоков, водостоков, амбаров;
- работа службы экологического контроля непосредственно на территории месторождения Тенге, позволяющая контролировать проведение всех видов работ по эксплуатации месторождения в соответствии с существующей технологической схемой и информирующая обслуживающий персонал об ответственности за экологические нарушения.

Проектно-конструкторские:

- выбор оптимальных проектно-конструкторских решений, направленных на снижение загрязнения атмосферного воздуха, почв, поверхностных и подземных вод;
- прохождение экспертного контроля проектных разработок у природоохранных органов.

Санитарно-эпидемические:

- выбор согласованных участков размещения мест складирования промышленных и бытовых отходов;
- обеспечение противоэпидемической защиты персонала от особо опасных инфекций в силу низкого бонитета территории месторождения;

- сбор металлолома и вывоз включают в себя перечень конкретных мероприятий, реализация которых позволит максимально снизить степень техногенного воздействия объектов в местах нефтедобычи на окружающую среду. Более подробно данные мероприятия рассмотрены в нижеследующих подразделах;
- контроль за состоянием окружающей среды в соответствии с Экологическим Кодексом РК от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.
- проведение мониторинга на месторождении Тенге.

Мониторинг должен осуществляться аккредитованной лабораторией в соответствии с «Программой экологического мониторинга», разработанной в соответствии с Правилами разработки программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учета, формирования и предоставления периодических отчетов по результатам производственного экологического контроля Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 14 июля 2021 года № 250. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 15 июля 2021 года № 235. Выполнение всех вышеперечисленных мероприятий является важным шагом на пути улучшения экологической ситуации в районе нефтепромысла.

2.1 Мероприятия по охране окружающей среды

При переводе наблюдательных скважин (производственных объектов) обеспечивается безопасность для жизни и здоровья населения, охрана зданий и сооружений, атмосферного воздуха, земель, вод, животного мира и других объектов окружающей среды.

Экологические критерии являются доминирующими при принятии решения о переводе наблюдательных скважин. Это объясняется тем, что ее организация не должна вызывать негативных изменений окружающей среды в ареале проводимых работ.

При проектировании переводе наблюдательных скважин, промышленных объектов в обязательном порядке должны учитываться:

- разработка программы ликвидации последствий своей деятельности по недропользованию;
- разработка вопросов рекультивации территории, переводимых наблюдательных объектов;
- техническая рекультивация объекта;
- биологическая рекультивация рас консервируемых объектов, если есть в этом необходимость.

Рекультивация переводимых объектов производства — это комплекс работ,

направленных на восстановление продуктивности и хозяйственной ценности восстанавливаемых территорий, а также на улучшение окружающей среды. Работы на объектах предполагает выполнение таких мероприятий, как:

- демонтаж всего оборудования;
- демонтаж систем обвязки оборудования, в том числе находящегося в подземном варианте исполнения;
- демонтаж фундаментов фундаментных блоков;
- перевод скважин по особому плану;
- очистка освобожденной территории от техногенной производственной деятельности;
- выравнивание территории;
- уплотнение верхнего слоя почвы с увлажнением (против ветровой эрозии);
- подвоз плодородного слоя почвы (при биологической рекультивации);
- посев трав и кустарников (при биологической рекультивации);
- мониторинг воздействия на окружающую среду в процессе всего производственного периода.

Земли, нарушенные в результате функционирования скважин, по минимизации надобности приводятся в состояние, пригодное для дальнейшего использования.

При выборе варианта рекультивации принимают ко внимание следующие аспекты: нужды местных властей и населения, состояние существующей флоры и фауны, характер и объем загрязнений, практическую осуществимость, сроки проведения рекультивации, стоимость рекультивационных работ.

Инженерная рекультивация включает удаление и захоронение строительных отходов, дополнительную планировку местности, ремонт и укрепление насыпей, засыпку выемок и срезок. После инженерной рекультивации проводится биологическая рекультивация, которая состоит из активизации естественного зарастания и искусственном создании растительных покровов различного вида, назначения и продуктивности.

При технической рекультивации осуществляются мероприятия, предотвращающие или препятствующие развитию ветровой эрозии почв, засолению или другим формам утраты плодородия земель. Использованным территориям придается горизонтальная планировка, производится уплотнение верхнего слоя, что создает корку, не поддающуюся ветровой и водно-дождевой эрозии.

2.2 Мероприятия по охране недр

Наиболее сложной и ответственной задачей при переводе объектов недропользования, находящихся на месторождении Тенге, является охрана недр. Охрана недр должна осуществляться в строгом соответствии с Кодексом Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» и Экологического кодекса РК от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.

ТОО «TENGE Oil & Gas» несет полную ответственность за состояние охраны недр на месторождении Тенге, как в процессе эксплуатации, так и в процессе перевода объектов недропользования. Ответственность за соблюдение требований законодательств в области охраны недр несет непосредственно руководитель предприятия, осуществляющий пользование недрами.

Мероприятия, по охране недр в процессе перевода скважин на месторождении Тенге предусматривают:

- обеспечение полноты достоверной оценки состояния скважин перед их переводом;
- применение наименее токсичных рецептур при приготовлении буровых и тампонажных растворов;
- предотвращение открытого фонтанирования, поглощения промывочной жидкости, обвалов стенок скважин, перетоков воды в пласте;
- защиту недр от обводнения, пожаров и других стихийных бедствий, усложняющих дальнейшую эксплуатацию месторождения;
- ликвидацию остатков буровых и горюче-смазочных материалов в окружающей природной среде экологически безопасным способом;
- очистку и повторное использование нефтепромысловых стоков в системе поддержания внутрискважинного давления нефтяных месторождений;
- разработку мероприятий, по предупреждению осложнений в процессе проведения ремонтно-изоляционных работ, если таковые появятся.

Работы, по переводу скважин, должны проводиться на высоком технико-экономическом уровне, с использованием всех достижений науки и техники, при достаточно высокой экологической культуре персонала.

При этом роль играет не только соблюдение технологии перевода наблюдательных объектов, но и организация работ. Так, в большинстве случаев, аварийные ситуации, как правило, возникают из-за нарушений исполнителями правил ведения работ.

ТОО «TENGE Oil & Gas» обязано выяснить причины недостатков, разработать и

реализовать мероприятия по их устранению по планам, согласованным с местным Департаментом по промышленной безопасности Комитета промышленной безопасности Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан.

Важным условием надежной охраны недр являются требование и поддержание в работающем персонале высокой экологической культуры.

После окончания работ по переводу скважин и демонтажа оборудования необходимо проведение мероприятий по восстановлению (рекультивации) земельного участка в соответствии с существующими требованиями.

2.3 Мероприятия по охране почв и грунтов

Мероприятиями по охране почв и грунтов при переводе скважин предусматриваются:

- планировка и обваловка площадок;
- рациональное использование земельного фонда;
- полная утилизация отходов, образовавшихся в процессе перевода скважины;
- установление научно обоснованных нормативов образования и лимитов размещения отходов;
- обязательное проведение работ по рекультивации нарушенных земель.

В нештатной ситуации возможен выброс на поверхность пластовых вод. С целью недопущения загрязнения рельефа местности, для сбора и аккумуляции выбрасываемой из скважины жидкости на площадке необходимо предусмотреть несколько наземных аварийных емкостей для временного хранения пластовых вод (например, объемом 40,0 м³), которые, по завершению проведенных работ, после соответствующей очистки можно использовать для закачки в пласт, промыва оборудования для охлаждения, либо направить на площадки бурения.

Оздоровление экологической обстановки предполагает, в первую очередь, проведение рекультивационных работ на поврежденном участке. Такие работы должны включать в себя очистку территории от остатков построек и оборудования (необходимо убрать металлические и железобетонные конструкции, строительный мусор, извлечь фундаменты); засыпку колодцев, погребов и котлованов; посадку древесной и кустарниковой растительности местных пород.

2.4 Мероприятия по снижению влияния отходов при производстве работ по переводу скважин

Технологическим проектом предусмотрен иерархический подход к минимизации отходов, который включает:

- исключение или снижение самой возможности образования отходов;
- повторное использование, либо рециркуляцию отходов;
- транспортировку отходов допустимым с точки зрения экологической безопасности должным образом на соответствующие объекты размещения отходов.

Предлагаются организационно-технические мероприятия по предотвращению загрязнения окружающей среды отходами производства и потребления:

- содержание производственной территории в должном санитарном состоянии;
- контроль гидроизоляции технологических площадок под циркуляционной системой и блоком приготовления бурового раствора;
- осуществление дозировки химических реагентов только в специально оборудованных местах, исключающих их попадание в почву и водные объекты;
- проектирование надежных средств автоматизации и контроля технологических процессов приготовления цементных смесей и приготовления химических смесей;
- совершенствование технологических процессов с целью минимизации образования отходов производства, достижения уровня безотходного производства;
- разработка технологий, снижающих объёмы образования и токсичность отходов, способствующих целям достижения нормативного объёма размещения отходов в накопители;
- совершенствование методов переработки нефтесодержащих отходов с высоким содержанием соли;
- разработка методов нейтрализации парящих отходов;
- разработка проекта рекультивации нарушенных территорий с использованием обработанных (отверждённых и др.) отходов бурения;
- организация, в целях обеспечения экологически безопасного удаления отходов, обращения с отходами в следующей иерархической последовательности:
 - принятие мер по снижению объемов отходов, которые предполагают применение безотходных технологий либо уменьшение, по мере возможности, количества или относительной токсичности отходов путем применения альтернативных материалов, технологий, процессов, приемов;
 - снижение токсичности отходов, которое достигается заменой токсичных

реагентов и материалов, используемых в производственном процессе, менее токсичными;

- использование отходов категории вторичных ресурсов наравне с исходным материалом в других технологических процессах, либо передача предприятиям других отраслей;
- регенерация/утилизация в целях вовлечения в хозяйственный оборот;
- переработка в целях обезвреживания методами: биохимическим, термическим, физическим;
- размещение отходов, включая любую операцию по хранению и захоронению отходов;
- организация размещения отходов в собственных накопителях на основании.
- разрешения государственных органов в области охраны окружающей среды на право производства размещения отходов;
- организация мониторинга на территории размещения накопителей отходов и принятие мер по результатам мониторинговых исследований объектов природной среды.

Основными мероприятиями по уменьшению влияния отходов производства на окружающую среду являются:

- идентификация отходов по типу и классу опасности;
- минимизация количества отходов;
- систематический контроль за состоянием и эксплуатацией полигонов временного хранения токсичных отходов;
- исключение образования экологически опасных видов отходов путем перехода на использование других веществ, материалов, технологий;
- организация максимально возможного вторичного использования образующихся отходов по прямому назначению и других целей;
- снижение негативного воздействия отходов на компоненты окружающей среды при хранении, транспортировке и захоронении отходов.

Кроме этого, необходимо принять во внимание тот момент, что даже 100,0 % соблюдение требований организации сбора, хранения и утилизации отходов не может полностью исключить проявление локального воздействия продуктов отхода на природную среду.

2.5 Мероприятия по охране растительного и животного мира

Мероприятиями по охране растительного и животного мира при переводе скважин предусматриваются:

- профилактические меры по сохранению растительного и животного мира;

- обязательное проведение компенсационных мероприятий;
- экологическое обучение персонала;
- 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;
- трассы перетаскивания установок необходимо совместить с другими, ранее проложенными трассами, по территории, наименее чувствительной к техногенным нарушениям;
- захоронение промышленных и хозяйственно-бытовых отходов производить только на специально оборудованных полигонах;
- организация и проведение мониторинговых работ.

2.6 Мероприятия по охране атмосферного воздуха

При переводе скважин рекомендуется осуществить следующие мероприятия для снижения отрицательного воздействия на атмосферный воздух:

- до начала работ необходимо проверить и привести в исправное состояние все емкости, где будут храниться жидкость глушения (глинистый раствор, солевой раствор, подтоварная вода и т.п.), ГСМ;
- устье скважины, трубопроводы, связывающие тампонажную технику с емкостями, должны быть герметизированы;
- доставка и хранение ГСМ должны осуществляться в герметичных емкостях;
- необходимо вести также учет расходуемых и отработанных ГСМ;
- применяемый при переводе скважины передвижной транспорт должен своевременно проходить контроль.

Наиболее актуальными мероприятиями по охране атмосферного воздуха при переводе скважин являются:

- установление научно обоснованных нормативов ПДВ для источников загрязнения;
- регулирование топливной аппаратуры дизельных ДВС автотранспорта, задействованного в работах по переводу для снижения загазованности территории ведения работ;
- отвод отработанных газов дизельных двигателей через гидрозатвор (емкости с водой);
- использование герметичных систем в блоке приготовления глинистого раствора,

цементного раствора, отработанных стоков, шлама, ГСМ;

- в хранение сыпучих материалов и химических реагентов в закрытом помещении в герметичной таре;
- размещение источников выбросов загрязняющих веществ на площадке перевода скважины с учетом преобладающего направления ветра.

2.7 Мероприятия по охране подземных и поверхностных вод

Мероприятиями по охране подземных и поверхностных вод при переводе скважин являются:

- неукоснительное соблюдение водоохранного законодательства (недопущение сброса буровых сточных вод на рельеф и в водные объекты без соответствующей очистки);
- применение безамбарных методов при переводе скважин;
- организация эффективной защиты от инфильтрации отработанного бурового раствора;
- качественная цементация стенок скважин с соответствующим контролем;
- применение труб с усиленной изоляцией;
- обеспечение наличия на каждой площадке перевода скважины противоаварийного оборудования.

2.8 Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях

Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеороусловиях разработаны в соответствии с Экологическим кодексом РК от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК и предусматривают кратковременное сокращение выбросов в атмосферу в период НМУ.

Неблагоприятными метеорологическими условиями при проведении работ по переводу проектируемого объекта являются:

- пыльные бури;
- штиль;
- снегопад, метель;
- температурная инверсия;
- высокая относительная влажность (выше 70,0 %).

Под регулированием выбросов загрязняющих веществ в атмосферу понимается их кратковременное сокращение в периоды НМУ, когда формируется высокий уровень загрязнения атмосферы.

Регулирование выбросов должно осуществляться с учетом прогноза НМУ на основе

предупреждений со стороны РГП Казгидромет о возможном опасном росте концентраций примесей в воздухе вредных химических веществ, в связи с формированием неблагоприятных условий.

Прогноз наступления НМУ и регулирование выбросов являются составной частью комплекса мероприятий по обеспечению чистоты воздушного бассейна.

Оперативное прогнозирование высоких уровней загрязнения воздуха осуществляет подразделение РГП Казгидромет по области. Контроль за выполнением мероприятий по сокращению выбросов в периоды НМУ проводит Департамент экологии области.

Контроль степени эффективности сокращения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу осуществляется с помощью инструментального мониторинга, балансовых и других методов.

Мероприятия на период неблагоприятных метеорологических условий (НМУ) сводятся к следующему:

- отмена всех профилактических работ на технологическом оборудовании на всем протяжении НМУ;
- отмена сварочных, покрасочных и других работ, не связанных с основным технологическим процессом;
- запрет работы автотранспорта на холостом ходу;
- приведение в готовность бригады реагирования на аварийные ситуации;
- снижение производительности отдельных технологических участков, аппаратов до безопасных значений в соответствии с интенсивностью НМУ;
- ограничение движения автотранспорта по территории месторождения;
- разработка технологического регламента на период НМУ;
- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- усиление мер контроля за работой основного технологического оборудования, целостью трубопроводной системы нефтесбора и транспорта нефти;
- проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации;
- заблаговременное оповещение обслуживающего персонала о методах реагирования на внештатную ситуацию;
- усиление контроля за выбросами источников, дающих максимальное количество вредных веществ.

2.9 Мероприятия по пожарной безопасности

Основная задача противопожарных мероприятий — это предотвращение пожаров или ограничение распространения их в случае возникновения.

Причинами возникновения пожаров на буровых площадках являются:

- неосторожное обращение с огнем во время проведения сварочных работ;
- работа на неисправном электрогазосварочном оборудовании;
- нарушение правил безопасности при монтаже пожароопасного технологического оборудования;
- самовоспламенение горючих веществ при неправильном их хранении;
- замазученность и захламленность территории строительными материалами и т.д.;
- выделение газа из промывочной жидкости, поступающей из скважины.

Поэтому основным средством по предупреждению пожаров является инструктаж работающих и точное соблюдение правил и требований пожарной безопасности.

Выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания выводят на расстояния не менее 15м от устья скважины, оборудуют глушителями и искрогасителями. Склад ГСМ должен располагаться не ближе 40,0 м от площадки, а топливопровод оборудуют задвижкой или запорным двигателем.

Не разрешается хранение топливных ресурсов и обтирочного материала внутри помещения. В зимний период необходимо принимать меры против замерзания топлива.

Для обеспечения тушения пожаров, задействованные работами бригады, обеспечиваются пожарным инвентарем и подручными средствами: ломы, баграми, ящиками с песком, ведрами, брезентовыми покрывалами, пожарными рукавами, помпами и огнетушителями. Пожарный инвентарь должен храниться на пожарных щитах, и окрашиваться в красный цвет.

На территории площадки необходимо наличие противопожарного запаса воды в объеме 40,0 м³ на одну скважину.

2.10 Мероприятия по ликвидации разливов нефти

В процессе разработки месторождения должно быть исключено попадание нефтепродуктов на дневную поверхность и загрязнения ими почв, однако, возможны аварийные труднопрогнозируемые разливы.

Основными причинами выбросов углеводородов в атмосферу являются порывы трубопроводов. Главная причина аварийности трубопроводов коррозионное разрушение металла, возникающее главным образом вследствие отсутствия ингибирования, ненадежности систем электрозащиты.

При продувке свечей на печах образуются залповые выбросы углеводородов.

В зависимости от тяжести аварий применяют различные способы ликвидации утечек и ограничения площади разлива нефти. При утечках через небольшие трещины или свищи нефтепровод не опорожняют и перекачку, но ему не останавливают. В отверстие, через которое проходит утечка, забивают деревянную или свинцовую пробку, накладывают латку, иногда применяют аварийные хомуты.

Разлившуюся нефть отводят в естественные понижения местности, защитные амбары, траншеи, или оконтуривают защитными дамбами. В настоящее время основной способ восстановления грунтов - срезка загрязненного нефтью слоя грунта и замена его привозным. Ликвидация аварий осуществляется цехами обслуживания и ремонта с оснащением техническими средствами в соответствии с Экологическим кодексом РК от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК Произведенная своевременно ликвидация аварий уменьшает степень отрицательного воздействия на природную среду.

- Мероприятия, по ликвидации аварий:
- ликвидировать (отключить, перекрыть, заглушить) источник выделения нефти;
- локализовать нефтяной разлив, преградив растекание нефти по поверхности земли сооружением валов, прокладкой сборных канав, устройством ям-ловушек;
- выполнить противопожарное устройство участка, оградив минерализованными полосами шириной не менее 1,4 м, установить предупредительные знаки о запрете сжигания, разведения огня, организовать сторожевую охрану;
- осуществить сбор и вывоз в пункты утилизации излившуюся нефть с земной поверхности.

Эксплуатирующей организации необходимо подготовить и утвердить в соответствующих организациях регламенты проведения работ в аварийных ситуациях с обязательным освещением следующих положений:

- методы реагирования на аварийную ситуацию;
- аварийная бригада;
- оборудование и методика для предотвращения проливов;
- оборудование для локализации и зачистки проливов;
- методы реагирования на проливы;
- отчетность и документы по загрязнению среды;
- оценка пожароопасности и противопожарные меры;
- противопожарное оборудование и отчетность по пожароопасное.

3. ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ. ОХРАНА ТРУДА

3.1 Общие требования

Для создания безопасных условий труда подъемный агрегат должен быть оснащен техническими средствами (устройствами, приспособлениями и приборами), позволяющими устранить опасные и трудоемкие производственные процессы и повысить безопасность и технический уровень их выполнения.

Безопасные условия и охрану труда в организации обязан обеспечить работодатель.

Все работники организаций, в том числе их руководители, обязаны проходить обучение в области промышленной безопасности и проверку знаний.

Подготовка и аттестация по вопросу промышленной безопасности рабочих основных профессий осуществляется в порядке, установленном местным Департаментом по промышленной безопасности Комитета промышленной безопасности Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан.

К работам на опасном производственном объекте допускаются работники после обучения безопасным методам и приемам выполнения работ, стажировки на рабочем месте, проверки знаний и практических навыков, проведения инструктажа по безопасности труда на рабочем месте и при наличии удостоверения, дающего право допуска к определенному виду работ.

Работники должны владеть приемами оказания доврачебной помощи пострадавшим при несчастных случаях.

К руководству работами по ликвидации аварий допускаются лица, имеющие профессиональное образование по специальности и прошедшие проверку знаний в области промышленной безопасности.

Технические средства, технологические процессы, материалы и химические вещества, средства индивидуальной и коллективной защиты, используемые в производственных процессах, должны соответствовать требованиям охраны труда, установленным в Республике Казахстан, и иметь сертификаты соответствия.

3.2 Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда

Для обеспечения безопасных условий труда и выполнения основных требований по промышленной санитарии и гигиене труда рабочий персонал должен быть обеспечен средствами защиты работающих: санитарно - бытовыми помещениями, средствами индивидуальной защиты (специальной одеждой и обувью и др.), средствами защиты от шума и вибраций, средствами защиты органов дыхания, а также средствами контроля воздушной среды и необходимым уровнем освещенности.

Рабочие места, объекты, проезды и подходы к ним, проходы и переходы в темное время суток должны быть освещены.

Искусственное освещение должно быть выполнено в соответствии с установленными нормативами.

В производственных помещениях, кроме рабочего, необходимо предусмотреть аварийное освещение, а в зонах работ, на открытых площадках - аварийное или эвакуационное освещение.

Светильники аварийного (эвакуационного) освещения должны питаться от независимых источников.

Для общего освещения помещений основного производственного назначения (высечно-лебедочный блок, противовыбросовое оборудование, операторная) следует применять газоразрядные светильники, для подсобных и административных помещений - лампы накаливания или люминесцентные лампы. Допускается для освещения помещений основного производственного назначения применение ламп накаливания. Для освещения производственных площадок, неотапливаемых производственных помещений, проездов следует также применять газоразрядные светильники.

Для улучшения условий видения и снижения ослепляемости световые приборы на мачте должны иметь жалюзные насадки или козырьки, экранирующие источники света. При устройстве общего освещения для пультов управления источники света необходимо располагать таким образом, чтобы отраженные от защитного стекла измерительных приборов блики не попадали в глаза оператора. При освещении производственных помещений газоразрядными лампами, питаемыми переменным током промышленной частоты 50,0 Гц, коэффициент пульсации освещенности не должен превышать 20,0 %.

Светильники производственных помещений следует чистить не реже шести раз в год. Для всех остальных помещений чистить светильники необходимо не реже четырех раз в год. Норма освещенности рабочих мест и рекомендуемое размещение светильников приведены в таблице 3.2.1 в соответствии с действующими строительными нормами.

В соответствии с СН 276-74, СНиП-1У-2-82 «Вспомогательные здания и помещения промышленных предприятий» и РД 39-22-719-82 «Нормы санитарно-бытового оснащения бригад, занятых бурением и ремонтом скважин» площадка скважины должна быть оборудована санитарно-бытовыми помещениями. Потребное количество и типы вагонов-домиков приведены в таблице 3.2.2.

Таблица 3.2.1 - Нормы освещенности

Рабочие места, подлежащие	Разряд и подразряд зрительной	Норма освещенности, Лк
Устье скважины I	2	100
Лебедка	2	75
Шкалы контрольно -	3	50
Путь талевого блока	3	25
Автоаматыватель	4	15
Приемный мост, лестницы, марши,	4	10
Площадка для производства	5	10

Таблица 3.2.2 - Санитарно-бытовые помещения

Наименование	Количество, шт.
Вагон-общежитие	3
Вагон-душевая	1
Кухня-столовая	1
Вагон-сушилка	1

Санитарно-защитная зона устанавливается в соответствии с санитарными правилами и в соответствии с Экологическим кодексом РК от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК. Для месторождения по добыче и разведке нефти с высоким содержанием летучих углеводородов устанавливается санитарно-защитная зона размером 1000,0 м.

Ввиду удаленности площадок скважин от населенных мест, их размещение на непригодных для использования в сельском хозяйстве землях, специальных мероприятий по созданию санитарно-защитных зон проектом не предусматривается.

3.3 Взрыв пожаробезопасность

Требования по обеспечению взрывобезопасности определяются классом и границами взрывоопасных зон вокруг источников образования взрывоопасных смесей в условиях подъемного агрегата и индивидуальной площадки скважин в целом.

Классификация взрывоопасных зон:

- 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 проявления эта смесь присутствует в течение непродолжительного периода времени.

Таблица 3.3.1 - Классификация взрывоопасности помещений и пространства индивидуальной площадки скважин

Помещения и пространства, рабочие места площадки ликвидации скважины	Класс взрывоопасности
Открытые пространства: - вокруг фонтанной арматуры, ограниченные расстояние 3,0 м во все стороны; - вокруг подъемного агрегата для ремонта скважин в соответствии с параметрами -	Зона 1
Циркуляционная и доливная емкость. Расстояние зоны действия 5,0 м от краев емкостей.	Зона 2

Взрыв пожаробезопасность при переводе наблюдательных скважин обеспечивается следующими мероприятиями:

- Монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровой установки или подъемного агрегата должны проводиться в соответствии с требованиями «Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей» (ПТБЭ), «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей» (ПТЭП), и «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ-02).

- Электрооборудование (электродвигатели, машины, аппараты, устройства) контрольно-измерительные приборы, электрические светильники, средства блокировки, сигнальные устройства и телефонные аппараты, устанавливаемые в зонах площадки скважины, должны быть во взрывозащищенном исполнении и иметь уровень взрывозащиты, соответствующий классу взрывоопасной зоны, виду взрывозащиты - категории и группе взрывоопасной смеси.

- Отечественное электрооборудование должно иметь взрывозащитную маркировку, импортное - сертификат изготовителя о допустимости эксплуатации его во взрывоопасной зоне и среде.

При использовании взрывозащищенного оборудования, не имеющего маркировки по взрывозащите, изготовленного специализированными организациями или отремонтированного с изменением узлов и деталей, обеспечивающих взрывозащиту, необходимо наличие письменного разрешения аккредитованной в установленном порядке испытательной организации.

Эксплуатация электрооборудования при неисправных средствах взрывозащиты,

блокировках, нарушениях схем управления не допускается.

На взрывопожароопасных объектах должен быть разработан план ликвидации возможных аварий (ПЛА) согласно «Правилам обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», в котором необходимо предусматривать оперативные действия персонала по предотвращению аварии и ликвидации аварийных ситуаций, исключению загорания или взрывов, безопасной эвакуации людей, не занятых в ликвидации аварий.

Площадка скважины должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения.

Таблица. 3.3.2 - Средства пожаротушения

Наименование	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ и т.п. на изготовление	Количество
Огнетушитель углекислый ОУ-5		6
Лопаты	ГОСТ 3620-76	4
Лом пожарный легкий ЛГШ	ГОСТ 16714-71	2
Топор пожарный поясной ТПП	ГОСТ 16714-71	2
Багор пожарный БПМ	ГОСТ 16714-71	2
Ведро пожарное БП	ТУ 220 РСФСР	4
Щит пожарный деревянный ЩПД	ТУ 220 РСФСР	2

Примечание: Противопожарный инструмент должен находиться на щитах в специально отведенных местах на установке и жилом городке.

В процессе перевода наблюдательных скважин №№ 3,7,10,12,34,35,101,110,111,113,114,115,119,123 в фонд водозаборных для использования технических подземных вод альб-сеноманского комплекса для нужд ППД в продуктивных горизонтах месторождения Тенге должны осуществляться следующие мероприятия, повышающие безопасность:

- все работы по монтажу и демонтажу установки, перетаскиванию оборудования могут быть начаты только при выдаче бригаде наряда на их проведение;
- проведение электрогазосварочных работ во взрывоопасных зонах должны проводиться только при наличии нарядов на проведение этих работ, утвержденных главным инженером предприятия;
- расстановка агрегатов, оборудования, приспособлений и устройство площадок в зоне работ осуществляется в соответствии со схемой и технологическими регламентами, утвержденными техническим руководителем предприятия;
- все рабочие бригады, участвующие в процессе перевода скважины, должны выполнять работы, соответствующие их квалификации и допуску. Перед началом проведения работ на скважине бригада должна быть ознакомлена с планом работ, который

должен содержать сведения по конструкции и состоянию скважины, пластовому давлению, внутрискважинному оборудованию, перечню планируемых операций, ожидаемым технологическим параметрам при их проведении. С исполнителями работ должен быть проведен инструктаж по технике безопасности с соответствующим оформлением в журнале инструктажей;

- устье скважины должно быть обвязано и герметизировано в соответствии с утвержденной схемой обвязки ПВО и оборудованием устья, предусмотренном в проекте (плане работ);
- должен осуществляться постоянный контроль за исправностью работы ПВО;
- должен осуществляться постоянный контроль за исправностью заземляющих устройств, а также должна производиться установка временных заземлений передвижной техники, используемой в технологических процессах (каротажной станции, подъемников, цементируемых агрегатов, и пр.);
- во всех взрывоопасных зонах должно быть исключено использование открытого огня, ремонтные и аварийные работы в этих зонах необходимо производить с использованием обмедненного инструмента и пара;
- работы, связанные с ликвидацией возможных нефтегазопроявлений, должны производиться по утвержденным планам работ и под руководством инженерно-технических работников.

3.4 Требования к безопасному ведению работ

При производстве работ по переводу наблюдательных скважин в водозаборный фонд скважин с подъемного агрегата требования безопасному ведению работ, следующие:

- перед проведением работ территория вокруг скважины должна быть спланирована с учетом расстановки оборудования и освобождена от посторонних предметов, а в зимнее время - очищена от снега;
- подъемные агрегаты должны устанавливаться на приустьевой площадке в соответствии с инструкцией по эксплуатации завода-изготовителя;
- передвижные насосные агрегаты, предназначенные для работы на скважинах, должны снабжаться запорными и предохранительными устройствами, иметь приборы, контролирующие основные параметры технологического процесса, выведенные на пульт управления (в кабину агрегата);
- перед началом работ скважина должна быть заглушена жидкостью с плотностью, соответствующей «Правилам обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности». Глушению

подлежат все скважины с пластовым давлением выше гидростатического и скважины, в которых (согласно выполненным расчетам) сохраняются условия фонтанирования или газонефтеводопроявлений при пластовых давлениях ниже гидростатического;

- перед разборкой устьевой арматуры скважины давление в трубном и затрубном пространствах должно быть снижено до атмосферного. Скважину, оборудованную забойным клапаном-отсекателем, в котором планом работ не предусмотрено проведение предварительного глушения, необходимо остановить, стравить давление до атмосферного и выдержать в течение не менее трех часов;

- разборка устьевой арматуры производится после визуального установленного прекращения выделения газа из скважины и проверки постоянства уровня жидкости в ней;

- при проведении работ устье скважины должно быть оснащено противовыбросовым оборудованием. Схема установки и обвязки противовыбросового оборудования разрабатывается предприятием и согласовывается с АСС и местным Департаментом КПБ МЧС. После установки противовыбросового оборудования скважина опрессовывается на максимально ожидаемое давление, но не выше давления опрессовки эксплуатационной колонны;

- для предотвращения и ликвидации, возможных газонефтеводопроявлений блок долива устанавливается и обвязывается с устьем скважины с таким расчетом, чтобы обеспечивался, самодолив или принудительный долив с помощью насоса (агрегата для промывки скважины). Подъем труб из скважины проводится с доливом и поддержанием уровня на устье. Доливная емкость должна быть оборудована уровнемером и иметь градуировку;

-скважина должна быть обеспечена запасом жидкости соответствующей плотности в количестве не менее двух объемов скважины находящемся на растворном узле или непосредственно на скважине;

- агрегаты должны быть установлены на расстоянии не менее 10,0 м от устья скважины и таким образом, чтобы их кабины не были обращены к устью. Расстояние между агрегатами должно быть не менее 1,0 м;

- без исправного индикатора веса проводить спускоподъемные операции, а также вести работы, связанные с нагрузкой на мачту (вышку) независимо от глубины скважины, запрещается;

- оборудование, механизмы и КИП должны иметь паспорта заводов-изготовителей, в которые вносят данные об их эксплуатации и ремонте. Запрещается эксплуатация оборудования при нагрузках и давлениях, превышающих допустимые по паспорту. Все применяемые грузоподъемные машины и механизмы должны иметь ясно обозначенные

надписи об их предельной нагрузке и сроке очередной проверки;

- проведение работ по монтажу, демонтажу и ремонту вышек и мачт не допускается при ветре со скоростью 15,0 м/с и выше, во время грозы, сильного снегопада, при гололедице, ливне, тумане (с видимостью менее 50,0 м), в темное время суток без искусственного освещения, обеспечивающего безопасное ведение работ;
- спускоподъемные операции при ветре со скоростью 15,0 м/с и более (если меньшая скорость ветра не предусмотрена инструкцией по эксплуатации подъемного агрегата), во время ливня, сильного снегопада, тумана с видимостью менее 50,0 м, неполного состава вахты запрещаются;
- при ликвидации скважин с механизированной добычей, в кусте с расстоянием между центрами устьев 1,5 м и менее соседняя скважина должна быть остановлена, при необходимости заглушена;
- при обнаружении газонефтеводопроявлений устье скважины должно быть загерметизировано, а бригада должна действовать в соответствии с планом ликвидации аварий.

Персонал, работающий в ограниченных зонах. Любые работы, которые проводятся в ограниченных местах, где нет вентиляции или доступа, таких как внутри емкостей, насосного агрегата или на фонтанной арматуре, являются предметом повышенного внимания.

Спецодежда

Рабочий персонал должен носить следующую защитную одежду:

- огнезащитный комбинезон с каской.
- защитную маску на все лицо (при необходимости)
- защитные перчатки
- защитную обувь

3.5 Анализ опасности и оценка степени риска при переводе наблюдательных скважин

В соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» при переводе нефтегазопромысловых объектов должен проводиться анализ опасности и риска, результаты которого должны быть сформулированы в виде практических мер по предупреждению или уменьшению опасности для жизни человека, заболеваний или травм, ущерба имуществу и окружающей среде. Скважины являются опасным промышленным объектом.

При переводе наблюдательных скважин в фонд водозаборных рассматривается как угрожающее (вероятное) событие (авария) с последствиями, причиняющими ущерб отдельным лицам или группам населения, окружающей среде, материальным ценностям.

Основное требование к результатам анализа риска связано с предоставлением объективной информации о выявлении и исследовании наиболее опасных аварийных ситуаций по критериям «вероятность-тяжесть последствий». Анализ риска состоит из трех этапов: идентификация опасностей; анализ частоты; анализ последствий.

Основные задачи анализа риска (опасностей) при переводе наблюдательных скважин на (стадии проектирования) заключаются в предоставлении лицам, пользующимся настоящим типовым проектом:

- объективной информации о состоянии промышленного объекта и о промышленной безопасности при переводе скважин;
- сведений о наиболее опасных, «слабых» местах с точки зрения безопасности;
- оценку степени риска (на качественном уровне) при переводе скважин;
- обоснованных рекомендаций по уменьшению степени риска при переводе скважин.

Целью выполнения работы по оценке риска (опасностей) является разработка комплекса мероприятий по предупреждению аварийных ситуаций и тем самым достижение полного исключения травматизма или гибели людей, материального ущерба и вреда окружающей природной среде, радиационный риск, как при строительстве, так и при капитальном ремонте, перевод скважин рассматривается с точки зрения опасности потери контроля над скважиной и, соответственно, связан с опасностью выброса пластового флюида в окружающую среду. Ниже приведен перечень нежелательных событий (опасностей):

- а) Открытое фонтанирование скважины, что может привести к:
 - разливу пластового флюида в пределах локального участка индивидуальной площадки;
 - загрязнению почв, в пределах и за пределами локального участка;
 - испарению углеводородов с площади локализованного участка; пожару (воспламенением нефти) на локализованной площади.

- б) Взрыв (разрушение) устья скважины под действием избыточного давления, что может привести к поражению людей и технологических объектов в радиусе действия взрыва.

В связи с тем, что при переводе скважин, согласно данному техническому проекту, применение токсичных веществ не предусмотрено, то такой показатель, как выброс

токсичных веществ, при проведении данного анализа не рассматривается.

Причины возникновения нефтегазоводопроявлений и открытых фонтанов подробно изложены в «Инструкции по предупреждению нефтегазоводопроявлений при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности», РД 08-254-98.

Рекомендации по уменьшению степени риска при переводе наблюдательных скважин приведены в таблице 3.5.1.

Таблица 3.5.1 - Рекомендации по уменьшению степени риска при переводе наблюдательных скважин

Событие (процесс), наступление которого, с той или иной вероятностью, может привести к нефтегазоводопроявлениям с переходом к открытому фонтану, или сразу к открытому фонтану с тяжелыми последствиями (взрыв, пожар, гибель людей, материальный ущерб, отрицательное воздействие на природу)	Технико-технологические решения проекта при переводе скважины, делающие вероятность наступления события равной нулю
1. Отсутствие противодействия на газонефтенасыщенные пласты, вскрытые перфорацией, под воздействием гидростатического давления столба бурового раствора или жидкости глушения	1.1. Текущий градиент пластового давления рекомендовано уточнять по фактическим замерам при переводимой скважине, а также скважинах вблизи расположенных. 1.2. Проектную плотность бурового раствора или жидкости глушения предложено определять в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных
2. Возникновение депрессии давления на газонефтенасыщенные пласты, вскрытые перфорацией, в процессе перевода и скважины	2.1 Предусмотрен регулярный долив раствора в скважину (поддержание уровня раствора у устья) при спуске и подъеме колонны НКТ или колонны буровых труб. 2.2 Проектную плотность бурового раствора или жидкости глушения предложено определять в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», благодаря чему исключается поглощение раствора пластами, вскрытыми перфорацией, с последующим газонефтепроявлением.
3. Вероятность открытого фонтана	3.1. Все работы по переводу скважины предусмотрено осуществлять при наличии на устье противовыбросового оборудования. 3.2. В целях недопущения неисправности превентивного оборудования должны быть разработаны требования к превенторам в разрезе «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности». Настоящим проектом предусмотрены мероприятия по предупреждению возможных аварий.

Помимо указанных в таблице проектных решений и тех дополнительных мероприятий, которые приведены в настоящем проекте, с целью снижения вероятности открытых фонтанов или их последствий до незначительного уровня, должны выполняться требования «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных

производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», «Инструкции по предупреждению нефтегазоводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности», «Правил ведения ремонтных работ в скважинах», «Инструкции по организации и безопасному ведению работ при ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов» и других нормативных документов.

Следует отметить, что проведение анализа степени риска связано со многими неопределенностями. Основные источники неопределенностей — это недостаток информации о надежности оборудования (высокая погрешность значений) и человеческие ошибки, а также принимаемые предположения и допущения, используемые в моделях аварийного процесса. Ожидаемая частота аварий зависит от сценария развития аварии, а также от вида, уровня безопасности и интенсивности функционирования источника воздействия.

3.6 Мероприятия по радиационной безопасности персонала и населения

Все природные органические соединения являются естественными активными сорбентами радиоактивных элементов. Их накопление в газе, газовом конденсате, нефти, пластовых водах и их коллекторах является естественным геохимическим процессом,

В этой связи конденсат и образующиеся со временем донные осадки необходимо рассматривать с позиции радиационной безопасности как минеральное сырье, содержащее радиоактивные вещества.

К радиоактивным отходам относятся: металлолом, соли с внутренней поверхности труб, грунт в местах массивированных изливов пластовой воды, отработавшие источники ИИ.

При работе с радиоактивными отходами должны быть учтены все виды лучевого воздействия на персонал и население, предусмотрены защитные мероприятия, снижающие суммарную дозу от всех источников внешнего и внутреннего облучения до уровней, не превышающих предельно-допустимой дозы (ПДД), или предела для соответствующей категории облучаемых лиц.

Работы при переводе скважин предусматривается проводить в строгом соответствии с Законом «О радиационной безопасности населения» Закон Республики Казахстан от 23 апреля 1998 года № 219.

Согласно указанным документам предусмотрены следующие работы:

- проведение замеров радиационного фонда на территории скважин;
- проведение инструктажа обслуживающего персонала о правилах и режиме работы в случае обнаружения пластов (вод) с повышенным уровнем радиоактивности;

- эффективная доза облучения природными источниками для всех работников не должна превышать 5,0 м в год (любые профессии производства).

В условиях Мангистауской областей соли пластовых вод, в основном радия и тория, радиоактивные по своей природе, осаждаясь на стенках технологического оборудования, внутренних поверхностях труб, запорной арматуры, печей подогрева, водопроводной системы и днищах емкостей накапливают интенсивность радиоизлучения до уровней, намного превышающих ПДК. Суммарная радиоактивность внутренних поверхностей технологического оборудования может достигать 600,0-800,0 мкР/час.

При оценке радиационной ситуации надо использовать существующие нормативные документы. В качестве основного критерия оценки радиологического состояния должен быть принят уровень мощности экспозиционной дозы (МЭД) гамма-излучения 60,0 мкР/час, при среднем в условиях Мангистауской областей природном радиационном фоне 8,0-12,0 мкР/час. 60 микрорентген в час создает дозовые нагрузки более 5,0 м³ в/год. Дозовая нагрузка на население не более 5,0 м³ в/год регламентирована нормативными документами.

При обнаружении участков возможного радиоактивного техногенного загрязнения МЭД гамма-излучения более 60,0 мкР/час вопросы радиационной безопасности должны решаться в соответствии с директивным письмом Министерства геологии № 5-7/4094 от 21 октября 1991 г. - «Рекомендации по обеспечению радиационной безопасности при работе с нефтью».

Работающий персонал должен быть обеспечен спецодеждой и средствами индивидуальной защиты. Ответственность за готовность к применению средств индивидуальной защиты несет технический руководитель организации, за правильность их использования непосредственно на месте проведения работ - исполнитель работ.

В соответствии с законом Республики Казахстан «О радиационной безопасности населения» статья 10, производство, обработка, применение, хранение, транспортирование источников ионизирующих излучений, переработка и обезвреживание радиоактивных отходов осуществляется с разрешения и под контролем государственных органов, которым предоставляется вся информация, необходимая для оценки возможной радиационной опасности для персонала и населения и санитарного состояния соответствующего учреждения.

Сбор радиоактивных отходов на предприятии должен производиться непосредственно на местах их образования и включать в себя сбор отходов, временное хранение, удаление и обезвреживание.

4. ПЛАНЫ РАБОТ ПРИ ПЕРЕВОДЕ НАБЛЮДАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН №№3, 7, 10, 12, 34, 35, 101, 110, 111, 113, 114, 115, 119, 123 МЕСТОРОЖДЕНИИ ТЕНГЕ

Обоснование проектируемых работ

В геологическом строении месторождение Тенге представлено нижнемеловых отложениями, которые формируют два структурно тектонических этажей и контактируют между собой с резким угловым и стратиграфическим несогласиями.

В 2025 году выполнен "Проект на проведение поисково-разведочных работ и оценку эксплуатационных запасов технических подземных вод мелового альб-сеноманского ($K_{1al}-K_{2s}$) комплекса для поддержания пластового давления в продуктивных горизонтах (XVII-XXIII) нефтегазового месторождения Тенге".

Настоящий проект перевода наблюдательных скважин №№3,7,10,12,34,35,101,110,111,113,114,115,119,123 в фонд водозаборных для использования технических подземных вод альб-сеноманского комплекса для нужд ППД в продуктивных горизонтах месторождения Тенге выполнен на основе уточненной дополнительной согласований, согласно техническому заданию ТОО «TENGE Oil GAS».

Основанием является «Технический проект на проведение работ по переводу наблюдательных скважин на месторождении Тенге, географически расположенном в Мангистауская областях Республики Казахстан». При разработке проекта использованы исторические геолого-технические материалы по строительству, ликвидации и консервации скважин на месторождении Тенге.

При выборе скважин-кандидатов при переводе скважин учитывались следующие критерии:

- Скважинами, которые будут находиться в эксплуатации, должны находиться на месторождение нефтеносности категории C_1 ;
- Техническое состояние скважин;
- Проектные интервалы перфорации в разведочно-эксплуатационных скважинах.

Ниже приводится техническое состояние скважин и результаты опробования по скважинам и горизонтам. (Таблица.4.1 и 4.2).

Таблица 4.1 - Техническое состояние скважин

№№ п/п	№№ скважин	Глубина, м		Дата бурения		Конструкция скважины, диаметр			Состояние на 01.01.2026г.
		проектный	факт	начало	Оконча ние	Кондуктор	Тех. колонна	Экс. колонна	
1	3	2500	2484	28.06.1966	12.05.1967	273/99	178/1697	146/2420	наблюдательная
2	7	2000	2450	21.07.1964	12.02.1965	299/10	245/417	146/2090	наблюдательная
3	10	2000	2200	13.10.1964	12.02.1965	-	178/434	146/2196	наблюдательная
4	12	2200	2200	29.04.1965	15.08.1965	-	178/852	146/2190	наблюдательная
5	34	2750	2209	11.10.1966	19.04.1967	273251	245/981	146/453	наблюдательная
6	35	2750	2436	20.09.1966	29.04.1967	273/245	245/1482	146/2424	наблюдательная
7	101	2360	2395	20.11.1973	01.04.1974	-	178/1465	146/2391	наблюдательная
8	110	1870	1885	05.08.1971	09.11.1971	-	245/860	146/1885	наблюдательная
9	111	2400	2418	07.03.1972	01.06.1972	-	178/1450	146/2417	наблюдательная
10	113	1905	1881	21.04.1970	20.06.1970	=	245/855	146/1881	наблюдательная
11	114	1850	1860	27.05.1971	29.07.1971	=	245/844	146/1850	наблюдательная
12	115	1880	1880	23.09.1978	02.11.1978	273/100	245/1363	146 1889	наблюдательная
13	119	1850	1889	14.09.1970	23.11.1970	=	245/861	146/1850	добывающая
14	123	1880	1889	30.06.1970	30.08.1970	=	245/851	146/1889	наблюдательная XIV- XV гор.

Таблица 4.2 - Проектные интервалы перфорации в разведочно-эксплуатационных скважинах проектного производственно-технического водозабора

№№ скв.	Абсолютные отметки устьев скважин, глубины и абсолютные отметки проектных интервалов перфорации, м													
1	2				3				4				5	
123	ротор				устье				ротор				устье	
	196,30 абс. м				193,22 абс. м				196,30 абс. м				193,22 абс. м	
	горизонты								горизонты					
	V-VI								VII					
	глубина, м		абс. отм, м		абс. отм, м		мощность слоя, м	глубина, м		абс. отм, м		абс. отм, м		мощность слоя, м
	от	до	от	до	от	до		от	до	от	до	от	до	
	901	911	-704,7	-714,7	-707,8	-717,8	10	1140	1150	-943,7	-953,7	-946,8	-956,8	10
	918	933	-721,7	-736,7	-724,8	-739,8	15	1155	1163	-958,7	-966,7	-961,8	-969,8	8
	963	977	-766,7	-780,7	-769,8	-783,8	14							
113	ротор				устье				ротор				устье	
	203,00 абс. м				199,83 абс. м				203,00 абс. м				199,83 абс. м	
	горизонты								горизонты					
	V-VI								VII					
	глубина, м		абс. отм, м		абс. отм, м		мощность, слоя, м	глубина, м		абс. отм, м		абс. отм, м		мощность слоя, м
	от	до	от	до	от	до		от	до	от	до	от	до	
	906	915	-703,0	-712,0	-706,2	-715,2	9	1140	1156	-937,0	-953,0	-940,2	-956,2	16
	920	931	-717,0	-728,0	-720,2	-731,2	11	1161	1171	-958,0	-968,0	-961,2	-971,2	10
	934	940	-731,0	-737,0	-734,2	-740,2	6	1173	1183	-970,0	-980,0	-973,2	-983,2	10

	963	978	-760,0	-775,0	-763,2	-778,2	15							
119	ротор				устье			ротор				устье		
	210,50 абс. м				207,86 абс. м			210,50 абс. м				207,86 абс. м		
	горизонты							горизонты						
	V-VI							VII						
	глубина, м		абс. отм, м		абс. отм, м		мощность слоя, м	глубина, м		абс. отм, м		абс. отм, м		мощность слоя, м
	от	до	от	до	от	до		от	до	от	до	от	до	
	898	912	-696,5	-701,5	-690,1	-704,1	14	1141	1157	-930,5	-946,5	-933,1	-949,1	16
	917	930	-715,5	-719,5	-709,1	-722,1	13	1163	1172	-952,5	-961,5	-955,1	-964,1	9
	934	940	-732,5	-729,5	-726,1	-732,1	6							
957	964	-755,5	-753,5	-749,1	-756,1	7								
12	ротор				устье			ротор				устье		
	181,00 абс. м				178,43 абс. м			181,00 абс. м				178,43 абс. м		
	горизонты							горизонты						
	V-VI							VII						
	глубина, м		абс. отм, м		абс. отм, м		мощность, слоя, м	глубина, м		абс. отм, м		абс. отм, м		мощность слоя, м
	от	до	от	до	от	до		от	до	от	до	от	до	
	892	898	-711,0	-717,0	-713,6	-719,6	6	1154	1170	-973	-989	-975,6	-991,6	16
	927	942	-746,0	-761,0	-748,6	-763,6	15	1202	1224	-1021	-1043	-1023,6	-1045,6	22
	947	960	-766,0	-779,0	-768,57	-781,6	13							
35	ротор				устье			ротор				устье		
	185,50 абс. м				183,08 абс. м			185,50 абс. м				183,08 абс. м		
	горизонты							горизонт						
	V-VI							VII						
	глубина, м		абс. отм, м		абс. отм, м		мощность слоя, м	глубина, м		абс. отм, м		абс. отм, м		мощность слоя, м
	от	до	от	до	от	до		от	до	от	до	от	до	
	845	860	-659,5	-674,5	-661,9	-676,9	15	1125	1152	-939,5	-966,5	-941,9	-968,9	27
	900	912	-714,5	-726,5	-716,9	-728,9	12							
	920	938	-734,5	-752,5	-736,9	-754,9	18							
950	972	-764,5	-786,5	-766,92	-788,92	22								

115 (по 615)	ротор				устье				ротор				устье			
	186,30 абс. м				183,20 абс. м				186,30 абс. м				183,20 абс. м			
	горизонты								горизонты							
	V-VI								VII							
	глубина, м		абс. отм, м		абс. отм, м		мощность, слоя, м	глубина, м		абс. отм, м		абс. отм, м		мощность слоя, м		
	от	до	от	до	от	до		от	до	от	до	от	до			
	828	844	-641,7	-657,7	-644,8	-660,8	16	1127	1140	-940,7	-953,7	-943,8	-956,8	13		
	858	868	-671,7	-681,7	-674,8	-684,8	10	1148	1152	-961,7	-965,7	-964,8	-968,8	4		
884		902	-697,7	-715,7	-700,8	-718,8	18	1180	1186	-993,7	-999,7	-996,8	-1002,8	6		
912		922	-725,7	-735,7	-728,8	-738,8	10									
114	ротор				устье				ротор				устье			
	186,30 абс. м				183,20 абс. м				186,30 абс. м				183,20 абс. м			
	горизонты								горизонт							
	V-VI								VII							
	глубина, м		абс. отм, м		абс. отм, м		мощность слоя, м	глубина, м		абс. отм, м		абс. отм, м		мощность слоя, м		
	от	до	от	до	от	до		от	до	от	до	от	до			
	872	882	-685,7	-695,7	-688,8	-698,8	10	1080	1092	-893,7	-905,7	-896,8	-908,8	12		
	890	910	-703,7	-723,7	-706,8	-726,8	20	1102	1118	-915,7	-931,7	-918,8	-934,8	16		

Продолжение таблицы 4.2

Продолжение таблицы 4.2

1	2				3				4				5			
3	ротор				устье				ротор				устье			
	186,00 абс. м				182,97 абс. м				186,00 абс. м				182,97 абс. м			
	горизонты								горизонт							
	V-VI								VII							
	глубина, м		абс. отм, м		абс. отм, м		мощность, слоя, м	глубина, м		абс. отм, м		абс. отм, м		мощность слоя, м		
	от	до	от	до	от	до		от	до	от	до	от	до			
	828	838	-642,0	-652,0	-645,0	-655,0	10	1064	1078	-878,0	-878,0	-881,0	-895,0	14		
	858	874	-672,0	-688,0	-675,0	-691,0	16	1123	1142	-937,0	-937,0	-940,0	-959,0	19		
	* возможно использование как наблюдательной скважины															
110	ротор				устье				ротор				устье			
	199,90 абс. м				196,85 абс. м				199,90 абс. м				196,85 абс. м			
	горизонты								горизонт							
	V-VI								VII							
	глубина, м		абс. отм, м		абс. отм, м		мощность слоя, м	глубина, м		абс. отм, м		абс. отм, м		мощность слоя, м		
	от	до	от	до	от	до		от	до	от	до	от	до			
	893	902	-693,1	-702,1	-696,2	-705,2	9	1140	1152	-940,1	-952,1	-943,2	-955,2	12		
	916	942	-716,1	-742,1	-719,2	-745,2	26	1185	1200	-985,1	-1000,1	-988,2	-1003,2	15		
	111	ротор				устье				ротор				устье		
202,90 абс. м				200,02 абс. м				202,90 абс. м				200,02 абс. м				
горизонты								горизонт								
V-VI								VII								
глубина, м		абс. отм, м		абс. отм, м		мощность слоя, м	глубина, м		абс. отм, м		абс. отм, м		мощность слоя, м			
от		до	от	до	от		до	от	до	от	до	от		до		
906		912	-703,1	-709,1	-706,0	-712,0	6	1162	1184	-959,1	-981,1	-962,0	-984,0	22		
922		928	-719,1	-725,1	-722,0	-728,0	6									
938		944	-735,1	-741,1	-738,0	-744,0	6									
952	963	-749,1	-760,1	-752,0	-763,0	11										

Продолжение таблицы 4.2

1	2				3				4				5			
101	ротор				устье				ротор				устье			
	199,00 абс. м				195,80 абс. м				199,00 абс. м				195,80 абс. м			
	горизонты								горизонт							
	V-VI								VII							
	глубина, м		абс. отм, м		абс. отм, м		мощность	глубина, м		абс. отм, м		абс. отм, м		мощность		
	от	до	от	до	от	до		от	до	от	до	от	до		от	до
	892	908	-693,0	-709,0	-696,2	-712,2	16	1130	1150	-931,0	-951,0	-934,2	-954,2	20		
	914	930	-715,0	-731,0	-718,2	-734,2	16									
10 (по 420- 606)	ротор				устье				ротор				устье			
	184,50 абс. м				182,33 абс. м				184,50 абс. м				182,33 абс. м			
	горизонты								горизонт							
	V-VI								VII							
	глубина, м		абс. отм, м		абс. отм, м		мощность	глубина, м		абс. отм, м		абс. отм, м		мощность		
	от	до	от	до	от	до		от	до	от	до	от	до		от	до
	886	895	-701,5	-710,5	-703,7	-712,7	9	1155	1177	-970,5	-992,5	-972,7	-994,67	22		
	920	933	-735,5	-748,5	-737,7	-750,7	13	1205	1222	-1020,5	-1037,5	-1022,7	-1039,7	17		
	943	955	-758,5	-770,5	-760,7	-772,7	12									
975	985	-790,5	-800,5	-792,7	-802,7	10										
7	ротор				устье				ротор				устье			
	203,80 абс. м				202,51 абс. м				203,80 абс. м				202,51 абс. м			
	горизонты								горизонт							
	V-VI								VII							
	глубина, м		абс. отм, м		абс. отм, м		мощность	глубина, м		абс. отм, м		абс. отм, м		мощность		
	от	до	от	до	от	до		от	до	от	до	от	до		от	до
	905	915	-701,2	-711,2	-702,5	-712,5	10	1040	1065	-836,2	-861,2	-837,5	-862,5	25		
	925	938	-721,2	-734,2	-722,5	-735,5	13									
	* интервалы требуют согласования, возможно использование как наблюдательной скважины															

Продолжение таблицы 4.2

1	2				3				4				5			
34	ротор				устье				ротор				устье			
	190,00 абс. м				187,90 абс. м				190,00 абс. м				187,90 абс. м			
	горизонты								горизонт							
	V-VI								VII							
	глубина, м		абс. отм, м		абс. отм, м		мощность слоя, м	глубина, м		абс. отм, м		абс. отм, м		мощность слоя, м		
	от	до	от	до	от	до		от	до	от	до	от	до			
	879	884	-689,0	-694,0	-691,1	-696,1	5	1154	1170	-964,0	-980,0	-966,1	-982,1	16		
	898	910	-708,0	-720,0	-710,1	-722,1	12									
	* интервалы требуют согласования, возможно использование как наблюдательной скважины															

4.1 План перевода наблюдательной скважины №3 месторождения Тенге

Данные по скважине:

Начала бурение начато - 28.06. 1966г.

Конец бурение - 12.02.1967 г.

"Мангышлакнефтьгазразведка"

Тип скважины - Вертикальная

Искусственный забой - 2388 м (Стоп кольцо)

Текущий забой - 2388

Горизонт - XIV, XV, XVI

Проведение работ:

Спустить долото Ø118мм на технологических СБТ до текущего забоя, промыть. Поднять компоновку.

Спустить перо на технологических ВНКТ Ø73мм до 2388м. Промыть и определить приемистость пласта, составить акт.

С учетом данных по приемистости пласта и его температуры добавить вещества регулирующие свойства цементного раствора замедлитель твердения, понизитель водоотдачи. Выполнить РИР не превышая давление продавки 100 атм. цементным раствором в интервале: 1813-1750м с оставлением кровли цементного моста на глубине 1650м. Поднять компоновку на безопасную зону (не менее 100м от кровли ЦМ). ОЗЦ – 36 часов.

Перевод на глинистый раствор плотностью 1,20 г/см³; с вязкостью 80–120 с (может быть выше в зависимости от фактического значения) в интервале 1650–1300 м.

Установить цементный мост в интервале: 1300-1220м. Поднять компоновку на безопасную зону (не менее 150м от кровли ЦМ). ОЗЦ – 36 часов.

Силами ГИС выполнить ПВР в интервале 1140-1156 м, 1161-1171м, 1173-1183м плотностью по 20 отв. на 1 п.м. с привязкой по ГК и МЛМ и контролем после ПВР методами МЛМ и ТМ.

Силами ГИС выполнить установку взрыв-пакера на глубину 1000 метров, сверху желонкой залить ЦМ с кровлей 995м. ОЗЦ.

Силами ГИС выполнить РЛТ (профиль притока) в интервале 800м.-забой, по результатам определить отдающие интервалы со сбросом вышедшей воды в чан (рабочая емкость) бригады КРС. Поднять компоновку.

Спустить долото ф118 до текущего забоя, разбурить ЦМ и ВП-118 в инт: 995-1000м. до провала. Доспустить до 1200м, промыть до чистой воды. Поднять компоновку до устья.

Силами ГИС выполнить перестрел интервалов V-VIII горизонтов 3-й плотностью (по 60 отв. на 1.п.м.)

На фоновых ВНКТ Ø73мм на глубину 870 метров (приемная отверстия газ сепаратора) с установкой и опрессовкой каждый по отдельности обратных клапанов 2 шт., и сливного клапана на P=100 Атм/15мин. Составить акт. Поинтервальной опрессовкой лифта ВНКТ через каждые 200м на P=40 Атм и замером изоляции каждые 200м.

4.1.1 Геологическая характеристика

Таблица 4.1.1 - Стратиграфическое строение скважины №3 по меловым отложениям, характеристика условий залегания и коэффициент кавернзности пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение			Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернзности в интервале
От (верх)	До (низ)	Система	Отдел	Ярус	Угол, град	Азимут, град	
1	2	3	4	5	6	7	8
0	55	Неогеновая (N)	Миоценовый (N ₁)	Сарматский (N _{1s})	-	-	1,20
55	78			Тортонский (N _{1t})	-	-	1,20
78	202	Палеогеновая (P)	Олигоценная (P ₃)	-	-	-	1,20
202	242		Палеоцен-Эоцен (P ₁₊₂)	-	-	-	1,20
242	290	Меловая (K)	Верхний (K ₂)	Датский (K _{2d})	-	-	1,20
290	431			Сенонский (K _{2c})	-	-	1,20
431	446			Турон-коньякский (K _{2t+c})	-	-	1,15
446	599			Сеноманский (K _{2s})	-	-	1,15
599	1150		Нижний (K ₁)	Альбский (K _{1al})	-	-	1,20
1150	1262			Аптский (K _{1a})	-	-	1,15
1262	1318			Барремский (K _{1b})	-	-	1,15
1318	1335			Готеривский (K _{1g})	-	-	1,15

Таблица 4.1.2 – Литологическая характеристика разреза скважины №3

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	Краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Сарматский (N _{1s})	0	55	Известняки Глины Мергели	30 40 30	Отложения сарматского яруса делятся на три части: в нижней части развита пачка известняков, белого, светло-серого и желтоватого цветов, средняя часть сложена глинами темно-серыми и зеленовато-серыми с подчиненными прослоями мергелей, а верхняя представлена известняками, среди которых преобладают ракушечники.
Тортонский (N _{1t})	55	78	Глины Мергели Песчаники	45 30 25	Породы тортонского яруса с резким размывом и несогласием залегают на отложениях олигоцена. Ярус представлен толщей серых, зеленовато-серых глин, мергелей и мелкозернистых песчаников.
Олигоценый (P ₃)	78	202	Глины Мергели	55 45	Олигоценовые отложения представлены однородной толщей зеленовато-серых плотных известковистых глин, с подчиненными прослоями алевролитов и мергелей, включающих мелкие ОРО и рассеянные зерна пирита.
Палеоцен-Эоцен (P ₁₊₂)	202	242	Мергели Песчаники Известняки	35 35 30	Палеоцен-эоценовые отложения сложены преимущественно мергелями с подчиненными прослоями известняков, глин и базальным песчаником в основании. Мергели белые, светло-серые, зеленовато-серые и буровато-коричневые. Известняки преимущественно, белые, с сероватым, розоватым, желтоватым и зеленоватым оттенком, органогенно-обломочные, оолитовые и пелитоморфные.
Датский (K _{2d})	242	290	Известняки Мергели Глины	35 30 35	Отложения датского яруса с размывом залегают на породах сенонского надъяруса. Особенностью литологического состава яруса является широкое развитие пелитоморфные и органогенно-обломочных известняков, переслаивающихся с мергелями и глинами.

Продолжение таблицы 4.1.2

1	2	3	4	5	6
Сенонский (K _{2c})	290	431	Мел Мергели Известняк и	35 40 25	Сложен мело-мергельной толщей. В средней части толщи, наряду с мелом и мергелями значительное развитие получают известняки.
Турон- коньякский (K _{2t+c})	431	446	Песчаники Мергели	45 55	Турон - коньякские отложения в нижней части представлены фосфоритовыми песчаниками, а в верхней части белыми мергелями.
Сеноманский (K _{2s})	446	599	Глины Песчаники Алевролиты	35 30 35	Сложены темно-серыми, плотными, слабо алевритистыми, некарбонатными глинами и серыми, зеленовато-серыми, мелкозернистыми песчаниками и алевролитами, сцементированными глинистым, глинисто-карбонатным или карбонатным цементом. В средней части яруса отмечается некоторое преобладание глин, а в нижней и верхней – песчанников.
Альбский (K _{1al})	599	1150	Песчаники Глины Алевролиты	35 30 35	Отложения яруса представлены терригенной толщей сложенной переслаиванием песчанников, глин и алевролитов, с преобладанием песчаных разностей в верхней части разреза. Песчаники и алевролиты серые, темно-серые и зеленовато-серые, мелкозернистые, с включениями пирита, обугленного растительного детрита, конкреции и желваков фосфоритов, многочисленных остатков раковин пелеципод и гастропод различной сохранности.
Аптский (K _{1a})	1150	1262	Песчаники Алевролиты Глины	30 30 40	Сложен песчаниками толщиной 2,0-2,5 м, с фосфоритовыми конкрециями, сцементированными глинистым цементом. Глины, с мергельно-песчаными и сидеритовыми конкрециями, средними прослоями алевролитов и песчанников.
Барремский (K _{1b})	1262	1318	Песчаники Алевролиты	50 50	Сложен преимущественно глинистой толщей, содержащей тонкие прослои песчано-алевритовых пород. Песчаники преимущественно мелкозернистые и алевролиты зеленовато-серые, встречаются мелкие включения пирита, цемент глинисто-карбонатный.
Готеривский (K _{1g})	1318	1335	Глины	100	Отложения представлены, в основном, глинистой толщей с тонкими прослоями мелкозернистых песчанников, с карбонатным цементом.

Таблица 4.1.3 Работы по испытанию (освоению) скважины, сведения по эксплуатации

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта	Интервал перфорация, м		Интервал установки цементного моста, м		Тип конструкции продуктивного забоя: открытый забой, фильтр, цемент, колонна	Тип установки для испытания (освоения): передвижная, стационарная	Пласт фонтанирующий (да, нет)	Количество режимов (штуцеров) испытания	Диаметр штуцеров, мм	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения скважины	Опорожнение колонны при испытании (освоении)	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)							Максимальное снижение уровня, м	Плотность жидкости, г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Скважин №3 месторождение Тенге													
K _{1-2al+c}	1	1123	1142	-	-	колонна	передвижная	да	3	3,5,7	Замена бур. раствора на тех. воду, нефть. Снижение уровня свабированием или компрессированием	-	1,03-1,1
		1064	1078	-	-								
		858	874	-	-								
		828	838	-	-								

4.1.2 Конструкция наблюдательной скважины №3 месторождения Тенге

Скважины №3 фактическая конструкция скважин следующая:

1. Направление диаметром Ø 406,4мм устанавливается на глубину 5м для предотвращения размыва устья скважины во избежание грифообразования. Цементируется до устья.

2. Кондуктор диаметром Ø 323,9мм спускается на глубину 490,76 метров. Ограждает мелкие водоносные горизонты от загрязнения скважинными флюидами и обеспечивает механическую опору для устьевого и установки противовыбросового оборудования (ПВО). Цементируется до устья.

3. Эксплуатационная колонна диаметром Ø 146,1мм спускается до проектной глубины с целью разобщения продуктивных пластов и их раздельного испытания. Цементируется до устья. На колонну устанавливается ФА.

Таблица 4.1.4 – Фактическая конструкция наблюдательной скважины №3 месторождения Тенге

Наименование колонны	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента от устья, м
	долота	колонны		
Направление	490,0	406,4	5	до устья
Кондуктор	393,7	323,9	490,76	до устья
Техническая	295,3	244,5	1696,61	до устья
Эксплуатационная	215,9	146,1	2419,68	до устья
Подземное оборудование	-	-	НКТ 2,5" с воронкой на гл. 1780м	
Интервалы ПВР	-	-	1796-1793,8; 1791,2-1789,2; 1784,2-1782,4м	

4.1.3 Подготовительные работы

Подготовить рабочую площадку: очистка разлива нефти вокруг скважины, сбор металлолома, планировка территории скважины.

Установка буровой установка скважин устанавливается на приустьевой площадке и центрируется относительно устья скважины в соответствии с указаниями по эксплуатации изготовителя;

- Убедиться о готовности необходимых подрядчиков для выполнения работ;
- Получить все необходимые разрешения и лицензии до начала работ;
- Убедиться в наличии нового устьевого и внутрискважинного оборудования на месторождении;
- Необходимый объем раствора для глушения скважины должен быть подготовлен до начала работ;
- Все работники Подрядчиков должны быть сертифицированы для выполнения работ.

Требуемые объемы жидкостей:

- 74,3 м³ раствора на глинистый раствор основе, удельный вес 1,18-1,20 г/см³;

- 100 м³ технической воды;
- 40 м³ пресной воды;

Требуемое оборудование:

- Буровой станок (подъемная) УПА -60/80 в комплекте с другим оборудованием;
- ЦА - 320 - 2 шт.
- Превенторная оборудование ППГ 230 х210 в комплекте;
- Штуцерный манифольд с разными штуцерами;
- Циркуляционная система с ГШН, ВШН, объем не менее 50 м³;
- Емкость 50-60 м³ для использования при испытании -2 шт;
- Самосвал для вывоза отходов из скважины и ТБО, автокран, бульдозер, оперативная машина;
- Оборудование для испытания скважины (газосепаратор, факельная установка, линии задвижки и др. сопутствующее оборудование);
- Всасывающие манифольда, шланги, манометры, обратные и шаровые клапаны;
- Ловильный инструмент, фрезы, пакера, колоны скребки и др. необходимые инструменты;
- Химреагенты для стимуляции и очистки зоны перфорации;
- Служебные и бытовые помещения на территории буровой площадки должны быть оборудованы в соответствии с требованиями пожарной безопасности и размещены от устья скважины на расстоянии, равном высоте вышки и дополнительно к ней не менее 1м;
- Запасные емкости с горюче-смазочными материалами, легко воспламеняющимися и горючими жидкостями должны быть удалены от места установки двигателей внутреннего сгорания не менее чем на 20 м;
- Бурение скважины производится безамбарным способом. Для сбора шлама и сточных вод предусматривается использование 2 металлических емкостей общим объемом не менее 100м³ для каждой скважины;
- Въезд на территорию пожаровзрывоопасных предприятий и установок допускается по специальному пропуску, а автотранспорт должен быть оборудован глушителем с искрогасителем.

Таблица 4.1.5 - Подготовительных работ к строительству скважины

№№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Ед. изм.	Количество
1	2	3	4
1	Снятие с площадки плодородного слоя почвы толщиной 15+5 см $V = 50 \text{ м} * 80 \text{ м} * 0.2 \text{ м} = 800 \text{ м}^3$	м ³	0,8
2	Складирование снятого слоя почвы в насыпи (по периметру буровой площадки) с укаткой	- ” -	0,8
3	Обваловка площадки ГСМ (20 м * 2 + 15 м * 2) * 1.25 м	- ” -	0,8
4	Сооружение амбара (емкостей) 4мх6мх 1,5м на отводах ПВО с обратной засыпкой для установки емкостей для сбора пл. флюида в случае НГВП.	амбар	2
5	Планировка при устьевой площадке механическим способом при, грунт II кат. а) при монтаже 50м*80м*0.2м=800 б) при демонтаже 50м*80м*0.2м=800	1000м ³	1,6
6	Топливопровод, из труб d-25-50 мм (подача к агрегатам)	100м	1,5
7	Задвижки стальные d 70-100мм на водопровод в ящиках (колодцах)	шт	2
8	Теплоизоляция трубопроводов войлоком или аналогичными	10м ²	3
9	Топливопровод, маслопровод из эл. сварных труб Ø50-80мм в траншее (подача к агрегатам)	100м	0,9
10	Трубопровод 245-340мм для подачи бур. раствора к всасывающим линиям насосов	100м	0,44
11	Пожарные стояки (гидранты)	шт	2
12	Ящики деревянные для задвижек и гидрантов гл. до 1м	шт	4
13	Установка вентилей 50-80 мм на топливопровод, маслопровод (подающий)	шт	4
14	Низковольтная осветительная линия: - установка металлических опор - подвеска алюминиевых проводов (четыре провода)	100м	4
15	Установка емкости на концах отводов ПВО	100м ³	2
16	Установка полукруглых емкостей V=50+40м ³ для шлама	Емкость	2
17	Бурение скважины производится безамбарным способом. Для сбора шлама и сточных вод предусматривается использование 2 металлических емкостей общим объемом не менее 100м ³ для каждой скважины.	100м ³	2
18	Установка металлических опор*	шт	8

Примечание: * Допускается установка опор из другого материала

Цель работы: при переводе наблюдательной скважины в водозаборный фонд производится разбуривание цементных мостов породоразрушающий инструментом (долотом) с выносом выбуренной породы на поверхность посредством промывки химически обработанным буровым раствором, а также освоение вод альб-сеноманского водоносного комплекса для последующей закачки в пласт с целью поддержания пластового давления.

Перед проведением работ в скважине на устье оборудуется фонтанной арматурой и противовыбросовым оборудованием, определить герметичность Ø 146,1 мм эксплуатационный колонны.

Общий план работы

№.№ п/п	Виды работ	Исполнители
1	Ремонт/восстановление/замена устьевого оборудования	Подрядчик по бурению
2	Замещение бурового раствора, промывка скважины с выравниванием параметров раствора.	Подрядчик по бурению
3	Провести геофизические каротажные работы (субподрядчик).	Подрядчик по ГИС
4	В зависимости от результатов каротажа и данных при переводе скважин выбрать наиболее подходящий метод эксплуатации.	Заказчик
5	Монтаж устьевого и наземного оборудования, подготовка для проведения работ по переводу скважин скважины	Подрядчик по бурению
	Монтаж бурового оборудования:	
1	Иметь все необходимые разрешения, инструкции и сопроводительные документы.	Подрядчик по бурению
2	Планировка территории вокруг устья скважины, установка фундамента под подъемный агрегат	Подрядчик по бурению
3	Произвести раскопку и оконтуривание устья, восстановление шахты.	Подрядчик по бурению
4	Монтаж станка (подъемная) УПА 60/80 или аналога, другого оборудования и центровка вышки.	Подрядчик по бурению
5	Демонтировать Ф/А (устанавливают штурвалы на задвижки ФА, разгерметизируются парубки и устанавливают манометр) Смонтировать превентор, обвязать устье с блоками глушения и дросселирования согласно утвержденной схеме.	Подрядчик по бурению
6	Проверить и записать давление на устье скважины	Подрядчик по бурению
7	Оборудовать устье скважины ПВО согласно утвержденной схеме. Провести опрессовку экс. колонны Ø146мм. совместно с ПВО на 90атм., опрессовать межколонное пространство (146мм х 245мм) на 50атм. Получить разрешение на дальнейшее ведение работ от представителя ФМ ВПФО «АкБерен». Составить акты.	Подрядчик по бурению
8	Определение герметичности экс. колонны двумя способами: гидравлической опрессовкой на давление, не превышающее давления опрессовки, и методом свабирования жидкости в колонне с наблюдением роста уровня. При герметичности, продолжить работы.	Подрядчик по бурению
9	Совместно с представителями аварийно-спасательной службы провести проверку на герметичность устьевого оборудования вместе с ПВО и блоками БГ, БД. Получить разрешение на дальнейшее производство работ.	Подрядчик по бурению

10	Завести тех. Воду в объеме 100 м3, для приготовления бурового раствора	Подрядчик по бурению
11	Нарезать резьбу на 244,5мм. Тех колонне. Оборудовать устье скважины ОКК+АФК. Устьевое оборудование предоставляет заказчик. Произвести опрессовку Ф/А составить акт.	Подрядчик по бурению
12	Смонтировать ФА. Произвести монтаж трапного хозяйства, факельной линии и сепаратора НГС. Оборудовать устье скважины в соответствии с согласованной с профессиональной аварийно-спасательной службой и утвержденной Заказчиком фактической схемой обвязки.	Подрядчик по бурению
Процедура работ на скважине:		
1	Подготовительно-заключительные работы перед спуском (чистка шахты, демонтаж остатков тумбы, ремонт колонной головки, монтаж агрегат УПА 60/80, составление акта проверки готовности бригады).	Подрядчик по бурению
2	Завоз тех. воды, химических реагентов, приготовление бурового раствора (глинистого раствора), отражена в таблица 4.1.6-4.1.9.	Подрядчик по бурению
3	Собрать компоновка низа бурильных колонн (КНБК,), трехшарошечных долото Ø 118 мм, (внутренний диаметр эксплуатационной колонны 124мм), колонна бурильных труб 73 мм (СБТ-73) с толщиной стенки 9,19 мм (сталь группы прочности «G-105») или НКТ 73 мм (НКТ-73) , КНБК в отражена таб. 4.1.11 – 4.1.14.	Подрядчик по бурению
4	Спуск компоновка низа бурильной колонн до вод альб-сеноманского водоносного комплекса с визуальным контролем, замером и шаблонировка эксплуатационный колонн. Спуск производится с промывкой и проработкой.	Подрядчик по бурению
Проведение работ:		
5	Установить цементный мост в интервале: 1300-1220м. Поднять компоновку на безопасную зону (не менее 150м от кровли ЦМ). ОЗЦ – 36 часов. Согласно пункту 17 «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» Над интервалом перфорации должен быть установлен цементный мост. Проверка цем. мост на прочность. Согласно пункт 19 «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», наличие мостов проверяется разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб с усилием. Спуск колонны НКТ до «головы» цементного моста и разгрузкой колонны НКТ на 4-6 т испытать цементный мост на прочность. Испытание на прочность — обязательный этап перед дальнейшими операциями.	Подрядчик по бурению
6	Силами ГИС выполнить ПВР в интервале 1140-1156 м, 1161-1171м, 1173-1183м плотностью по 20 отв. на 1 п.м. с привязкой по ГК и МЛМ и контролем после ПВР методами МЛМ и ТМ.	Заказчик
7	Силами ГИС выполнить установку взрыв-пакера на глубину 1000 метров, сверху желонкой залить ЦМ с кровлей 995м.	Заказчик
8	Силами ГИС выполнить ПВР в интервале 906-915м, 920-931м, 934-940м, 963-978 м плотностью по 20 отв. на 1 п.м. с привязкой по ГК и МЛМ и контролем после ПВР методами МЛМ и ТМ.	Заказчик
9	Перфорация интервала (интервал перфорации по данным ГИС и геологической службой компании будет уточняться).	Подрядчик по ВР

10	Промывка скважины с постоянным слежением за выносом шлама для определения разбуриваемого элемента.	Подрядчик по бурению
11	Выходящий раствор принимать в отдельную емкость через вибросито, обработать перед закачкой в скважину, применить в дальнейшем. Всегда вести записи параметров бурового раствора с внесением в суточный рапорт	Подрядчик по бурению
12	Промывка и дальнейшая спуск компоновка низа бурильных колонн (КНБК) до глубины 1150 м и промывать скважину, обработка бурового раствора и очистки буровых растворов.	Подрядчик по бурению
13	Работы проводить с соблюдением всех правил промышленной безопасности, охраны труда и техники безопасности, охраны окружающей среды, ГНВП, пожарной безопасности.	Подрядчик по бурению

Примечание: Все виды работ по переводу, наблюдательной скважины № 3 на месторождение Тенге должны проводиться согласно регламентам и требованиям промышленной безопасности.

Таблица 4.1.6 - Типы и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора											
			Плотность, г/см³	Условная вязкость, с	Водоотдача, см³/30 мин	СНС, дПа		Содержание твердой фазы, %			рН	Минерализация, % (KCL)	Пластическая вязкость, сПз	Динамическое напряжение сдвига дПа
	1мин	10мин				Коллоидной (активной) части	Песка	Всего						
1	2	3	4	5	6	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Глинистая	0	1150	1,18-1,20	30-45	8-9	15-25	30-40	Дисперсная глинистая фаза	<4	<4	7-8	-	-	-

Таблица 4.1.7 - 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	Сорт	Содержание компонента в буровом растворе, кг/м ³
	от (верх)	до (низ)							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0	1150	Глинистый раствор	1,18-1,20	-	Бентонит Кальцинированная сода Каустическая сода Разжижитель Модифиц. крахмал Вода техническая	2,60 2,53 2,13 1,12 1,6 1,03	в/с в/с в/с в/с в/с -	20 2 2 6 2 180

Таблица 4.1.8 - Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработка

Интервал, м		Коэфф-т запаса раствора на поверх- ности	Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Нормы расхода бурового раствора (м3/м) и его компонентов (кг/м3) на интервале			Потребность в буровом растворе (м ³) и его компонентах (кг)		
От (верх)	До (низ)			Величина	Источник	Попра- вочный коэфф- т	На исходный объем	На бурение интервала	Суммар- ная на интервале
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	1150	-	Глинистые раствор	0,5	Расчет		80	495	575
			Бентонит	20	- // -	1,0	1600	9900	11500
			Кальцинированная сода	2	- // -	1,0	160	990	1150
			Каустическая сода	2	- // -	1,0	160	990	1150
			Разжижитель	6	- // -	1,0	480	2970	3450
			Модифиц. крахмал	2	- // -	1,0	160	160	1150
			Вода техническая	180	-		14400	89100	103500

Примечание: «назначение химических реагентов»:

1. Для приготовления глинистого раствора используется техническая вода и бентонитовый глинопорошок с первоначальным содержанием твердой фазы не более 5%;
2. Разжижитель, для контроля реологических параметры;
3. Кальцинированная сода - для связывания ионов кальция;
4. Каустическая сода - регулятор щелочности;
5. Модифицированный крахмал - понизитель фильтрации.

Таблица 4.1.9 - 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
		0-1150	
1	2	3	4
Бентонит- структурообразователь	ГОСТ 25796-83	11,500	11,500
Кальцинированная сода - для снижения общей жесткости	ТУ 2381-038-00209645-95	1,150	1,150
Каустическая сода- - регулятор щелочности	ТУ 2132-185-00203312-99	1,150	1,150
Разжижитель– понизитель вязкости	ОСТ 13-183-83	3,450	3,450
Модифиц. крахмал- понизитель фильтрации	API 13A	1,150	1,150
Вода техническая	местные	103,500	103,500

Таблица 4.1.10 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Название	Типоразмер, шифр или характеристика	Кол-во, шт.	Использование очистных устройств		
			Ступенчатость: 1-Вибросито: 2-2+ центрифуга	Интервал, м	
				от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Буровая установка УПА-60/80					
Глиномешалка	МГ-4	1		0	1150
Циркуляционная система		1		0	1150
в т.ч. вибросито	СВС-2М	1	1	0	1150
Дегазатор	ДВС-2	1		0	1150

Примечание:

- для приготовления бурового раствора, емкость 20 м³ с желобной системой.
- отходы бурения собираются в 50 м³ металлическую емкость.

Таблица 4.1.11 - Способы, режимы бурения, разбуривание цементного моста и применяемые КНБК в скважине №3 месторождение Тенге

Интервал, м		Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширка, проработка)	Способ бурения	Условный номер, КНБК	Режим бурения			Скорость выполнения технологической операции, м/час
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
995	1000	Разбуривание цементного моста	Роторный	1	До 5	90-100	25-30	10-15

Примечание: для разбуривания цементных мостов применить трех шарошечных долото диаметром Ø118мм, (по необходимости торцовый фрез).

Таблица 4.1.12- Компоновки низа бурильной колонны для разбуривания цементного моста скважины №3 месторождение Тенге

Условный номер КНБК	ЭЛЕМЕНТЫ КНБК (до бурильных труб)									
	№ по порядку	Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	Расстояние от забоя до места установки	Техническая характеристика				Сум- марная длина КНБК, м	Сум- марная масса КНБК, т	Примечание
				Наружный диаметр, мм	Диаметр проходного сечения, мм	Длина, м	Масса, кг			
1	Разбуривание цементного моста внутри эксплуатационной колонны									
	1	Долото III шарошечное Ø 118мм	0	118,0	-	0,17	5,5	-	-	Разрушение
	2	УБТ Ø 108 мм	0,17	108,0	-	19,0	1039,3			Нагрузка
	3	Стабилизатор Ø 104,7 мм	19,17	104,0	-	1,2	47,0			ОЦЭ
	4	УБТ Ø 108мм	20,37	108,0	-	35,0	1914,5	-	-	Нагрузка
	5	УБТ Ø 105мм	55,37	105,0	-	28,0	1458,8	83,37	4,46	Нагрузка

Примечание:

- Подъем бурильной колонны при наличии сифона или поршневания запрещается. При их появлении следует прекратить подъем, провести промывку скважины с вращением и расхаживанием колонны бурильных труб.
- При невозможности устранить сифон (зашламованность, другие причины) подъем труб следует проводить на скоростях, при которых обеспечивается равенство извлекаемого и доливаемого объемов раствора.
- При появлении посадок во время спуска бурильной колонны следует произвести промывку и проработку ствола скважины в этих интервалах.

Таблица 4.1.13 - 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, тн		КЗП трубы на	
	От (верх)	До (низ)			Тип (шифр)	Наружный диаметр, мм	Марка (группа прочности) материала	Толщина стенки, мм	Тип замкового соединения		секции	Нарастающая учетом КНБК	статической прочности	Выносивость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Технического состояния экс. колонны	0	1150	1150	1	СБТ	127	G-105	9,19	4-1/2" IF	1066,63	35,732	40,192	>1,45	>1,9

Примечание:

При спуске бурильных труб в скважину, резьбовые соединения их следует докреплять машинными или автоматическими ключами, контролируя зазор между соединяемыми элементами и соблюдая по показаниям манометра величину допустимого крутящего момента, установленного действующей инструкцией. При подъеме и спуске бурильной колонны не допускается ее вращение.

Таблица 4.1.14 - Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения с учетом длины труб

Название обсадной колонны	Интервал, м		Характеристика бурильных труб, УБТ					Длина трубы на интервале, м	Масса труб, т		
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип присоединительной резьбы		теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным запасом
Состояние экс. колонн	0	1150	СБТ	73,0	G-105	9.19	EU	1066,63	35,732	37,518	39,394
			УБТ	108,0	E	48,05	3-86	54,0	2,954	3,101	3,256
			УБТ	105,0	E	38.0	3-86	28,0	1,458	1,531	1,608

Примечание: возможно использование других типов долот, УБТ и инструментов других типов.

Таблица 4.1.15 – Оборудование устья скважины

Обсадная колонна		Номер схемы обвязки ПВО	Давление опрессовки устьевого оборудования и ПВО, МПа		Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого и ПВО оборудования	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т. д. на изготовление	Количество, шт	Допустимое рабочее давление, МПа
п/п	название		после установки	перед вскрытием напорного горизонта				
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Эксплуатационная колонн	32	-	-	ПУГ 350х21 ППГ 350х21	ГОСТ 13862 -2003 ГОСТ 13862 -2003	1 1	21,0 21,0
			9,0	-	ОКК1-21-245х146 АФК1-65 х 21	ГОСТ 30196 -2001 ГОСТ 13846-2003	1 1	21,0 21,0

Примечание: Фактические схемы монтажа и спецификация противовыбросового оборудования согласовываются Буровым подрядчиком с АСС

4.2 План перевода наблюдательной скважины №7 месторождении Тенге

Данные по скважине:

Бурение начато – 21.07.1964 г.

Бурение окончено - 12.02.1965г.

Проектная глубина -2000м

Фактический забой - 2100м.

Горизонт – Вскрыт – XIV горизонт

Проведение работ:

Установить цементный мост в интервале: 1300-1220м. Поднять компоновку на безопасную зону (не менее 150м от кровли ЦМ). ОЗЦ – 36 часов.

1. Силами ГИС выполнить ПВР в интервале 1140-1156 м, 1161-1171м, 1173-1183м плотностью по 20 отв. на 1 п.м. с привязкой по ГК и МЛМ и контролем после ПВР методами МЛМ и ТМ.
2. Спустить СКМ-118 + перо на тех. ВНКТ-73мм и выполнить скрепирование в местах посадки ВП-118 в инт: **1020-970 м**. Промыть ствол скважины технической водой уд. весом 1,02 г/см³, не менее 2-х циклов до выхода чистой воды.
3. Силами ГИС выполнить установку взрыв-пакера на глубину 1000 метров, сверху желонкой залить ЦМ с кровлей 995м. ОЗЦ.
4. Силами ГИС выполнить ПВР в интервале 906-915м, 920-931м, 934-940м, 963-978 м плотностью по 20 отв. на 1 п.м. с привязкой по ГК и МЛМ и контролем после ПВР методами МЛМ и ТМ.
5. Спустить долото ф118 до текущего забоя, разбурить ЦМ и ВП-118 в инт: 995-1000м. до провала. Доспустить до 1200м, промыть до чистой воды. Поднять компоновку до устья.
6. Силами ГИС выполнить перестрел интервалов V-VIII горизонтов 3-й плотностью (по 60 отв. на 1.п.м.)
7. После ПВР закрыть скважину (не производить техн. операции) на 72 часа для восстановления пьезометрического уровня в стволе скважины.
8. Спустить воронку на техн. ВНКТ до гл. 870м, герметизация устья скважины. Подготовка к компрессированию.
9. Поинтервальной опрессовкой лифта ВНКТ через каждые 200м на Р=40 Атм и замером изоляции каждые 200м. Спуск произвести со смазкой резьбовых соединений шаблонировать все ВНКТ Ø73мм шаблоном Ø59,6мм.

10. Убедиться в центричности талевого блока по отношению к оси скважины, произвести центровку; проверить центричность до спуска и в середине спуска, а при ветреной погоде после затишья.

4.2.1 Геологическая характеристика

Таблица 4.2.1 - Стратиграфическое строение скважины №7 по меловым отложениям, характеристика условий залегания и коэффициент кавернозности пластов.

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение			Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности в интервале
От (верх)	До (низ)	Система	Отдел	Ярус	Угол, град	Азимут, град	
1	2	3	4	5	6	7	8
0	70	Неогеновая (N)	Миоценовый (N ₁)	Сарматский (N _{1s})	-	-	1,20
70	97			Тортонский (N _{1t})	-	-	1,20
97	191	Палеогеновая (P)	Олигоценовая (P ₃)	-	-	-	1,20
191	244		Палеоцен-Эоцен (P ₁₊₂)	-	-	-	1,20
244	297	Меловая (K)	Верхний (K ₂)	Датский (K _{2d})	-	-	1,20
297	440			Сенонский (K _{2c})	-	-	1,20
440	457			Турон-коньякский (K _{2t+c})	-	-	1,15
457	602			Сеноманский (K _{2s})	-	-	1,15
602	1175		Нижний (K ₁)	Альбский (K _{1al})	-	-	1,20
1175	1290			Аптский (K _{1a})	-	-	1,15
1290	1339			Барремский (K _{1b})	-	-	1,15
1339	1390			Готеривский (K _{1g})	-	-	1,15

Таблица 4.2.2 - Работы по испытанию (освоению) скважины, сведения по эксплуатации

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта	Интервал перфорация, м		Интервал установки цементного моста, м		Тип конструкции продуктивного забоя: открытый забой, фильтр, цемент, колонна	Тип установки для испытания (освоения): передвижная, стационарная	Пласт фонтанирующий (да, нет)	Количество режимов (штуцеров) испытания	Диаметр штуцеров, мм	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения скважины	Опорожнение колонны при испытании (освоении)	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)							Максимальное снижение уровня, м	Плотность жидкости, г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Скважин № 7													
K _{1+2al-s}	1	1040	1065	-	-	колонна	передвижная	да	3	3,5,7	Замена бур. раствора на тех. воду, нефть. Снижение уровня свабированием или компрессированием	-	1,03-1,1
		925	938	-	-								
		905	915	-	-								

4.2.2 Конструкция наблюдательной скважины №7 месторождении Тенге

Скважины № 7 фактическая конструкция скважин следующая:

1. Направление Ø588,8 мм спускается на глубину 5 метров. Устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины, цементируется до устья.
2. Кондуктор Ø 273,1мм спускается до глубины 417 м и цементируется до устья, для перекрытия верхней части разреза, склонных к обваливанию. Оборудование устья скважины ПВО.
3. Эксплуатационная колонна Ø146,1 мм спускается до 2095 м проектной глубины с целью разобщения продуктивных пластов и их отдельного испытания. Цементируется до 1080м. На колонну устанавливается ФА.

Таблица 4.2.3 – Фактическая конструкция наблюдательной скважины №7 месторождение Тенге

Наименование колонны	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента от устья, м
	долота	колонны		
Направление	660,4	558,8	5	0
Кондуктор	311,2	273,1	417	До устья
Эксплуатационная	215,9	146,1	2095,15	ВПЦ 1080 от устья

15.07.1973 г. после ГТС переведена в наблюдательный фонд

Дата проведения последних работ:

30.06.1965 г. Установка ЦМ в инт: 1980-2000м. Иск. забой 1980м.

28.07.1965 г. ПВР в инт: 1973-1976м. Текущий забой 1979м (голова груз L-2м от ПК-103).

20.08.1965 г. Установка ЦМ в инт: 1950-1972м. ПВР в инт: 1920-1932м Иск. забой 1949м.

Получена вода у. весом 1,09 г/см³.

19.03.1966г. ПВР в инт: 1748-1750 м, 1739-1743м, 1732-1726м. Иск. забой 1755м.

Получено газ пластовой водой.

8.04.1966г. Установка ЦМ в инт: 1719-1734м. ПВР в инт: 1702-1712 м. Иск. забой 1719м.

Получено приток пластовой воды у. весом 1,08 г/см³.

4.2.3 Подготовительные работы

Подготовить рабочую площадку: очистка разлива нефти вокруг скважины, сбор металлолома, планировка территории скважины.

Установка буровой установка скважин устанавливается на приустьевой площадке и центрируется относительно устья скважины в соответствии с указаниями по эксплуатации изготовителя;

- Убедиться о готовности необходимых подрядчиков для выполнения работ.
- Получить все необходимые разрешения и лицензии до начала работ.
- Убедиться в наличии нового устьевого и внутрискважинного оборудования на

месторождении.

- Необходимый объем раствора для глушения скважины должен быть подготовлен до начала работ.
- Буровые насосы надежно крепятся к фундаментам, нагнетательный трубопровод - к блочным основаниям и промежуточным стойкам. Повороты трубопроводов выполняются плавно или делаются прямоугольными с отбойными элементами.
- Все работники Подрядчиков должны быть сертифицированы для выполнения работ.

Требуемые объемы жидкостей:

- 74,3 м³ раствора на глинистый раствор основе, удельный вес 1,18-1,20 г/см³
- 100 м³ технической воды
- 40 м³ пресной воды

Требуемое оборудование:

- Буровой станок (подъемная) УПА -60/80 в комплекте с другим оборудованием.
- ЦА - 320 - 2 шт
- Превенторная оборудование ППГ 230 x210 в комплекте.
- Штуцерный манифольд с разными штуцерами
- Циркуляционная система с ГШН, ВШН, объем не менее 50 м³
- Емкость 50-60 м³ для использования при испытании -2 шт
- Самосвал для вывоза отходов из скважины и ТБО, автокран, бульдозер.
- Оборудование для испытания скважины (газосепаратор, факельная установка, линии задвижки и др. сопутствующее оборудование).
- Всасывающие манифольда, шланги, манометры, обратные и шаровые клапаны.
- Ловильный инструмент, фрезы, пакера, колоны скребки и др. необходимые инструменты.
- Химреагенты для стимуляции и очистки зоны перфорации.
- Служебные и бытовые помещения на территории буровой площадки должны быть оборудованы в соответствии с требованиями пожарной безопасности и размещены от устья скважины на расстоянии, равном высоте вышки и дополнительно к ней не менее 10м.
- Запасные емкости с горюче-смазочными материалами, легко воспламеняющимися и горючими жидкостями должны быть удалены от места установки двигателей внутреннего сгорания не менее чем на 20 м.
- Бурение скважины производится безамбарным способом. Для сбора шлама и сточных вод предусматривается использование 2 металлических емкостей общим объемом не менее 100м³ для каждой скважины.

Таблица 4.2.4 - Подготовительных работ к строительству скважины

№№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Ед. изм.	Количество
1	2	3	4
1	Снятие с площадки плодородного слоя почвы толщиной 15+5 см $V = 50 \text{ м} * 80 \text{ м} * 0.2 \text{ м} = 800 \text{ м}^3$	м ³	0,8
2	Складирование снятого слоя почвы в насыпи (по периметру буровой площадки) с утрамбовкой	- ” -	0,8
3	Обваловка площадки ГСМ (20 м * 2 + 15 м * 2) * 1.25 м	- ” -	0,8
4	Сооружение амбара (емкостей) 4мхбмх 1,5м на отводах ПВО с обратной засыпкой для установки емкостей для сбора пл. флюида в случае НГВП.	амбар	2
5	Планировка при устьевой площадке механическим способом при, грунт II кат. а) при монтаже 50м*80м*0.2м=800 б) при демонтаже 50м*80м*0.2м=800	1000м ³	1,6
6	Топливопровод, из труб d-25-50 мм (подача к агрегатам)	100м	1,5
7	Задвижки стальные d 70-100мм на водопровод в ящиках (колодцах)	шт	2
8	Теплоизоляция трубопроводов войлоком или аналогичными	10м ²	3
9	Топливопровод, маслопровод из эл. сварных труб Ø50-80мм в траншее (подача к агрегатам)	100м	0,9
10	Изоляция противокоррозионная трубопроводов (спускные линии, подающие линии топлива, бур. раствор, пар)	100 м ²	3
11	Трубопровод 245-340мм для подачи бур. раствора к всасывающим линиям насосов	100м	0,44
12	Пожарные стояки (гидранты)	шт	2
13	Ящики деревянные для задвижек и гидрантов гл. до 1м	шт	4
14	Установка вентилей 50-80 мм на топливопровод, маслопровод (подающий)	шт	4
15	Низковольтная осветительная линия: - установка металлических опор - подвеска алюминиевых проводов (четыре провода)	100м	4
16	Установка емкости на концах отводов ПВО	100м ³	2
17	Сооружение емкости на отводах ПВО для сбора пластового флюида в случае НГВП.	шт	2
18	Установка полукруглых емкостей V=50+40м ³ для шлама	Емкость	2
19	Бурение скважины производится безамбарным способом. Для сбора шлама и сточных вод предусматривается использование 2 металлических емкостей общим объемом не менее 100м ³ для каждой скважины.	100м ³	2
20	Установка металлических опор*	шт	8

Примечание: * Допускается установка опор из другого материала

Цель работы: при переводе наблюдательной скважины в водозаборный фонд производится разбуривание цементных мостов породоразрушающим инструментом (долотом) с выносом выбуренной породы на поверхность посредством промывки химически обработанным буровым раствором, а также освоение вод альб-сеноманского водоносного комплекса для последующей закачки в пласт с целью поддержания пластового давления.

Перед проведением работ в скважине на устье оборудуется фонтанной арматурой и противовыбросовым оборудованием, определить герметичность Ø 146,1 мм эксплуатационный колонны.

Общий план работы

№п/п	Виды работ	Исполнители
1	Ремонт/восстановление/замена устьевого оборудования	Подрядчик по бурению
2	Замещение бурового раствора, промывка скважины с выравниванием параметров раствора.	Подрядчик по бурению
3	Провести геофизические каротажные работы (субподрядчик).	Подрядчик по ГИС
4	В зависимости от результатов каротажа и данных при переводе скважин выбрать наиболее подходящий метод эксплуатации.	Заказчик
5	Монтаж устьевого и наземного оборудования, подготовка для проведения работ по переводу скважин скважины	Подрядчик по бурению
Монтаж бурового оборудования:		
1	Иметь все необходимые разрешения, инструкции и сопроводительные документы.	Подрядчик по бурению
2	Планировка территории вокруг устья скважины, установка фундамента под подъемный агрегат	Подрядчик по бурению
3	Произвести раскопку и оконтуривание устья, восстановление шахты.	Подрядчик по бурению
4	Монтаж станка (подъемная) УПА 60/80 или аналога, другого оборудования и центровка вышки.	Подрядчик по бурению
5	Демонтировать Ф/А (устанавливают штурвалы на задвижки ФА, разгерметизируются парубки и устанавливают манометр) Смонтировать превентор, обвязать устье с блоками глушения и дросселирования согласно утвержденной схеме.	Подрядчик по бурению
6	Проверить и записать давление на устье скважины	Подрядчик по бурению
7	Оборудовать устье скважины ПВО согласно утвержденной схеме. Провести опрессовку экс. колонны Ø146мм. совместно с ПВО на 90атм., опрессовать межколонное пространство (146мм x 245мм) на 50атм. Получить разрешение на дальнейшее ведение работ от представителя ФМ ВПФО «АкБерен». Составить акты.	Подрядчик по бурению
8	Определение герметичности экс. колонны двумя способами: гидравлической опрессовкой на давление, не превышающее давления опрессовки, и методом свабирования жидкости в колонне с наблюдением роста уровня. При герметичности, продолжить работы.	Подрядчик по бурению
9	Совместно с представителями аварийно-спасательной службы провести проверку на герметичность устьевого оборудования вместе с ПВО и блоками БГ, БД. Получить разрешение на дальнейшее производство работ.	Подрядчик по бурению
10	Завести тех. Воду в объеме 100 м3, для приготовления бурового раствора	Подрядчик по бурению

11	Нарезать резьбу на 244,5мм. Тех колонне. Оборудовать устье скважины ОКК+АФК. Устьевое оборудование предоставляет заказчик. Произвести опрессовку Ф/А составить акт.	Подрядчик по бурению
12	Смонтировать ФА. Произвести монтаж трапного хозяйства, факельной линии и сепаратора НГС. Оборудовать устье скважины в соответствии с согласованной с профессиональной аварийно-спасательной службой и утвержденной Заказчиком фактической схемой обвязки.	Подрядчик по бурению
	Процедура работ на скважине:	
1	Подготовительно-заключительные работы перед спуском (чистка шахты, демонтаж остатков тумбы, ремонт колонной головки, монтаж агрегат УПА 60/80, составление акта проверки готовности бригады).	Подрядчик по бурению
2	Завоз тех. воды, химических реагентов, приготовление бурового раствора (глинистого раствора), отражена в таблица 4.2.5-4.2.9.	Подрядчик по бурению
3	Собрать компоновка низа бурильных колонн (КНБК), трехшарошечных долото Ø 118 мм, (внутренний диаметр эксплуатационной колонны 124мм), колонна бурильных труб 73 мм (СБТ-73) с толщиной стенки 9,19 мм (сталь группы прочности «G-105») или НКТ 73 мм (НКТ-73) , КНБК в отражена таб. 4.2.10 – 4.2.12.	Подрядчик по бурению
4	Спуск компоновка низа бурильной колонн до вод альб-сеноманского водоносного комплекса с визуальным контролем, замером и шаблонировка эксплуатационный колонн. Спуск производится с промывкой и проработкой.	Подрядчик по бурению
	Проведение работ:	
5	Установить цементный мост в интервале: 1300-1220м. Поднять компоновку на безопасную зону (не менее 150м от кровли ЦМ). ОЗЦ – 36 часов. Согласно пункту 17 «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» Над интервалом перфорации должен быть установлен цементный мост. Проверка цем. мост на прочность. Согласно пункт 19 «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», наличие мостов проверяется разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб с усилием. Спуск колонны НКТ до «головы» цементного моста и разгрузкой колонны НКТ на 4-6 т испытать цементный мост на прочность. Испытание на прочность — обязательный этап перед дальнейшими операциями.	Подрядчик по бурению
6	Силами ГИС выполнить ПВР в интервале 1140-1156 м, 1161-1171м, 1173-1183м плотностью по 20 отв. на 1 п.м. с привязкой по ГК и МЛМ и контролем после ПВР методами МЛМ и ТМ.	Заказчик
7	Силами ГИС выполнить установку взрыв-пакера на глубину 1000 метров, сверху желонкой залить ЦМ с кровлей 995м.	Заказчик
8	Силами ГИС выполнить ПВР в интервале 906-915м, 920-931м, 934-940м, 963-978 м плотностью по 20 отв. на 1 п.м. с привязкой по ГК и МЛМ и контролем после ПВР методами МЛМ и ТМ.	Заказчик
9	Перфорация интервала (интервал перфорации по данным ГИС и геологической службой компании будет уточняться).	Подрядчик по ВР
10	Промывка скважины с постоянным слежением за выносом шлама для определения разбуриваемого элемента.	Подрядчик по бурению
11	Выходящий раствор принимать в отдельную емкость через вибросито, обработать перед закачкой в скважину, применить в дальнейшем. Всегда вести записи параметров бурового раствора с внесением в суточный рапорт	Подрядчик по бурению

12	Опрессовка экс. колонны и устьевого оборудования на 90 атм. с оформлением акта в присутствии представителя АСС	Подрядчик по бурению
13	Промывка и дальнейшая спуск компоновка низа бурильных колонн (КНБК) до глубины 1070 м и промыть скважину, обработка бурового раствора и очистки буровых растворов.	Подрядчик по бурению
14	Работы проводить с соблюдением всех правил промышленной безопасности, охраны труда и техники безопасности, охраны окружающей среды, ГНВП, пожарной безопасности.	Подрядчик по бурению

Таблица 4.2.5 - Типы и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора											
			Плотность, г/см ³	Условная вязкость, с	Водоотдача, см ³ / 30 мин	СНС, дПа		Содержание твердой фазы, %			pH	Минерализация, % (KCL)	Пластическая вязкость, сПз	Динамическое напряжение сдвига дПа
	От (верх)	До (низ)				1мин	10мин	Коллоидной (активной) части	Песка	Всего				
1	2	3	4	5	6	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Глинистая	0	1070	1,18-1,20	30-45	8-9	15-25	30-40	Дисперсная глинистая фаза	<4	<4	7-8	-	-	-

Таблица 4.2.6 - 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	Сорт	Содержание компонента в буровом растворе, кг/м ³
	от (верх)	до (низ)							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0	1070	Глинистый раствор	1,20	-	Бентонит Кальцинированная сода Каустическая сода Разжижитель Модифиц. крахмал Вода техническая	2,60 2,53 2,13 1,12 1,60 1,03	в/с в/с в/с в/с в/с -	20 2 2 6 1 180

Таблица 4.2.7 - Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработка

Интервал, м		Коэфф-т запаса раствора на поверхности	Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Нормы расхода бурового раствора (м3/м) и его компонентов (кг/м3) на интервале			Потребность в буровом растворе (м³) и его компонентах (кг)		
От (верх)	До (низ)			Величина	Источник	Поправочный коэфф-т	На исходный объем	На бурение интервала	Суммарная на интервале
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	1070	-	Глинистые раствор	0,5	Расчет		80	455	535
			Бентонит	20	- // -	1,0	1600	9100	10700
			Кальцинированная сода	2	- // -	1,0	160	910	1070
			Каустическая сода	2	- // -	1,0	160	910	1070
			Разжижитель	6	- // -	1,0	480	2730	3210
			Модифиц. крахмал	2	- // -	1,0	160	910	1070
			Вода техническая	180	-		14400	81900	96300

Примечание: «назначение химических реагентов»:

1. Для приготовления глинистого раствора используется техническая вода и бентонитовый глинопорошок с первоначальным содержанием твердой фазы не более 5%;
2. Разжижитель, для контроля реологических параметры;
3. Кальцинированная сода - для связывания ионов кальция;
4. Каустическая сода - регулятор щелочности;
5. Модифицированный крахмал - понизитель фильтрации.

Таблица 4.2.8 - 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
		0-1070	
1	2	3	4
Бентонит- структурообразователь	ГОСТ 25796-83	10,700	10,700
Кальцинированная сода - для снижения общей жесткости	ТУ 2381-038-00209645-95	1,070	1,070
Каустическая сода- - регулятор щелочности	ТУ 2132-185-00203312-99	1,070	1,070
Разжижитель – понизитель вязкости	ОСТ 13-183-83	3,210	3,210
Модифиц. крахмал- понизитель фильтрации	API 13A	1,070	1,070
Вода техническая	местные	96,300	96,300

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

Таблица 4.2.9 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Название	Типоразмер, шифр или характеристика	Кол-во, шт.	Использование очистных устройств		
			Ступенчатость: 1-Вибросито: 2-2+ центрафуга	Интервал, м	
				от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Буровая установка УПА-60/80					
Глиномешалка	МГ-4	1		0	1070
Циркуляционная система		1		0	1070
в т.ч. вибросито	СВС-2М	1	1	0	1070
Дегазатор	ДВС-2	1		0	1070

Примечание: - для приготовления бурового раствора, емкость 20 м³ с желобной системой.
- отходы бурения собираются в 50 м³ металлическую емкость.

Таблица 4.2.10 - Способы, режимы бурения, разбуривание цементного моста и применяемые КНБК в скважине № 7 месторождение Тенге

Интервал, м		Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширка, проработка)	Способ бурения	Условный номер, КНБК	Режим бурения			Скорость выполнения технологической операции, м/час
от (вер)	до (низ)				осевая нагрузка, тс	скорость вращения, об/мин	расход бурового раствора, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
995	1000	Разбуривание цементного моста	Роторный	1	До 5	80-100	25-30	10-15

Таблица 4.2.11- Компоновки низа бурильной колонны для разбуривания цементного моста скважины №7 месторождение Тенге

Условный номер КНБК	ЭЛЕМЕНТЫ КНБК (до бурильных труб)									
	№ по порядку	Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	Расстояние от забоя до места установки	Техническая характеристика				Сум- марная длина КНБК, м	Сум- марная масса КНБК, т	Примечание
				Наружный диаметр, мм	Диаметр проходного сечения, мм	Длина, м	Масса, кг			
1	Технического состояние внутри эксплуатационной колонны									
	1	Долото III шарошечное Ø 118мм	0	118,0	-	0,17	5,5	-	-	Разрушение
	2	УБТ Ø 108 мм	0,17	108,0	-	19,0	1039,3	-	-	Нагрузка
	3	Стабилизатор Ø 104,7 мм	19,17	104,0	-	1,2	47,0	-	-	ОЦЭ
	4	УБТ Ø 108мм	20,37	108,0	-	35,0	1914,5	-	-	Нагрузка
	5	УБТ Ø 105мм	55,37	105,0	-	28,0	1458,8	83,37	4,46	Нагрузка

Примечание: Данные компоновки носят рекомендательный характер. КНБК могут быть изменены по усмотрению заказчика и прописаны в планах организации работ.

Таблица 4.2.12 - 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, тн		КЗП трубы на	
	От (верх)	До (низ)			Тип (шифр)	Наружный диаметр, мм	Марка (группа прочности) материала	Толщина стенки, мм	Тип замкового соединения		секции	Нарастающая учетом КНБК	статической прочности	Выносимость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Технического состояния эксплуатационной колонны	0	1070	1070	1	СБТ	127	G-105	9,19	4-1/2" IF	986,63	33,052	37,512	>1,45	>1,9

Примечание: допускается использование бурильных труб других диаметров при условии соблюдения установленных норм запаса прочности и выносимости.

Таблица 4.2.13- Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения с учетом длины труб

Название обсадной колонны	Интервал, м		Характеристика бурильных труб, УБТ					Длина трубы на интервале, м	Масса труб, т		
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки,	тип присоединительной резьбы		теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным запасом
Состояние экс. колонн	0	1070	СБТ	73,0	G-105	9.19	EU	986,63	33,052	34705	36,439
			УБТ	108,0	E	48,05	3-86	54,0	2,954	3,101	3,256
			УБТ	105,0	E	38.0	3-86	28,0	1,458	1,531	1,608

Примечание: - Фактическая КНБК при необходимости может быть изменена в зависимости от состояния ствола скважины.

4.3 План перевода наблюдательной скважины №10 месторождения Тенге

Данные по скважине:

Бурение начато – 13.10.1964 г.

Бурение окончено - 12.02.1965г.

Проектная глубина -2100м

Фактический забой - 2200м.

Фактический горизонт – Вскрыт – XX горизонт.

Конструкция скважины;

Техническая колонн -219 мм – 434 м ВПЦ до устья

Эксплуатационная колонна 146,1 м – 2196 м ВПЦ 1203 м от устья.

После окончания бурения, которой п пробования и испытанию скважин, перфорирование XX горизонт интервалах 2161 -2155, 2154-2152, 2150-2136, 2134- 2130 м.

Перфорирован XIII горизонт в интервалах 1678-1672 м. Получена пластовая вода. Установлен цементный мост кровлей 1670м. с целью охраны недр.

Установлен цементный мост в интервале 1692 м., для перекрытия XVIII – Б горизонта.

За период эксплуатации 21.03.73 г – 30.12.86 г. Добыто 726005 тыс. м³ газа и конденсата. С 22.02.1988 г., скважина №10 Тенге по 30.04.1993 года на **находилась** в нагнетательном фонде. Закачено 378960 м³ сточной воде. 30.07.-14.08.74г. Подняли подземное оборудование, спустили турбобур и разбурили цементный мост до глубины 1780м. Промыли скважину до чистой воды, подняли турбобур и перфорировали дополнительно XIV горизонт в интервалах: 1755-1751, 1750-1746, 1744-1742, 1731-1729м. Подземное оборудование спущено на глубину 1760 м., освоили скважину компрессором получили приток газа.

Пакер опрессовали с представителем МГДУ герметичен. Освоили скважину получили приток газа.

Промыли скважину до чистой воды, подняли турбобур и перфорировали дополнительно XIV горизонт в интервалах: 1755-1751, 1750-1746, 1744-1742, 1731-1729м. Подземное оборудование спущено на глубину 1760 м., освоили скважину компрессором получили приток газа. В настоящее время находится в наблюдательном фонде.

4.3.1 Геологическая характеристика

Таблица 4.3.1- Стратиграфическое строение скважины №10 по меловым отложениям, характеристика условий залегания и коэффициент кавернзности пластов.

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение			Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернзности в интервале
От (верх)	До (низ)	Система	Отдел	Ярус	Угол, град	Азимут, град	
1	2	3	4	5	6	7	8
0	61	Неогеновая (N)	Миоценовый (N ₁)	Сарматский (N _{1s})	-	-	1,20
61	84			Тортонский (N _{1t})	-	-	1,20
84	224	Палеогеновая (P)	Олигоцен-Эоцен (P ₃)	-	-	-	1,20
224	265		Палеоцен-Эоцен (P ₁₊₂)	-	-	-	1,20
265	317	Меловая (K)	Верхний (K ₂)	Датский (K _{2d})	-	-	1,20
317	436			Сенонский (K _{2c})	-	-	1,20
436	458			Турон-коньякский (K _{2t+c})	-	-	1,15
458	600			Сеноманский (K _{2s})	-	-	1,15
600	1137		Нижний (K ₁)	Альбский (K _{1al})	-	-	1,20
1137	1248			Аптский (K _{1a})	-	-	1,15
1248	1311			Барремский (K _{1b})	-	-	1,15
1311	1326			Готеривский (K _{1g})	-	-	1,15

Таблица - 4.3.2 - Работы по испытанию (освоению) скважины, сведения по эксплуатации

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта	Интервал перфорация, м		Интервал установки цементного моста, м		Тип конструкции продуктивного забоя: открытый забой, фильтр,	Тип установки для испытания (освоения): передвижная, стационарная	Пласт фонтанирующий (да, нет)	Количество режимов (штуцеров) испытания	Диаметр штуцеров, мм	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения скважины	Опорожнение колонны при испытании (освоении)	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)							Максимальное снижение уровня, м	Плотность жидкости, г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Скважин № 10 месторождение Тенге													
K _{1+2al-s}	1	1205	1222	-	-	колонна	передвижная	да	3	3,5,7	Замена бур. раствора на тех. воду, нефть. Снижение уровня свабированием или компрессированием	-	1,03-1,1
		1155	1177	-	-								
		975	985	-	-								
		943	955	-	-								
		920	933	-	-								
		886	895	-	-								

4.3.2 Конструкция наблюдательной скважины №10 месторождения Тенге

Скважины № 10 фактическая конструкция скважин следующая:

- Кондуктор Ø558,8 мм спускается на глубину 5 метров. Устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины, цементируется до устья.
- Техническая колонна Ø178 мм спускается до глубины 434 м и цементируется до устья, с целью недопущения гидроразрыва пород при ликвидации ГНВП и установки противовыбросового оборудования перед вскрытием нефтегазового горизонта;
- Эксплуатационная колонна Ø146 мм спускается до 2196 м проектной глубины с целью разобщения продуктивных пластов и их отдельного испытания. Цементируется до 1203м.

На колонну устанавливается ФА.

Таблица 4.3.4 – Фактическая конструкция наблюдательной скважины №10 месторождение Тенге

Наименование колонны	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента от устья, м
	долота	колонны		
Кондуктор	660,4	558,8	5,0	0
Техническая	295,3	177,8	434	0
Эксплуатационная	215,9	146,0	2196	1203

На скважине №10 выполнены работы по переводу ее во временную консервацию: все задвижки фонтанной арматуры и на выкидной линии закрыты, штурвалы сняты, на отводах фонтанной арматуры установлены металлические заглушки, территория на устье скважины очищена от замазученности.

Устье скважины оборудовано фонтанной арматурой АФК1-65 х 21.

4.3.3 Подготовительные работы

Подготовить рабочую площадку: очистка разлива нефти вокруг скважины, сбор металлолома, планировка территории скважины.

- Установка буровой установка скважин устанавливается на приустьевой площадке и центрируется относительно устья скважины в соответствии с указаниями по эксплуатации изготовителя;
- Убедиться о готовности необходимых подрядчиков для выполнения работ.
- Получить все необходимые разрешения и лицензии до начала работ.
- Убедиться в наличии нового устьевого и внутрискважинного оборудования на месторождении.
- Необходимый объем раствора для глушения скважины должен быть подготовлен до начала работ.
- Все работники Подрядчиков должны быть сертифицированы для выполнения

работ.

Требуемые объемы жидкостей:

- 74,3 м³ раствора на глинистый раствор основе, удельный вес 1,18-1,20 г/см³
- 100 м³ технической воды
- 40 м³ пресной воды

Требуемое оборудование:

- Буровой станок (подъемная) УПА -60/80 в комплекте с другим оборудованием.
- ЦА - 320 - 2 шт
- Превенторная оборудование ППГ 230 х210 в комплекте.
- Штуцерный манифольд с разными штуцерами
- Циркуляционная система с ГШН, ВШН, объем не менее 50 м³
- Емкость 50-60 м³ для использования при испытании -2 шт
- Самосвал для вывоза отходов из скважины и ТБО, автокран, бульдозер,

оперативная машина.

- Оборудование для испытания скважины (газосепаратор, факельная установка, линии задвижки и др. сопутствующее оборудование)

- Всасывающие манифольда, шланги, манометры, обратные и шаровые клапаны.
- Ловильный инструмент, фрезы, пакера, колоны скребки и др. необходимые

инструменты.

- Химреагенты для стимуляции и очистки зоны перфорации.
- Служебные и бытовые помещения на территории буровой площадки должны быть

оборудованы в соответствии с требованиями пожарной безопасности и размещены от устья скважины на расстоянии, равном высоте вышки и дополнительно к ней не менее 1м.

- Запасные емкости с горюче-смазочными материалами, легко воспламеняющимися и горючими жидкостями должны быть удалены от места установки двигателей внутреннего сгорания не менее чем на 20 м.

- Бурение скважины производится безамбарным способом. Для сбора шлама и сточных вод предусматривается использование 2 металлических емкостей общим объемом не менее 100м³ для каждой скважины.

- Въезд на территорию пожаровзрывоопасных предприятий и установок допускается по специальному пропуску, а автотранспорт должен быть оборудован глушителем с искрогасителем.

Таблица 4.3.5 - Подготовительных работ к строительству скважины

№№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Ед. изм.	Количество
1	2	3	4
1	Снятие с площадки плодородного слоя почвы толщиной 15+5 см $V = 50 \text{ м} * 80 \text{ м} * 0.2 \text{ м} = 800 \text{ м}^3$	м ³	0,8
2	Складирование снятого слоя почвы в насыпи (по периметру буровой площадки) с утрамбовкой	- ” -	0,8
3	Обваловка площадки ГСМ (20 м * 2 + 15 м * 2) * 1.25 м	- ” -	0,8
4	Сооружение амбара (емкостей) 4мхбмх 1,5м на отводах ПВО с обратной засыпкой для установки емкостей для сбора пл. флюида в случае НГВП.	амбар	2
5	Планировка при устьевой площадке механическим способом при, грунт II кат. а) при монтаже 50м*80м*0.2м=800 б) при демонтаже 50м*80м*0.2м=800	1000м ³	1,6
6	Топливопровод, из труб d-25-50 мм (подача к агрегатам)	100м	1,5
7	Задвижки стальные d 70-100мм на водопровод в ящиках (колодцах)	шт	2
8	Теплоизоляция трубопроводов войлоком или аналогичными	10м ²	3
9	Топливопровод, маслопровод из эл. сварных труб Ø50-80мм в траншее (подача к агрегатам)	100м	0,9
10	Изоляция противокоррозионная трубопроводов (спускные линии, подающие линии топлива, бур. раствор, пар)	100 м ²	3
11	Трубопровод 245-340мм для подачи бур. раствора к всасывающим линиям насосов	100м	0,44
12	Пожарные стояки (гидранты)	шт	2
13	Ящики деревянные для задвижек и гидрантов гл. до 1м	шт	4
14	Установка вентилей 50-80 мм на топливопровод, маслопровод (подающий)	шт	4
15	Низковольтная осветительная линия: - установка металлических опор - подвеска алюминиевых проводов (четыре провода)	100м	4
16	Установка емкости на концах отводов ПВО	100м ³	2
17	Сооружение емкости на отводах ПВО для сбора пластового флюида в случае НГВП.	шт	2
18	Установка полукруглых емкостей V=50+40м ³ для шлама	Емкость	2
19	Бурение скважины производится безамбарным способом. Для сбора шлама и сточных вод предусматривается использование 2 металлических емкостей общим объемом не менее 100м ³ для каждой скважины.	100м ³	2
20	Установка металлических опор*	шт	8

Примечание: * Допускается установка опор из другого материала

Цель работы: при переводе наблюдательной скважины в водозаборный фонд производится разбуривание цементных мостов породоразрушающим инструментом (долотом) с выносом выбуренной породы на поверхность посредством промывки химически обработанным буровым раствором, а также освоение вод альб-сеноманского водоносного комплекса для последующей закачки в пласт с целью поддержания пластового давления.

Перед проведением работ в скважине на устье оборудуется фонтанной арматурой и противовыбросовым оборудованием, определить герметичность Ø146,1мм эксплуатационный колонны.

Общий план работы

№п/п	Виды работ	Исполнители
1	Ремонт/восстановление/замена устьевого оборудования	Подрядчик по бурению
2	Замещение бурового раствора, промывка скважины с выравниванием параметров раствора.	Подрядчик по бурению
3	Провести геофизические каротажные работы (субподрядчик).	Подрядчик по ГИС
4	В зависимости от результатов каротажа и данных при переводе скважин выбрать наиболее подходящий метод эксплуатации.	Заказчик
5	Монтаж устьевого и наземного оборудования, подготовка для проведения работ по переводу скважин скважины	Подрядчик по бурению
Монтаж бурового оборудования:		
1	Иметь все необходимые разрешения, инструкции и сопроводительные документы.	Подрядчик по бурению
2	Проверить и записать давление на устье скважины.	Подрядчик по бурению
3	Сравнить давления. Установить манометры высокого давления и переезд бригады КРС.	Подрядчик по бурению
4	Монтаж станка (подъемная) УПА 60/80 или аналога, другого оборудования и центровка вышки. Разгрузка и укладка на приемный мост буровой колонны и вспомогательных оборудования согласно по типовой схеме.	Подрядчик по бурению
5	Провести пусковую конференцию с участием представителей ДКПБ МЧС РК.	Подрядчик по бурению
6	Завести тех. Воду в объеме 100 м3, для приготовления бурового раствора	Подрядчик по бурению
7	Нарезать резьбу на 244,5мм. Тех колонне. Оборудовать устье скважины ОКК+АФК. Устьевое оборудование предоставляет заказчик. Произвести опрессовку Ф/А составить акт.	Подрядчик по бурению
8	Демонтировать Ф/А (устанавливают штурвалы на задвижки ФА, разгерметизируются парубки и устанавливают манометр) Смонтировать превентор, обвязать устье с блоками глушения дросселирования согласно утвержденной схеме.	Подрядчик по бурению

9	Совместно с представителями аварийно-спасательной службы провести проверку на герметичность устьевого оборудования вместе с ПВО и блоками БГ, БД. Получить разрешение на дальнейшее производство работ.	Подрядчик по бурению
Процедура работ на скважине:		
1	Подготовительно-заключительные работы перед спуском (чистка шахты, демонтаж остатков тумбы, ремонт колонной головки, монтаж буровой станка (подъемная) УПА- 60/80, составление акта проверки готовности бригады).	Подрядчик по бурению
2	Завоз тех. воды, химических реагентов, приготовление бурового раствора (глинистого раствора), отражена в таблица 4.3.6-4.3.9.	Подрядчик по бурению
3	Собрать компоновка низа бурильных колонн (КНБК,), трехшарошечных долото диаметром Ø 118 мм, (внутренний диаметр эксплуатационной колонны 124мм), колонна бурильных труб 73 мм (СБТ-73) с толщиной стенки 9,19 мм (сталь группы прочности «G-105») или НКТ 73 мм (НКТ-73) , КНБК в отражена таб. 4.4.10 – 4.4.13	Подрядчик по бурению
4	Спуск технологических НКТ Ø73 мм с долотом диаметром Ø118мм до вод альб-сеноманского водоносного комплекса, с визуальным контролем, замером и шаблонировка обсадной колонн. Спуск производится с промывкой и проработкой.	Подрядчик по бурению
5	Промывка скважины в течение 2 циклов.	Подрядчик по бурению
Проведение работ:		
6	Установить цементный мост в интервале: 1300-1220м. Поднять компоновку на безопасную зону (не менее 150м от кровли ЦМ). ОЗЦ – 36 часов. Согласно пункту 17 «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» Над интервалом перфорации должен быть установлен цементный мост. Проверка цем. мост на прочность. Согласно пункт 19 «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», наличие мостов проверяется разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб с усилием. Спуск колонны НКТ до «головы» цементного моста и разгрузкой колонны НКТ на 4-6 т испытать цементный мост на прочность. Испытание на прочность — обязательный этап перед дальнейшими операциями.	Подрядчик по бурению
7	Перфорация интервала (интервал перфорации по данным ГИС и геологической службой компании будет уточняться).	Подрядчик по ВР
8	Промывка и дальнейшая спуск компоновка низа бурильных колонн (КНБК) до глубины 1600 м и промыть скважину, обработка бурового раствора и очистки буровых растворов.	Подрядчик по ВР

9	Выходящий раствор принимать в отдельную емкость через вибросито, обработать перед закачкой в скважину, применить в дальнейшем. Всегда вести записи параметров бурового раствора с внесением в суточный рапорт.	Подрядчик по бурению
10	Промывка скважины с постоянным слежением за выносом шлама для определения разбуриваемого элемента/пробки/цементного моста	Подрядчик по бурению
11	Постоянно следить за Ртр и Рзатр, внести в суточный рапорт и после каждого промывать скважину два цикла в объеме 65 м3 с удельным весом 1,18- 1,20 г/см3, наблюдение за скважиной с остановкой насоса на 30 мин.	Подрядчик по бурению
12	Провести техническое совещание по результатам данных перевода скважин и геофизических исследований и определить метод добычи и освоения скважин.	Заказчик
13	Отработка скважины согласно утвержденного плана (проведение гидроизоляционных работ, гидроразрыва пласта, выбор способа вызова притока, о кольцевание, ЦПД, ЦНО, ВВП и т.д.)	Подрядчик по бурению и по ГИС
14	Отработка скважины согласно утвержденного плана.	Подрядчик по бурению
15	Спуск 73 мм НКТ, провести обратную промывку и выявить или предотвратить подземных вод, загрязнения и другие негативные последствия изменений водоносных горизонтов.	Подрядчик по бурению
16	Монтаж устьевого (АФК1-65х21) и наземного оборудования. Опрессовка экс. колонны и устьевого оборудования на 90 атм. с оформлением акта в присутствии представителя АСС.	Подрядчик по бурению
17	Работы проводить с соблюдением всех правил промышленной безопасности, охраны труда и техники безопасности, охраны окружающей среды, ГНВП, пожарной безопасности.	Подрядчик по бурению

Таблица 4.3.6 - Типы и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора											
			Плотность, г/см ³	Условная вязкость, с	Водоотдача, см ³ / 30 мин	СНС, дПа		Содержание твердой фазы, %			рН	Минерализация, % (KCL)	Пластическая вязкость, сПз	Динамическое напряжение сдвига дПа
	От (верх)	До (низ)				1мин	10мин	Коллоидной (активной) части	Песка	Всего				
1	2	3	4	5	6	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Глинистая	0	1600	1,18-1,20	30-45	8-9	15-25	30-40	Дисперсная глинистая фаза	<4	<4	7-8	-	-	-

Таблица 4.3.7 - 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	Сорт	Содержание компонента в буровом растворе, кг/м ³
	от (верх)	до (низ)							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0	1600	Глинистый раствор	1,18-1,20	-	Бентонит Кальцинированная сода Каустическая сода Разжижитель Модифиц. крахмал Вода техническая	2,60 2,53 2,13 1,12 1,60 1,03	в/с в/с в/с в/с в/с -	20 2 2 6 1 180

Таблица 4.3.8 - Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработка

Интервал, м		Кэфф-т запаса раствора на поверхности	Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Нормы расхода бурового раствора (м3/м) и его компонентов (кг/м3) на интервале			Потребность в буровом растворе (м³) и его компонентах (кг)		
От (верх)	До (низ)			Величина	Источ-ник	Поправочный коэфф-т	На исходный объем	На бурение интервала	Суммарная на интервале
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	1600	-	Глинистые раствор	0,5	Расчет		80	720	800
			Бентонит	20	- // -	1,0	1600	14400	16000
			Кальцинированная сода	2	- // -	1,0	160	1440	1600
			Каустическая сода	2	- // -	1,0	160	1440	1600
			Разжижитель	6	- // -	1,0	480	4320	4800
			Модифиц. крахмал	2	- // -	1,0	160	1440	1600
			Вода техническая	180	-		14400	12900	144000

Примечание: «назначение химических реагентов»:

1. Для приготовления глинистого раствора используется техническая вода и бентонитовый глинопорошок с первоначальным содержанием твердой фазы не более 5%;
2. Разжижитель, для контроля реологических параметры;
3. Кальцинированная сода - для связывания ионов кальция;
4. Каустическая сода - регулятор щелочности;
5. Модифицированный крахмал - понизитель фильтрации.

Таблица 4.3.9 - 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
		0-1600	
1	2	3	4
Бентонит- структурообразователь	ГОСТ 25796-83	16,000	16,000
Кальцинированная сода - для снижения общей жесткости	ТУ 2381-038-00209645-95	1,600	1,600
Каустическая сода- - регулятор щелочности	ТУ 2132-185-00203312-99	1,600	1,600
Разжижитель– понизитель вязкости	ОСТ 13-183-83	4,800	4,800
Модифиц. крахмал- понизитель фильтрации	API 13A	1,600	1,600
Вода техническая	местные	144,000	144,000

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

Таблица 4.3.10 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Название	Типоразмер, шифр или характеристика	Кол-во, шт.	Использование очистных устройств		
			Ступенчатость: 1-Вибросито: 2-2+ центрафуга	Интервал, м	
				от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Буровая установка УПА-60/80					
Глиномешалка	МГ-4	1		0	1600
Циркуляционная система		1		0	1600
в т.ч. вибросито	СВС-2М	1	1	0	1600
Дегазатор	ДВС-2	1		0	1600

Примечание:

- для приготовления бурового раствора, емкость 20 м³ с желобной системой.
- отходы бурения собираются в 50 м³ металлическую емкость.

Таблица 4.3.11 - Способы, режимы бурения, разбуривание цементного моста и применяемые КНБК в скважине № 10 месторождение Тенге

Интервал, м		Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширка, проработка)	Способ бурения	Условный номер, КНБК	Режим бурения			Скорость выполнения технологической операции, м/час
от (вер)	до (низ)				осевая нагрузка, тс	скорость вращения, об/мин	расход бурового раствора, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	1600	восстановительных работах с целью выяснения технического состояния эксплуатационной колонны	Роторный	1	До 5	80-100	25-30	10-15

Таблица 4.3.12 - Компоновки низа бурильной колонны для разбуривания цементного моста скважины №10 месторождение Тенге

Условный номер КНБК	ЭЛЕМЕНТЫ КНБК (до бурильных труб)									
	№ по порядку	Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	Расстояние от забоя до места установки	Техническая характеристика				Сум- марная длина КНБК, м	Сум- марная масса КНБК, т	Примечание
				Наружный диаметр, мм	Диаметр проходного сечения, мм	Длина, м	Масса, кг			
1	Разбуривание цементного моста внутри эксплуатационной колонны									
	1	Долото III шарошечное Ø 118мм.	0	118,0	-	0,17	5,5	-	-	Разрушение
	2	УБТ Ø 108 мм	0,17	108,0	-	19,0	1039,3			Нагрузка
	3	Стабилизатор Ø 104,7 мм	19,17	104,0	-	1,2	47,0			ОЦЭ
	4	УБТ Ø 108мм	20,37	108,0	-	35,0	1914,5	-	-	Нагрузка
	5	УБТ Ø 105мм	55,37	105,0	-	28,0	1458,8	83,37	4,46	Нагрузка

Таблица 4.3.12 - 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, тн		КЗП трубы на	
	От (верх)	До (низ)			Тип (шифр)	Наружный диаметр, мм	Марка (группа прочности) материала	Толщина стенки, мм	Тип замкового соединения		секции	Нарастающая учетом КНБК	статической прочности	Выносливость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
технического состояния эксплуатационной колонны	0	1600	1600	1	СБТ	127	G-105	9,19	4-1/2" IF	1516,63	50,807	55,267	>1,45	>1,9

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

Таблица 4.3.13 - Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения с учетом длины труб

Название обсадной колонны	Интервал, м		Характеристика бурильных труб, УБТ					Длина трубы на интервале, м	Масса труб, т		
	от (верх)	До (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип присоединительной резьбы		теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным запасом
Состояние экс. колонн	0	1600	СБТ	73,0	G-105	9.19	EU	1516,63	50,807	53,347	56,014
			УБТ	108,0	E	48,05	3-86	54,0	2,954	3,101	3,256
			УБТ	105,0	E	38.0	3-86	28,0	1,458	1,531	1,608

Примечание: возможно использование других типов долот, УБТ и инструментов других типов.

4.4 План перевода наблюдательной скважины №12 месторождении Тенге

Данные по скважине:

Бурение начато – 29.04.1965

Бурение окончено - 15.04.1967г.

Проектная глубина -2200м

Фактический забой - 2189м.

Фактический горизонт – XVIII горизонт.

Текущий забой – 2075 м

Проведение работ:

1. С учетом данных по приемистости пласта и его температуры добавить вещества регулирующие свойства цементного раствора замедлитель твердения, понизитель водоотдачи. Выполнить РИР не превышая давление продавки 100 атм. цементным раствором в интервале: 1750-2075м с оставлением кровли цементного моста на глубине 1750м. Поднять компоновку на безопасную зону (не менее 100м от кровли ЦМ). ОЗЦ – 36 часов.
 2. Установить цементный мост в интервале: 1300-1220м. Поднять компоновку на безопасную зону (не менее 150м от кровли ЦМ). ОЗЦ – 36 часов.
 3. Силами ГИС выполнить ПВР в интервале 1140-1156 м, 1161-1171м, 1173-1183м плотностью по 20 отв. на 1 п.м. с привязкой по ГК и МЛМ и контролем после ПВР методами МЛМ и ТМ.
 4. Силами ГИС выполнить установку взрыв-пакера на глубину 1000 метров, сверху желонкой залить ЦМ с кровлей 995м. ОЗЦ.
 5. Спустить долото ф118 до текущего забоя, разбурить ЦМ и ВП-118 в инт: 995-1000м. до провала. Доспустить до 1200м, промыть до чистой воды. Поднять компоновку до устья.
 6. Силами ГИС выполнить перестрел интервалов V-VIII горизонтов 3-й плотностью (по 60 отв. на 1.п.м.)
 7. После ПВР закрыть скважину (не производить техн. операции) на 72 часа для восстановления пьезометрического уровня в стволе скважины.
 8. Поинтервальной опрессовкой лифта ВНКТ через каждые 200м на Р=40 Атм и замером изоляции каждые 200м. Спуск произвести со смазкой резьбовых соединений, шаблонировать все ВНКТ Ø73мм шаблоном Ø59,6мм.
 9. Убедиться в центричности талевого блока по отношению к оси скважины, произвести центровку;
- Проверить центричность до спуска и в середине спуска, а при ветреной погоде после затишья.

4.4.1 Геологическая характеристика

Таблица 4.4.1- Стратиграфическое строение скважины №12 по меловым отложениям, характеристика условий залегания и коэффициент кавернозности пластов.

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение			Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности в интервале
От (верх)	До (низ)	Система	Отдел	Ярус	Угол, град	Азимут, град	
1	2	3	4	5	6	7	8
0	61	Неогеновая (N)	Миоценовый (N ₁)	Сарматский (N _{1s})	-	-	1,20
61	84			Тортонский (N _{1t})	-	-	1,20
84	224	Палеогеновая (P)	Олигоцен (P ₃)	-	-	-	1,20
224	265		Палеоцен-Эоцен (P ₁₊₂)	-	-	-	1,20
265	317	Меловая (K)	Верхний (K ₂)	Датский (K _{2d})	-	-	1,20
317	436			Сенонский (K _{2c})	-	-	1,20
436	458			Турон-коньякский (K _{2t+c})	-	-	1,15
458	600			Сеноманский (K _{2s})	-	-	1,15
600	1137		Нижний (K ₁)	Альбский (K _{1al})	-	-	1,20
1137	1248			Аптский (K _{1a})	-	-	1,15
1248	1311			Барремский (K _{1b})	-	-	1,15
1311	1326			Готеривский (K _{1g})	-	-	1,15

Таблица 4.4.2 - Работы по испытанию (освоению) скважины, сведения по эксплуатации

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта	Интервал перфорация, м		Интервал установки цементного моста, м		Тип конструкции продуктивного забоя: открытый забой, фильтр, цемент, колонна	Тип установки для испытания (освоения): передвижная, стационарная	Пласт фонтанирующий (да, нет)	Количество режимов (штуцеров) испытания	Диаметр штуцеров, мм	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения скважины	Опорожнение колонны при испытании (освоении)	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)							Максимальное снижение уровня, м	Плотность жидкости, г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Скважин № 12													
K _{1+2al-s}	1	1202	1224	-	-	колонна	передвижная	да	3	3,5,7	Замена бур. раствора на тех. воду, нефть. Снижение уровня свабированием или компрессированием	-	1,03-1,1
		1154	1170	-	-								
		947	960	-	-								
		927	942	-	-								
		892	898	-	-								

4.4.2 Конструкция наблюдательной скважины №12 месторождения Тенге

Скважины № 12 фактическая конструкция скважин следующая:

1. Направление диаметром Ø 355,6 мм устанавливается на глубину 5м для предотвращения размыва устья скважины во избежание грифообразования. Цементируется до устья.
2. Техническая колонна Ø244,5 мм спускается до глубины 852 м и цементируется до устья, с целью недопущения гидроразрыва пород при ликвидации ГНВП и установки противовыбросового оборудования перед вскрытием нефтегазового горизонта;
3. Эксплуатационная колонна Ø146 мм спускается до 2190м проектной глубины с целью разобщения продуктивных пластов и их отдельного испытания. На колонну устанавливается ФА.

Таблица 4.4.3 – Фактическая конструкция наблюдательной скважины №12 месторождение Тенге

Наименование колонны	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента от устья, м
	долота	колонны		
Направление	406,4	355,6	5,0	ВПЦ до устья
Техническая	295,3	244,5	852	ВПЦ до устья
Эксплуатационная	215,9	146,0	2190	ВПЦ 70м от устья

4.4.3 Подготовительные работы

Подготовить рабочую площадку: очистка разлива нефти вокруг скважины, сбор металлолома, планировка территории скважины.

Установка буровой установка скважин устанавливается на приустьевой площадке и центрируется относительно устья скважины в соответствии с указаниями по эксплуатации изготовителя;

- Убедиться о готовности необходимых подрядчиков для выполнения работ.
- Получить все необходимые разрешения и лицензии до начала работ.
- Убедиться в наличии нового устьевого и внутрискважинного оборудования на месторождении.
- Необходимый объем раствора для глушения скважины должен быть подготовлен до начала работ.
- Буровые насосы надежно крепятся к фундаментам, нагнетательный трубопровод - к блочным основаниям и промежуточным стойкам. Повороты трубопроводов выполняются плавно или делаются прямоугольными с отбойными элементами.
- Все работники Подрядчиков должны быть сертифицированы для выполнения работ.

Требуемые объемы жидкостей:

- 74,3 м³ раствора на глинистый раствор основе, удельный вес 1,18-1,20 г/см³
- 100 м³ технической воды
- 40 м³ пресной воды

Требуемое оборудование:

- Буровой станок (подъемная) УПА -60/80 в комплекте с другим оборудованием.
- ЦА - 320 - 2 шт
- Превенторная оборудование ППГ 230 х210 в комплекте.
- Штуцерный манифольда с разными штуцерами
- Циркуляционная система с ГШН, ВШН, объем не менее 50 м³
- Емкость 50-60 м³ для использования при испытании -2 шт
- Самосвал для вывоза отходов из скважины и ТБО, автокран, бульдозер.
- Оборудование для испытания скважины (газосепаратор, факельная установка, линии задвижки и др. сопутствующее оборудование).
- Всасывающие манифольда, шланги, манометры, обратные и шаровые клапаны.
- Ловильный инструмент, фрезы, пакера, колоны скребки и др. необходимые инструменты.
- Химреагенты для стимуляции и очистки зоны перфорации.
- Служебные и бытовые помещения на территории буровой площадки должны быть оборудованы в соответствии с требованиями пожарной безопасности и размещены от устья скважины на расстоянии, равном высоте вышки и дополнительно к ней не менее 10м.
- Запасные емкости с горюче-смазочными материалами, легко воспламеняющимися и горючими жидкостями должны быть удалены от места установки двигателей внутреннего сгорания не менее чем на 20 м.
- Бурение скважины производится безамбарным способом. Для сбора шлама и сточных вод предусматривается использование 2 металлических емкостей общим объемом не менее 100м³ для каждой скважины.
- Установка полукруглых емкостей V=50+40м³ для шлама
- Въезд на территорию пожаровзрывоопасных предприятий и установок допускается по специальному пропуску, а автотранспорт должен быть оборудован глушителем с искрогасителем;

Таблица 4.4.4 - Подготовительных работ к строительству скважины

№№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Ед. изм.	Количество
1	2	3	4
1	Снятие с площадки плодородного слоя почвы толщиной 15+5 см $V = 50 \text{ м} * 80 \text{ м} * 0.2 \text{ м} = 800 \text{ м}^3$	м ³	0,8
2	Складирование снятого слоя почвы в насыпи (по периметру буровой площадки) с утрамбовкой	- ” -	0,8
3	Обваловка площадки ГСМ (20 м * 2 + 15 м * 2) * 1.25 м	- ” -	0,8
4	Сооружение амбара (емкостей) 4мхбмх 1,5м на отводах ПВО с обратной засыпкой для установки емкостей для сбора пл. флюида в случае НГВП.	амбар	2
5	Планировка при устьевой площадке механическим способом при, грунт II кат. а) при монтаже 50м*80м*0.2м=800 б) при демонтаже 50м*80м*0.2м=800	1000м ³	1,6
6	Топливопровод, из труб d-25-50 мм (подача к агрегатам)	100м	1,5
7	Задвижки стальные d 70-100мм на водопровод в ящиках (колодцах)	шт	2
8	Теплоизоляция трубопроводов войлоком или аналогичными	10м ²	3
9	Топливопровод, маслопровод из эл. сварных труб Ø50-80мм в траншее (подача к агрегатам)	100м	0,9
10	Изоляция противокоррозионная трубопроводов (спускные линии, подающие линии топлива, бур. раствор, пар)	100 м ²	3
11	Трубопровод 245-340мм для подачи бур. раствора к всасывающим линиям насосов	100м	0,44
12	Пожарные стояки (гидранты)	шт	2
13	Ящики деревянные для задвижек и гидрантов гл. до 1м	шт	4
14	Установка вентилей 50-80 мм на топливопровод, маслопровод (подающий)	шт	4
15	Низковольтная осветительная линия: - установка металлических опор - подвеска алюминиевых проводов (четыре провода)	100м	4
16	Установка емкости на концах отводов ПВО	100м ³	2
17	Сооружение емкости на отводах ПВО для сбора пластового флюида в случае НГВП.	шт	2
18	Установка полукруглых емкостей V=50+40м ³ для шлама	Емкость	2
19	Бурение скважины производится безамбарным способом. Для сбора шлама и сточных вод предусматривается использование 2 металлических емкостей общим объемом не менее 100м ³ для каждой скважины.	100м ³	2
20	Установка металлических опор*	шт	8

Примечание: * Допускается установка опор из другого материала.

Цель работы: при переводе наблюдательной скважины в водозаборный фонд производится разбуривание цементных мостов породоразрушающим инструментом (долотом) с выносом выбуренной породы на поверхность посредством промывки химически обработанным буровым раствором, а также освоение вод альб-сеноманского водоносного комплекса для последующей закачки в пласт с целью поддержания пластового давления.

Общий план работы

П/п	Виды работ	Исполнители
1	Ремонт/восстановление/замена устьевого оборудования	Подрядчик по бурению
2	Замещение бурового раствора, промывка скважины с выравниванием параметров раствора.	Подрядчик по бурению
3	Провести геофизические каротажные работы (субподрядчик).	Подрядчик по ГИС
4	В зависимости от результатов каротажа и данных при переводе скважин выбрать наиболее подходящий метод эксплуатации.	Заказчик
5	Монтаж устьевого и наземного оборудования, подготовка для проведения работ по переводу скважин скважины	Подрядчик по бурению
Монтаж бурового оборудования:		
1	Иметь все необходимые разрешения, инструкции и сопроводительные документы.	Подрядчик по бурению
2	Планировка территории вокруг устья скважины, установка фундамента подподъемный агрегат	Подрядчик по бурению
3	Произвести раскопку и оконтуривание устья, восстановление шахты.	Подрядчик по бурению
4	Монтаж станка (подъемная) УПА 60/80 или аналога, другого оборудования и центровка вышки.	Подрядчик по бурению
5	Демонтировать Ф/А (устанавливают штурвалы на задвижки ФА, разгерметизируются парубки и устанавливают манометр) Смонтировать превентор, обвязать устье с блоками глушения и дросселирования согласно утвержденной схеме.	Подрядчик по бурению
6	Проверить и записать давление на устье скважины	Подрядчик по бурению
7	Оборудовать устье скважины ПВО согласно утвержденной схеме. Провести опрессовку экс. колонны Ø146мм. совместно с ПВО на 90атм., опрессовать межколонное пространство (146мм х 245мм) на 50атм. Получить разрешение на дальнейшее ведение работ от представителя ФМ ВПФО «АкБерен».	Подрядчик по бурению
8	Определение герметичности экс. колонны двумя способами: гидравлической опрессовкой на давление, не превышающее давления опрессовки, и методом свабирования жидкости в колонне с наблюдением роста уровня. При герметичности, продолжить работы.	Подрядчик по бурению
9	Совместно с представителями аварийно-спасательной службы провести проверку на герметичность устьевого оборудования вместе с ПВО и блоками БГ, БД. Получить разрешение на дальнейшее производство работ.	Подрядчик по бурению
10	Завести тех. Воду в объеме 100 м3, для приготовления бурового раствора	Подрядчик по бурению
11	Нарезать резьбу на 244,5мм. Тех колонне. Оборудовать устье скважины ОКК+АФК. Устьевое оборудование предоставляет заказчик. Произвести опрессовку Ф/А составить акт.	Подрядчик по бурению

12	Смонтировать ФА. Произвести монтаж трапного хозяйства, факельной линии и сепаратора НГС. Оборудовать устье скважины в соответствии с согласованной с профессиональной аварийно-спасательной службой и утвержденной Заказчиком фактической схемой обвязки.	Подрядчик по бурению
Процедура работ на скважине:		
1	Подготовительно-заключительные работы перед спуском (чистка шахты, демонтаж остатков тумбы, ремонт колонной головки, монтаж агрегат УПА 60/80, составление акта проверки готовности бригады).	Подрядчик по бурению
2	Завоз тех. воды, химических реагентов, приготовление бурового раствора (глинистого раствора), отражена в таблица 4.4.5-4.4.8.	Подрядчик по бурению
3	Собрать компоновка низа бурильных колонн (КНБК), трехшарошечных долото Ø 118 мм, (внутренний диаметр эксплуатационной колонны 124мм), колонна бурильных труб 73 мм (СБТ-73) с толщиной стенки 9,19 мм (сталь группы прочности «G-105») или НКТ 73 мм (НКТ-73), КНБК в отражена таб. 4.4.10 – 4.4.13.	Подрядчик по бурению
4	Спуск компоновка низа бурильной колонн до вод альб-сеноманского водоносного комплекса с визуальным контролем, замером и шаблонировка эксплуатационный колонн. Спуск производится с промывкой и проработкой.	Подрядчик по бурению
5	Промывка скважины в течение 2 циклов.	Подрядчик по бурению
Проведение работ:		
6	Установить цементный мост в интервале: 1300-1220м. Поднять компоновку на безопасную зону (не менее 150м от кровли ЦМ). ОЗЦ – 36 часов. Согласно пункту 17 «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» Над интервалом перфорации должен быть установлен цементный мост. Проверка цем. мост на прочность. Согласно пункт 19 «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», наличие мостов проверяется разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб с усилием. Спуск колонны НКТ до «головы» цементного моста и разгрузкой колонны НКТ на 4-6 т испытать цементный мост на прочность. Испытание на прочность — обязательный этап перед дальнейшими операциями.	Заказчик
7	Силами ГИС выполнить ПВР в интервале 1140-1156 м, 1161-1171м, 1173-1183м плотностью по 20 отв. на 1 п.м. с привязкой по ГК и МЛМ и контролем после ПВР методами МЛМ и ТМ.	Заказчик
8	Силами ГИС выполнить установку взрыв-пакера на глубину 1000 метров, сверху желонкой залить ЦМ с кровлей 995м.	Заказчик
9	Силами ГИС выполнить ПВР в интервале 906-915м, 920-931м, 934-940м, 963-978 м плотностью по 20 отв. на 1 п.м. с привязкой по ГК и МЛМ и контролем после ПВР методами МЛМ и ТМ.	Заказчик
10	Перфорация интервала (интервал перфорации по данным ГИС и геологической службой компании будет уточняться).	Подрядчик по ВР
11	Промывка скважины с постоянным слежением за выносом шлама для определения разбуриваемого элемента.	Подрядчик по бурению

12	Выходящий раствор принимать в отдельную емкость через вибросито, обработать перед закачкой в скважину, применить в дальнейшем. Всегда вести записи параметров бурового раствора с внесением в суточный рапорт	Подрядчик по бурению
13	Промывка и дальнейшая спуск компоновка низа бурильных колонн (КНБК) до глубины 1200 м и промыть скважину, обработка бурового раствора и очистки буровых растворов.	Подрядчик по бурению
14	Провести техническое совещание по результатам данных перевода скважин и геофизических исследований и определить метод добычи и освоения скважин.	Заказчик
15	Работы проводить с соблюдением всех правил промышленной безопасности, охраны труда и техники безопасности, охраны окружающей среды, ГНВП, пожарной безопасности.	Подрядчик по бурению

Таблица 4.4.5 - Типы и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора											
			Плотность, г/см ³	Условная вязкость, с	Водоотдача, см ³ / 30 мин	СНС, дПа		Содержание твердой фазы, %			рН	Минерализация, % (KCL)	Пластическая вязкость, сПз	Динамическое напряжение сдвига дПа
	От (верх)	До (низ)				1 мин	10 мин	Коллоидной (активной) части	Песка	Всего				
1	2	3	4	5	6	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Глинистая	0	1200	1,18-1,20	30-45	8-9	15-25	30-40	Дисперсная глинистая фаза	<4	<4	7-8	-	-	-

Таблица 4.4.6 - 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	Сорт	Содержание компонента в буровом растворе, кг/м ³
	от (верх)	до (низ)							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0	1200	Глинистый раствор	1,20	-	Бентонит Кальцинированная сода Каустическая сода Разжижитель Модифиц. крахмал Вода техническая	2,60 2,53 2,13 1,12 1,60 1,03	в/с в/с в/с в/с в/с -	20 2 2 6 1 180

Таблица 4.4.7 - Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработка

Интервал, м		Кэфф-т запаса раствора на поверх- ности	Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Нормы расхода бурового раствора (м3/м) и его компонентов (кг/м3) на интервале			Потребность в буровом растворе (м³) и его компонентах (кг)		
От (верх)	До (низ)			Величина	Источ- ник	Попра- вочный коэфф- т	На исходный объем	На бурение интервала	Суммар- ная на интервале
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	1200	-	Глинистые раствор	0,5	Расчет		80	520	600
			Бентонит	20	- // -	1,0	1600	10200	12000
			Кальцинированная сода	2	- // -	1,0	160	1040	1200
			Каустическая сода	2	- // -	1,0	160	1040	1200
			Разжижитель	6	- // -	1,0	480	3120	3600
			Модифиц. крахмал	2	- // -	1,0	160	1040	1200
			Вода техническая	180	-		14400	93600	108000

Примечание: «назначение химических реагентов»:

1. Для приготовления глинистого раствора используется техническая вода и бентонитовый глинопорошок с первоначальным содержанием твердой фазы не более 5%;
2. Разжижитель, для контроля реологических параметры;
3. Кальцинированная сода - для связывания ионов кальция;
4. Каустическая сода - регулятор щелочности;
5. Модифицированный крахмал - понизитель фильтрации.

Таблица 4.4.8 - 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
		0-1200	
1	2	3	4
Бентонит- структурообразователь	ГОСТ 25796-83	12,000	12,000
Кальцинированная сода - для снижения общей жесткости	ТУ 2381-038-00209645-95	1,200	1,200
Каустическая сода- - регулятор щелочности	ТУ 2132-185-00203312-99	1,200	1,200
Разжижитель– понизитель вязкости	ОСТ 13-183-83	3,600	3,600
Модифиц. крахмал- понизитель фильтрации	API 13A	1,200	1,200
Вода техническая	местные	108,000	108,000

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

Таблица 4.4.9 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Название	Типоразмер, шифр или характеристика	Кол-во, шт.	Использование очистных устройств		
			Ступенчатость: 1-Вибросито: 2-2+ центрифуга	Интервал, м	
				от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Буровая установка УПА-60/80					
Глиномешалка	МГ-4	1		0	1200
Циркуляционная система		1		0	1200
в т.ч. вибросито	СВС-2М	1	1	0	1200
Дегазатор	ДВС-2	1		0	1200

Примечание: - для приготовления бурового раствора, емкость 20 м³ с желобной системой.
- отходы бурения собираются в 50 м³ металлическую емкость.

Таблица 4.4.10 - Способы, режимы бурения, разбуривание цементного моста и применяемые КНБК в скважине № 12 месторождение Тенге

Интервал, м		Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширка, проработка)	Способ бурения	Условный номер, КНБК	Режим бурения			Скорость выполнения технологической операции, м/час
от (вер)	до (низ)				осевая нагрузка, тс	скорость вращения, об/мин	расход бурового раствора, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
995	1000	Разбуривание цементного моста	Роторный	1	До 5	80-100	25-30	10-15

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

Таблица 4.4.11- Компоновки низа бурильной колонны для разбуривания цементного моста скважины №12 месторождение Тенге

Условный номер КНБК	ЭЛЕМЕНТЫ КНБК (до бурильных труб)									
	№ по порядку	Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	Расстояние от забоя до места установки	Техническая характеристика				Сум- марная длина КНБК, м	Сум- марная масса КНБК, т	Примечание
				Наружный диаметр, мм	Диаметр проходного сечения, мм	Длина, м	Масса, кг			
1	Технического состояние внутри эксплуатационной колонны									
	1	Долото III шарошечное Ø 118мм	0	118,0	-	0,17	5,5	-	-	Разрушение
	2	УБТ Ø 108 мм	0,17	108,0	-	19,0	1039,3	-	-	Нагрузка
	3	Стабилизатор Ø 104,7 мм	19,17	104,0	-	1,2	47,0	-	-	ОЦЭ
	4	УБТ Ø 108мм	20,37	108,0	-	35,0	1914,5	-	-	Нагрузка
	5	УБТ Ø 105мм	55,37	105,0	-	28,0	1458,8	83,37	4,46	Нагрузка

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

Таблица 4.4.12 - 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, тн		КЗП трубы на	
	От (верх)	До (низ)			Тип (шифр)	Наружный диаметр, мм	Марка (группа прочности) материала	Толщина стенки, мм	Тип замкового соединения		секции	Нарастающая учетом КНБК	статической прочности	Выносливости
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
технического состояния экс. колонны	0	1200	1200	1	СБТ	127	G-105	9,19	4-1/2" IF	1116,63	37,407	41,867	>1,45	>1,9

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

Таблица 4.4.13 - Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения с учетом длины труб

Название обсадной колонны	Интервал, м		Характеристика бурильных труб, УБТ					Длина трубы на интервале, м	Масса труб, т		
	от (срх)	до(низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип присоединительной резьбы		теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным запасом
Разбуривание цементного моста	995	1000	СБТ	73,0	G-105	9.19	EU	1116,63	37,407	39,277	41,241
			УБТ	108,0	E	48,05	3-86	54,0	2,954	3,101	3,256
			УБТ	105,0	E	38.0	3-86	28,0	1,458	1,531	1,608

Примечание: - Фактическая КНБК при необходимости может быть изменена в зависимости от состояния ствола скважины.

4.5. План перевода наблюдательной скважины №34 месторождения Тенге

Данные по скважине:

Бурение начато – 11.09.1966 г.

Бурение окончено - 19.04.1967г.

Проектная глубина -2750м

Фактический забой - 2209м.

Фактический горизонт – XVIII

Текущий забой – 2186 м

Проведение работ:

1. Проверить МКП. При негерметичности устранить. Составить акт.
2. Мобилизовать и смонтировать подъёмный агрегат со всем необходимым оборудованием.
3. Выполнить подъём Воронки на ВНКТ Ø73мм до устья скважины. Во время подъёма ПО произвести ревизию ВНКТ (подвесного патрубка), АФК (центральные, коренные и лубрикаторные задвижки) при необходимости заменить. Подобрать переводника трубной головки (Планшайба) для внедрения ЭЦН.
4. Спустить перо на технологических ВНКТ Ø73мм до 2075м. Промыть и определить приемистость пласта, составить акт.
5. После ПВР закрыть скважину (не производить техн. операции) на 72 часа для восстановления пьезометрического уровня в стволе скважины.
6. Спустить воронку на техн. ВНКТ до гл. 870м, герметизация устья скважины. Подготовка к компрессированию. Спустить долото ф118 до текущего забоя, разбурить ЦМ и ВП-118 в инт: 995-1000м. до провала. Доспустить до 1200м, промыть до чистой воды. Поднять компоновку до устья.
7. Силами ГИС выполнить перестрел интервалов V-VIII горизонтов 3-й плотностью (по 60 отв. на 1.п.м.)
8. После ПВР закрыть скважину (не производить техн. операции) на 72 часа для восстановления пьезометрического уровня в стволе скважины Поинтервальной опрессовкой лифта ВНКТ через каждые 200м на Р=40 Атм и замером изоляции каждые 200м.
9. Спуск произвести со смазкой резьбовых соединений, шаблонировать все ВНКТ Ø73мм шаблоном Ø59,6мм.
10. Убедиться в центричности талевого блока по отношению к оси скважины, произвести центровку;
11. Проверить центричность до спуска и в середине спуска, а при ветреной погоде после затишья.

4.5.1 Геологическая характеристика

Таблица 4.5.1 - Стратиграфическое строение скважины №34 по меловым отложениям, характеристика условий залегания и коэффициент кавернозности пластов.

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение			Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности в интервале
От (верх)	До (низ)	Система	Отдел	Ярус	Угол, град	Азимут, град	
1	2	3	4	5	6	7	8
0	63	Неогеновая (N)	Миоценовый (N ₁)	Сарматский (N _{1s})	-	-	1,20
63	87			Тортонский (N _{1t})	-	-	1,20
87	176	Палеогеновая (P)	Олигоцен (P ₃)	-	-	-	1,20
176	227		Палеоцен-Эоцен (P ₁₊₂)	-	-	-	1,20
227	290	Меловая (K)	Верхний (K ₂)	Датский (K _{2d})	-	-	1,20
290	425			Сенонский (K _{2c})	-	-	1,20
425	447			Турон-коньякский (K _{2t+c})	-	-	1,15
447	597			Сеноманский (K _{2s})	-	-	1,15
597	1159		Нижний (K ₁)	Альбский (K _{1al})	-	-	1,20
1159	1280			Аптский (K _{1a})	-	-	1,15
1280	1328			Барремский (K _{1b})	-	-	1,15
1328	1340			Готеривский (K _{1g})	-	-	1,15

Таблица 4.5.2 - Работы по испытанию (освоению) скважины, сведения по эксплуатации

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта	Интервал перфорация, м		Интервал установки цементного моста, м		Тип конструкции продуктивного забоя: открытый забой, фильтр, цемент, колонна	Тип установки для испытания (освоения): передвижная, стационарная	Пласт фонтанирующий (да, нет)	Количество режимов (штуцеров) испытания	Диаметр штуцеров, мм	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения скважины	Опорожнение колонны при испытании (освоении)	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)							Максимальное снижение уровня, м	Плотность жидкости, г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
K _{1+2al-s}	1	1154	1170	-	-	колонна	передвижная	да	3	3,5,7	Замена бур. раствора на тех. воду, нефть. Снижение уровня сваби́рованием или компресси́рованием	-	1,03-1,1
		898	910	-	-								
		879	884	-	-								

4.5.2 Конструкция наблюдательной скважины №34 месторождения Тенге

Скважины № 34 фактическая конструкция скважин следующая:

1. Направление диаметром Ø 426 мм устанавливается на глубину 5м для предотвращения размыва устья скважины во избежание грифообразования. Цементируется до устья.
2. Кондуктор Ø 323,9 мм спускается на глубину 251метров. Ограждает мелкие водоносные горизонты от загрязнения скважинными флюидами и обеспечивает механическую опору для устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО). Цементируется до устья.
3. Техническая колонна Ø244,5 мм спускается до глубины 981 м и цементируется до устья, с целью недопущения гидроразрыва пород при ликвидации ГНВП и установки противовыбросового оборудования перед вскрытием нефтегазового горизонта;
4. Эксплуатационная колонна Ø146 мм спускается до 2208 м проектной глубины с целью разобщения продуктивных пластов и их отдельного испытания. На колонну устанавливается ФА.

Таблица 4.5.3 – Фактическая конструкция наблюдательной скважины №34 месторождение Тенге

Наименование колонны	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента от устья, м
	долота	колонны		
Направление	490,0	426	5,0	ВПЦ до устья
Кондуктор	393,7	323,9	251	ВПЦ до устья
Техническая	295,3	244,5	981	ВПЦ 480м от устья
Эксплуатационная	215,9	146,0	2208	ВПЦ 730м от устья

4.5.3 Подготовительные работы

Подготовить рабочую площадку: очистка разлива нефти вокруг скважины, сбор металлолома, планировка территории скважины.

Установка буровой установка скважин устанавливается на приустьевой площадке и центрируется относительно устья скважины в соответствии с указаниями по эксплуатации изготовителя;

- Убедиться о готовности необходимых подрядчиков для выполнения работ.
- Получить все необходимые разрешения и лицензии до начала работ.
- Убедиться в наличии нового устьевого и внутрискважинного оборудования на месторождении.
- Необходимый объем раствора для глушения скважины должен быть подготовлен до начала работ.
- Буровые насосы надежно крепятся к фундаментам, нагнетательный трубопровод - к блочным основаниям и промежуточным стойкам. Повороты трубопроводов выполняются плавно или делаются прямоугольными с отбойными элементами.
- Все работники Подрядчиков должны быть сертифицированы для выполнения работ.

Требуемые объемы жидкостей:

- 74,3 м³ раствора на глинистый раствор основе, удельный вес 1,18-1,20 г/см³

- 100 м³ технической воды
- 40 м³ пресной воды

Требуемое оборудование:

- Буровой станок (подъемная) УПА -60/80 в комплекте с другим оборудованием.
- ЦА - 320 - 2 шт
- Превенторная оборудование ППГ 230 х210 в комплекте.
- Штуцерный манифольда с разными штуцерами
- Циркуляционная система с ГШН, ВШН, объем не менее 50 м³
- Емкость 50-60 м³ для использования при испытании -2 шт
- Самосвал для вывоза отходов из скважины и ТБО, автокран, бульдозер.
- Оборудование для испытания скважины (газосепаратор, факельная установка, линии задвижки и др. сопутствующее оборудование).
- Всасывающие манифольда, шланги, манометры, обратные и шаровые клапаны.
- Ловильный инструмент, фрезы, пакера, колоны скребки и др. необходимые инструменты.
- Химреагенты для стимуляции и очистки зоны перфорации.
- Служебные и бытовые помещения на территории буровой площадки должны быть оборудованы в соответствии с требованиями пожарной безопасности и размещены от устья скважины на расстоянии, равном высоте вышки и дополнительно к ней не менее 10м.
- Запасные емкости с горюче-смазочными материалами, легко воспламеняющимися и горючими жидкостями должны быть удалены от места установки двигателей внутреннего сгорания не менее чем на 20 м.
- Бурение скважины производится безамбарным способом. Для сбора шлама и сточных вод предусматривается использование 2 металлических емкостей общим объемом не менее 100м³ для каждой скважины.

Таблица 4.5.4 - Подготовительных работ к строительству скважины

№№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Ед. изм.	Количество
1	2	3	4
1	Снятие с площадки плодородного слоя почвы толщиной 15+5 см $V = 50 \text{ м} * 80 \text{ м} * 0.2 \text{ м} = 800 \text{ м}^3$	м ³	0,8
2	Складирование снятого слоя почвы в насыпи (по периметру буровой площадки) с утрамбовкой	- " -	0,8
3	Обваловка площадки ГСМ (20 м * 2 + 15 м * 2) * 1.25 м	- " -	0,8
4	Сооружение амбара (емкостей) 4мхбмх 1,5м на отводах ПВО с обратной засыпкой для установки емкостей для сбора пл. флюида в случае НГВП.	амбар	2
5	Планировка при устьевой площадке механическим способом при, грунт II кат. а) при монтаже 50м*80м*0.2м=800 б) при демонтаже 50м*80м*0.2м=800	1000м ³	1,6
6	Топливопровод, из труб d-25-50 мм (подача к агрегатам)	100м	1,5
7	Задвижки стальные d 70-100мм на водопровод в ящиках (колодцах)	шт	2
8	Теплоизоляция трубопроводов войлоком или аналогичными	10м ²	3
9	Топливопровод, маслопровод из эл. сварных труб Ø50-80мм в траншее (подача к агрегатам)	100м	0,9
10	Изоляция противокоррозионная трубопроводов (спускные линии, подающие линии топлива, бур. раствор, пар)	100 м ²	3
11	Трубопровод 245-340мм для подачи бур. раствора к всасывающим линиям насосов	100м	0,44
12	Пожарные стояки (гидранты)	шт	2

13	Ящики деревянные для задвижек и гидрантов гл. до 1м	шт	4
14	Установка вентилей 50-80 мм на топливопровод, маслопровод (подающий)	шт	4
15	Низковольтная осветительная линия: - установка металлических опор - подвеска алюминиевых проводов (четыре провода)	100м	4
16	Установка емкости на концах отводов ПВО	100м ³	2
17	Сооружение емкости на отводах ПВО для сбора пластового флюида в случае НГВП.	шт	2
18	Установка полукруглых емкостей V=50+40м ³ для шлама	Емкость	2
19	Бурение скважины производится безамбарным способом. Для сбора шлама и сточных вод предусматривается использование 2 металлических емкостей общим объемом не менее 100м ³ для каждой скважины.	100м ³	2
20	Установка металлических опор*	шт	8

Примечание: * Допускается установка опор из другого материала.

Цель работы: при переводе наблюдательной скважины в водозаборный фонд производится разбуривание цементных мостов породоразрушающий инструментом (долотом) с выносом выбуренной породы на поверхность посредством промывки химически обработанным буровым раствором, а также освоение вод альб-сеноманского водоносного комплекса для последующей закачки в пласт с целью поддержания пластового давления.

Общий план работ

П/п	Виды работ	
1	Ремонт/восстановление/замена устьевого оборудования	Подрядчик по бурению
2	Замещение бурового раствора, промывка скважины с выравниванием параметров раствора.	Подрядчик по бурению
3	Провести геофизические каротажные работы (субподрядчик).	Подрядчик по ГИС
4	В зависимости от результатов каротажа и данных при переводе скважин выбрать наиболее подходящий метод эксплуатации.	Заказчик
5	Монтаж устьевого и наземного оборудования, подготовка для проведения работ по переводу скважин скважины	Подрядчик по бурению
Монтаж бурового оборудования:		
1	Иметь все необходимые разрешения, инструкции и сопроводительные документы.	Подрядчик по бурению
2	Планировка территории вокруг устья скважины, установка фундамента под подъемный агрегат	Подрядчик по бурению
3	Произвести раскопку и оконтуривание устья, восстановление шахты.	Подрядчик по бурению
4	Монтаж станка (подъемная) УПА 60/80 или аналога, другого оборудования и центровка вышки.	Подрядчик по бурению
5	Демонтировать Ф/А (устанавливают штурвалы на задвижки ФА, разгерметизируются парубки и устанавливают манометр) Смонтировать превентор, обвязать устье с блоками глушения и дросселирования согласно утвержденной схеме.	Подрядчик по бурению
6	Проверить и записать давление на устье скважины	Подрядчик по бурению
7	Оборудовать устье скважины ПВО согласно утвержденной схеме. Провести опрессовку экс. колонны Ø146мм. совместно с ПВО на 90атм., опрессовать межколонное пространство (146мм х 245мм) на 50атм. Получить разрешение на дальнейшее ведение работ от представителя ФМ ВПФО «АкБерен».	Подрядчик по бурению
8	Определение герметичности экс. колонны двумя способами: гидравлической опрессовкой на давление, не превышающее давления опрессовки, и методом свабирования жидкости в колонне с наблюдением роста уровня. При герметичности, продолжить работы.	Подрядчик по бурению
9	Совместно с представителями аварийно-спасательной службы провести проверку на герметичность устьевого оборудования вместе с ПВО и блоками БГ, БД. Получить разрешение на дальнейшее производство работ.	Подрядчик по бурению
10	Завести тех. Воду в объеме 100 м3, для приготовления бурового раствора	Подрядчик по бурению

11	Нарезать резьбу на 244,5мм. Тех колонне. Оборудовать устье скважины ОКК+АФК. Устьевое оборудование предоставляет заказчик. Произвести опрессовку Ф/А составить акт.	Подрядчик по бурению
12	Смонтировать ФА. Произвести монтаж трапного хозяйства, факельной линии и сепаратора НГС. Оборудовать устье скважины в соответствии с согласованной с профессиональной аварийно-спасательной службой и утвержденной Заказчиком фактической схемой обвязки.	Подрядчик по бурению
	Процедура работ на скважине:	
1	Подготовительно-заключительные работы перед спуском (чистка шахты, демонтаж остатков тумбы, ремонт колонной головки, монтаж агрегат УПА 60/80, составление акта проверки готовности бригады).	Подрядчик по бурению
2	Завоз тех. воды, химических реагентов, приготовление бурового раствора (глинистого раствора), отражена в таблица 4.5.5-4.5.8.	Подрядчик по бурению
3	Собрать компоновка низа бурильных колонн (КНБК,), трехшарошечных долото Ø 118 мм, (внутренний диаметр эксплуатационной колонны 124мм), колонна бурильных труб 73 мм (СБТ-73) с толщиной стенки 9,19 мм (сталь группы прочности «G-105») или НКТ 73 мм (НКТ-73) , КНБК в отражена таб. 4.5.10 – 4.5.13.	Подрядчик по бурению
4	Спуск компоновка низа бурильной колонн до вод альб-сеноманского водоносного комплекса с визуальным контролем, замером и шаблонировка эксплуатационный колонн. Спуск производится с промывкой и проработкой.	Подрядчик по бурению
5	Промывка скважины в течение 2 циклов.	Подрядчик по бурению
	Проведение работ:	
6	Установить цементный мост в интервале: 1300-1220м. Поднять компоновку на безопасную зону (не менее 150м от кровли ЦМ). ОЗЦ – 36 часов. Согласно пункту 17 «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» Над интервалом перфорации должен быть установлен цементный мост. Проверка цем. мост на прочность. Согласно пункт 19 «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», наличие мостов проверяется разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб с усилием. Спуск колонны НКТ до «головы» цементного моста и разгрузкой колонны НКТ на 4-6 т испытать цементный мост на прочность. Испытание на прочность — обязательный этап перед дальнейшими операциями.	Заказчик
7	Силами ГИС выполнить ПВР в интервале 1140-1156 м, 1161-1171м, 1173-1183м плотностью по 20 отв. на 1 п.м. с привязкой по ГК и МЛМ и контролем после ПВР методами МЛМ и ТМ.	Заказчик
8	Силами ГИС выполнить установку взрыв-пакера на глубину 1000 метров, сверху желонкой залить ЦМ с кровлей 995м.	Заказчик
9	Силами ГИС выполнить ПВР в интервале 906-915м, 920-931м, 934-940м, 963-978 м плотностью по 20 отв. на 1 п.м. с привязкой по ГК и МЛМ и контролем после ПВР методами МЛМ и ТМ.	Заказчик
10	Перфорация интервала (интервал перфорации по данным ГИС и геологической службой компании будет уточняться).	Подрядчик по ВР

11	Промывка скважины с постоянным слежением за выносом шлама для определения разбуриваемого элемента.	Подрядчик по бурению
12	Выходящий раствор принимать в отдельную емкость через вибросито, обработать перед закачкой в скважину, применить в дальнейшем. Всегда вести записи параметров бурового раствора с внесением в суточный рапорт	Подрядчик по бурению
13	Постоянно следить за Ртр и Рзатр, внести в суточный рапорт и после каждого промыва скважину два цикла в объеме 60 м3 с удельным весом 1,18- 1,20 г/см3, наблюдение за скважиной с остановкой насоса на 30 мин.	Подрядчик по бурению
14	Промывка и дальнейшая спуск компоновка низа бурильных колонн (КНБК) до глубины 1180 м и промыва скважину, обработка бурового раствора и очистки буровых растворов.	Подрядчик по бурению
15	Работы проводить с соблюдением всех правил промышленной безопасности, охраны труда и техники безопасности, охраны окружающей среды, ГНВП, пожарной безопасности.	Подрядчик по бурению

Таблица 4.5.5 - Типы и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора											
			Плотность, г/см ³	Условная вязкость, с	Водоотдача, см ³ / 30 мин	СНС, дПа		Содержание твердой фазы, %			рН	Минерализация, % (KCL)	Пластическая вязкость, сПз	Динамическое напряжение сдвига дПа
	1мин	10мин				Коллоидной (активной) части	Песка	Всего						
1	2	3	4	5	6	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Глинистая	0	1180	1,18-1,20	30-45	8-9	15-25	30-40	Дисперсная глинистая фаза	<4	<4	7-8	-	-	-

Таблица 4.5.6 - 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	Сорт	Содержание компонента в буровом растворе, кг/м ³
	от (верх)	до (низ)							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0	1180	Глинистый раствор	1,18-1,20	-	Бентонит Кальцинированная сода Каустическая сода Разжижитель Модифиц. крахмал Вода техническая	2,60 2,53 2,13 1,12 1,60 1,03	в/с в/с в/с в/с в/с -	20 2 2 6 1 180

Таблица 4.5.7 - Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработка

Интервал, м		Коэфф-т запаса раствора на поверх- ности	Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Нормы расхода бурового раствора (м3/м) и его компонентов (кг/м3) на интервале			Потребность в буровом растворе (м ³) и его компонентах (кг)		
От (верх)	До (низ)			Величина	Источник	Попра- вочный коэфф- т	На исходный объем	На бурение интервала	Суммар- ная на интервале
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	1180	-	Глинистые раствор	0,5	Расчет		80	510	590
			Бентонит	20	- // -	1,0	1600	10200	11800
			Кальцинированная сода	2	- // -	1,0	160	1020	1180
			Каустическая сода	2	- // -	1,0	160	1020	1180
			Разжижитель	6	- // -	1,0	480	3060	3540
			Модифиц. крахмал	2	- // -	1,0	160	1020	1180
			Вода техническая	180	-		14400	91800	106200

Примечание: «назначение химических реагентов»:

1. Для приготовления глинистого раствора используется техническая вода и бентонитовый глинопорошок с первоначальным содержанием твердой фазы не более 5%;
2. Разжижитель, для контроля реологических параметры;
3. Кальцинированная сода - для связывания ионов кальция;
4. Каустическая сода - регулятор щелочности;
5. Модифицированный крахмал - понизитель фильтрации.

Таблица 4.5.8- 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
		0-1180	
1	2	3	4
Бентонит- структурообразователь	ГОСТ 25796-83	11,800	11,800
Кальцинированная сода - для снижения общей жесткости	ТУ 2381-038-00209645-95	1,180	1,180
Каустическая сода- - регулятор щелочности	ТУ 2132-185-00203312-99	1,180	1,180
Разжижитель– понизитель вязкости	ОСТ 13-183-83	3,540	3,540
Модифиц. крахмал- понизитель фильтрации	API 13A	1,180	1,180
Вода техническая	местные	106,200	106,200

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

Таблица 4.5.9 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Название	Типоразмер, шифр или характеристика	Кол-во, шт.	Использование очистных устройств		
			Ступенчатость: 1-Вибросито: 2-2+ центрифуга	Интервал, м	
				от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Буровая установка УПА-60/80					
Глиномешалка	МГ-4	1		0	1180
Циркуляционная система		1		0	1180
в т.ч. вибросито	СВС-2М	1	1	0	1180
Дегазатор	ДВС-2	1		0	1180

Примечание: - для приготовления бурового раствора, емкость 20 м³ с желобной системой.

- отходы бурения собираются в 50 м³ металлическую емкость.

Таблица 4.5.10 - Способы, режимы бурения, разбуривание цементного моста и применяемые КНБК в скважине № 34 месторождение Тенге

Интервал, м		Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширка, проработка)	Способ бурения	Условный номер, КНБК	Режим бурения			Скорость выполнения технологической операции, м/час
от (вер)	до (низ)				осевая нагрузка, тс	скорость вращения, об/мин	расход бурового раствора, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
995	1000	Разбуривание цементного моста	Роторный	1	До 5	80-100	25-30	10-15

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

Таблица 4.5.11- Компоновки низа бурильной колонны для разбуривания цементного моста скважины №34 месторождение Тенге

Условный номер КНБК	ЭЛЕМЕНТЫ КНБК (до бурильных труб)									
	№ по порядку	Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	Расстояние от забоя до места установки	Техническая характеристика				Сум- марная длина КНБК, м	Сум- марная масса КНБК, т	Примечание
				Наружный диаметр, мм	Диаметр проходного сечения, мм	Длина, м	Масса, кг			
1	Технического состояние внутри эксплуатационной колонны									
	1	Долото III шарошечное Ø 118мм	0	118,0	-	0,17	5,5	-	-	Разрушение
	2	УБТ Ø 108 мм	0,17	108,0	-	19,0	1039,3	-	-	Нагрузка
	3	Стабилизатор Ø 104,7 мм	19,17	104,0	-	1,2	47,0	-	-	ОЦЭ
	4	УБТ Ø 108мм	20,37	108,0	-	35,0	1914,5	-	-	Нагрузка
	5	УБТ Ø 105мм	55,37	105,0	-	28,0	1458,8	83,37	4,46	Нагрузка

Примечание:

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

Таблица 4.5.12 - 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, тн		КЗП трубы на	
	От (верх)	До (низ)			Тип (шифр)	Наружный диаметр, мм	Марка (группа прочности) материала	Толщина стенки, мм	Тип замкового соединения		секции	Нарастающая учет КНБК	статической прочности	Выносливость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
технического состояния экс. колонны	0	1180	1180	1	СБТ	127	G-105	9,19	4-1/2" IF	1096,63	36,737	41,197	>1,45	>1,9

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

Таблица 4.5.13- Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения с учетом длины труб

Название обсадной колонны	Интервал, м		Характеристика бурильных труб, УБТ					Длина трубы на интервале, м	Масса труб, т		
	от (срх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип присоединительной резьбы		теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным запасом
Разбуривание цементного моста	995	1000	СБТ	73,0	G-105	9.19	EU	1096,63	36,737	38,573	40,503
			УБТ	108,0	E	48,05	3-86	54,0	2,954	3,101	3,256
			УБТ	105,0	E	38.0	3-86	28,0	1,458	1,531	1,608

Примечание: - Фактическая КНБК при необходимости может быть изменена в зависимости от состояния ствола скважины.

4.6 План перевода наблюдательной скважины №35 месторождения Тенге

Данные по скважине:

Бурение начато – 20.09.1966

Бурение окончено - 29.04.1967г.

Проектная глубина -2750м

Фактический забой - 2436м.

Фактический горизонт – Вскрыт – XX горизонт.

Конструкция скважины;

Кондуктор – 273 мм х245 м ВПЦ до устья

Техническая колонна -245 мм – 1482 м ВПЦ до устья

Эксплуатационная колонна 146,1 м – 2424 м ВПЦ 1203 м от устья.

В скважине №35 месторождения Тенге XXIII, XXII и XXI горизонты не опробованы и не испытаны. Опробованы и испытаны следующие горизонты XIX горизонт 2058-2052м. пласт оказался сухим. 2040-2035м. получен приток пластовой воды. Установлен цементный мост с кровлей на глубине 2031м. Опробован XVIII «б» подгоризонт 1992-1984м. получен приток нефти дебитом 4,5м3/сут. через 7 мм штуцер. После опробование XVIII «б» подгоризонта установлен цементный мост с кровлей 1848м. Опробован XIV горизонт 1733-1735м, 1737-1755м, 1757-1761м. получен фонтан газа, дебитом 60000м3. С июня 1971 года по июль 1993 года скважина находилась в эксплуатации. Сначала разработки XIV горизонта было добыто 464730 тыс.м3 природного газа и 13635 тн. газового конденсата. Пластовое давление от 17,6 МПа снизилось до 4,5 МПа. В августе 1993 года произведено исследование пластового давления. Во время подъема глубинного манометра произошел обрыв исследовательской проволоки с манометром длиной 1150м. При проведении ловильных работ по извлечению проволоки с манометром произошел обрыв НКТ. Подняли 44 шт. НКТ. При неоднократной попытке извлечь аварийные НКТ не удалось. В скважине осталось 93 шт. НКТ. 17.12.2001 по 01.02.2002 гг. произведен КРС по извлечению аварийных НКТ. Извлечено всего 28 шт. аварийных труб на забое скважины осталось 65 шт. и проволока длиной 1150м с манометром. Дальнейшие работы оказались безуспешными. Голова аварийных НКТ на глубине 1182м.

4.6.1 Геологическая характеристика

Таблица 4.6.1 - Стратиграфическое строение скважины №35 по меловым отложениям, характеристика условий залегания и коэффициент кавернозности пластов.

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение			Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности в интервале
От (верх)	До (низ)	Система	Отдел	Ярус	Угол, град	Азимут, град	
1	2	3	4	5	6	7	8
0	72	Неогеновая (N)	Миоценовый (N ₁)	Сарматский (N _{1s})	-	-	1,20
72	92			Тортонский (N _{1t})	-	-	1,20
92	201	Палеогеновая (P)	Олигоцен (P ₃)	-	-	-	1,20
201	250		Палеоцен-Эоцен (P ₁₊₂)	-	-	-	1,20
250	306	Меловая (K)	Верхний (K ₂)	Датский (K _{2d})	-	-	1,20
306	427			Сенонский (K _{2c})	-	-	1,20
427	450			Турон-коньякский (K _{2t+c})	-	-	1,15
450	595			Сеноманский (K _{2s})	-	-	1,15
595	1122		Нижний (K ₁)	Альбский (K _{1al})	-	-	1,20
1122	1245			Аптский (K _{1a})	-	-	1,15
1245	1300			Барремский (K _{1b})	-	-	1,15
1300	1320			Готеривский (K _{1g})	-	-	1,15

Таблица 4.6.3 - Работы по испытанию (освоению) скважины, сведения по эксплуатации

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта	Интервал перфорация, м		Интервал установки цементного моста, м		Тип конструкции продуктивного забоя: открытый забой, фильтр, цемент, колонна	Тип установки для испытания (освоения): передвижная, стационарная	Пласт фонтанирующий (да, нет)	Количество режимов (штуцеров) испытания	Диаметр штуцеров, мм	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения скважины	Опорожнение колонны при испытании (освоении)	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)							Максимальное снижение уровня, м	Плотность жидкости, г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Скважин № 35													
K _{1+2al-s}	1	1125	1152	-	-	колонна	передвижная	да	3	3,5,7	Замена бур. раствора на тех. воду. Снижение уровня свабированием или компрессированием	-	1,03-1,1
		950	972	-	-								
		920	938	-	-								
		900	912	-	-								
		845	860	-	-								

4.6.2 Конструкция наблюдательной скважины №35 месторождения Тенге

Скважины № 35 фактическая конструкция скважин следующая:

1. Кондуктор Ø 273 мм спускается на глубину 245 метров. Ограждает мелкие водоносные горизонты от загрязнения скважинными флюидами и обеспечивает механическую опору для устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО). Цементируется до устья.
2. Техническая колонна Ø244,5 мм спускается до глубины 1482 м и цементируется до устья, с целью недопущения гидроразрыва пород при ликвидации ГНВП и установки противовыбросового оборудования перед вскрытием нефтегазового горизонта;
3. Эксплуатационная колонна Ø146 мм спускается до 2424 м проектной глубины с целью разобщения продуктивных пластов и их отдельного испытания. На колонну устанавливается ФА.

Таблица 4.6.4 – Фактическая конструкция наблюдательной скважины №35 месторождение Тенге

Наименование колонны	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента от устья, м
	долота	колонны		
Кондуктор	393,7	273,1	245	0
Техническая	295,3	244,5	1482	1140
Эксплуатационная	215,9	146,0	2424	320

4.6.3 Подготовительные работы

Подготовить рабочую площадку: очистка разлива нефти вокруг скважины, сбор металлолома, планировка территории скважины.

Установка буровой установка скважин устанавливается на приустьевой площадке и центрируется относительно устья скважины в соответствии с указаниями по эксплуатации изготовителя;

- Убедиться о готовности необходимых подрядчиков для выполнения работ.
- Получить все необходимые разрешения и лицензии до начала работ.
- Убедиться в наличии нового устьевого и внутрискважинного оборудования на месторождении.
- Необходимый объем раствора для глушения скважины должен быть подготовлен до начала работ.
- Все работники Подрядчиков должны быть сертифицированы для выполнения работ.

Требуемые объемы жидкостей:

- 74,3 м³ раствора на глинистый раствор основе, удельный вес 1,18-1,20 г/см³

- 100 м³ технической воды
- 40 м³ пресной воды

Требуемое оборудование:

- Буровой станок (подъемная) УПА -60/80 в комплекте с другим оборудованием.
- ЦА - 320 - 2 шт
- Превенторная оборудование ППГ 230 х210 в комплекте.
- Штуцерный манифольд с разными штуцерами
- Циркуляционная система с ГШН, ВШН, объем не менее 50 м³
- Емкость 50-60 м³ для использования при испытании -2 шт
- Самосвал для вывоза отходов из скважины и ТБО, автокран, бульдозер, оперативная машина.
- Оборудование для испытания скважины (газосепаратор, факельная установка, линии задвижки и др. сопутствующее оборудование)
 - Всасывающие манифольда, шланги, манометры, обратные и шаровые клапаны.
 - Ловильный инструмент, фрезы, пакера, колоны скребки и др. необходимые инструменты.
 - Химреагенты для стимуляции и очистки зоны перфорации.
 - Служебные и бытовые помещения на территории буровой площадки должны быть оборудованы в соответствии с требованиями пожарной безопасности и размещены от устья скважины на расстоянии, равном высоте вышки и дополнительно к ней не менее 1м.
- Запасные емкости с горюче-смазочными материалами, легко воспламеняющимися и горючими жидкостями должны быть удалены от места установки двигателей внутреннего сгорания не менее чем на 20 м.
- Бурение скважины производится безамбарным способом. Для сбора шлама и сточных вод предусматривается использование 2 металлических емкостей общим объемом не менее 100м³ для каждой скважины.

Таблица 4.6.5 - Подготовительных работ к строительству скважины

№№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Ед. изм.	Количество
1	2	3	4
1	Снятие с площадки плодородного слоя почвы толщиной 15+5 см $V = 50 \text{ м} * 80 \text{ м} * 0.2 \text{ м} = 800 \text{ м}^3$	м ³	0,8
2	Складирование снятого слоя почвы в насыпи (по периметру буровой площадки) с утрамбовкой	- ” -	0,8
3	Обваловка площадки ГСМ (20 м * 2 + 15 м * 2) * 1.25 м	- ” -	0,8
4	Сооружение амбара (емкостей) 4мхбмх 1,5м на отводах ПВО с обратной засыпкой для установки емкостей для сбора пл. флюида в случае НГВП.	амбар	2
5	Планировка при устьевой площадке механическим способом при, грунт II кат. а) при монтаже 50м*80м*0.2м=800 б) при демонтаже 50м*80м*0.2м=800	1000м ³	1,6
6	Топливопровод, из труб d-25-50 мм (подача к агрегатам)	100м	1,5
7	Задвижки стальные d 70-100мм на водопровод в ящиках (колодцах)	шт	2
8	Теплоизоляция трубопроводов войлоком или аналогичными	10м ²	3
9	Топливопровод, маслопровод из эл. сварных труб Ø50-80мм в траншее (подача к агрегатам)	100м	0,9
10	Изоляция противокоррозионная трубопроводов (спускные линии, подающие линии топлива, бур. раствор, пар)	100 м ²	3
11	Трубопровод 245-340мм для подачи бур. раствора к всасывающим линиям насосов	100м	0,44
12	Пожарные стояки (гидранты)	шт	2
13	Ящики деревянные для задвижек и гидрантов гл. до 1м	шт	4
14	Установка вентилей 50-80 мм на топливопровод, маслопровод (подающий)	шт	4
15	Низковольтная осветительная линия: - установка металлических опор - подвеска алюминиевых проводов (четыре провода)	100м	4
16	Установка емкости на концах отводов ПВО	100м ³	2
17	Сооружение емкости на отводах ПВО для сбора пластового флюида в случае НГВП.	шт	2
18	Установка полукруглых емкостей V=50+40м ³ для шлама	Емкость	2
19	Бурение скважины производится безамбарным способом. Для сбора шлама и сточных вод предусматривается использование 2 металлических емкостей общим объемом не менее 100м ³ для каждой скважины.	100м ³	2
20	Установка металлических опор*	шт	8

Примечание: * Допускается установка опор из другого материала.

Цель работы: при переводе наблюдательной скважины в водозаборный фонд производится разбуривание цементных мостов породоразрушающим инструментом (долотом) с выносом выбуренной породы на поверхность посредством промывки химически обработанным буровым раствором, а также освоение вод альб-сеноманского водоносного комплекса для последующей закачки в пласт с целью поддержания пластового давления.

Перед проведением работ в скважине на устье оборудуется фонтанной арматурой и противовыбросовым оборудованием, определить герметичность Ø 146,1 мм эксплуатационный колонны.

Общий план работы

№п/п	Виды работ	Исполнители
1	Ремонт/восстановление/замена устьевого оборудования	Подрядчик по бурению
2	Замещение бурового раствора, промывка скважины с выравниванием параметров раствора.	Подрядчик по бурению
3	Провести геофизические каротажные работы (субподрядчик).	Подрядчик по ГИС
4	В зависимости от результатов каротажа и данных при переводе скважин выбрать наиболее подходящий метод эксплуатации.	Заказчик
5	Монтаж устьевого и наземного оборудования, подготовка для проведения работ по переводу скважин скважины	Подрядчик по бурению
Монтаж бурового оборудования:		
1	Иметь все необходимые разрешения, инструкции и сопроводительные документы.	Подрядчик по бурению
2	Планировка территории вокруг устья скважины, установка фундамента подподъемный агрегат	Подрядчик по бурению
3	Произвести раскопку и оконтуривание устья, восстановление шахты.	Подрядчик по бурению
4	Монтаж станка (подъемная) УПА 60/80 или аналога, другого оборудования и центровка вышки.	Подрядчик по бурению
5	Провести пусковую конференцию с участием представителей ДКПБ МЧС РК.	Подрядчик по бурению
6	Демонтировать Ф/А (устанавливают штурвалы на задвижки ФА, разгерметизируются парубки и устанавливают манометр) Смонтировать превентор, обвязать устье с блоками глушения дросселирования согласно утвержденной схеме.	Подрядчик по бурению
7	Проверить и записать давление на устье скважины	Подрядчик по бурению
8	Оборудовать устье скважины ПВО согласно утвержденной схеме. Провести опрессовку экс. колонны Ø146мм. совместно с ПВО на 90атм., опрессовать межколонное пространство (146мм х 245мм) на 50атм. Получить разрешение на дальнейшее ведение работ от представителя ФМ ВПФО «АкБерен». Составить акты.	Подрядчик по бурению
9	Определение герметичности экс. колонны двумя способами: гидравлической опрессовкой на давление, не превышающее давления	Подрядчик по бурению
10	Совместно с представителями аварийно-спасательной службы провести проверку на герметичность устьевого оборудования вместе с ПВО и блоками БГ, БД. Получить разрешение на дальнейшее производство	Подрядчик по бурению

11	Завести тех. Воду в объеме 100 м3, для приготовления бурового раствора	Подрядчик по бурению
12	Нарезать резьбу на 244,5мм. Тех колонне. Оборудовать устье скважины ОКК+АФК. Устьевое оборудование предоставляет заказчик. Произвести опрессовку Ф/А составить акт.	Подрядчик по бурению
13	Смонтировать ФА. Произвести монтаж трапного хозяйства, факельной линии и сепаратора НГС. Оборудовать устье скважины в соответствии с согласованной с профессиональной аварийно-спасательной службой и утвержденной Заказчиком фактической схемой обвязки.	Подрядчик по бурению
Процедура работ на скважине:		
1	Подготовительно-заключительные работы перед спуском (чистка шахты, демонтаж остатков тумбы, ремонт колонной головки, монтаж агрегат А 60/80, составление акта проверки готовности бригады).	Подрядчик по бурению
2	Завоз тех. воды, химических реагентов, приготовление бурового раствора (глинистого раствора), отражена в таблица 4.6.6-4.6.9	Подрядчик по бурению
3	Собрать компоновка низа бурильных колонн (КНБК,), трехшарошечных долото Ø 118 мм, (внутренний диаметр эксплуатационной колонны 124мм), колонна бурильных труб 73 мм (СБТ-73) с толщиной стенки 9,19 мм (сталь группы прочности «G-105») или НКТ 73 мм (НКТ-73) ,КНБК в отражена таб. 4.6.11 – 4.6.13.	Подрядчик по бурению
4	Спуск компоновка низа бурильной колонн до вод альб-сеноманского водоносного комплекса с визуальным контролем, замером и шаблонировка эксплуатационный колонн. Спуск производится с промывкой и проработкой.	Подрядчик по бурению
5	Разгерметизация фонтанной арматуры. Подъем колонны НКТ с выбросом на мостки. Спуск компоновка низа бурильных колонн (КНБК) отражена в таблица 4.6.10 и 4.6.12 по восстановительных работах с целью выяснения технического состояния эксплуатационной колонны.	Подрядчик по бурению
Проведение работ:		
6	Горизонт XIV (1733–1735 м; 1737–1755 м; 1757–1761 м): выполнена перфорация. Изоляция цементным мостом не производилась, интервал не изолирован. Голова аварияныц НКТ на глубина 1182м. Установить цементный мост с подошвой на глубину 1182м. ОЗЦ – 36 часов. Согласно пункту 17 «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» Над интервалом перфорации должен быть установлен цементный мост. Проверка цем. мост на прочность. Согласно пункт 19 «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», наличие мостов проверяется разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб с усилием. Спуск колонны НКТ до «головы» цементного моста и разгрузкой колонны НКТ на 4-6 т испытать цементный мост на прочность. Испытание на прочность — обязательный этап перед дальнейшими операциями.	Подрядчик по бурению

7	После установки цем. мост, скважину промывают до полного удаления излишков цементного раствора: при обратной промывке в течение времени прокачивания промывочной жидкости не менее 1,5-2-х объемов заливочной колонны; при прямой промывке – в течение двух циклов. Затем приподнимают заливочную колонну на 50-100 м выше кровли цементного моста и оставляют скважину на ОЗЦ.	Подрядчик по бурению
8	Используемый при установке цементных мостов тампонажный цемент должен быть устойчивым к токсичным и агрессивным компонентам.	Подрядчик по бурению
9	Перфорация интервала (интервал перфорации по данным ГИС и геологической службой компании будет уточняться).	Подрядчик по ВР
10	Промывка скважины с постоянным слежением за выносом шлама для определения разбуриваемого элемента.	Подрядчик по бурению
11	Выходящий раствор принимать в отдельную емкость через вибросито, обработать перед закачкой в скважину, применить в дальнейшем. Всегда вести записи параметров бурового раствора с внесением в суточный	Подрядчик по бурению
12	Промывка и дальнейшая спуск компоновка низа бурильных колонн (КНБК) до головки аварийных НКТ на глубине 1160 м и промыть скважину, обработка бурового раствора и очистки буровых растворов.	Подрядчик по бурению
13	Все работы производить согласно требованиям ТБ, ОТ, ГНВП, охраны недр и окружающей среды.	Подрядчик по бурению

Таблица 4.6.6 - Типы и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора											
			Плотность, г/см³	Условная вязкость, с	Водоотдача, см³/ 30 мин	СНС, дПа		Содержание твердой фазы, %			рН	Минерализация, % (KCL)	Пластическая вязкость, сПз	Динамическое напряжение сдвига дПа
	От (верх)	До (низ)				1мин	10мин	Коллоидной (активной) части	Песка	Всего				
1	2	3	4	5	6	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Глинистая	0	1160	1,20	30-45	8-9	15-25	30-40	Дисперсная глинистая фаза	<4	<4	7-8	-	-	-

Таблица 4.6.7 - 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	Сорт	Содержание компонента в буровом растворе, кг/м ³
	от (верх)	до (низ)							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0	1160	Глинистый раствор	1,20	-	Бентонит Кальцинированная сода Каустическая сода Разжижитель Модифиц. крахмал Вода техническая	2,60 2,53 2,13 1,12 1,60 1,03	в/с в/с в/с в/с в/с -	20 2 2 6 1 180

Таблица 4.6.8 - Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработка

Интервал, м		Кэфф-т запаса раствора на поверх- ности	Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Нормы расхода бурового раствора (м3/м) и его компонентов (кг/м3) на интервале			Потребность в буровом растворе (м³) и его компонентах (кг)		
От (верх)	До (низ)			Величина	Источ- ник	Попра- вочный коэфф-т	На исходный объем	На бурение интервала	Суммар- ная на интервале
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	1160	-	Глинистые раствор	0,5	Расчет		80	500	580
			Бентонит	20	- // -	1,0	1600	10000	11600
			Кальцинированная сода	2	- // -	1,0	160	1000	1160
			Каустическая сода	2	- // -	1,0	160	1000	1160
			Разжижитель	6	- // -	1,0	480	3000	3480
			Модифиц. крахмал	2	- // -	1,0	160	1000	1160
			Вода техническая	180	-		14400	90000	104400

Примечание: «назначение химических реагентов»:

1. Для приготовления глинистого раствора используется техническая вода и бентонитовый глинопорошок с первоначальным содержанием твердой фазы не более 5%;
2. Разжижитель, для контроля реологических параметры;
3. Кальцинированная сода - для связывания ионов кальция;
4. Каустическая сода- - регулятор щелочности;
5. Модифицированный крахмал - понизитель фильтрации.

Таблица 4.6.9 - 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
		0-1160	
1	2	3	4
Бентонит- структурообразователь	ГОСТ 25796-83	11,600	11,600
Кальцинированная сода - для снижения общей жесткости	ТУ 2381-038-00209645-95	1,160	1,160
Каустическая сода- - регулятор щелочности	ТУ 2132-185-00203312-99	1,160	1,160
Разжижитель– понизитель вязкости	ОСТ 13-183-83	3,480	3,480
Модифиц. крахмал- понизитель фильтрации	API 13A	1,160	1,160
Вода техническая	местные	104,400	104,400

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

Таблица 4.6.10 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Название	Типоразмер, шифр или характеристика	Кол-во, шт.	Использование очистных устройств		
			Ступенчатость: 1-Вибросито: 2-2+ центрафуга	Интервал, м	
				от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Буровая установка УПА-60/80					
Глиномешалка	МГ-4	1		0	1160
Циркуляционная система		1		0	1160
в т.ч. вибросито	СВС-2М	1	1	0	1160
Дегазатор	ДВС-2	1		0	1160

Примечание:

- для приготовления бурового раствора, емкость 20 м³ с желобной системой.
- отходы бурения собираются в 50 м³ металлическую емкость.

Таблица 4.6.11 - Способы, режимы бурения, разбуривание цементного моста и применяемые КНБК в скважине № 35 месторождение Тенге

Интервал, м		Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширка, проработка)	Способ бурения	Условный номер, КНБК	Режим бурения			Скорость выполнения технологической операции, м/час
от (вер)	до (низ)				осевая нагрузка, тс	скорость вращения, об/мин	расход бурового раствора, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	1160	технического состояния эксплуатационной колонны	Роторный	1	До 5	80-100	25-30	10-15

Таблица 4.6.12- Компоновки низа бурильной колонны для разбуривания цементного моста скважины №35 месторождение Тенге

Условный номер КНБК	ЭЛЕМЕНТЫ КНБК (до бурильных труб)									
	№ по порядку	Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	Расстояние от забоя до места установки	Техническая характеристика				Сум- марная длина КНБК, м	Сум- марная масса КНБК, т	Примечание
				Наружный диаметр, мм	Диаметр проходного сечения, мм	Длина, м	Масса, кг			
1	Технического состояние внутри эксплуатационной колонны									
	1	Долото III шарошечное Ø 118мм	0	118,0	-	0,17	5,5	-	-	Разрушение
	2	УБТ Ø 108 мм	0,17	108,0	-	19,0	1039,3			Нагрузка
	3	Стабилизатор Ø 104,7 мм	19,17	104,0	-	1,2	47,0			ОЦЭ
	4	УБТ Ø 108мм	20,37	108,0	-	35,0	1914,5	-	-	Нагрузка
	5	УБТ Ø 105мм	55,37	105,0	-	28,0	1458,8	83,37	4,46	Нагрузка

Таблица 4.6.13 - 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, тн		КЗП трубы на	
	От (верх)	До (низ)			Тип (шифр)	Наружный диаметр, мм	Марка (группа прочности) материала	Толщина стенки, мм	Тип замкового соединения		секции	Нарастающая учет КНБК	статической прочности	Выносливость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
технического состояния экс. колонны	0	1160	1160	1	СБТ	127	G-105	9,19	4-1/2" IF	1076,63	36,067	40,527	>1,45	>1,9

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

Таблица 4.6.14 - Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения с учетом длины труб

Название обсадной колонны	Интервал, м		Характеристика бурильных труб, УБТ					Длина трубы на интервале, м	Масса труб, т		
	от (срх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип присоединительной резьбы		теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным запасом
Состояние экс. колонн	0	1160	СБТ	73,0	G-105	9.19	EU	1076,63	36,067	37,870	39,763
			УБТ	108,0	E	48,05	3-86	54,0	2,954	3,101	3,256
			УБТ	105,0	E	38.0	3-86	28,0	1,458	1,531	1,608

Примечание: возможно использование других типов долот, УБТ и инструментов других типов

4.7. План перевода наблюдательной скважины №101 месторождения Тенге

Данные по скважине:

Бурение начато – 20.11.1973 г

Бурение окончено - 1.04.1974г.

Проектная глубина -2360м

Фактический забой - 2395м.

Фактический горизонт – XIX горизонт.

Конструкция скважины;

Направление -426х 5 м ВПЦ до устья

Кондуктор – 299 мм х 100 м ВПЦ до устья

Техническая колонна -219 мм – 1465 м ВПЦ от устья 410 м

Эксплуатационная колонна 146,1 м – 2395 м ВПЦ до 72 м от устья

Дата проведения последних работ:

1. Смонтировать подъёмный агрегат со всем необходимым оборудованием.
2. Проверить МКП. При не герметичности устранить. Составить акт.
3. Демонтировать АФК и произвести срыв ПШ, смонтировать ПВО. Опрессовать ПВО на Р=150 Атм с представителем М.Ф. «Ак Берен».
4. Выполнить подъём Воронки на ВНКТ Ø73мм до устья скважины. Во время подъёма ПО произвести ревизию ВНКТ (подвесного патрубка), АФК (центральные, коренные и лубрикаторные задвижки) при необходимости заменить.
1. Спустить перо на технологических ВНКТ73 до текущего забоя, произвести промывку ствола скважины до выхода чистой воды. Поднять компоновку на устье скважины.
2. Силами геофизической партии произвести ГИС ОТСЭК под закачкой для определения поглощающих интервалов, негерметичности экс. колонны и заколонных перетоков. ОРИ.
3. Определить приемистость пласта, составить акт.
4. С учетом данных по приемистости пласта и его температуры добавить вещества регулирующие свойства цементного раствора замедлитель твердения, понизитель водоотдачи. Выполнить РИР не превышая давление продавки 100 атм. цементным раствором в нарушениях ЭК с оставлением кровли цементного моста. Поднять компоновку на безопасную зону (не менее 100м от кровли ЦМ). ОЗЦ – 36 часов.
5. В случае положительного результата разбурить ЦМ в инт: 2050-2070 м, обеспечить забой 2100м.
6. Силами ГИС выполнить ПВР против XIX горизонта в интервалах 2005-2011, 2016-2018, 2038-2042 м, плотностью прострела по 16 отверстий на 1 п.м., перфорационной системой Скорпион d=89мм, зарядами Скорпион ПП 32 СГП, фазировка 60 гр., с привязкой по ГК и ЛМ и контролем после ПВР. Спустить воронку на фонд. ВНКТ-73мм, воронка на гл. 1950 м.

4.7.1 Геологическая характеристика

Таблица 4.7.1 - Стратиграфическое строение скважины №101 по меловым отложениям, характеристика условий залегания и коэффициент кавернзности пластов.

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение			Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернзности в интервале
От (верх)	До (низ)	Система	Отдел	Ярус	Угол, град	Азимут, град	
1	2	3	4	5	6	7	8
0	55	Неогеновая (N)	Миоценовый (N ₁)	Сарматский (N _{1s})	-	-	1,20
55	70			Тортонский (N _{1t})	-	-	1,20
70	190	Палеогеновая (P)	Олигоцен (P ₃)	-	-	-	1,20
190	225		Палеоцен-Эоцен (P ₁₊₂)	-	-	-	1,20
225	270	Меловая (K)	Верхний (K ₂)	Датский (K _{2d})	-	-	1,20
270	387			Сенонский (K _{2c})	-	-	1,20
387	406			Турон-коньякский (K _{2t+c})	-	-	1,15
406	560			Сеноманский (K _{2s})	-	-	1,15
560	1090		Нижний (K ₁)	Альбский (K _{1al})	-	-	1,20
1090	1200			Аптский (K _{1a})	-	-	1,15
1200	1250			Барремский (K _{1b})	-	-	1,15
1250	1270			Готеривский (K _{1g})	-	-	1,15

Таблица 4.7.2 - Работы по испытанию (освоению) скважины, сведения по эксплуатации

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта	Интервал перфорация, м		Интервал установки цементного моста, м		Тип конструкции продуктивного забоя: открытый забой, фильтр, цемент, колонна	Тип установки для испытания (освоения): передвижная, стационарная	Пласт фонтанирующий (да, нет)	Количество режимов (штуцеров) испытания	Диаметр штуцеров, мм	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения скважины	Опорожнение колонны при испытании (освоении)	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)							Максимальное снижение уровня, м	Плотность жидкости, г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Скважин № 101													
K _{1+2al-s}	1	1130	1150	-	-	колонна	передвижная	да	3	3,5,7	Замена бур. раствора на тех. воду. Снижение уровня свабированием или компрессированием	-	1,03-1,1
		914	930	-	-								
		892	908	-	-								

4.7.2 Конструкция наблюдательной скважины №101 месторождения Тенге

Скважины № 101 фактическая конструкция скважин следующая:

1. Направление Ø 426 мм спускается на 5 м.
2. Кондуктор Ø 299 мм спускается на глубину 100 метров. Ограждает мелкие водоносные горизонты от загрязнения скважинными флюидами и обеспечивает механическую опору для устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО). Цементируется до устья.
3. Техническая колонна Ø219 мм спускается до глубины 1465 м и цементируется до устья, с целью недопущения гидроразрыва пород при ликвидации ГНВП и установки противовыбросового оборудования перед вскрытием нефтегазового горизонта;
4. Эксплуатационная колонна Ø146 мм спускается до 2395 м проектной глубины с целью разобщения продуктивных пластов и их отдельного испытания. На колонну устанавливается ФА.

Таблица 4.7.3 – Фактическая конструкция наблюдательной скважины №101 месторождение Тенге

Наименование колонны	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента от устья, м
	долота	колонны		
Направление	490	426	5	0
Кондуктор	406,4	299	100	0
Техническая	295,3	219	1465	до 410
Эксплуатационная	215,9	146,0	2395	до 72

4.7.3 Подготовительные работы

Подготовить рабочую площадку: очистка разлива нефти вокруг скважины, сбор металлолома, планировка территории скважины.

Установка буровой установка скважин устанавливается на приустьевой площадке и центрируется относительно устья скважины в соответствии с указаниями по эксплуатации изготовителя;

- Убедиться о готовности необходимых подрядчиков для выполнения работ.
- Получить все необходимые разрешения и лицензии до начала работ.
- Убедиться в наличии нового устьевого и внутрискважинного оборудования на месторождении.
- Необходимый объем раствора для глушения скважины должен быть подготовлен до начала работ.
- Буровые насосы надежно крепятся к фундаментам, нагнетательный трубопровод - к блочным основаниям и промежуточным стойкам. Повороты трубопроводов выполняются плавно или делаются прямоугольными с отбойными элементами.
- Все работники Подрядчиков должны быть сертифицированы для выполнения работ.

Требуемые объемы жидкостей:

- 74,3 м³ раствора на глинистый раствор основе, удельный вес 1,18-1,20 г/см³
- 100 м³ технической воды
- 40 м³ пресной воды

Требуемое оборудование:

- Буровой станок (подъемная) УПА -60/80 в комплекте с другим оборудованием.
- ЦА - 320 - 2 шт
- Превенторная оборудование ППГ 230 х210 в комплекте.
- Штуцерный манифольда с разными штуцерами
- Циркуляционная система с ГШН, ВШН, объем не менее 50 м³
- Емкость 50-60 м³ для использования при испытании -2 шт
- Самосвал для вывоза отходов из скважины и ТБО, автокран, бульдозер.
- Оборудование для испытания скважины (газосепаратор, факельная установка, линии задвижки и др. сопутствующее оборудование).
 - Всасывающие манифольда, шланги, манометры, обратные и шаровые клапаны.
 - Ловильный инструмент, фрезы, пакера, колоны скребки и др. необходимые инструменты.
 - Химреагенты для стимуляции и очистки зоны перфорации.
 - Служебные и бытовые помещения на территории буровой площадки должны быть оборудованы в соответствии с требованиями пожарной безопасности и размещены от устья скважины на расстоянии, равном высоте вышки и дополнительно к ней не менее 10м.
 - Запасные емкости с горюче-смазочными материалами, легко воспламеняющимися и горючими жидкостями должны быть удалены от места установки двигателей внутреннего сгорания не менее чем на 20 м.
- Бурение скважины производится безамбарным способом. Для сбора шлама и сточных вод предусматривается использование 2 металлических емкостей общим объемом не менее 100м³ для каждой скважины.

Таблица 4.7.4 - Подготовительных работ к строительству скважины

№№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Ед. изм.	Количество
1	2	3	4
1	Снятие с площадки плодородного слоя почвы толщиной 15+5 см $V = 50 \text{ м} * 80 \text{ м} * 0.2 \text{ м} = 800 \text{ м}^3$	м ³	0,8
2	Складирование снятого слоя почвы в насыпи (по периметру буровой площадки) с утрамбовкой	- ” -	0,8
3	Обваловка площадки ГСМ (20 м * 2 + 15 м * 2) * 1.25 м	- ” -	0,8
4	Сооружение амбара (емкостей) 4мхбмх 1,5м на отводах ПВО с обратной засыпкой для установки емкостей для сбора пл. флюида в случае НГВП.	амбар	2
5	Планировка при устьевой площадке механическим способом при, грунт II кат. а) при монтаже 50м*80м*0.2м=800 б) при демонтаже 50м*80м*0.2м=800	1000м ³	1,6
6	Топливопровод, из труб d-25-50 мм (подача к агрегатам)	100м	1,5
7	Задвижки стальные d 70-100мм на водопровод в ящиках (колодцах)	шт	2
8	Теплоизоляция трубопроводов войлоком или аналогичными	10м ²	3
9	Топливопровод, маслопровод из эл. сварных труб Ø50-80мм в траншее (подача к агрегатам)	100м	0,9
10	Изоляция противокоррозионная трубопроводов (спускные линии, подающие линии топлива, бур. раствор, пар)	100 м ²	3
11	Трубопровод 245-340мм для подачи бур. раствора к всасывающим линиям насосов	100м	0,44
12	Пожарные стояки (гидранты)	шт	2
13	Ящики деревянные для задвижек и гидрантов гл. до 1м	шт	4
14	Установка вентилей 50-80 мм на топливопровод, маслопровод (подающий)	шт	4
15	Низковольтная осветительная линия: - установка металлических опор - подвеска алюминиевых проводов (четыре провода)	100м	4
16	Установка емкости на концах отводов ПВО	100м ³	2
17	Сооружение емкости на отводах ПВО для сбора пластового флюида в случае НГВП.	шт	2
18	Установка полукруглых емкостей $V=50+40\text{м}^3$ для шлама	Емкость	2
19	Бурение скважины производится безамбарным способом. Для сбора шлама и сточных вод предусматривается использование 2 металлических емкостей общим объемом не менее 100м ³ для каждой скважины.	100м ³	2
20	Установка металлических опор*	шт	8

Примечание: * Допускается установка опор из другого материала.

Цель работы: при переводе наблюдательной скважины в водозаборный фонд производится разбуривание цементных мостов породоразрушающий инструментом (долотом) с выносом выбуренной породы на поверхность посредством промывки химически обработанным буровым раствором, а также освоение вод альб-сеноманского водоносного комплекса для последующей закачки в пласт с целью поддержания пластового давления.

Общий план работы

№п/п	Виды работ	
1	Ремонт/восстановление/замена устьевого оборудования	Подрядчик по бурению
2	Замещение бурового раствора, промывка скважины с выравниванием параметров раствора.	Подрядчик по бурению
3	Провести геофизические каротажные работы (субподрядчик).	Подрядчик по ГИС
4	В зависимости от результатов каротажа и данных при переводе скважин выбрать наиболее подходящий метод эксплуатации.	Заказчик
5	Монтаж устьевого и наземного оборудования, подготовка для проведения работ по переводу скважин скважины	Подрядчик по бурению
Монтаж бурового оборудования:		
1	Иметь все необходимые разрешения, инструкции и сопроводительные документы.	Подрядчик по бурению
2	Планировка территории вокруг устья скважины, установка фундамента под подъемный агрегат	Подрядчик по бурению
3	Произвести раскопку и оконтуривание устья, восстановление шахты.	Подрядчик по бурению
4	Монтаж станка (подъемная) УПА 60/80 или аналога, другого оборудования и центровка вышки.	Подрядчик по бурению
5	Провести пусковую конференцию с участием представителей ДКПБ МЧС РК.	Подрядчик по бурению
6	Демонтировать Ф/А (устанавливают штурвалы на задвижки ФА, разгерметизируются парубки и устанавливают манометр) Смонтировать превентор, обвязать устье с блоками глушения и дросселирования согласно утвержденной схеме.	Подрядчик по бурению
7	Оборудовать устье скважины ПВО согласно утвержденной схеме. Провести опрессовку экс. колонны Ø146мм. совместно с ПВО на 90атм., опрессовать межколонное пространство (146мм х 245мм) на 50атм. Получить разрешение на дальнейшее ведение работ от представителя ФМ ВПФО «АкБерен».	Подрядчик по бурению
8	Определение герметичности экс. колонны двумя способами: гидравлической опрессовкой на давление, не превышающее давления опрессовки, и методом свабирования жидкости в колонне с наблюдением роста уровня. При герметичности, продолжить работы.	Подрядчик по бурению
9	Совместно с представителями аварийно-спасательной службы провести проверку на герметичность устьевого оборудования вместе с ПВО и блоками БГ, БД. Получить разрешение на дальнейшее производство работ.	Подрядчик по бурению

11	Нарезать резьбу на 244,5мм. Тех колонне. Оборудовать устье скважины ОКК+АФК. Устьевое оборудование предоставляет заказчик. Произвести опрессовку Ф/А составить акт.	Подрядчик по бурению
12	Смонтировать ФА. Произвести монтаж трапного хозяйства, факельной линии и сепаратора НГС. Оборудовать устье скважины в соответствии с согласованной с профессиональной аварийно-спасательной службой и утвержденной Заказчиком фактической схемой обвязки.	Подрядчик по бурению
Процедура работ на скважине:		
1	Подготовительно-заключительные работы перед спуском (чистка шахты, демонтаж остатков тумбы, ремонт колонной головки, монтаж агрегат А 60/80,	Подрядчик по бурению
2	Завоз тех. воды, химических реагентов, приготовление бурового раствора (глинистого раствора), отражена в таблица 4.7.4-4.7.8	Подрядчик по бурению
3	Собрать компоновка низа бурильных колонн (КНБК), трехшарошечных долото Ø 118 мм, (внутренний диаметр эксплуатационной колонны 124мм), колонна бурильных труб 73 мм (СБТ-73) с толщиной стенки 9,19 мм (сталь группы прочности «G-105») или НКТ 73 мм (НКТ-73) ,КНБК в отражена таб. 4.7.9 – 4.7.12.	Подрядчик по бурению
4	Спуск компоновка низа бурильной колонн до вод альб-сеноманского водоносного комплекса с визуальным контролем, замером и шаблонировка эксплуатационный колонн. Спуск производится с промывкой.	Подрядчик по бурению
5	Разгерметизация фонтанной арматуры. Подъем колонны НКТ с выбросом на мостки. Спуск компоновка низа бурильных колонн (КНБК) отражена в таблица 4.6.10 и 4.6.12 по восстановительных работах с целью выяснения технического состояния эксплуатационной колонны.	Подрядчик по бурению
Проведение работ:		
6	Установить цементный мост в интервале: 1300-1220м. Поднять компоновку на безопасную зону (не менее 150м от кровли ЦМ). ОЗЦ – 36 часов. Согласно пункту 17 «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» Над интервалом перфорации должен быть установлен цементный мост. Проверка цем. мост на прочность.	Подрядчик по бурению
	Согласно пункт 19 «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», наличие мостов проверяется разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб с усилием. Спуск колонны НКТ до «головы» цементного моста и разгрузкой колонны НКТ на 4-6 т испытать цементный мост на прочность. Испытание на прочность — обязательный этап перед дальнейшими операциями.	
	Используемый при установке цементных мостов тампонажный цемент должен быть устойчивым к токсичным и агрессивным компонентам.	Подрядчик по бурению
7	После установки цем. мост, скважину промывают до полного удаления излишков цементного раствора: при обратной промывке в течение времени прокачивания промывочной жидкости не менее 1,5-2-х объемов заливочной колонны; при прямой промывке – в течение двух циклов. Затем приподнимают заливочную колонну на 50-100 м выше кровли цементного моста и оставляют скважину 24 ч на ОЗЦ в зависимости от конкретных условий.	Подрядчик по бурению

8	испытать цементный мост на прочность: Допуск колонны НКТ до «головы» цементного моста и разгрузкой колонны НКТ на 4-6 т испытать цементный мост на прочность. Составить акт о наличии и прочности цементного моста в присутствии представителя Заказчика.	Подрядчик по бурению
9	Перфорация интервала (интервал перфорации по данным ГИС и геологической службой компании будет уточняться).	Подрядчик по ВР
10	Выходящий раствор принимать в отдельную емкость через вибросито, обработать перед закачкой в скважину, применить в дальнейшем. Всегда вести записи параметров бурового раствора с внесением в суточный рапорт	Подрядчик по бурению
11	Промывка и дальнейшая спуск компоновка низа бурильных колонн (КНБК) до глубины 1165м и промыть скважину, обработка бурового раствора и очистки буровых растворов.	Подрядчик по бурению
12	Спуск 73 мм НКТ, провести обратную промывку и выявить или предотвратить подземных вод, загрязнения и другие негативные последствия изменений водоносных горизонтов.	Подрядчик по бурению
13	Монтаж устьевого (АФК1-65х21) и наземного оборудования. Опрессовка экс. колонны и устьевого оборудования на 90 атм. с оформлением акта в присутствии представителя АСС	Подрядчик по бурению
14	Все работы производить согласно требованиям ТБ, ОТ, ГНВП, охраны недр и окружающей среды.	Подрядчик по бурению

Таблица 4.7.4 -Типы и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора											
			Плотность, г/см³	Условная вязкость, с	Водоотдача, см³/ 30 мин	СНС, дПа		Содержание твердой фазы, %			рН	Минерализация, % (KCL)	Пластическая вязкость, сПз	Динамическое напряжение сдвига дПа
	От (верх)	До (низ)				1мин	10мин	Коллоидной (активной) части	Песка	Всего				
1	2	3	4	5	6	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Глинистая	0	1165	1,18-1,20	30-45	8-9	15-25	30-40	Дисперсная глинистая фаза	<4	<4	7-8	-	-	-

Таблица 4.7.5 - 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	Сорт	Содержание компонента в буровом растворе, кг/м ³
	от (верх)	до (низ)							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0	1165	Глинистый раствор	1,18-1,20	-	Бентонит Кальцинированная сода Каустическая сода Разжижитель Модифиц. крахмал Вода техническая	2,60 2,53 2,13 1,12 1,60 1,03	в/с в/с в/с в/с в/с -	20 2 2 6 1 180

Таблица 4.7.6 - Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработка

Интервал, м		Коэфф-т запаса раствора на поверх- ности	Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Нормы расхода бурового раствора (м3/м) и его компонентов (кг/м3) на интервале			Потребность в буровом растворе (м ³) и его компонентах (кг)		
От (верх)	До (низ)			Величина	Источ- ник	Попра- вочный коэфф-т	На исходный объем	На бурение интервала	Суммар- ная на интервале
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	1165	-	Глинистые раствор	0,5	Расчет		80	503	583
			Бентонит	20	- // -	1,0	1600	10060	11660
			Кальцинированная сода	2	- // -	1,0	160	1006	1166
			Каустическая сода	2	- // -	1,0	160	1006	1166
			Разжижитель	6	- // -	1,0	480	3018	3498
			Модифиц. крахмал	2	- // -	1,0	160	1006	1116
			Вода техническая	180	-		14400	90540	104940

Примечание: «назначение химических реагентов»:

1. Для приготовления глинистого раствора используется техническая вода и бентонитовый глинопорошок с первоначальным содержанием твердой фазы не более 5%;
2. Разжижитель, для контроля реологических параметров;
3. Кальцинированная сода - для связывания ионов кальция;
4. Каустическая сода - регулятор щелочности;
5. Модифицированный крахмал - понизитель фильтрации.

Таблица 4.7.7 - 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
		0-1165	
1	2	3	4
Бентонит- структурообразователь	ГОСТ 25796-83	11,660	11,660
Кальцинированная сода - для снижения общей жесткости	ТУ 2381-038-00209645-95	1,166	1,166
Каустическая сода- - регулятор щелочности	ТУ 2132-185-00203312-99	1,166	1,166
Разжижитель– понизитель вязкости	ОСТ 13-183-83	3,498	3,498
Модифиц. крахмал- понизитель фильтрации	API 13A	1,116	1,116
Вода техническая	местные	104,940	104,940

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

Таблица 4.7.8 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Название	Типоразмер, шифр или характеристика	Кол-во, шт.	Использование очистных устройств		
			Ступенчатость: 1-Вибросито: 2-2+ центрафуга	Интервал, м	
				от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Буровая установка УПА-60/80					
Глиномешалка	МГ-4	1		0	1165
Циркуляционная система		1		0	1165
в т.ч. вибросито	СВС-2М	1	1	0	1165
Дегазатор	ДВС-2	1		0	1165

Примечание:

- для приготовления бурового раствора, емкость 20 м³ с желобной системой.
- отходы бурения собираются в 50 м³ металлическую емкость.

Таблица 4.7.9 - Способы, режимы бурения, разбуривание цементного моста и применяемые КНБК в скважине № 101 месторождение Тенге

Интервал, м		Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширка, проработка)	Способ бурения	Условный номер, КНБК	Режим бурения			Скорость выполнения технологической операции, м/час
от (вер)	до (низ)				осевая нагрузка, тс	скорость вращения, об/мин	расход бурового раствора, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	1165	технического состояния эксплуатационной колонны	Роторный	1	До 5	80-100	25-30	10-15

Таблица 4.7.10 - Компоновки низа бурильной колонны для разбуривания цементного моста скважины №101 месторождение Тенге

Условный номер КНБК	ЭЛЕМЕНТЫ КНБК (до бурильных труб)									
	№ по порядку	Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	Расстояние от забоя до места установки	Техническая характеристика				Сум- марная длина КНБК, м	Сум- марная масса КНБК, т	Примечание
				Наружный диаметр, мм	Диаметр проходного сечения, мм	Длина, м	Масса, кг			
1	Технического состояние внутри эксплуатационной колонны									
	1	Долото III шарошечное Ø 118мм	0	118,0	-	0,17	5,5	-	-	Разрушение
	2	УБТ Ø 108 мм	0,17	108,0	-	19,0	1039,3	-	-	Нагрузка
	3	Стабилизатор Ø 104,7 мм	19,17	104,0	-	1,2	47,0	-	-	ОЦЭ
	4	УБТ Ø 108мм	20,37	108,0	-	35,0	1914,5	-	-	Нагрузка
	5	УБТ Ø 105мм	55,37	105,0	-	28,0	1458,8	83,37	4,46	Нагрузка

Примечание:

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

Таблица 4.7.11 - 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, тн		КЗП трубы на	
	От (верх)	До (низ)			Тип (шифр)	Наружный диаметр, мм	Марка (группа прочности) материала	Толщина стенки, мм	Тип замкового соединения		секции	Нарастающая учетом КНБК	статической прочности	Выносливость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
технического состояния экс. колонны	0	1165	1165	1	СБТ	127	G-105	9,19	4-1/2" IF	1081,63	36,234	40,694	>1,45	>1,9

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

Таблица 4.7.12- Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения с учетом длины труб

Название обсадной колонны	Интервал, м		Характеристика бурильных труб, УБТ					Длина трубы на интервале, м	Масса труб, т		
	от (ерх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип присоединительной резьбы		теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным запасом
Состояние экс. колонн	0	1165	СБТ	73,0	G-105	9.19	EU	1081,63	36,234	38,045	39,947
			УБТ	108,0	E	48,05	3-86	54,0	2,954	3,101	3,256
			УБТ	105,0	E	38.0	3-86	28,0	1,458	1,531	1,608

Примечание: - Фактическая КНБК при необходимости может быть изменена в зависимости от состояния ствола скважины.

4.8 План перевода наблюдательной скважины №110 месторождения Тенге

Данные по скважине:

Бурение начато – 05.08.1971 г

Бурение окончено - 09.11.1971 г

Проектная глубина -1870 м

Фактический забой - 1885м.

Горизонт – XIII.

Текущий забой - 1670 м (ЦМ + голова разорванного муфты НКТ)

Конструкция скважины;

Направление – 508 мм- 5м ВПЦ до устья

Техническая колонна -245 мм – 860 м ВПЦ до устья

Эксплуатационная колонна 146,1 м – 1885 м ВПЦ 447 м от устья.

Дата проведения последних работ:

3-5.01.1972 г.г ПВР на XIV (1676-1684м, 1690,4-1694м, 1696,4-1698,8м 1704,4-1705,6м, 1707,6-1715,6м, 1717,6-1719,6м 1724-1738м, XV (1746-1759,2м, 1762,4-1764м, 1772,4-1786,4м, XVI (1799,6-1816,8м) горизонтов

4.01.1977 г.г. Восстановление герметичность ЭК в инт: 895-898м.

18.10.1976 г. УПНП и КРС (ликвидация аварий, извлечено НКТ длиной 1663м + 1НКТ).

«Голова» аварийного трубы 1680м.

13-22.04.1977 г. УПНП и КРС (установка ЦМ в инт: 1680-1670м. ПВР в инт: 1636-1641м, 1653-1655м). С 1986 г. скважина начало обводняется и перестала работать.

05-15.07.1990 г. До стрел в интервале 1618-1623 м.

Проведение работ

Установить цементный мост в интервале: 1300-1220м. Поднять компоновку на безопасную зону (не менее 150м от кровли ЦМ). ОЗЦ – 36 часов.

Спустить СКМ-118 + перо на тех. ВНКТ-73мм и выполнить скрепирование в местах посадки ВП-118 в инт: 1020-970 м. Промыть ствол скважины технической водой уд. весом 1,02 г/см³, не менее 2-х циклов до выхода чистой воды.

Силами ГИС выполнить установку взрыв-пакера на глубину 1000 метров, сверху желонкой залить ЦМ с кровлей 995м. ОЗЦ.

Спустить долото ф118 до текущего забоя, разбурить ЦМ и ВП-118 в инт: 995-1000м. до провала. Доспустить до 1200м, промыть до чистой воды. Поднять компоновку до устья.

Опрессовать ВНКТ на Р-100 Атм/30мин. На фондовых ВНКТ Ø73мм на глубину 870 метров (приемная отверстия газ сепаратора) с установкой и опрессовкой каждый по отдельности обратных клапанов 2 шт., и сливного клапана на Р=100 Атм/15мин.

4.8.1 Геологическая характеристика

Таблица 4.8.1 - Стратиграфическое строение скважины №110 по меловым отложениям, характеристика условий залегания и коэффициент кавернзности пластов.

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение			Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернзности в интервале
От (верх)	До (низ)	Система	Отдел	Ярус	Угол, град	Азимут, град	
1	2	3	4	5	6	7	8
0	65	Неогеновая (N)	Миоценовый (N ₁)	Сарматский (N _{1s})	-	-	1,20
65	86			Тортонский (N _{1t})	-	-	1,20
86	192	Палеогеновая (P)	Олигоцен (P ₃)	-	-	-	1,20
192	234		Палеоцен-Эоцен (P ₁₊₂)	-	-	-	1,20
234	281	Меловая (K)	Верхний (K ₂)	Датский (K _{2d})	-	-	1,20
281	410			Сенонский (K _{2c})	-	-	1,20
410	430			Турон-коньякский (K _{2t+c})	-	-	1,15
430	571			Сеноманский (K _{2s})	-	-	1,15
571	1090		Нижний (K ₁)	Альбский (K _{1al})	-	-	1,20
1090	1200			Аптский (K _{1a})	-	-	1,15
1200	1253			Барремский (K _{1b})	-	-	1,15
1253	1268			Готеривский (K _{1g})	-	-	1,15

Таблица 4.8.2 - Работы по испытанию (освоению) скважины, сведения по эксплуатации

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта	Интервал перфорация, м		Интервал установки цементного моста, м		Тип конструкции продуктивного забоя: открытый забой, фильтр, цемент, колонна	Тип установки для испытания (освоения): передвижная, стационарная	Пласт фонтанирующий (да, нет)	Количество режимов (штуцеров) испытания	Диаметр штуцеров, мм	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения скважины	Опорожнение колонны при испытании (освоении)	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)							Максимальное снижение уровня, м	Плотность жидкости, г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Скважин № 110													
K _{1+2al-s}	1	1185	1200	-	-	колонна	передвижная	да	3	3,5,7	Замена бур. раствора на тех. воду. Снижение уровня свабированием или компрессированием	-	1,03-1,1
		1140	1152	-	-								
		916	942	-	-								
		893	902	-	-								

4.8.2 Конструкция наблюдательной скважины №110 месторождения Тенге

Скважины № 110 фактическая конструкция скважин следующая:

Направление Ø 508 мм спускается на 5м.

Техническая колонна Ø245 мм спускается до глубины 860 м и цементируется до устья, с целью недопущения гидроразрыва пород при ликвидации ГНВП и установки противовыбросового оборудования перед вскрытием нефтегазового горизонта;

Эксплуатационная колонна Ø146 мм спускается до 1885 м проектной глубины с целью разобщения продуктивных пластов и их отдельного испытания. На колонну устанавливается ФА.

Таблица 4.8.3 – Фактическая конструкция наблюдательной скважины №110 месторождение Тенге

Наименование колонны	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента от устья, м
	долота	колонны		
Направление	660,4	508	5	0
Техническая	295,3	244,5	860	0
Эксплуатационная	215,9	146,0	1885	до 447

Примечание: - Подземное оборудование НКТ 2,5” с воронкой на гл. 1610м. НКТ 2,5” с воронкой на гл. 1610м.

4.8.3 Подготовительные работы

Подготовить рабочую площадку: очистка разлива нефти вокруг скважины, сбор металлолома, планировка территории скважины.

Установка буровой установка скважин устанавливается на приустьевой площадке и центрируется относительно устья скважины в соответствии с указаниями по эксплуатации изготовителя

- Убедиться о готовности необходимых подрядчиков для выполнения работ.
- Получить все необходимые разрешения и лицензии до начала работ.
- Убедиться в наличии нового устьевого и внутрискважинного оборудования на месторождении.
- Необходимый объем раствора для глушения скважины должен быть подготовлен до начала работ.
- Буровые насосы надежно крепятся к фундаментам, нагнетательный трубопровод - к блочным основаниям и промежуточным стойкам. Повороты трубопроводов выполняются плавно или делаются прямоугольными с отбойными элементами.
- Все работники Подрядчиков должны быть сертифицированы для выполнения работ.

Требуемые объемы жидкостей:

- 74,3 м³ раствора на глинистый раствор основе, удельный вес 1,18-1,20 г/см³
- 100 м³ технической воды
- 40 м³ пресной воды

Требуемое оборудование:

- Буровой станок (подъемная) УПА -60/80 в комплекте с другим оборудованием.
- ЦА - 320 - 2 шт
- Превенторная оборудование ППГ 230 х210 в комплекте.
- Штуцерный манифольд с разными штуцерами
- Циркуляционная система с ГШН, ВШН, объем не менее 50 м³
- Емкость 50-60 м³ для использования при испытании -2 шт
- Самосвал для вывоза отходов из скважины и ТБО, автокран, бульдозер, оперативная машина.
- Оборудование для испытания скважины (газосепаратор, факельная установка, линии задвижки и др. сопутствующее оборудование)
 - Всасывающие манифольда, шланги, манометры, обратные и шаровые клапаны.
 - Ловильный инструмент, фрезы, пакера, колоны скребки и др. необходимые инструменты.
 - Химреагенты для стимуляции и очистки зоны перфорации.
 - Служебные и бытовые помещения на территории буровой площадки должны быть оборудованы в соответствии с требованиями пожарной безопасности и размещены от устья скважины на расстоянии, равном высоте вышки и дополнительно к ней не менее 1м.
 - Запасные емкости с горюче-смазочными материалами, легко воспламеняющимися и горючими жидкостями должны быть удалены от места установки двигателей внутреннего сгорания не менее чем на 20 м.
 - Бурение скважины производиться безамбарным способом. Для сбора шлама и сточных вод предусматривается использование 2 металлических емкостей общим объемом не менее 100м³ для каждой скважины.
 - Въезд на территорию пожаровзрывоопасных предприятий и установок допускается по специальному пропуску, а автотранспорт должен быть оборудован глушителем с искрогасителем.

Цель работы: при переводе наблюдательной скважины в водозаборный фонд производится разбуривание цементных мостов породоразрушающим инструментом (долотом) с выносом выбуренной породы на поверхность посредством промывки химически обработанным буровым раствором, а также освоение вод альб-сеноманского водоносного комплекса для последующей закачки в пласт с целью поддержания пластового давления.

Общий план работы

№п/п	Виды работ	
1	Ремонт/восстановление/замена устьевого оборудования	Подрядчик по бурению
2	Замещение бурового раствора, промывка скважины с выравниванием параметров раствора.	Подрядчик по бурению
3	Провести геофизические каротажные работы (субподрядчик).	Подрядчик по ГИС
4	В зависимости от результатов каротажа и данных при переводе скважин выбрать наиболее подходящий метод эксплуатации.	Заказчик
5	Монтаж устьевого и наземного оборудования, подготовка для проведения работ по переводу скважин скважины	Подрядчик по бурению
Монтаж бурового оборудования:		
1	Иметь все необходимые разрешения, инструкции и сопроводительные документы.	Подрядчик по бурению
2	Планировка территории вокруг устья скважины, установка фундамента под подъемный агрегат	Подрядчик по бурению
3	Произвести раскопку и оконтуривание устья, восстановление шахты.	Подрядчик по бурению
4	Монтаж станка (подъемная) УПА 60/80 или аналога, другого оборудования и центровка вышки	Подрядчик по бурению
5	Демонтировать Ф/А (устанавливают штурвалы на задвижки ФА, разгерметизируются парубки и устанавливают манометр). Смонтировать превентор, обвязать устье с блоками глушения и дросселирования согласно	Подрядчик по бурению
6	Проверить и записать давление на устье скважины	Подрядчик по бурению
7	Оборудовать устье скважины ПВО согласно утвержденной схеме. Провести опрессовку экс. колонны Ø146мм. совместно с ПВО на 90атм., опрессовать межколонное пространство (146мм x 245мм) на 50атм. Получить разрешение на дальнейшее ведение работ от представителя ФМ ВПФО «АкБерен». Составить акты.	Подрядчик по бурению
8	Определение герметичности экс. колонны двумя способами: гидравлической опрессовкой на давление, не превышающее давления опрессовки, и методом свабирования жидкости в колонне с наблюдением роста уровня. При герметичности, продолжить работы.	Подрядчик по бурению
9	Совместно с представителями аварийно-спасательной службы провести проверку на герметичность устьевого оборудования вместе с ПВО и блоками БГ, БД. Получить разрешение на дальнейшее производство работ.	Подрядчик по бурению
10	Завести тех. Воду в объеме 100 м3, для приготовления бурового раствора	Подрядчик по бурению
13	Нарезать резьбу на 244,5мм. Тех колонне. Оборудовать устье скважины ОКК+АФК. Устьевое оборудование предоставляет Заказчик. Произвести	Подрядчик по бурению

14	Смонтировать ФА. Произвести монтаж трапного хозяйства, факельной линии и сепаратора НГС. Оборудовать устье скважины в соответствии с согласованной с профессиональной аварийно-спасательной службой и утвержденной Заказчиком фактической схемой обвязки.	Подрядчик по бурению
	Провести пусковую конференцию с участием представителей ДКПБ МЧС РК.	Подрядчик по бурению
	Процедура работ на скважине:	
1	Подготовительно-заключительные работы перед спуском (чистка шахты, демонтаж остатков тумбы, ремонт колонной головки, монтаж агрегат А 60/80,	Подрядчик по бурению
2	Завоз тех. воды, химических реагентов, приготовление бурового раствора (глинистого раствора), отражена в таблица 4.8.4-4.8.7.	Подрядчик по бурению
3	Собрать компоновка низа бурильных колонн (КНБК), трехшарошечных долото Ø 118 мм, (внутренний диаметр эксплуатационной колонны 124мм), колонна бурильных труб 73 мм (СБТ-73) с толщиной стенки 9,19 мм (сталь группы прочности «G-105») или НКТ 73 мм (НКТ-73) , КНБК в отражена таб. 4.8.9 – 4.8.11	Подрядчик по бурению
4	Спуск НКТ Ø73 мм с долотом диаметром Ø118мм до вод альб-сеноманского водоносного комплекса с визуальным контролем, замером и шаблонировка обсадной колонн. Промывка и дальнейшая спуск компоновка низа бурильных колонн (КНБК) до глубины 1200 м и промыть скважину, очистки буровых растворов. Спуск производится с промывкой и проработкой, затем поднять инструмент на поверхность.	Подрядчик по бурению
6	Промывка скважины в течение 2 циклов.	Подрядчик по бурению
	Проведение работ:	
7	Установить цементный мост в интервале: 1300-1220м. Поднять компоновку на безопасную зону (не менее 150м от кровли ЦМ). ОЗЦ – 36 часов. Согласно пункту 17 «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» Над интервалом перфорации должен быть установлен цементный мост. Проверка цем.мост на прочность. Согласно пункт 19 «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», наличие мостов проверяется разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб с усилием. Спуск колонны НКТ до «головы» цементного моста и разгрузкой колонны НКТ на 4-6 т испытать цементный мост на прочность. Испытание на прочность — обязательный этап перед дальнейшими операциями.	Подрядчик по ВР
8	Силами ГИС выполнить ПВР в интервале 1140-1156 м, 1161-1171м, 1173-1183м плотностью по 20 отв. на 1 п.м. с привязкой по ГК и МЛМ и контролем после ПВР методами МЛМ и ТМ.	Подрядчик по ВР
9	Силами ГИС выполнить установку взрыв-пакера на глубину 1000 метров, сверху желонкой залить ЦМ с кровлей 995м.	Подрядчик по ВР
10	Силами ГИС выполнить ПВР в интервале 906-915м, 920-931м, 934-940м, 963-978 м плотностью по 20 отв. на 1 п.м. с привязкой по ГК и МЛМ и контролем после ПВР методами МЛМ и ТМ.	Подрядчик по ВР
11	Перфорация интервала (интервал перфорации по данным ГИС и геологической службой компании будет уточняться).	Подрядчик по ВР
12	Промывка скважины с постоянным слежением за выносом шлама для определения разбуриваемого элемента.	Подрядчик по бурению

13	Выходящий раствор принимать в отдельную емкость через вибросито, обработать перед закачкой в скважину, применить в дальнейшем. Всегда вести записи параметров бурового раствора с внесением в суточный рапорт	Подрядчик по бурению
14	Провести каротажные работы с записью АКЦ. Опрессовка экс. колонны и устьевого оборудования на 90 атм. с оформлением акта в присутствии представителя АСС	Подрядчик по бурению
15	Постоянно следить за Ртр и Рзатр, внести в суточный рапорт и после каждого промыть скважину два цикла в объеме 60 м3 с удельным весом 1,18- 1,20 г/см3, наблюдение за скважиной с остановкой насоса на 30 мин.	Подрядчик по бурению
16	Промывка и дальнейшая спуск компоновка низа бурильных колонн (КНБК) до глубины 1200 м и промыть скважину, обработка бурового раствора и очистки буровых растворов.	Подрядчик по бурению
17	Все работы производить согласно требованиям ТБ, ОТ, ГНВП, охраны недр и окружающей среды	Подрядчик по бурению

Таблица 4.8.4 -Типы и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора											
			Плотность, г/см³	Условная вязкость, с	Водоотдача, см³/ 30 мин	СНС, дПа		Содержание твердой фазы, %			рН	Минерализация, % (KCL)	Пластическая вязкость, сПз	Динамическое напряжение сдвига дПа
	От (верх)	До (низ)				1мин	10мин	Коллоидной (активной) части	Песка	Всего				
1	2	3	4	5	6	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Глинистая	0	1200	1,18 -1,20	30-45	8-9	15-25	30-40	Дисперсная глинистая фаза	<4	<4	7-8	-	-	-

Таблица 4.8.5 - 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	Сорт	Содержание компонента в буровом растворе, кг/м ³
	от (верх)	до (низ)							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0	1200	Глинистый раствор	1,20	-	Бентонит Кальцинированная сода Каустическая сода Разжижитель Модифиц. крахмал Вода техническая	2,60 2,53 2,13 1,12 1,60 1,03	в/с в/с в/с в/с в/с -	20 2 2 6 1 180

Таблица 4.8.6 - Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработка

Интервал, м		Коэфф-т запаса раствора на поверх- ности	Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Нормы расхода бурового раствора (м3/м) и его компонентов (кг/м3) на интервале			Потребность в буровом растворе (м ³) и его компонентах (кг)		
От (верх)	До (низ)			Величина	Источ- ник	Попра- вочный коэфф-т	На исходный объем	На бурение интервала	Суммар- ная на интервале
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	1200	-	Глинистые раствор	0,5	Расчет		80	520	600
			Бентонит	20	- // -	1,0	1600	10400	12000
			Кальцинированная сода	2	- // -	1,0	160	1040	1200
			Каустическая сода	2	- // -	1,0	160	1040	1200
			Разжижитель	6	- // -	1,0	480	3120	3600
			Модифиц. крахмал	2	- // -	1,0	160	1040	1200
			Вода техническая	180	-		14400	93600	108000

Примечание: «назначение химических реагентов»:

1. Для приготовления глинистого раствора используется техническая вода и бентонитовый глинопорошок с первоначальным содержанием твердой фазы не более 5%;
2. Разжижитель, для контроля реологических параметров;
3. Кальцинированная сода - для связывания ионов кальция;
4. Каустическая сода - регулятор щелочности;
5. Модифицированный крахмал - понизитель фильтрации.

Таблица 4.8.7 - 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
		0-1200	
1	2	3	4
Бентонит- структурообразователь	ГОСТ 25796-83	12,000	12,000
Кальцинированная сода - для снижения общей жесткости	ТУ 2381-038-00209645-95	1,200	1,200
Каустическая сода- - регулятор щелочности	ТУ 2132-185-00203312-99	1,200	1,200
Разжижитель– понизитель вязкости	ОСТ 13-183-83	3,600	3,600
Модифиц. крахмал- понизитель фильтрации	API 13A	12,00	12,00
Вода техническая	местные	108,000	108,000

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

Таблица 4.8.8 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Название	Типоразмер, шифр или характеристика	Кол-во, шт.	Использование очистных устройств		
			Ступенчатость: 1-Вибросито: 2-2+ центрифуга	Интервал, м	
				от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Буровая установка УПА-60/80					
Глиномешалка	МГ-4	1		0	1200
Циркуляционная система		1		0	1200
в т.ч. вибросито	СВС-2М	1	1	0	1200
Дегазатор	ДВС-2	1		0	1200

Примечание:

- для приготовления бурового раствора, емкость 20 м³ с желобной системой.
- отходы бурения собираются в 50 м³ металлическую емкость.

Таблица 4.8.9 - Способы, режимы бурения, разбуривание цементного моста и применяемые КНБК в скважине № 110 месторождение Тенге

Интервал, м		Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширка, проработка)	Способ бурения	Условный номер, КНБК	Режим бурения			Скорость выполнения технологической операции, м/час
от (вер)	до (низ)				осевая нагрузка, тс	скорость вращения, об/мин	расход бурового раствора, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	1200	Технического состояние внутри эксплуатационной колонны	Роторный	1	До 5	80-100	25-30	10-15

Таблица 4.8.10 - Компонировки низа бурильной колонны для разбуривания цементного моста скважины №110 месторождение Тенге

Условный номер КНБК	ЭЛЕМЕНТЫ КНБК (до бурильных труб)									
	№ по порядку	Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	Расстояние от забоя до места установки	Техническая характеристика				Сум- марная длина КНБК, м	Сум- марная масса КНБК, т	Примечание
				Наружный диаметр, мм	Диаметр проходного сечения, мм	Длина, м	Масса, кг			
1	Технического состояние внутри эксплуатационной колонны									
	1	Долото III шарошечное Ø 118мм	0	118,0	-	0,17	5,5	-	-	Разрушение
	2	УБТ Ø 108 мм	0,17	108,0	-	19,0	1039,3			Нагрузка
	3	Стабилизатор Ø 104,7 мм	19,17	104,0	-	1,2	47,0			ОЦЭ
	4	УБТ Ø 108мм	20,37	108,0	-	35,0	1914,5	-	-	Нагрузка
	5	УБТ Ø 105мм	55,37	105,0	-	28,0	1458,8	83,37	4,46	Нагрузка

Примечание: при спуске бурильных труб в скважину, резьбовые соединения их следует закреплять машинными или автоматическими ключами, контролируя зазор между соединяемыми элементами и соблюдая по показаниям манометра величину допустимого крутящего момента, установленного действующей инструкцией. При подъеме и спуске бурильной колонны не допускается ее вращение.

Таблица 4.8.11 - 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, тн		КЗП трубы на	
	От (верх)	До (низ)			Тип (шифр)	Наружный диаметр, мм	Марка (группа прочности) материала	Толщина стенки, мм	Тип замкового соединения		секции	Нарастающая учет КНБК	статической прочности	Выносливость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
технического состояния экс. колонны	0	1200	1200	1	СБТ	127	G-105	9,19	4-1/2" IF	1116,63	37,407	41,867	>1,45	>1,9

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

Таблица 4.8.12 - Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения с учетом длины труб

Название обсадной колонны	Интервал, м		Характеристика бурильных труб, УБТ					Длина трубы на интервале, м	Масса труб, т		
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип присоединительной резьбы		теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным запасом
Состояние экс. колонн	0	1200	СБТ	73,0	G-105	9,19	EU	1116,63	37,407	39,277	41,241
			УБТ	108,0	E	48,05	3-86	54,0	2,954	3,101	3,256
			УБТ	105,0	E	38,0	3-86	28,0	1,458	1,531	1,608

Примечание: - Фактическая КНБК при необходимости может быть изменена в зависимости от состояния ствола скважины.

4.9 План перевода наблюдательной скважины №111 месторождения Тенге

Данные по скважине:

Бурение начато – 07.03.1972 г

Бурение окончено - 01.07.1972 г

Проектная глубина -1870 м

Фактический забой - 1885м.

Горизонт – XXI

Текущий забой - 1900 м (голова разорванного муфты НКТ)

Конструкция скважины;

Направление – 508 мм- 5м ВПЦ до устья

Техническая колонна -219 мм – 1450 м ВПЦ 30 м от устья

Эксплуатационная колонна 146,1 м – 2417.99 м ВПЦ 654 м от устья.

Проведение работ:

1. Демонтировать АФК и произвести срыв ПШ, смонтировать ПВО. Опрессовать ПВО на Р=150 Атм с представителем М.Ф. «Ак Берен».
2. Выполнить подъём Воронки на ВНКТ Ø73мм до устья скважины. Во время подъёма ПО произвести ревизию ВНКТ (подвесного патрубка), АФК (центральные, коренные и лубрикаторные задвижки) при необходимости заменить. Подобрать переводника трубной головки (Планшайба) для внедрения ЭЦН.
3. Спустить долото ф118 на технологических СБТ до текущего забоя, промыть. Поднять компоновку.
4. Спустить перо на технологических ВНКТ Ø73мм до 1670м. Определить приемистость пласта, составить акт.
5. С учетом данных по приемистости пласта и его температуры добавить вещества регулирующие свойства цементного раствора замедлитель твердения, понизитель водоотдачи. Выполнить РИР не превышая давление продавки 100 атм. цементным раствором в интервале: 1903-1800м, 1500-1400м с оставлением кровли цементного моста на глубине 1400м. Поднять компоновку на безопасную зону (не менее 100м от кровли ЦМ). ОЗЦ – 36 часов.
6. Доспустить колонну НКТ до «головы» цементного моста и разгрузкой колонны НКТ на 3т и испытать цементный мост на прочность. Составить акт о наличии и прочности цементного моста в присутствии представителя АСС; Опрессовать ЭК на Р-70атм/30минут.

7. Перевод на глинистый раствор плотностью 1,20 г/см³; с вязкостью 80–120 с (может быть выше в зависимости от фактического значения) в интервале 1800-1500м, 1400–1300 м.
8. Установить цементный мост в интервале: 1300-1220м. Поднять компоновку на безопасную зону (не менее 150м от кровли ЦМ). ОЗЦ – 36 часов.
9. Провести ГИС-ОТСЭК методами АКЦ, СГДТ (определить толщину стенок экс.колонны), инклинометрия (для определения зенитного угла и интенсивности кривизны при спуске ЭЦН)
10. Спустить воронку на ВНКТ 73 до текущего забоя, вытеснить с помощью АКС все стволовую жидкость.
11. Поднять воронку на ВНКТ73 на устье скважины.
12. Подобрать переводника трубной головки (планшайба) для внедрения ЭЦН и переходное кольцо.
13. Силами ГИС выполнить ПВР в интервале 1140-1156 м, 1161-1171м, 1173-1183м плотностью по 20 отв. на 1 п.м. с привязкой по ГК и МЛМ и контролем после ПВР методами МЛМ и ТМ.
14. Силами ГИС выполнить РLT (профиль притока) в интервале 1000м.-забой, по результатам определить отдающие воду интервалы со сбросом вышедшей воды в чан (рабочая емкость) бригады КРС.
15. Спустить СКМ-118 + перо на тех. ВНКТ-73мм и выполнить скрепирование в местах посадки ВП-118 в инт: **1020-970 м**. Промыть ствол скважины технической водой уд. весом 1,02 г/см³, не менее 2-х циклов до выхода чистой воды.
16. Силами ГИС выполнить установку взрыв-пакера на глубину 1000 метров, сверху желонкой залить ЦМ с кровлей 995м. ОЗЦ.
17. Спустить долото ф118 до текущего забоя, разбурить ЦМ и ВП-118 в инт: 995-1000м. до провала. Доспустить до 1200м, промыть до чистой воды. Поднять компоновку до устья.

4.9.1 Геологическая характеристика

Таблица 4.9.1 - Стратиграфическое строение скважины №111 по меловым отложениям, характеристика условий залегания и коэффициент кавернозности пластов.

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение			Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности в интервале
От (верх)	До (низ)	Система	Отдел	Ярус	Угол, град	Азимут, град	
1	2	3	4	5	6	7	8
0	60	Неогеновая (N)	Миоценовый (N ₁)	Сарматский (N _{1s})	-	-	1,20
60	80			Тортонский (N _{1t})	-	-	1,20
80	187	Палеогеновая (P)	Олигоцен (P ₃)	-	-	-	1,20
187	227		Палеоцен-Эоцен (P ₁₊₂)	-	-	-	1,20
227	274	Меловая (K)	Верхний (K ₂)	Датский (K _{2d})	-	-	1,20
274	403			Сенонский (K _{2c})	-	-	1,20
403	427			Турон-коньякский (K _{2t+c})	-	-	1,15
427	565			Сеноманский (K _{2s})	-	-	1,15
565	1083		Нижний (K ₁)	Альбский (K _{1al})	-	-	1,20
1083	1197			Аптский (K _{1a})	-	-	1,15
1197	1249			Барремский (K _{1b})	-	-	1,15
1249	1260			Готеривский (K _{1g})	-	-	1,15

Таблица 4.9.2 - Работы по испытанию (освоению) скважины, сведения по эксплуатации

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта	Интервал перфорация, м		Интервал установки цементного моста, м		Тип конструкции продуктивного забоя: открытый забой, фильтр, цемент, колонна	Тип установки для испытания (освоения): передвижная, стационарная	Пласт фонтанирующий (да, нет)	Количество режимов (штуцеров) испытания	Диаметр штуцеров, мм	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения скважины	Опорожнение колонны при испытании (освоении)	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)							Максимальное снижение уровня, м	Плотность жидкости, г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Скважин № 111													
K _{1+2al-s}	1	1162	1184	-	-	колонна	передвижная	да	3	3,5,7	Замена бур. раствора на тех. воду Снижение уровня свабированием или компрессированием	-	1,03-1,1
		952	963	-	-								
		938	944	-	-								
		922	928	-	-								
		906	912	-	-								

4.9.2 Конструкция наблюдательной скважины №111 месторождения Тенге

Скважины № 111 фактическая конструкция скважин следующая:

1. Направление Ø 508 мм спускается на 5м.
2. техническая колонна Ø219 мм спускается до глубины 1450 м и цементируется до устья, с целью недопущения гидроразрыва пород при ликвидации ГНВП и установки противовыбросового оборудования перед вскрытием нефтегазового горизонта;
3. Эксплуатационная колонна Ø146 мм спускается до 2417,99 м проектной глубины с целью разобщения продуктивных пластов и их раздельного испытания. На колонну устанавливается ФА.

Таблица 4.9.3 – Фактическая конструкция наблюдательной скважины №111 месторождение Тенге

Наименование колонны	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента от устья, м
	долота	колонны		
Направление	660,4	508	5	0
Техническая	295,3	219	1450	ВПЦ 30 м от устья
Эксплуатационная	215,9	146,0	2417,99	ВПЦ 654 м от устья

4.9.3 Подготовительные работы

Подготовить рабочую площадку: очистка разлива нефти вокруг скважины, сбор металлолома, планировка территории скважины.

Установка буровой установка скважин устанавливается на приустьевой площадке и центрируется относительно устья скважины в соответствии с указаниями по эксплуатации изготовителя

- Убедиться о готовности необходимых подрядчиков для выполнения работ.
- Получить все необходимые разрешения и лицензии до начала работ.
- Убедиться в наличии нового устьевого и внутрискважинного оборудования на месторождении.
- Необходимый объем раствора для глушения скважины должен быть подготовлен до начала работ.
- Все работники Подрядчиков должны быть сертифицированы для выполнения работ.

Требуемые объемы жидкостей:

- 74,3 м³ раствора на глинистый раствор основе, удельный вес 1,18-1,20 г/см³
- 100 м³ технической воды
- 40 м³ пресной воды

Требуемое оборудование:

- Буровой станок (подъемная) УПА -60/80 в комплекте с другим оборудованием.
- ЦА - 320 - 2 шт
- Превенторная оборудование ППГ 230 х210 в комплекте.
- Штуцерный манифольд с разными штуцерами
- Циркуляционная система с ГШН, ВШН, объем не менее 50 м³

- Емкость 50-60 м³ для использования при испытании -2 шт
- Самосвал для вывоза отходов из скважины и ТБО, автокран, бульдозер, оперативная машина.
- Оборудование для испытания скважины (газосепаратор, факельная установка, линии задвижки и др. сопутствующее оборудование)
- Всасывающие манифольда, шланги, манометры, обратные и шаровые клапаны.
- Ловильный инструмент, фрезы, пакера, колоны скребки и др. необходимые инструменты.
- Химреагенты для стимуляции и очистки зоны перфорации.
- Служебные и бытовые помещения на территории буровой площадки должны быть оборудованы в соответствии с требованиями пожарной безопасности и размещены от устья скважины на расстоянии, равном высоте вышки и дополнительно к ней не менее 1м.
- Запасные емкости с горюче-смазочными материалами, легко воспламеняющимися и горючими жидкостями должны быть удалены от места установки двигателей внутреннего сгорания не менее чем на 20 м.
- Бурение скважины производится безамбарным способом. Для сбора шлама и сточных вод предусматривается использование 2 металлических емкостей общим объемом не менее 100м³ для каждой скважины.
- Установка полукруглых емкостей V=50+40м³ для шлама.
- Бурение скважины производится безамбарным способом. Для сбора шлама и сточных вод предусматривается использование 2 металлических емкостей общим объемом не менее 100м³ для каждой скважины.
- Въезд на территорию пожаровзрывоопасных предприятий и установок допускается по специальному пропуску, а автотранспорт должен быть оборудован глушителем с искрогасителем.

Цель работы: Перевод наблюдательных скважин, произвести по восстановительных работах с целью выяснения технического состояния эксплуатационной колонны и производится разрушение цементных мостов породоразрушающий инструментом (долотом) с транспортировкой (промывкой) выбуренной породы на поверхность химически обработанным буровым раствором и для использования вод альб-сеноманского водоносного комплекса для закачки в пласт с целью поддержания пластового давления.

Общий план работы

№п/п	Виды работ	
1	Ремонт/восстановление/замена устьевого оборудования	Подрядчик по бурению
2	Замещение бурового раствора, промывка скважины с выравниванием параметров раствора.	Подрядчик по бурению
3	Провести геофизические каротажные работы (субподрядчик).	Подрядчик по ГИС
4	В зависимости от результатов каротажа и данных при переводе скважин выбрать наиболее подходящий метод эксплуатации.	Заказчик
5	Монтаж устьевого и наземного оборудования, подготовка для проведения работ по переводу скважин скважины	Подрядчик по бурению
Монтаж бурового оборудования:		
1	Иметь все необходимые разрешения, инструкции и сопроводительные документы.	Подрядчик по бурению
2	Планировка территории вокруг устья скважины, установка фундамента под подъемный агрегат	Подрядчик по бурению
3	Произвести раскопку и оконтуривание устья, восстановление шахты.	Подрядчик по бурению
4	Монтаж станка (подъемная) УПА 60/80 или аналога, другого оборудования и центровка вышки	Подрядчик по бурению
5	Демонтировать Ф/А (устанавливают штурвалы на задвижки ФА, разгерметизируются парубки и устанавливают манометр). Смонтировать превентор, обязать устье с блоками глушения и дросселирования согласно утвержденной схеме.	Подрядчик по бурению
6	Проверить и записать давление на устье скважины	Подрядчик по бурению
7	Оборудовать устье скважины ПВО согласно утвержденной схеме. Провести опрессовку экс. колонны Ø146мм. совместно с ПВО на 90атм., опрессовать межколонное пространство (146мм х 245мм) на 50атм. Получить разрешение на дальнейшее ведение работ от представителя ФМ ВПФО «АкБерен». Составить акты.	Подрядчик по бурению
8	Определение герметичности экс. колонны двумя способами: гидравлической опрессовкой на давление, не превышающее давления опрессовки, и методом свабирования жидкости в колонне с наблюдением роста уровня. При герметичности, продолжить работы.	Подрядчик по бурению
9	Совместно с представителями аварийно-спасательной службы провести проверку на герметичность устьевого оборудования вместе с ПВО и блоками БГ, БД. Получить разрешение на дальнейшее производство работ.	Подрядчик по бурению
10	Завести тех. Воду в объеме 100 м3, для приготовления бурового раствора	Подрядчик по бурению
13	Нарезать резьбу на 244,5мм. Тех колонне. Оборудовать устье скважины ОКК+АФК. Устьевое оборудование предоставляет Заказчик. Произвести опрессовку Ф/А составить акт.	Подрядчик по бурению

14	Смонтировать ФА. Произвести монтаж трапного хозяйства, факельной линии и сепаратора НГС. Оборудовать устье скважины в соответствии с согласованной с профессиональной аварийно-спасательной службой и утвержденной Заказчиком фактической схемой обвязки.	Подрядчик по бурению
	Провести пусковую конференцию с участием представителей ДКПБ МЧС РК.	Подрядчик по бурению
	Процедура работ на скважине:	
1	Подготовительно-заключительные работы перед спуском (чистка шахты, демонтаж остатков тумбы, ремонт колонной головки, монтаж агрегат А 60/80, составление акта проверки готовности бригады).	Подрядчик по бурению
2	Завоз тех. воды, химических реагентов, приготовление бурового раствора (глинистого раствора), отражена в таблица 4.9.4-4.9.7.	Подрядчик по бурению
3	Собрать компоновку низа бурильных колонн (КНБК), трехшарошечных долото Ø 118 мм, (внутренний диаметр эксплуатационной колонны 124мм), колонна бурильных труб 73 мм (СБТ-73) с толщиной стенки 9,19 мм (сталь группы прочности «G-105») или НКТ 73 мм (НКТ-73), КНБК в отражена таб. 4.9.9 – 4.8.12.	Подрядчик по бурению
4	Спуск НКТ Ø73 мм с долотом диаметром Ø118мм до вод альб-сеноманского водоносного комплекса с визуальным контролем, замером и шаблонировка обсадной колонн. Промывка и дальнейшая спуск компоновка низа бурильных колонн (КНБК) до глубины 1200 м и промыть скважину, очистки буровых растворов. Спуск производится с промывкой и проработкой, затем поднять инструмент на поверхность.	Подрядчик по бурению
6	Промывка скважины в течение 2 циклов.	Подрядчик по бурению
	Проведение работ:	
7	Установить цементный мост в интервале: 1300-1220м. Поднять компоновку на безопасную зону (не менее 150м от кровли ЦМ). ОЗЦ – 36 часов. Согласно пункту 17 «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» Над интервалом перфорации должен быть установлен цементный мост. Проверка цем. мост на прочность. Согласно пункт 19 «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», наличие мостов проверяется разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб с усилием. Спуск колонны НКТ до «головы» цементного моста и разгрузкой колонны НКТ на 4-6 т испытать цементный мост на прочность. Испытание на прочность — обязательный этап перед дальнейшими операциями.	Подрядчик по ВР
8	Силами ГИС выполнить ПВР в интервале 1140-1156 м, 1161-1171м, 1173-1183м плотностью по 20 отв. на 1 п.м. с привязкой по ГК и МЛМ и контролем после ПВР методами МЛМ и ТМ.	Подрядчик по ВР
9	Силами ГИС выполнить установку взрыв-пакера на глубину 1000 метров, сверху желонкой залить ЦМ с кровлей 995м.	Подрядчик по ВР

10	Силами ГИС выполнить ПВР в интервале 906-915м, 920-931м, 934-940м, 963-978 м плотностью по 20 отв. на 1 п.м. с привязкой по ГК и МЛМ и контролем после ПВР методами МЛМ и ТМ.	Подрядчик по ВР
11	Перфорация интервала (интервал перфорации по данным ГИС и геологической службой компании будет уточняться).	Подрядчик по ВР
12	Промывка скважины с постоянным слежением за выносом шлама для определения разбуриваемого элемента.	Подрядчик по бурению
13	Выходящий раствор принимать в отдельную емкость через вибросито, обработать перед закачкой в скважину, применить в дальнейшем. Всегда вести записи параметров бурового раствора с внесением в суточный рапорт	Подрядчик по бурению
14	Провести каротажные работы с записью АКЦ. Опрессовка экс. колонны и устьевого оборудования на 90 атм. с оформлением акта в присутствии представителя АСС	Подрядчик по бурению
15	Постоянно следить за Ртр и Рзатр, внести в суточный рапорт и после каждого промывать скважину два цикла в объеме 45 м3 с удельным весом 1,20 г/см3, наблюдение за скважиной с остановкой насоса на 30 мин.	Подрядчик по бурению
16	Промывка и дальнейшая спуск компоновка низа бурильных колонн (КНБК) до глубины 1190 м и промывать скважину, обработка бурового раствора и очистки буровых растворов.	Подрядчик по бурению
17	Монтаж устьевого (АФК1-65х21) и наземного оборудования. Опрессовка экс. колонны и устьевого оборудования на 90 атм. с оформлением акта в присутствии представителя АСС	Подрядчик по бурению
18	Все работы производить согласно требованиям ТБ, ОТ, ГНВП, охраны недр и окружающей среды	Подрядчик по бурению

Таблица 4.9.4 -Типы и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора											
			Плотность, г/см ³	Условная вязкость, с	Водоотдача, см ³ / 30 мин	СНС, дПа		Содержание твердой фазы, %			рН	Минерализация, % (KCL)	Пластическая вязкость, сПз	Динамическое напряжение сдвига дПа
	От (верх)	До (низ)				1мин	10мин	Коллоидной (активной) части	Песка	Всего				
1	2	3	4	5	6	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Глинистая	0	1190	1,20	30-45	8-9	15-25	30-40	Дисперсная глинистая фаза	<4	<4	7-8	-	-	-

Таблица 4.9.5 - 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	Сорт	Содержание компонента в буровом растворе, кг/м ³
	от (верх)	до (низ)							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0	1190	Глинистый раствор	1,20	-	Бентонит Кальцинированная сода Каустическая сода Разжижитель Модифиц. крахмал Вода техническая	2,60 2,53 2,13 1,12 1,60 1,03	в/с в/с в/с в/с в/с -	20 2 2 6 1 180

Таблица 4.9.6 - Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработка

Интервал, м		Коэфф-т запаса раствора на поверхности	Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Нормы расхода бурового раствора (м3/м) и его компонентов (кг/м3) на интервале			Потребность в буровом растворе (м ³) и его компонентах (кг)		
От (верх)	До (низ)			Величина	Источник	Поправочный коэфф-т	На исходный объем	На бурение интервала	Суммарная на интервале
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	1190	-	Глинистые раствор	0,5	Расчет		80	515	595
			Бентонит	20	- // -	1,0	1600	10300	11900
			Кальцинированная сода	2	- // -	1,0	160	1030	1190
			Каустическая сода	2	- // -	1,0	160	1030	1190
			Разжижитель	6	- // -	1,0	480	3090	3570
			Модифиц. крахмал	2	- // -	1,0	160	1030	1190
			Вода техническая	180	-		14400	92700	107100

Примечание: «назначение химических реагентов»:

1. Для приготовления глинистого раствора используется техническая вода и бентонитовый глинопорошок с первоначальным содержанием твердой фазы не более 5%;
2. Разжижитель, для контроля реологических параметры;
3. Кальцинированная сода - для связывания ионов кальция;
4. Каустическая сода - регулятор щелочности;
5. Модифицированный крахмал - понизитель фильтрации.

Таблица 4.9.7 - 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
		0-1190	
1	2	3	4
Бентонит- структурообразователь	ГОСТ 25796-83	11,900	11,900
Кальцинированная сода - для снижения общей жесткости	ТУ 2381-038-00209645-95	1,190	1,190
Каустическая сода- - регулятор щелочности	ТУ 2132-185-00203312-99	1,190	1,190
Разжижитель– понизитель вязкости	ОСТ 13-183-83	3,570	3,570
Модифиц. крахмал- понизитель фильтрации	API 13A	1,190	1,190
Вода техническая	местные	107,100	107,100

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

Таблица 4.9.8 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Название	Типоразмер, шифр или характеристика	Кол-во, шт.	Использование очистных устройств		
			Ступенчатость: 1-Вибросито: 2-2+ центрифуга	Интервал, м	
				от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Буровая установка УПА-60/80					
Глиномешалка	МГ-4	1		0	1190
Циркуляционная система		1		0	1190
в т.ч. вибросито	СВС-2М	1	1	0	1190
Дегазатор	ДВС-2	1		0	1190

Примечание:

- для приготовления бурового раствора, емкость 20 м³ с желобной системой.
- отходы бурения собираются в 50 м³ металлическую емкость.

Таблица 4.9.9 - Способы, режимы бурения, разбуривание цементного моста и применяемые КНБК в скважине № 111 месторождение Тенге

Интервал, м		Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширка, проработка)	Способ бурения	Условный номер, КНБК	Режим бурения			Скорость выполнения технологической операции, м/час
от (вер)	до (низ)				осевая нагрузка, тс	скорость вращения, об/мин	расход бурового раствора, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	1190	Технического состояния внутри эксплуатационной колонны	Роторный	1	До 5	80-100	25-30	10-15

Таблица 4.9.10- Компоновки низа бурильной колонны для разбуривания цементного моста скважины №111 месторождение Тенге

Условный номер КНБК	ЭЛЕМЕНТЫ КНБК (до бурильных труб)									
	№ по порядку	Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	Расстояние от забоя до места установки	Техническая характеристика				Сум- марная длина КНБК, м	Сум- марная масса КНБК, т	Примечание
				Наружный диаметр, мм	Диаметр проходного сечения, мм	Длина, м	Масса, кг			
1	Технического состояние внутри эксплуатационной колонны									
	1	Долото III шарошечное Ø 118мм	0	118,0	-	0,17	5,5	-	-	Разрушение
	2	УБТ Ø 108 мм	0,17	108,0	-	19,0	1039,3			Нагрузка
	3	Стабилизатор Ø 104,7 мм	19,17	104,0	-	1,2	47,0			ОЦЭ
	4	УБТ Ø 108мм	20,37	108,0	-	35,0	1914,5	-	-	Нагрузка
	5	УБТ Ø 105мм	55,37	105,0	-	28,0	1458,8	83,37	4,46	Нагрузка

Примечание:

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

Таблица 4.9.11 - 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, тн		КЗП трубы на	
	От (верх)	До (низ)			Тип (шифр)	Наружный диаметр, мм	Марка (группа прочности) материала	Толщина стенки, мм	Тип замкового соединения		секции	Нарастающая учетом КНБК	статической прочности	Выносимость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
технического состояния экс. колонны	0	1190	1190	1	СБТ	127	G-105	9,19	4-1/2" IF	1106,63	37,072	41,532	>1,45	>1,9

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

Таблица 4.9.12 - Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения с учетом длины труб

Название обсадной колонны	Интервал, м		Характеристика бурильных труб, УБТ					Длина трубы на интервале, м	Масса труб, т		
	от (ерх)	до(низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип присоединительной резьбы		теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным запасом
Состояние экс. колонн	0	1190	СБТ	73,0	G-105	9.19	EU	1106,63	37,072	38,925	40,871
			УБТ	108,0	E	48,05	3-86	54,0	2,954	3,101	3,256
			УБТ	105,0	E	38.0	3-86	28,0	1,458	1,531	1,608

Примечание: - Фактическая КНБК при необходимости может быть изменена в зависимости от состояния ствола скважины.

4.10 План перевода наблюдательной скважины №113 месторождении Тенге**Данные по скважине:**

Бурение начато – 21.04.1970 г

Бурение окончено - 20.06.1970 г

Проектная глубина -1870 м

Фактический забой - 1881м.

Горизонт – XIV, XV

Текущий забой - 1856 м.

Искусственный забой - 1870м (Стоп кольцо)

Проведение работ:

1. Демонтировать АФК и произвести срыв ПШ, смонтировать ПВО. Опрессовать ПВО на $P=150$ Атм с представителем М.Ф. «Ак Берне».
2. Выполнить подъём Воронки на ВНКТ Ø73мм до устья скважины. Во время подъёма ПО произвести ревизию ВНКТ (подвесного патрубка), АФК (центральные, коренные и лубрикаторные задвижки) при необходимости заменить. Подобрать переводника трубной головки (Планшайба) для внедрения ЭЦН.
3. Спустить долото ф118 на технологических СБТ до текущего забоя, промыть. Поднять компоновку.
4. Спустить перо на технологических ВНКТ Ø73мм до 1807м. Определить приемистость пласта, составить акт. Закачать кольматанта, после тех. отстоя определить приемистость пласта.
5. С учетом данных по приемистости пласта и его температуры добавить вещества регулирующие свойства цементного раствора замедлитель твердения, понизитель водоотдачи. Выполнить РИР не превышая давление продавки 100 атм. цементным раствором в интервале: 1813-1690м с оставлением кровли цементного моста на глубине 1690м. Поднять компоновку на безопасную зону (не менее 100м от кровли ЦМ). ОЗЦ – 36 часов.
6. Доспустить колонну НКТ до «головы» цементного моста и разгрузкой колонны НКТ на 3т и испытать цементный мост на прочность. Составить акт о наличии и прочности цементного моста в присутствии представителя АСС; Опрессовать ЭК на $P=70$ атм/30минут.
7. Перевод на глинистый раствор плотностью 1,20 г/см³; с вязкостью 80–120 с (может быть выше в зависимости от фактического значения) в интервале 1690–1300 м.
8. Установить цементный мост в интервале: 1300-1220м. Поднять компоновку на безопасную зону (не менее 150м от кровли ЦМ). ОЗЦ – 36 часов.

9. Провести ГИС-ОТСЭК методами АКЦ, СГДТ (определить толщину стенок экс. колонны), инклинометрия (для определения зенитного угла и интенсивности кривизны при спуске ЭЦН).
10. Спустить воронку на ВНКТ 73 до текущего забоя, вытеснить с помощью АКС все стволовую жидкость.
11. Поднять воронку на ВНКТ73 на устье скважины.
12. Подобрать переводника трубной головки (планшайба) для внедрения ЭЦН и переходное кольцо.
13. Силами ГИС выполнить ПВР в интервале 1140-1156 м, 1161-1171м, 1173-1183м плотностью по 20 отв. на 1 п.м. с привязкой по ГК и МЛМ и контролем после ПВР методами МЛМ и ТМ. Спустить долото ф118 до текущего забоя, разбурить ЦМ и ВП-118 в инт: 995-1000м. до провала. Доспустить до 1200м, промыть до чистой воды. Поднять компоновку до устья.

4.10.1 Геологическая характеристика

Таблица 4.10.1 - Стратиграфическое строение скважины №113 по меловым отложениям, характеристика условий залегания и коэффициент кавернзности пластов.

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение			Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернзности в интервале
От (верх)	До (низ)	Система	Отдел	Ярус	Угол, град	Азимут, град	
1	2	3	4	5	6	7	8
0	54	Неогеновая (N)	Миоценовый (N ₁)	Сарматский (N _{1s})	-	-	1,20
54	73			Тортонский (N _{1t})	-	-	1,20
73	214	Палеогеновая (P)	Олигоцен (P ₃)	-	-	-	1,20
214	256		Палеоцен-Эоцен (P ₁₊₂)	-	-	-	1,20
256	308	Меловая (K)	Верхний (K ₂)	Датский (K _{2d})	-	-	1,20
308	418			Сенонский (K _{2c})	-	-	1,20
418	433			Турон-коньякский (K _{2t+c})	-	-	1,15
433	587			Сеноманский (K _{2s})	-	-	1,15
587	1125		Нижний (K ₁)	Альбский (K _{1al})	-	-	1,20
1125	1240			Аптский (K _{1a})	-	-	1,15
1240	1290			Барремский (K _{1b})	-	-	1,15
1290	1312			Готеривский (K _{1g})	-	-	1,15

Таблица 4.10.2 - Работы по испытанию (освоению) скважины, сведения по эксплуатации

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта	Интервал перфорация, м		Интервал установки цементного моста, м		Тип конструкции продуктивного забоя: открытый забой, фильтр, цемент, колонна	Тип установки для испытания (освоения): передвижная, стационарная	Пласт фонтанирующий (да, нет)	Количество режимов (штуцеров) испытания	Диаметр штуцеров, мм	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения скважины	Опорожнение колонны при испытании (освоении)	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)							Максимальное снижение уровня, м	Плотность жидкости, г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Скважин № 113													
K _{1+2al-s}	1	1173	1183	-	-	колонна	передвижная	да	3	3,5,7	Замена бур. раствора на тех. воду. Снижение уровня свабированием или компрессированием	-	1,03-1,1
		1161	1171	-	-								
		1140	1156	-	-								
		963	978	-	-								
		934	940	-	-								
		920	931	-	-								
		906	915	-	-								

4.10.2 Конструкция наблюдательной скважины №113 месторождения Тенге

Скважины № 113 фактическая конструкция скважин следующая:

1. Направление Ø 508 мм спускается на 5м. Высота ВПЦ до устья,
2. Техническая колонна Ø244,5 мм спускается до глубины 854 м и цементируется до устья, с целью недопущения гидроразрыва пород при ликвидации ГНВП и установки противовыбросового оборудования перед вскрытием нефтегазового горизонта;
3. Эксплуатационная колонна Ø146 мм спускается до 1881 м проектной глубины с целью разобщения продуктивных пластов и их отдельного испытания. На колонну устанавливается ФА.

Таблица 4.10.3 – Фактическая конструкция наблюдательной скважины №113 месторождение Тенге

Наименование колонны	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента от устья, м
	долота	колонны		
Направление	660,4	508	5	0
Техническая	295,3	244,5	854	ВПЦ 183 м от устья
Эксплуатационная	215,9	146,0	1881	ВПЦ 807 м от устья

Примечание: Подземное оборудование – Длина (м) НКТ 2,5" с воронкой на глубины 1780,48м; 5.01.1986г переведена в нагнетательный фонд.; 01.07. 1996г. переведена в наблюдательный фонд.

4.10.3 Подготовительные работы

Подготовить рабочую площадку: очистка разлива нефти вокруг скважины, сбор металлолома, планировка территории скважины.

Установка буровой установка скважин устанавливается на приустьевой площадке и центрируется относительно устья скважины в соответствии с указаниями по эксплуатации изготовителя;

- Убедиться о готовности необходимых подрядчиков для выполнения работ.
- Получить все необходимые разрешения и лицензии до начала работ.
- Убедиться в наличии нового устьевого и внутрискважинного оборудования на месторождении.
- Необходимый объем раствора для глушения скважины должен быть подготовлен до начала работ.
- Буровые насосы надежно крепятся к фундаментам, нагнетательный трубопровод - к блочным основаниям и промежуточным стойкам. Повороты трубопроводов

выполняются плавно или делаются прямоугольными с отбойными элементами.

- Все работники Подрядчиков должны быть сертифицированы для выполнения работ.

Требуемые объемы жидкостей:

- 74,3 м³ раствора на глинистый раствор основе, удельный вес 1,18-1,20 г/см³
- 100 м³ технической воды
- 40 м³ пресной воды

Требуемое оборудование:

- Буровой станок (подъемная) УПА -60/80 в комплекте с другим оборудованием.
- ЦА - 320 - 2 шт
- Превенторная оборудование ППГ 230 х210 в комплекте.
- Штуцерный манифольд с разными штуцерами
- Циркуляционная система с ГШН, ВШН, объем не менее 50 м³
- Емкость 50-60 м³ для использования при испытании -2 шт
- Самосвал для вывоза отходов из скважины и ТБО, автокран, бульдозер, оперативная машина.
- Оборудование для испытания скважины (газосепаратор, факельная установка, линии задвижки и др. сопутствующее оборудование).
- Всасывающие манифольда, шланги, манометры, обратные и шаровые клапаны.
- Ловильный инструмент, фрезы, пакера, колоны скребки и др. необходимые инструменты.
- Химреагенты для стимуляции и очистки зоны перфорации.
- Служебные и бытовые помещения на территории буровой площадки должны быть оборудованы в соответствии с требованиями пожарной безопасности и размещены от устья скважины на расстоянии, равном высоте вышки и дополнительно к ней не менее 10м.
- Запасные емкости с горюче-смазочными материалами, легко воспламеняющимися и горючими жидкостями должны быть удалены от места установки двигателей внутреннего сгорания не менее чем на 20 м.
- Бурение скважины производится безамбарным способом. Для сбора шлама и сточных вод предусматривается использование 2 металлических емкостей общим объемом не менее 100м³ для каждой скважины.
- Установка полукруглых емкостей V=50+40м³ для шлама

- Въезд на территорию пожаровзрывоопасных предприятий и установок допускается по специальному пропуску, а автотранспорт должен быть оборудован глушителем с искрогасителем;

Таблица 4.10.4 - Подготовительных работ к строительству скважины

№№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Ед. изм.	Количество
1	2	3	4
1	Снятие с площадки плодородного слоя почвы толщиной 15+5 см $V = 50 \text{ м} * 80 \text{ м} * 0.2 \text{ м} = 800 \text{ м}^3$	м^3	0,8
2	Складирование снятого слоя почвы в насыпи (по периметру буровой площадки) с утрамбовкой	- " -	0,8
3	Обваловка площадки ГСМ $(20 \text{ м} * 2 + 15 \text{ м} * 2) * 1.25 \text{ м}$	- " -	0,8
4	Сооружение амбара (емкостей) 4мх6мх 1,5м на отводах ПВО с обратной засыпкой для установки емкостей для сбора пл. флюида в случае НГВП.	амбар	2
5	Планировка при устьевой площадке механическим способом при, грунт II кат. а) при монтаже $50 \text{ м} * 80 \text{ м} * 0.2 \text{ м} = 800$ б) при демонтаже $50 \text{ м} * 80 \text{ м} * 0.2 \text{ м} = 800$	1000 м^3	1,6
6	Топливопровод, из труб d-25-50 мм (подача к агрегатам)	100м	1,5
7	Задвижки стальные d 70-100мм на водопровод в ящиках (колодцах)	шт	2
8	Теплоизоляция трубопроводов войлоком или аналогичными	10 м^2	3
9	Топливопровод, маслопровод из эл. сварных труб Ø50-80мм в траншее (подача к агрегатам)	100м	0,9
10	Изоляция противокоррозионная трубопроводов (спускные линии, подающие линии топлива, бур. раствор, пар)	100 м^2	3
11	Трубопровод 245-340мм для подачи бур. раствора к всасывающим линиям насосов	100м	0,44
12	Пожарные стояки (гидранты)	шт	2
13	Ящики деревянные для задвижек и гидрантов гл. до 1м	шт	4
14	Установка вентилей 50-80 мм на топливопровод, маслопровод (подающий)	шт	4
15	Низковольтная осветительная линия: - установка металлических опор - подвеска алюминиевых проводов (четыре провода)	100м	4
16	Установка емкости на концах отводов ПВО	100 м^3	2
17	Сооружение емкости на отводах ПВО для сбора пластового флюида в случае НГВП.	шт	2
18	Установка полукруглых емкостей $V=50+40 \text{ м}^3$ для шлама	Емкость	2
19	Бурение скважины производиться безамбарным способом. Для сбора шлама и сточных вод предусматривается использование 2 металлических емкостей общим объемом не менее 100 м^3 для каждой скважины.	100 м^3	2
20	Установка металлических опор*	шт	8

Примечание: * Допускается установка опор из другого материала.

Цель работы: при переводе наблюдательной скважины в водозаборный фонд производится разбуривание цементных мостов породоразрушающий инструментом (долотом) с выносом выбуренной породы на поверхность посредством промывки химически обработанным буровым раствором, а также освоение вод альб-сеноманского водоносного комплекса для последующей закачки в пласт с целью поддержания пластового давления.

Общий план работы

/п	Виды работ	
1	Ремонт/восстановление/замена устьевого оборудования	Подрядчик по бурению
2	Замещение бурового раствора, промывка скважины с выравниванием параметров раствора.	Подрядчик по бурению
3	Провести геофизические каротажные работы (субподрядчик).	Подрядчик по бурению
4	В зависимости от результатов каротажа и данных при переводе скважин выбрать наиболее подходящий метод эксплуатации.	Заказчик
5	Монтаж устьевого и наземного оборудования, подготовка для проведения работ по переводу скважин скважины	Подрядчик по бурению
Монтаж бурового оборудования:		
1	Иметь все необходимые разрешения, инструкции и сопроводительные документы.	Подрядчик по бурению
2	Планировка территории вокруг устья скважины, установка фундамента под подъемный агрегат	Подрядчик по бурению
3	Произвести раскопку и оконтуривание устья, восстановление шахты.	Подрядчик по бурению
4	Монтаж станка (подъемная) УПА 60/80 или аналога, другого оборудования и центровка вышки.	Подрядчик по бурению
5	Демонтировать Ф/А (устанавливают штурвалы на задвижки ФА, разгерметизируются парубки и устанавливают манометр) Смонтировать превентор, обвязать устье с блоками глушения и дросселирования согласно утвержденной схеме.	Подрядчик по бурению
6	Проверить и записать давление на устье скважины	Подрядчик по бурению
7	Оборудовать устье скважины ПВО согласно утвержденной схеме. Провести опрессовку экс. колонны Ø146мм. совместно с ПВО на 90атм., опрессовать межколонное пространство (146мм х 245мм) на 50атм. Получить разрешение на дальнейшее ведение работ от представителя ФМ ВПФО «АкБерен». Составить акты.	Подрядчик по бурению
8	Определение герметичности экс. колонны двумя способами: гидравлической опрессовкой на давление, не превышающее давления опрессовки, и методом свабирования жидкости в колонне с наблюдением роста уровня. При герметичности, продолжить работы.	Подрядчик по бурению
9	Совместно с представителями аварийно-спасательной службы провести проверку на герметичность устьевого оборудования вместе с ПВО и блоками БГ, БД. Получить разрешение на дальнейшее производство работ.	Подрядчик по бурению
10	Завести тех. Воду в объеме 100 м3, для приготовления бурового раствора	Подрядчик по бурению
11	Нарезать резьбу на 244,5мм. Тех колонне. Оборудовать устье скважины ОКК+АФК. Устьевое оборудование предоставляет заказчик. Произвести опрессовку Ф/А составить акт.	Подрядчик по бурению

12	Смонтировать ФА. Произвести монтаж трапного хозяйства, факельной линии и сепаратора НГС. Оборудовать устье скважины в соответствии с согласованной с профессиональной аварийно-спасательной службой и утвержденной Заказчиком фактической схемой обвязки.	Подрядчик по бурению
	Процедура работ на скважине:	
1	Подготовительно-заключительные работы перед спуском (чистка шахты, демонтаж остатков тумбы, ремонт колонной головки, монтаж агрегат УПА 60/80,	Подрядчик по бурению
2	Завоз тех. воды, химических реагентов, приготовление бурового раствора (глинистого раствора), отражена в таблица 4.10.5-4.10.8.	Подрядчик по бурению
3	Собрать компоновка низа бурильных колонн (КНБК,), трехшарошечных долото Ø 118 мм, (внутренний диаметр эксплуатационной колонны 124мм), колонна бурильных труб 73 мм (СБТ-73) с толщиной стенки 9,19 мм (сталь группы прочности «G-105») или НКТ 73 мм (НКТ-73) , КНБК в отражена таб. 4.10.10 – 4.10.13	Подрядчик по бурению
4	Спуск компоновка низа бурильной колонн до вод альб-сеноманского водоносного комплекса с визуальным контролем, замером и шаблонировка эксплуатационный колонн. Спуск производится с промывкой и проработкой.	Подрядчик по бурению
5	Промывка скважины в течение 2 циклов.	Подрядчик по бурению
	Проведение работ:	
6	Установить цементный мост в интервале: 1300-1220м. Поднять компоновку на безопасную зону (не менее 150м от кровли ЦМ). ОЗЦ – 36 часов. Согласно пункту 17 «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» Над интервалом перфорации должен быть установлен цементный мост. Проверка цем.мост на прочность. Согласно пункт 19 «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», наличие мостов проверяется разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб с усилием. Спуск колонны НКТ до «головы» цементного моста и разгрузкой колонны НКТ на 4-6 т испытать цементный мост на прочность. Испытание на прочность — обязательный этап перед дальнейшими операциями.	Подрядчик по ВР
7	Силами ГИС выполнить ПВР в интервале 1140-1156 м, 1161-1171м, 1173-1183м плотностью по 20 отв. на 1 п.м. с привязкой по ГК и МЛМ и контролем после ПВР методами МЛМ и ТМ.	Заказчик
8	Силами ГИС выполнить установку взрыв-пакера на глубину 1000 метров, сверху желонкой залить ЦМ с кровлей 995м.	Заказчик
9	Силами ГИС выполнить ПВР в интервале 906-915м, 920-931м, 934-940м, 963-978 м плотностью по 20 отв. на 1 п.м. с привязкой по ГК и МЛМ и контролем после ПВР методами МЛМ и ТМ.	Заказчик
10	Перфорация интервала (интервал перфорации по данным ГИС и геологической службой компании будет уточняться).	Подрядчик по ВР
11	Промывка скважины с постоянным слежением за выносом шлама для определения разбуриваемого элемента.	Подрядчик по бурению
12	Выходящий раствор принимать в отдельную емкость через вибросито, обработать перед закачкой в скважину, применить в дальнейшем. Всегда вести записи параметров бурового раствора с внесением в суточный рапорт	Подрядчик по бурению

13	Провести каротажные работы с записью АКЦ. Опрессовка экс. колонны и устьевого оборудования на 90 атм. с оформлением акта в присутствии представителя АСС	Подрядчик по бурению
14	Постоянно следить за Ртр и Рзатр, внести в суточный рапорт и после каждого промыва скважину два цикла в объеме 60 м3 с удельным весом 1,18- 1,20 г/см3, наблюдение за скважиной с остановкой насоса на 30 мин.	Подрядчик по бурению
15	Наблюдение за скважиной. Постоянно вести контроль за Ррт и Рзатр.	Подрядчик по бурению
16	Промывка и дальнейшая спуск компоновка низа бурильных колонн (КНБК) до глубины 1195 м и промыва скважину, обработка бурового раствора и очистки буровых растворов.	Подрядчик по бурению
17	Провести техническое совещание по результатам данных перевода скважин и геофизических исследований и определить метод добычи и освоения	Заказчик
18	Работы проводить с соблюдением всех правил промышленной безопасности, охраны труда и техники безопасности, охраны окружающей среды, ГНВП, пожарной безопасности.	Подрядчик по бурению

Таблица 4.10.5 - Типы и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора											
			Плотность, г/см ³	Условная вязкость, с	Водоотдача, см ³ / 30 мин	СНС, дПа		Содержание твердой фазы, %			рН	Минерализация, % (KCL)	Пластическая вязкость, сПз	Динамическое напряжение сдвига дПа
	1мин	10мин				Коллоидной (активной) части	Песка	Всего						
1	2	3	4	5	6	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Глинистая	0	1195	1,20	30-45	8-9	15-25	30-40	Дисперсная глинистая фаза	<4	<4	7-8	-	-	-

Таблица 4.10.6 - 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	Сорт	Содержание компонента в буровом растворе, кг/м ³
	от (верх)	до (низ)							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0	1195	Глинистый раствор	1,20	-	Бентонит Кальцинированная сода Каустическая сода Разжижитель Модифиц. крахмал Вода техническая	2,60 2,53 2,13 1,12 1,60 1,03	в/с в/с в/с в/с в/с -	20 2 2 6 1 180

Таблица 4.10.7 - Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработка

Интервал, м		Коэфф-т запаса раствора на поверх- ности	Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Нормы расхода бурового раствора (м ³ /м) и его компонентов (кг/м ³) на интервале			Потребность в буровом растворе (м ³) и его компонентах (кг)		
От (верх)	До (низ)			Величина	Источник	Попра- вочный коэфф- т	На исходный объем	На бурение интервала	Суммар- ная на интервале
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	1195	-	Глинистые раствор	0,5	Расчет		80	518	598
			Бентонит	20	- // -	1,0	1600	10360	11960
			Кальцинированная сода	2	- // -	1,0	160	1036	1196
			Каустическая сода	2	- // -	1,0	160	1036	1196
			Разжижитель	6	- // -	1,0	480	3108	3588
			Модифиц. крахмал	2	- // -	1,0	160	1036	1196
			Вода техническая	180	-		14400	93240	107640

Примечание: «назначение химических реагентов»:

1. Для приготовления глинистого раствора используется техническая вода и бентонитовый глинопорошок с первоначальным содержанием твердой фазы не более 5%;
2. Разжижитель, для контроля реологических параметры;
3. Кальцинированная сода - для связывания ионов кальция;
4. Каустическая сода- - регулятор щелочности;
5. Модифицированный крахмал - понизитель фильтрации.

Таблица 4.10.8 - 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
		0-1195	
1	2	3	4
Бентонит- структурообразователь	ГОСТ 25796-83	11,960	11,960
Кальцинированная сода - для снижения общей жесткости	ТУ 2381-038-00209645-95	1,196	1,196
Каустическая сода- - регулятор щелочности	ТУ 2132-185-00203312-99	1,196	1,196
Разжижитель– понизитель вязкости	ОСТ 13-183-83	3,588	3,588
Модифиц. крахмал- понизитель фильтрации	API 13A	1,196	1,196
Вода техническая	местные	107,640	107,640

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

Таблица 4.10.9 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Название	Типоразмер, шифр или характеристика	Кол-во, шт.	Использование очистных устройств		
			Ступенчатость: 1-Вибросито: 2-2+ центрифуга	Интервал, м	
				от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Буровая установка УПА-60/80					
Глиномешалка	МГ-4	1		0	1195
Циркуляционная система		1		0	1195
в т.ч. вибросито	СВС-2М	1	1	0	1195
Дегазатор	ДВС-2	1		0	1195

Примечание:

- для приготовления бурового раствора, емкость 20 м³ с желобной системой.
- отходы бурения собираются в 50 м³ металлическую емкость.

Таблица 4.10.10 - Способы, режимы бурения, разбуривание цементного моста и применяемые КНБК в скважине № 113 месторождение Тенге

Интервал, м		Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширка, проработка)	Способ бурения	Условный номер, КНБК	Режим бурения			Скорость выполнения технологической операции, м/час
от (вер)	до (низ)				осевая нагрузка, тс	скорость вращения, об/мин	расход бурового раствора, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	1195	Технического состояние внутри эксплуатационной колонны	Роторный	1	До 5	80-100	25-30	10-15

Таблица 4.10.11- Компоновки низа бурильной колонны для разбуривания цементного моста скважины №113 месторождение Тенге

Условный номер КНБК	ЭЛЕМЕНТЫ КНБК (до бурильных труб)									
	№ по порядку	Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	Расстояние от забоя до места установки	Техническая характеристика				Сум- марная длина КНБК, м	Сум- марная масса КНБК, т	Примечание
				Наружный диаметр, мм	Диаметр проходного сечения, мм	Длина, м	Масса, кг			
1	Технического состояние внутри эксплуатационной колонны									
	1	Долото III шарошечное Ø 118мм	0	118,0	-	0,17	5,5	-	-	Разрушение
	2	УБТ Ø 108 мм	0,17	108,0	-	19,0	1039,3			Нагрузка
	3	Стабилизатор Ø 104,7 мм	19,17	104,0	-	1,2	47,0			ОЦЭ
	4	УБТ Ø 108мм	20,37	108,0	-	35,0	1914,5	-	-	Нагрузка
	5	УБТ Ø 105мм	55,37	105,0	-	28,0	1458,8	83,37	4,46	Нагрузка

Примечание:

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

Таблица 4.10.12 - 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, тн		КЗП трубы на	
	От (верх)	До (низ)			Тип (шифр)	Наружный диаметр, мм	Марка (группа прочности) материала	Толщина стенки, мм	Тип замкового соединения		секции	Нарастающая учетом КНБК	статической прочности	Выносимость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
технического состояния экс. колонны	0	1195	1300	1	СБТ	127	G-105	9,19	4-1/2" IF	1111,63	37,239	41,699	>1,45	>1,9

Примечание: допускается использование бурильных труб других диаметров при условии соблюдения установленных норм запаса прочности и выносимости.

Таблица 4.10.13 - Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения с учетом длины труб

Название обсадной колонны	Интервал, м		Характеристика бурильных труб, УБТ					Длина трубы на интервале, м	Масса труб, т		
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип присоединительной резьбы		теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным запасом
Разбуривание цементного моста	995	1000	СБТ	73,0	G-105	9.19	EU	1111,63	37,239	39,100	41,055
			УБТ	108,0	E	48,05	3-86	54,0	2,954	3,101	3,256
			УБТ	105,0	E	38.0	3-86	28,0	1,458	1,531	1,608

Примечание: - Фактическая КНБК при необходимости может быть изменена в зависимости от состояния ствола скважины.

4.11 План перевода наблюдательной скважины №114 месторождении Тенге

Данные по скважине:

Бурение начато – 20.11.1970 г

Бурение окончено - 27.05.1971 г

Проектная глубина -1870 м

Фактический забой - 1858м.

Горизонт – XIV, XV

Текущий забой - 1815 м.

Искусственный забой - 1840м (Стоп кольцо)

Проведение работ:

1. С учетом данных по приемистости пласта и его температуры добавить вещества регулирующие свойства цементного раствора замедлитель твердения, понизитель водоотдачи. Выполнить РИР не превышая давление продавки 100 атм. цементным раствором в интервале: 1686-1797м с оставлением кровли цементного моста на глубине 1700м. Поднять компоновку на безопасную зону (не менее 100м от кровли ЦМ). ОЗЦ – 36 часов.
2. Доспустить колонну НКТ до «головы» цементного моста и разгрузкой колонны НКТ на 3т и испытать цементный мост на прочность. Составить акт о наличии и прочности цементного моста в присутствии представителя АСС; Опрессовать ЭК на Р-70атм/30минут.
3. Перевод на глинистый раствор плотностью 1,20 г/см³; с вязкостью 1700–1300 с (может быть выше в зависимости от фактического значения) в интервале 1300 м.
4. Установить цементный мост в интервале: 1300-1220м. Поднять компоновку на безопасную зону (не менее 150м от кровли ЦМ). ОЗЦ – 36 часов.
5. Силами ГИС выполнить PLT (профиль притока) в интервале 1000м.-забой, по результатам определить отдающие воду интервалы со сбросом вышедшей воды в чан (рабочая емкость) бригады КРС.
6. Спустить СКМ-118 + перо на тех. ВНКТ-73мм и выполнить скрепирование в местах посадки ВП-118 в инт: 1020-970 м. Промыть ствол скважины технической водой уд. весом 1,02 г/см³, не менее 2-х циклов до выхода чистой воды.
7. Силами ГИС выполнить установку взрыв-пакера на глубину 1000 метров, сверху желонкой залить ЦМ с кровлей 995м. ОЗЦ.
8. Силами ГИС выполнить ПВР в интервале 906-915м, 920-931м, 934-940м, 963-978 м плотностью по 20 отв. на 1 п.м. с привязкой по ГК и МЛМ и контролем после ПВР методами МЛМ и ТМ.

9. Спустить долото ф118 до текущего забоя, разбурить ЦМ и ВП-118 в инт: 995-1000м. до провала. Доспустить до 1200м, промыть до чистой воды. Поднять компоновку до устья.
10. Силами ГИС выполнить перестрел интервалов V-VIII горизонтов 3-й плотностью (по 60 отв. на 1.п.м.)
11. Поинтервальной опрессовкой лифта ВНКТ через каждые 200м на Р=40 Атм и замером изоляции каждые 200м. Спуск произвести со смазкой резьбовых соединений, шаблонировать все ВНКТ Ø73мм шаблоном Ø59,6мм.
12. Убедиться в центричности талевого блока по отношению к оси скважины, произвести центровку;
13. Проверить центричность до спуска и в середине спуска, а при ветреной погоде после затишья.

4.11.1 Геологическая характеристика

Таблица 4.11.1 - Стратиграфическое строение скважины №114 по меловым отложениям, характеристика условий залегания и коэффициент кавернзности пластов.

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение			Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернзности в интервале
От (верх)	До (низ)	Система	Отдел	Ярус	Угол, град	Азимут, град	
1	2	3	4	5	6	7	8
0	65	Неогеновая (N)	Миоценовый (N ₁)	Сарматский (N _{1s})	-	-	1,20
65	85			Тортонский (N _{1t})	-	-	1,20
85	190	Палеогеновая (P)	Олигоцен (P ₃)	-	-	-	1,20
190	230		Палеоцен-Эоцен (P ₁₊₂)	-	-	-	1,20
230	280	Меловая (K)	Верхний (K ₂)	Датский (K _{2d})	-	-	1,20
280	407			Сенонский (K _{2c})	-	-	1,20
407	428			Турон-коньякский (K _{2t+c})	-	-	1,15
428	570			Сеноманский (K _{2s})	-	-	1,15
570	1089		Нижний (K ₁)	Альбский (K _{1al})	-	-	1,20
1089	1196			Аптский (K _{1a})	-	-	1,15
1196	1254			Барремский (K _{1b})	-	-	1,15
1254	1270			Готеривский (K _{1g})	-	-	1,15

Таблица 4.11.2- Работы по испытанию (освоению) скважины, сведения по эксплуатации

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта	Интервал перфорация, м		Интервал установки цементного моста, м		Тип конструкции продуктивного забоя: открытый забой, фильтр, цемент, колонна	Тип установки для испытания (освоения): передвижная, стационарная	Пласт фонтанирующий (да, нет)	Количество режимов (штуцеров) испытания	Диаметр штуцеров, мм	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения скважины	Опорожнение колонны при испытании (освоении)	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)							Максимальное снижение уровня, м	Плотность жидкости, г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Скважин № 114													
K _{1+2al-s}	1	1102	1118	-	-	колонна	передвижная	да	3	3,5,7	Замена бур. раствора на тех. воду, нефть. Снижение уровня сваби́рованием или компресси́рованием	-	1,03-1,1
		1080	1092	-	-								
		890	910	-	-								
		872	882	-	-								

4.11.2 Конструкция наблюдательной скважины №114 месторождения Тенге

Скважины № 114 фактическая конструкция скважин следующая:

1. Направление Ø 406,4 мм спускается на 5м. Высота ВПЦ до устья,
2. Техническая колонна Ø244,5 мм спускается до глубины 844 м и цементируется до устья, с целью недопущения гидроразрыва пород при ликвидации ГНВП и установки противовыбросового оборудования перед вскрытием нефтегазового горизонта
3. Эксплуатационная колонна Ø146,1 мм спускается до 1858 м проектной глубины с целью разобщения продуктивных пластов и их отдельного испытания. На колонну устанавливается ФА.

Таблица 4.11.3 – Фактическая конструкция наблюдательной скважины №114 месторождение Тенге

Наименование колонны	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента от устья, м
	долота	колонны		
Направление	490	406,4	5	0
Техническая	295,3	244,5	844	ВПЦ 183 м от устья
Эксплуатационная	215,9	146,0	1858	ВПЦ 807 м от устья

Подземное оборудование – Длина (м) НКТ 2,5" с воронкой на глубины 1750 м с газлифтным клапаном на гл.1650м.

Дата проведения последних работ:

8-14.09.1971 г. Опробование XV, XVI горизонтах в интервале 1686-1713м, 1718-1745м, 1768-1781м, 1790-1797м.

1-18.XI.1987 г. Профилактика НКТ, подъем аварийного глубинного манометра, повышение продуктивности. ПВР в инт: 1686-1688м, 1691-1693м. 1696-1698м.

4.11.3 Подготовительные работы

Подготовить рабочую площадку: очистка разлива нефти вокруг скважины, сбор металлолома, планировка территории скважины.

Установка буровой установка скважин устанавливается на приустьевой площадке и центрируется относительно устья скважины в соответствии с указаниями по эксплуатации изготовителя;

- Убедиться о готовности необходимых подрядчиков для выполнения работ.
- Получить все необходимые разрешения и лицензии до начала работ.
- Убедиться в наличии нового устьевого и внутрискважинного оборудования на месторождении.
- Необходимый объем раствора для глушения скважины должен быть подготовлен до начала работ.

- Буровые насосы надежно крепятся к фундаментам, нагнетательный трубопровод - к блочным основаниям и промежуточным стойкам. Повороты трубопроводов выполняются плавно или делаются прямоугольными с отбойными элементами.
- Все работники Подрядчиков должны быть сертифицированы для выполнения работ.

Требуемые объемы жидкостей:

- 74,3 м³ раствора на глинистый раствор основе, удельный вес 1,18-1,20 г/см³
- 100 м³ технической воды
- 40 м³ пресной воды

Требуемое оборудование:

- Буровой станок (подъемная) УПА -60/80 в комплекте с другим оборудованием.
- ЦА - 320 - 2 шт
- Превенторная оборудование ППГ 230 х210 в комплекте.
- Штуцерный манифольд с разными штуцерами
- Циркуляционная система с ГШН, ВШН, объем не менее 50 м³
- Емкость 50-60 м³ для использования при испытании -2 шт
- Самосвал для вывоза отходов из скважины и ТБО, автокран, бульдозер.
- Оборудование для испытания скважины (газосепаратор, факельная установка, линии задвижки и др. сопутствующее оборудование).
- Всасывающие манифольда, шланги, манометры, обратные и шаровые клапаны.
- Ловильный инструмент, фрезы, пакера, колоны скребки и др. необходимые инструменты.
- Химреагенты для стимуляции и очистки зоны перфорации.
- Служебные и бытовые помещения на территории буровой площадки должны быть оборудованы в соответствии с требованиями пожарной безопасности и размещены от устья скважины на расстоянии, равном высоте вышки и дополнительно к ней не менее 10м.
- Запасные емкости с горюче-смазочными материалами, легко воспламеняющимися и горючими жидкостями должны быть удалены от места установки двигателей внутреннего сгорания не менее чем на 20 м.
- Бурение скважины производится безамбарным способом. Для сбора шлама и сточных вод предусматривается использование 2 металлических емкостей общим объемом не менее 100м³ для каждой скважины.

Таблица 4.11.4 - Подготовительных работ к строительству скважины

№№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Ед. изм.	Количество
1	2	3	4
1	Снятие с площадки плодородного слоя почвы толщиной 15+5 см $V = 50 \text{ м} * 80 \text{ м} * 0.2 \text{ м} = 800 \text{ м}^3$	м ³	0,8
2	Складирование снятого слоя почвы в насыпи (по периметру буровой площадки) с утрамбовкой	- ” -	0,8
3	Обваловка площадки ГСМ (20 м * 2 + 15 м * 2) * 1.25 м	- ” -	0,8
4	Сооружение амбара (емкостей) 4мхбмх 1,5м на отводах ПВО с обратной засыпкой для установки емкостей для сбора пл. флюида в случае НГВП.	амбар	2
5	Планировка при устьевой площадке механическим способом при, грунт II кат. а) при монтаже 50м*80м*0.2м=800 б) при демонтаже 50м*80м*0.2м=800	1000м ³	1,6
6	Топливопровод, из труб d-25-50 мм (подача к агрегатам)	100м	1,5
7	Задвижки стальные d 70-100мм на водопровод в ящиках (колодцах)	шт	2
8	Теплоизоляция трубопроводов войлоком или аналогичными	10м ²	3
9	Топливопровод, маслопровод из эл. сварных труб Ø50-80мм в траншее (подача к агрегатам)	100м	0,9
10	Изоляция противокоррозионная трубопроводов (спускные линии, подающие линии топлива, бур. раствор, пар)	100 м ²	3
11	Трубопровод 245-340мм для подачи бур. раствора к всасывающим линиям насосов	100м	0,44
12	Пожарные стояки (гидранты)	шт	2
13	Ящики деревянные для задвижек и гидрантов гл. до 1м	шт	4
14	Установка вентилей 50-80 мм на топливопровод, маслопровод (подающий)	шт	4
15	Низковольтная осветительная линия: - установка металлических опор - подвеска алюминиевых проводов (четыре провода)	100м	4
16	Установка емкости на концах отводов ПВО	100м ³	2
17	Сооружение емкости на отводах ПВО для сбора пластового флюида в случае НГВП.	шт	2
18	Установка полукруглых емкостей V=50+40м ³ для шлама	Емкость	2
19	Бурение скважины производится безамбарным способом. Для сбора шлама и сточных вод предусматривается использование 2 металлических емкостей общим объемом не менее 100м ³ для каждой скважины.	100м ³	2
20	Установка металлических опор*	шт	8

Примечание: * Допускается установка опор из другого материала.

Цель работы: при переводе наблюдательной скважины в водозаборный фонд производится разбуривание цементных мостов породоразрушающий инструментом (долотом) с выносом выбуренной породы на поверхность посредством промывки химически обработанным буровым раствором, а также освоение вод альб-сеноманского водоносного комплекса для последующей закачки в пласт с целью поддержания пластового давления.

Общий план работы

/п	Виды работ:	
1	Ремонт/восстановление/замена устьевого оборудования	Подрядчик по бурению
2	Замещение бурового раствора, промывка скважины с выравниванием параметров раствора.	Подрядчик по бурению
3	Провести геофизические каротажные работы (субподрядчик).	Подрядчик по
4	В зависимости от результатов каротажа и данных при переводе скважин выбрать наиболее подходящий метод эксплуатации.	Заказчик
5	Монтаж устьевого и наземного оборудования, подготовка для проведения работ по переводу скважин скважины	Подрядчик по бурению
Монтаж бурового оборудования:		
1	Иметь все необходимые разрешения, инструкции и сопроводительные документы.	Подрядчик по бурению
2	Планировка территории вокруг устья скважины, установка фундамента под подъемный агрегат	Подрядчик по бурению
3	Произвести раскопку и оконтуривание устья, восстановление шахты.	Подрядчик по бурению
4	Монтаж станка (подъемная) УПА 60/80 или аналога, другого оборудования и центровка вышки.	Подрядчик по бурению
5	Демонтировать Ф/А (устанавливают штурвалы на задвижки ФА, разгерметизируются парубки и устанавливают манометр) Смонтировать превентор, обвязать устье с блоками глушения и дросселирования согласно утвержденной схеме.	Подрядчик по бурению
6	Проверить и записать давление на устье скважины	Подрядчик по бурению
7	Оборудовать устье скважины ПВО согласно утвержденной схеме. Провести опрессовку экс. колонны Ø146мм. совместно с ПВО на 90атм., опрессовать межколонное пространство (146мм х 245мм) на 50атм. Получить разрешение на дальнейшее ведение работ от представителя ФМ ВПФО «АкБерен». Составить акты.	Подрядчик по бурению
8	Определение герметичности экс. колонны двумя способами: гидравлической опрессовкой на давление, не превышающее давления опрессовки, и методом свабирования жидкости в колонне с наблюдением роста уровня. При герметичности, продолжить работы.	Подрядчик по бурению
9	Совместно с представителями аварийно-спасательной службы провести проверку на герметичность устьевого оборудования вместе с ПВО и блоками БГ, БД. Получить разрешение на дальнейшее производство работ.	Подрядчик по бурению
10	Завести тех. Воду в объеме 100 м3, для приготовления бурового раствора	Подрядчик по бурению
11	Нарезать резьбу на 244,5мм. Тех колонне. Оборудовать устье скважины ОКК+АФК. Устьевое оборудование предоставляет заказчик. Произвести опрессовку Ф/А составить акт.	Подрядчик по бурению

12	Смонтировать ФА. Произвести монтаж трапного хозяйства, факельной линии и сепаратора НГС. Оборудовать устье скважины в соответствии с согласованной с профессиональной аварийно-спасательной службой и утвержденной Заказчиком фактической схемой обвязки.	Подрядчик по бурению
Процедура работ на скважине:		
1	Подготовительно-заключительные работы перед спуском (чистка шахты, демонтаж остатков тумбы, ремонт колонной головки, монтаж агрегат УПА 60/80,	Подрядчик по бурению
2	Завоз тех. воды, химических реагентов, приготовление бурового раствора (глинистого раствора), отражена в таблица 4.11.5-4.11.8.	Подрядчик по бурению
3	Собрать компоновка низа бурильных колонн (КНБК), трехшарошечных долото Ø 118 мм, (внутренний диаметр эксплуатационной колонны 124мм), колонна бурильных труб 73 мм (СБТ-73) с толщиной стенки 9,19 мм (сталь группы прочности «G-105») или НКТ 73 мм (НКТ-73), КНБК в отражена таб. 4.11.10 – 4.11.12	Подрядчик по бурению
4	Спуск компоновка низа бурильной колонн до вод альб-сеноманского водоносного комплекса с визуальным контролем, замером и шаблонировка эксплуатационный колонн. Спуск производится с промывкой и проработкой.	Подрядчик по бурению
5	Промывка скважины в течение 2 циклов.	Подрядчик по бурению
Проведение работ:		
6	Установить цементный мост в интервале: 1300-1220м. Поднять компоновку на безопасную зону (не менее 150м от кровли ЦМ). ОЗЦ – 36 часов. Согласно пункту 17 «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» Над интервалом перфорации должен быть установлен цементный мост. Проверка цем.мост на прочность. Согласно пункт 19 «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», наличие мостов проверяется разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб с усилием. Спуск колонны НКТ до «головы» цементного моста и разгрузкой колонны НКТ на 4-6 т испытать цементный мост на прочность. Испытание на прочность — обязательный этап перед дальнейшими операциями.	Подрядчик по ВР
7	Силами ГИС выполнить ПВР в интервале 1140-1156 м, 1161-1171м, 1173-1183м плотностью по 20 отв. на 1 п.м. с привязкой по ГК и МЛМ и контролем после ПВР методами МЛМ и ТМ.	Заказчик
7	Силами ГИС выполнить установку взрыв-пакера на глубину 1000 метров, сверху желонкой залить ЦМ с кровлей 995м.	Заказчик
8	Силами ГИС выполнить ПВР в интервале 906-915м, 920-931м, 934-940м, 963-978 м плотностью по 20 отв. на 1 п.м. с привязкой по ГК и МЛМ и контролем после ПВР методами МЛМ и ТМ.	Заказчик
9	Перфорация интервала (интервал перфорации по данным ГИС и геологической службой компании будет уточняться).	Подрядчик по ВР
10	Промывка скважины с постоянным слежением за выносом шлама для определения разбуриваемого элемента.	Подрядчик по бурению
11	Выходящий раствор принимать в отдельную емкость через вибросито, обработать перед закачкой в скважину, применить в дальнейшем. Всегда вести записи параметров бурового раствора с внесением в суточный рапорт	Подрядчик по бурению

12	Провести каротажные работы с записью АКЦ. Опрессовка экс. колонны и устьевого оборудования на 90 атм. с оформлением акта в присутствии представителя АСС	Подрядчик по бурению
13	Постоянно следить за Ртр и Рзатр, внести в суточный рапорт и после каждого промыть скважину два цикла в объеме 60 м3 с удельным весом 1,18- 1,20 г/см3, наблюдение за скважиной с остановкой насоса на 30 мин.	Подрядчик по бурению
14	Наблюдение за скважиной. Постоянно вести контроль за Ррт и Рзатр.	Подрядчик по бурению
15	Промывка и дальнейшая спуск компоновка низа бурильных колонн (КНБК) до глубины 1150 м и промыть скважину, обработка бурового раствора и очистки буровых растворов.	Подрядчик по бурению
16	Провести техническое совещание по результатам данных перевода скважин и геофизических исследований и определить метод добычи и освоения скважин.	Заказчик
17	Работы проводить с соблюдением всех правил промышленной безопасности, охраны труда и техники безопасности, охраны окружающей среды, ГНВП, пожарной безопасности.	Подрядчик по бурению

Таблица 4.11.5 -Типы и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора											
			Плотность, г/см ³	Условная вязкость, с	Водоотдача, см ³ / 30 мин	СНС, дПа		Содержание твердой фазы, %			рН	Минерализация, % (KCL)	Пластическая вязкость, сПз	Динамическое напряжение сдвига дПа
	От (верх)	До (низ)				1мин	10мин	Коллоидной (активной) части	Песка	Всего				
1	2	3	4	5	6	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Глинистая	0	1150	1,18-1,20	30-45	8-9	15-25	30-40	Дисперсная глинистая фаза	<4	<4	7-8	-	-	-

Таблица 4.11.6 - 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	Сорт	Содержание компонента в буровом растворе, кг/м ³
	от (верх)	до (низ)							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0	1150	Глинистый раствор	1,18-1,20	-	Бентонит Кальцинированная сода Каустическая сода Разжижитель Модифиц. крахмал Вода техническая	2,60 2,53 2,13 1,12 1,60 1,03	в/с в/с в/с в/с в/с -	20 2 2 6 1 180

Таблица 4.11.7 - Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработка

Интервал, м		Кэфф-т запаса раствора на поверхности	Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Нормы расхода бурового раствора (м3/м) и его компонентов (кг/м3) на интервале			Потребность в буровом растворе (м³) и его компонентах (кг)		
От (верх)	До (низ)			Величина	Источ-ник	Попра-вочный коэфф-т	На исходный объем	На бурение интервала	Суммар-ная на интервале
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	1150	-	Глинистые раствор	0,5	Расчет		80	495	575
			Бентонит	20	- // -	1,0	1600	9900	11500
			Кальцинированная сода	2	- // -	1,0	160	990	1150
			Каустическая сода	2	- // -	1,0	160	990	1150
			Разжижитель	6	- // -	1,0	480	2970	3450
			Модифиц. крахмал	2	- // -	1,0	160	990	1150
			Вода техническая	180	-		14400	89100	103500

Примечание: «назначение химических реагентов»:

1. Для приготовления глинистого раствора используется техническая вода и бентонитовый глинопорошок с первоначальным содержанием твердой фазы не более 5%;
2. Разжижитель, для контроля реологических параметры;
3. Кальцинированная сода - для связывания ионов кальция;
4. Каустическая сода - регулятор щелочности;
5. Модифицированный крахмал - понизитель фильтрации.

Таблица 4.11.8 - 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
		0-1150	
1	2	3	4
Бентонит- структурообразователь	ГОСТ 25796-83	11,500	11,500
Кальцинированная сода - для снижения общей жесткости	ТУ 2381-038-00209645-95	1,150	1,150
Каустическая сода- - регулятор щелочности	ТУ 2132-185-00203312-99	1,150	1,150
Разжижитель– понизитель вязкости	ОСТ 13-183-83	3,450	3,450
Модифиц. крахмал- понизитель фильтрации	API 13A	1,150	1,150
Вода техническая	местные	103,500	103,500

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

Таблица 4.11.9 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Название	Типоразмер, шифр или характеристика	Кол-во, шт.	Использование очистных устройств		
			Ступенчатость: 1-Вибросито: 2-2+ центрифуга	Интервал, м	
				от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Буровая установка УПА-60/80					
Глиномешалка	МГ-4	1		0	1150
Циркуляционная система		1		0	1150
в т.ч. вибросито	СВС-2М	1	1	0	1150
Дегазатор	ДВС-2	1		0	1150

Примечание:

- для приготовления бурового раствора, емкость 20 м³ с желобной системой.
- отходы бурения собираются в 50 м³ металлическую емкость.

Таблица 4.11.10 - Способы, режимы бурения, разбуривание цементного моста и применяемые КНБК в скважине № 114 месторождение Тенге

Интервал, м		Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширка, проработка)	Способ бурения	Условный номер, КНБК	Режим бурения			Скорость выполнения технологической операции, м/час
от (вер)	до (низ)				осевая нагрузка, тс	скорость вращения, об/мин	расход бурового раствора, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
950	1000	Разбуривание цементного моста	Роторный	1	До 5	80-100	25-30	10-15

Таблица 4.11.11- Компоновки низа бурильной колонны для разбуривания цементного моста скважины №114 месторождение Тенге

Условный номер КНБК	ЭЛЕМЕНТЫ КНБК (до бурильных труб)									
	№ по порядку	Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	Расстояние от забоя до места установки	Техническая характеристика				Сум- марная длина КНБК, м	Сум- марная масса КНБК, т	Примечание
				Наружный диаметр, мм	Диаметр проходного сечения, мм	Длина, м	Масса, кг			
1	Технического состояние внутри эксплуатационной колонны									
	1	Долото III шарошечное Ø 118мм	0	118,0	-	0,17	5,5	-	-	Разрушение
	2	УБТ Ø 108 мм	0,17	108,0	-	19,0	1039,3			Нагрузка
	3	Стабилизатор Ø 104,7 мм	19,17	104,0	-	1,2	47,0			ОЦЭ
	4	УБТ Ø 108мм	20,37	108,0	-	35,0	1914,5	-	-	Нагрузка
	5	УБТ Ø 105мм	55,37	105,0	-	28,0	1458,8	83,37	4,46	Нагрузка

Примечание:

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

Таблица 4.11.12 - 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, тн		КЗП трубы на	
	От (верх)	До (низ)			Тип (шифр)	Наружный диаметр, мм	Марка (группа прочности) материала	Толщина стенки, мм	Тип замкового соединения		секции	Нарастающая учетом КНБК	статической прочности	Выносливость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
технического состояния экс. колонны	0	1150	1150	1	СБТ	127	G-105	9,19	4-1/2" IF	1066,63	35,732	40,192	>1,45	>1,9

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

Таблица 4.11.12- Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения с учетом длины труб

Название обсадной колонны	Интервал, м		Характеристика бурильных труб, УБТ					Длина трубы на интервале, м	Масса труб, т		
	от (ерх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип присоединительной резьбы		теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным запасом
Разбуривание цементного моста	995	1000	СБТ	73,0	G-105	9.19	EU	1066,63	35,732	37,518	39,394
			УБТ	108,0	E	48,05	3-86	54,0	2,954	3,101	3,256
			УБТ	105,0	E	38.0	3-86	28,0	1,458	1,531	1,608

Примечание: - Фактическая КНБК при необходимости может быть изменена в зависимости от состояния ствола скважины

4.12 План перевода наблюдательной скважины №115 месторождения Тенге

Данные по скважине: Бурение начато – 23.09.1978 г

Бурение окончено - 2.11.1978 г

Проектная глубина -1870 м

Фактический забой - 1858м.

Горизонт – XIV, XV

Текущий забой - 1870 м.

Искусственный забой - 1870м (Стоп кольцо)

Дата проведения последних работ:

4-30.11.1978 г. Опробование XIV, XV горизонтах в интервале 1710-1721м, 1768-1775м, 1783-1786м.

27.07-13.08.1982 г. Смена ПО.

6.08.1982 г. Повышение продуктивности пласта. Закачка в пласт 3-х комп. ВУС с ПАВ 1% в $V=2\text{м}^3$.

14-23.12.1988 г. Повышение продуктивности пласта с спуском газлифтного клапана и профилактика НКТ.

Проведение работ:

1. С учетом данных по приемистости пласта и его температуры добавить вещества регулирующие свойства цементного раствора замедлитель твердения, понизитель водоотдачи. Выполнить РИР не превышая давление продавки 100 атм. цементным раствором в интервале: 1804-1710м с оставлением кровли цементного моста на глубине 1660м. Поднять компоновку на безопасную зону (не менее 100м от кровли ЦМ). ОЗЦ – 36 часов.
2. Доспустить колонну НКТ до «головы» цементного моста и разгрузкой колонны НКТ на 3т и испытать цементный мост на прочность. Составить акт о наличии и прочности цементного моста в присутствии представителя АСС; Опрессовать ЭК на Р-70атм/30минут.
3. Перевод на глинистый раствор плотностью 1,20 г/см³; с вязкостью 1660–1400м с (может быть выше в зависимости от фактического значения) в интервале 1400 м.
4. Установить цементный мост в интервале: 1400-1220м. Поднять компоновку на безопасную зону (не менее 150м от кровли ЦМ). ОЗЦ – 36 часов.
5. Силами ГИС выполнить установку взрыв-пакера на глубину 1000 метров, сверху желонкой залить ЦМ с кровлей 995м. ОЗЦ.

6. Силами ГИС выполнить ПВР в интервале 906-915м, 920-931м, 934-940м, 963-978 м плотностью по 20 отв. на 1 п.м. с привязкой по ГК и МЛМ и контролем после ПВР методами МЛМ и ТМ.
7. Поинтервальной опрессовкой лифта ВНКТ через каждые 200м на Р=40 Атм и замером изоляции каждые 200м. Спуск произвести со смазкой резьбовых соединений, шаблонировать все ВНКТ Ø73мм шаблоном Ø59,6мм.
8. Убедиться в центричности талевого блока по отношению к оси скважины, произвести центровку; проверить центричность до спуска и в середине спуска, а при ветреной погоде после затишья.

4.12.1 Геологическая характеристика

Таблица 4.12.1 - Стратиграфическое строение скважины №115 по меловым отложениям, характеристика условий залегания и коэффициент кавернзности пластов.

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение			Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернзности в интервале
От (верх)	До (низ)	Система	Отдел	Ярус	Угол, град	Азимут, град	
1	2	3	4	5	6	7	8
0	65	Неогеновая (N)	Миоценовый (N ₁)	Сарматский (N _{1s})	-	-	1,20
65	85			Тортонский (N _{1t})	-	-	1,20
85	200	Палеогеновая (P)	Олигоцен (P ₃)	-	-	-	1,20
200	236		Палеоцен-Эоцен (P ₁₊₂)	-	-	-	1,20
236	290	Меловая (K)	Верхний (K ₂)	Датский (K _{2d})	-	-	1,20
290	400			Сенонский (K _{2c})	-	-	1,20
400	415			Турон-коньякский (K _{2t+c})	-	-	1,15
415	569			Сеноманский (K _{2s})	-	-	1,15
569	1105		Нижний (K ₁)	Альбский (K _{1al})	-	-	1,20
1105	1220			Аптский (K _{1a})	-	-	1,15
1220	1270			Барремский (K _{1b})	-	-	1,15
1270	1282			Готеривский (K _{1g})	-	-	1,15

Таблица 4.12.2- Работы по испытанию (освоению) скважины, сведения по эксплуатации

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта	Интервал перфорация, м		Интервал установки цементного моста, м		Тип конструкции продуктивного забоя: открытый забой, фильтр, цемент, колонна	Тип установки для испытания (освоения): передвижная, стационарная	Пласт фонтанирующий (да, нет)	Количество режимов (штуцеров) испытания	Диаметр штуцеров, мм	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения скважины	Опорожнение колонны при испытании (освоении)	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)							Максимальное снижение уровня, м	Плотность жидкости, г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Скважин № 115													
K _{1+2al-s}	1	1180	1186	-	-	колонна	передвижная	да	3	3,5,7	Замена бур. раствора на тех. воду, нефть. Снижение уровня свабированием или компрессированием	-	1,03-1,1
		1148	1152	-	-								
		1127	1140	-	-								
		912	922	-	-								
		884	902	-	-								
		858	868	-	-								
		828	844	-	-								

4.12.2 Конструкция наблюдательной скважины №115 месторождения Тенге

Скважины № 115 фактическая конструкция скважин следующая:

1. Направление Ø 406,4 мм спускается на 5м. Высота ВПЦ до устья,
2. Кондуктор Ø 299 мм спускается на глубину 100,57 метров. Ограждает мелкие водоносные горизонты от загрязнения скважинными флюидами и обеспечивает механическую опору для устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО). Цементируется до устья.
3. Техническая колонна Ø244,5 мм спускается до глубины 1383 м и цементируется до устья, с целью недопущения гидроразрыва пород при ликвидации ГНВП и установки противовыбросового оборудования перед вскрытием нефтегазового горизонта;
4. Эксплуатационная колонна Ø146,1 мм спускается до 1880 м проектной глубины с целью разобщения продуктивных пластов и их отдельного испытания. На колонну устанавливается ФА.

Таблица 4.10.3 – Фактическая конструкция наблюдательной скважины №115 месторождение Тенге

Наименование колонны	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента от устья, м
	долота	колонны		
Направление	490	406,4	5	ВПЦ до устья
Кондуктор	393,7	323,9	100,57	ВПЦ до устья
Техническая	295,3	244,5	1383	ВПЦ до устья
Эксплуатационная	215,9	146,0	1880	ВПЦ 680 м от устья

Примечание: Подземное оборудование – Длина (м) НКТ 2,5" с воронкой на глубины 1750 м с газлифтным клапаном на гл.1750м.

4.12.3 Подготовительные работы

Подготовить рабочую площадку: очистка разлива нефти вокруг скважины, сбор металлолома, планировка территории скважины.

Установка буровой установка скважин устанавливается на приустьевой площадке и центрируется относительно устья скважины в соответствии с указаниями по эксплуатации изготовителя;

- Убедиться о готовности необходимых подрядчиков для выполнения работ.
- Получить все необходимые разрешения и лицензии до начала работ.
- Убедиться в наличии нового устьевого и внутрискважинного оборудования на месторождении.
- Необходимый объем раствора для глушения скважины должен быть подготовлен до начала работ.

- Буровые насосы надежно крепятся к фундаментам, нагнетательный трубопровод - к блочным основаниям и промежуточным стойкам. Повороты трубопроводов выполняются плавно или делаются прямоугольными с отбойными элементами.
- Все работники Подрядчиков должны быть сертифицированы для выполнения работ.

Требуемые объемы жидкостей:

- 74,3 м³ раствора на глинистый раствор основе, удельный вес 1,18-1,20 г/см³
- 100 м³ технической воды
- 40 м³ пресной воды

Требуемое оборудование:

- Буровой станок (подъемная) УПА -60/80 в комплекте с другим оборудованием.
- ЦА - 320 - 2 шт
- Превенторная оборудование ППГ 230 х210 в комплекте.
- Штуцерный манифольд с разными штуцерами
- Циркуляционная система с ГШН, ВШН, объем не менее 50 м³
- Емкость 50-60 м³ для использования при испытании -2 шт
- Самосвал для вывоза отходов из скважины и ТБО, автокран, бульдозер.
- Оборудование для испытания скважины (газосепаратор, факельная установка, линии задвижки и др. сопутствующее оборудование).
- Всасывающие манифольда, шланги, манометры, обратные и шаровые клапаны.
- Ловильный инструмент, фрезы, пакера, колоны скребки и др. необходимые инструменты.
- Химреагенты для стимуляции и очистки зоны перфорации.
- Служебные и бытовые помещения на территории буровой площадки должны быть оборудованы в соответствии с требованиями пожарной безопасности и размещены от устья скважины на расстоянии, равном высоте вышки и дополнительно к ней не менее 10м.
- Запасные емкости с горюче-смазочными материалами, легко воспламеняющимися и горючими жидкостями должны быть удалены от места установки двигателей внутреннего сгорания не менее чем на 20 м.
- Бурение скважины производится безамбарным способом. Для сбора шлама и сточных вод предусматривается использование 2 металлических емкостей общим объемом не менее 100м³ для каждой скважины.
- Установка полукруглых емкостей V=50+40м³ для шлама

- Въезд на территорию пожаровзрывоопасных предприятий и установок допускается по специальному пропуску, а автотранспорт должен быть оборудован глушителем с искрогасителем;

Таблица 4.12.4 - Подготовительных работ к строительству скважины

№№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Ед. изм.	Количество
1	2	3	4
1	Снятие с площадки плодородного слоя почвы толщиной 15+5 см $V = 50 \text{ м} * 80 \text{ м} * 0.2 \text{ м} = 800 \text{ м}^3$	м ³	0,8
2	Складирование снятого слоя почвы в насыпи (по периметру буровой площадки) с утрамбовкой	- " -	0,8
3	Обваловка площадки ГСМ (20 м * 2 + 15 м * 2) * 1.25 м	- " -	0,8
4	Сооружение амбара (емкостей) 4мхбмх 1,5м на отводах ПВО с обратной засыпкой для установки емкостей для сбора пл. флюида в случае НГВП.	амбар	2
5	Планировка при устьевой площадке механическим способом при, грунт II кат. а) при монтаже 50м*80м*0.2м=800 б) при демонтаже 50м*80м*0.2м=800	1000м ³	1,6
6	Топливопровод, из труб d-25-50 мм (подача к агрегатам)	100м	1,5
7	Задвижки стальные d 70-100мм на водопровод в ящиках (колодцах)	шт	2
8	Теплоизоляция трубопроводов войлоком или аналогичными	10м ²	3
9	Топливопровод, маслопровод из эл. сварных труб Ø50-80мм в траншее (подача к агрегатам)	100м	0,9
10	Изоляция противокоррозионная трубопроводов (спускные линии, подающие линии топлива, бур. раствор, пар)	100 м ²	3
11	Трубопровод 245-340мм для подачи бур. раствора к всасывающим линиям насосов	100м	0,44
12	Пожарные стояки (гидранты)	шт	2
13	Ящики деревянные для задвижек и гидрантов гл. до 1м	шт	4
14	Установка вентилей 50-80 мм на топливопровод, маслопровод (подающий)	шт	4
15	Низковольтная осветительная линия: - установка металлических опор - подвеска алюминиевых проводов (четыре провода)	100м	4
16	Установка емкости на концах отводов ПВО	100м ³	2
17	Сооружение емкости на отводах ПВО для сбора пластового флюида в случае НГВП.	шт	2
18	Установка полукруглых емкостей V=50+40м ³ для шлама	Емкость	2
19	Бурение скважины производиться безамбарным способом. Для сбора шлама и сточных вод предусматривается использование 2 металлических емкостей общим объемом не менее 100м ³ для каждой скважины.	100м ³	2
20	Установка металлических опор*	шт	8

Примечание: * Допускается установка опор из другого материала.

Цель работы: при переводе наблюдательной скважины в водозаборный фонд производится разбуривание цементных мостов породоразрушающим инструментом (долотом) с выносом выбуренной породы на поверхность посредством промывки химически обработанным буровым раствором, а также освоение вод альб-сеноманского водоносного комплекса для последующей закачки в пласт с целью поддержания пластового давления.

Общий план работы

п/п	Виды работ	
1	Ремонт/восстановление/замена устьевого оборудования	Подрядчик по бурению
2	Замещение бурового раствора, промывка скважины с выравниванием параметров раствора.	Подрядчик по бурению
3	Провести геофизические каротажные работы (субподрядчик).	Подрядчик по ГИС
4	В зависимости от результатов каротажа и данных при переводе скважин выбрать наиболее подходящий метод эксплуатации.	Заказчик
5	Монтаж устьевого и наземного оборудования, подготовка для проведения работ по переводу скважин скважины	Подрядчик по бурению
Монтаж бурового оборудования:		
1	Иметь все необходимые разрешения, инструкции и сопроводительные документы.	Подрядчик по бурению
2	Планировка территории вокруг устья скважины, установка фундамента под подъемный агрегат	Подрядчик по бурению
3	Произвести раскопку и оконтуривание устья, восстановление шахты.	Подрядчик по бурению
4	Монтаж станка (подъемная) УПА 60/80 или аналога, другого оборудования и центровка вышки.	Подрядчик по бурению
5	Демонтировать Ф/А (устанавливают штурвалы на задвижки ФА, разгерметизируются парубки и устанавливают манометр) Смонтировать превентор, обвязать устье с блоками глушения и дросселирования согласно утвержденной схеме.	Подрядчик по бурению
6	Проверить и записать давление на устье скважины	Подрядчик по бурению
7	Оборудовать устье скважины ПВО согласно утвержденной схеме. Провести опрессовку экс. колонны Ø146мм. совместно с ПВО на 90атм., опрессовать межколонное пространство (146мм х 245мм) на 50атм. Получить разрешение на дальнейшее ведение работ от представителя ФМ ВПФО «АкБерен». Составить акты.	Подрядчик по бурению
8	Определение герметичности экс. колонны двумя способами: гидравлической опрессовкой на давление, не превышающее давления опрессовки, и методом свабирования жидкости в колонне с наблюдением роста уровня. При герметичности, продолжить работы.	Подрядчик по бурению
9	Совместно с представителями аварийно-спасательной службы провести проверку на герметичность устьевого оборудования вместе с ПВО и блоками БГ, БД. Получить разрешение на дальнейшее производство работ.	Подрядчик по бурению
10	Завести тех. Воду в объеме 100 м3, для приготовления бурового раствора	Подрядчик по бурению
11	Нарезать резьбу на 244,5мм. Тех колонне. Оборудовать устье скважины ОКК+АФК. Устьевое оборудование предоставляет заказчик. Произвести опрессовку Ф/А составить акт.	Подрядчик по бурению

12	Смонтировать ФА. Произвести монтаж трапного хозяйства, факельной линии и сепаратора НГС. Оборудовать устье скважины в соответствии с согласованной с профессиональной аварийно-спасательной службой и утвержденной Заказчиком фактической схемой обвязки.	Подрядчик по бурению
	Процедура работ на скважине:	
1	Подготовительно-заключительные работы перед спуском (чистка шахты, демонтаж остатков тумбы, ремонт колонной головки, монтаж агрегат УПА 60/80,	Подрядчик по бурению
2	Завоз тех. воды, химических реагентов, приготовление бурового раствора (глинистого раствора), отражена в таблица 4.12.5-4.12.8.	Подрядчик по бурению
3	Собрать компоновка низа бурильных колонн (КНБК,), трехшарошечных долото Ø 118 мм, (внутренний диаметр эксплуатационной колонны 124мм), колонна бурильных труб 73 мм (СБТ-73) с толщиной стенки 9,19 мм (сталь группы прочности «G-105») или НКТ 73 мм (НКТ-73) , КНБК в отражена таб. 4.12.10 – 4.12.13.	Подрядчик по бурению
4	Спуск компоновка низа бурильной колонн до вод альб-сеноманского водоносного комплекса с визуальным контролем, замером и шаблонировка эксплуатационный колонн. Спуск производится с промывкой и проработкой.	Подрядчик по бурению
5	Промывка скважины в течение 2 циклов.	Подрядчик по бурению
	Проведение работ:	
6	Установить цементный мост в интервале: 1400-1220м. Поднять компоновку на безопасную зону (не менее 150м от кровли ЦМ). ОЗЦ – 36 часов. Согласно пункту 17 «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» Над интервалом перфорации должен быть установлен цементный мост. Проверка цем.мост на прочность. Согласно пункт 19 «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», наличие мостов проверяется разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб с усилием. Спуск колонны НКТ до «головы» цементного моста и разгрузкой колонны НКТ на 4-6 т испытать цементный мост на прочность. Испытание на прочность — обязательный этап перед дальнейшими операциями.	Подрядчик по ВР
6	Силами ГИС выполнить ПВР в интервале 1140-1156 м, 1161-1171м, 1173-1183м плотностью по 20 отв. на 1 п.м. с привязкой по ГК и МЛМ и контролем после ПВР методами МЛМ и ТМ.	Заказчик
7	Силами ГИС выполнить установку взрыв-пакера на глубину 1000 метров, сверху желонкой залить ЦМ с кровлей 995м.	Заказчик
8	Силами ГИС выполнить ПВР в интервале 906-915м, 920-931м, 934-940м, 963-978 м плотностью по 20 отв. на 1 п.м. с привязкой по ГК и МЛМ и контролем после ПВР методами МЛМ и ТМ.	Заказчик
9	Перфорация интервала (интервал перфорации по данным ГИС и геологической службой компании будет уточняться).	Подрядчик по ВР
10	Промывка скважины с постоянным слежением за выносом шлама для определения разбуриваемого элемента.	Подрядчик по бурению
11	Выходящий раствор принимать в отдельную емкость через вибросито, обработать перед закачкой в скважину, применить в дальнейшем. Всегда вести записи параметров бурового раствора с внесением в суточный рапорт	Подрядчик по бурению

12	Провести каротажные работы с записью АКЦ. Опрессовка экс. колонны и устьевого оборудования на 90 атм. с оформлением акта в присутствии	Подрядчик по бурению
13	Постоянно следить за Ртр и Рзатр, внести в суточный рапорт и после каждого промыть скважину два цикла в объеме 60 м ³ с удельным весом 1,18- 1,20 г/см ³ , наблюдение за скважиной с остановкой насоса на 30 мин.	Подрядчик по бурению
14	Наблюдение за скважиной. Постоянно вести контроль за Ртр и Рзатр.	Подрядчик по бурению
15	Промывка и дальнейшая спуск компоновка низа бурильных колонн (КНБК) до глубины 1198 м и промыть скважину, обработка бурового раствора и очистки буровых растворов.	Подрядчик по бурению
16	Провести техническое совещание по результатам данных перевода скважин и геофизических исследований и определить метод добычи и освоения скважин.	Заказчик
17	Работы проводить с соблюдением всех правил промышленной безопасности, охраны труда и техники безопасности, охраны окружающей среды, ГНВП, пожарной безопасности.	Подрядчик по бурению

Таблица 4.12.5 - Типы и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора											
			Плотность, г/см ³	Условная вязкость, с	Водоотдача, см ³ / 30 мин	СНС, дПа		Содержание твердой фазы, %			рН	Минерализация, % (KCL)	Пластическая вязкость, сПз	Динамическое напряжение сдвига дПа
	От (верх)	До (низ)				1мин	10мин	Коллоидной (активной) части	Песка	Всего				
1	2	3	4	5	6	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Глинистая	0	1198	1,20	30-45	8-9	15-25	30-40	Дисперсная глинистая фаза	<4	<4	7-8	-	-	-

Таблица 4.12.6 - 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	Сорт	Содержание компонента в буровом растворе, кг/м ³
	от (верх)	до (низ)							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0	1198	Глинистый раствор	1,20	-	Бентонит Кальцинированная сода Каустическая сода Разжижитель Модифиц. крахмал Вода техническая	2,60 2,53 2,13 1,12 1,60 1,03	в/с в/с в/с в/с в/с -	20 2 2 6 1 180

Таблица 4.12.7 - Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработка

Интервал, м		Кэфф-т запаса раствора на поверхности	Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Нормы расхода бурового раствора (м3/м) и его компонентов (кг/м3) на интервале			Потребность в буровом растворе (м ³) и его компонентах (кг)		
От (верх)	До (низ)			Величина	Источник	Поправочный коэфф-т	На исходный объем	На бурение интервала	Суммарная на интервале
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	1198	-	Глинистые раствор	0,5	Расчет		80	519	599
			Бентонит	20	- // -	1,0	1600	10380	11980
			Кальцинированная сода	2	- // -	1,0	160	1038	1198
			Каустическая сода	2	- // -	1,0	160	1038	1198
			Разжижитель	6	- // -	1,0	480	3114	3594
			Модифиц. крахмал	2	- // -	1,0	160	1038	1198
			Вода техническая	180	-		14400	93420	107820

Примечание: «назначение химических реагентов»:

1. Для приготовления глинистого раствора используется техническая вода и бентонитовый глинопорошок с первоначальным содержанием твердой фазы не более 5%;
2. Разжижитель, для контроля реологических параметры;
3. Кальцинированная сода - для связывания ионов кальция;
4. Каустическая сода - регулятор щелочности;
5. Модифицированный крахмал - понизитель фильтрации.

Таблица 4.12.8 - 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
		0-1198	
1	2	3	4
Бентонит- структурообразователь	ГОСТ 25796-83	11,980	11,980
Кальцинированная сода - для снижения общей жесткости	ТУ 2381-038-00209645-95	1,198	1,198
Каустическая сода- - регулятор щелочности	ТУ 2132-185-00203312-99	1,198	1,198
Разжижитель– понизитель вязкости	ОСТ 13-183-83	3,594	3,594
Модифиц. крахмал- понизитель фильтрации	API 13A	1,198	1,198
Вода техническая	местные	107,820	107,820

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

Таблица 4.12.9 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Название	Типоразмер, шифр или характеристика	Кол-во, шт.	Использование очистных устройств		
			Ступенчатость: 1-Вибросито: 2-2+ центрифуга	Интервал, м	
				от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Буровая установка УПА-60/80					
Глиномешалка	МГ-4	1		0	1198
Циркуляционная система		1		0	1198
в т.ч. вибросито	СВС-2М	1	1	0	1198
Дегазатор	ДВС-2	1		0	1198

Примечание:

- для приготовления бурового раствора, емкость 20 м³ с желобной системой.
- отходы бурения собираются в 50 м³ металлическую емкость.

Таблица 4.12.10 - Способы, режимы бурения, разбуривание цементного моста и применяемые КНБК в скважине № 115 месторождение Тенге

Интервал, м		Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширка, проработка)	Способ бурения	Условный номер, КНБК	Режим бурения			Скорость выполнения технологической операции, м/час
от (вер)	до (низ)				осевая нагрузка, тс	скорость вращения, об/мин	расход бурового раствора, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
950	1000	Разбуривание цементного моста	Роторный	1	До 5	80-100	25-30	10-15

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

Таблица 4.12.11 - Компоновки низа бурильной колонны для разбуривания цементного моста скважины №115 месторождение Тенге

Условный номер КНБК	ЭЛЕМЕНТЫ КНБК (до бурильных труб)									
	№ по порядку	Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	Расстояние от забоя до места установки	Техническая характеристика				Сум- марная длина КНБК, м	Сум- марная масса КНБК, т	Примечание
				Наружный диаметр, мм	Диаметр проходного сечения, мм	Длина, м	Масса, кг			
1	Технического состояние внутри эксплуатационной колонны									
	1	Долото III шарошечное Ø 118мм	0	118,0	-	0,17	5,5	-	-	Разрушение
	2	УБТ Ø 108 мм	0,17	108,0	-	19,0	1039,3	-	-	Нагрузка
	3	Стабилизатор Ø 104,7 мм	19,17	104,0	-	1,2	47,0	-	-	ОЦЭ
	4	УБТ Ø 108мм	20,37	108,0	-	35,0	1914,5	-	-	Нагрузка
	5	УБТ Ø 105мм	55,37	105,0	-	28,0	1458,8	83,37	4,46	Нагрузка

Примечание:

- Допускается корректировка КНБК по фактическим горно-геологическим условиям и изменение элементов КНБК на аналогичные, имеющиеся в наличии или по желанию Заказчик

Таблица 4.12.12 - 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, тн		КЗП трубы на	
	От (верх)	До (низ)			Тип (шифр)	Наружный диаметр, мм	Марка (группа прочности) материала	Толщина стенки, мм	Тип замкового соединения		секции	Нарастающая учет КНБК	статической прочности	Выносливость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
технического состояния экс. колонны	0	1198	1198	1	СБТ	127	G-105	9,19	4-1/2" IF	1114,63	37,340	41,80	>1,45	>1,9

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

Таблица 4.12.13 - Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения с учетом длины труб

Название обсадной колонны	Интервал, м		Характеристика бурильных труб, УБТ					Длина трубы на интервале, м	Масса труб, т		
	от (срх)	до(низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип присоединительной резьбы		теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным запасом
Разбуривание цементного моста	995	1000	СБТ	73,0	G-105	9.19	EU	1114,63	37,340	39,207	41,167
			УБТ	108,0	E	48,05	3-86	54,0	2,954	3,101	3,256
			УБТ	105,0	E	38.0	3-86	28,0	1,458	1,531	1,608

Примечание: - Фактическая КНБК при необходимости может быть изменена в зависимости от состояния ствола скважины.

4.13 План перевода наблюдательной скважины №119 месторождении Тенге

Данные по скважине:

Бурение начато – 14.09.1970 г
Бурение окончено - 23.11.1970 г
Проектная глубина -1870 м
Фактический забой - 1889м.
Горизонт – XIII, XVII
Текущий забой - 1864 м.
Искусственный забой - 1878м (Стоп кольцо)

Проведение работ:

1. С учетом данных по приемистости пласта и его температуры добавить вещества регулирующие свойства цементного раствора замедлитель твердения, понизитель водоотдачи. Выполнить РИР не превышая давление продавки 100 атм. цементным раствором в интервале: 1660-1850м с оставлением кровли цементного моста на глубине 1660м. Поднять компоновку на безопасную зону (не менее 100м от кровли ЦМ). ОЗЦ – 36 часов.
2. Силами ГИС выполнить ПВР в интервале 1140-1156 м, 1161-1171м, 1173-1183м плотностью по 20 отв. на 1 п.м. с привязкой по ГК и МЛМ и контролем после ПВР методами МЛМ и ТМ.
3. Силами ГИС выполнить ПВР в интервале 906-915м, 920-931м, 934-940м, 963-978 м плотностью по 20 отв. на 1 п.м. с привязкой по ГК и МЛМ и контролем после ПВР методами МЛМ и ТМ.
4. Спустить долото ф118 до текущего забоя, разбурить ЦМ и ВП-118 в инт: 995-1000м. до провала. Доспустить до 1200м, промыть до чистой воды. Поднять компоновку до устья.
5. Силами ГИС выполнить перестрел интервалов V-VIII горизонтов 3-й плотностью (по 60 отв. на 1 п.м.)
6. После ПВР закрыть скважину (не производить техн. операции) на 72 часа для восстановления пьезометрического уровня в стволе скважины.
7. Поинтервальной опрессовкой лифта ВНКТ через каждые 200м на Р=40 Атм и замером изоляции каждые 200м. Спуск произвести со смазкой резьбовых соединений, шаблонировать все ВНКТ Ø73мм шаблоном Ø59,6мм.
8. Убедиться в центричности талевого блока по отношению к оси скважины, произвести центровку; проверить центричность до спуска и в середине спуска, а при ветреной погоде после затишья.
9. Перед запуском производится опрессовка НКТ с помощью ПКС. Данные опрессовки заносятся в вахтовый журнал и паспорт на НКТ. Положительным считается результат в случае падения давления за 30 минут с 40 атм не более чем на 5 атм.

4.13.1 Геологическая характеристика

Таблица 4.13.1 - Стратиграфическое строение скважины №119 по меловым отложениям, характеристика условий залегания и коэффициент кавернзности пластов.

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение			Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернзности в интервале
От (верх)	До (низ)	Система	Отдел	Ярус	Угол, град	Азимут, град	
1	2	3	4	5	6	7	8
0	72	Неогеновая (N)	Миоценовый (N ₁)	Сарматский (N _{1s})	-	-	1,20
72	90			Тортонский (N _{1t})	-	-	1,20
90	182	Палеогеновая (P)	Олигоцен (P ₃)	-	-	-	1,20
182	228		Палеоцен-Эоцен (P ₁₊₂)	-	-	-	1,20
228	278	Меловая (K)	Верхний (K ₂)	Датский (K _{2d})	-	-	1,20
278	404			Сенонский (K _{2c})	-	-	1,20
404	423			Турон-коньякский (K _{2t+c})	-	-	1,15
423	572			Сеноманский (K _{2s})	-	-	1,15
572	1130		Нижний (K ₁)	Альбский (K _{1al})	-	-	1,20
1130	1240			Аптский (K _{1a})	-	-	1,15
1240	1286			Барремский (K _{1b})	-	-	1,15
1286	1300			Готеривский (K _{1g})	-	-	1,15

Таблица 4.13.2- Работы по испытанию (освоению) скважины, сведения по эксплуатации

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта	Интервал перфорация, м		Интервал установки цементного моста, м		Тип конструкции продуктивного забоя: открытый забой, фильтр, цемент, колонна	Тип установки для испытания (освоения): передвижная, стационарная	Пласт фонтанирующий (да, нет)	Количество режимов (штуцеров) испытания	Диаметр штуцеров, мм	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения скважины	Опорожнение колонны при испытании (освоении)	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)							Максимальное снижение уровня, м	Плотность жидкости, г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Скважин № 119													
K _{1+2al-s}	1	1163	1172	-	-	колонна	передвижная	да	3	3,5,7	Замена бур. раствора на тех. воду, нефть. Снижение уровня свабированием или компрессированием	-	1,03-1,1
		1141	1157	-	-								
		957	964	-	-								
		934	940	-	-								
		917	930	-	-								
		898	912	-	-								

4.13.2 Конструкция наблюдательной скважины №119 месторождения Тенге

Скважины № 119 фактическая конструкция скважин следующая:

1. Направление Ø 406,4 мм спускается на 5м. Высота ВПЦ до устья,
2. Кондуктор Ø 355,6 мм спускается на 200м. Высота ВПЦ до устья, Установка противовыбросового оборудования (ПВО).
3. Техническая колонна Ø244,5 мм спускается до глубины 850 м и цементируется до устья, с целью недопущения гидроразрыва пород при ликвидации ГНВП и установки противовыбросового оборудования перед вскрытием нефтегазового горизонта;
4. Эксплуатационная колонна Ø146,1 мм спускается до 1889 м проектной глубины с целью разобщения продуктивных пластов и их раздельного испытания. На колонну устанавливается фонтанная арматур (ФА).

Таблица 4.13.3 – Фактическая конструкция наблюдательной скважины №119 месторождение Тенге

Наименование колонны	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента от устья, м
	долота	колонны		
Направление	490	406,4	5	ВПЦ до устья
Кондуктор	393,7	355,6	200	ВПЦ до устья
Техническая	295,3	244,5	850	ВПЦ до устья
Эксплуатационная	215,9	146,1	1889	ВПЦ 872 м от устья

Примечание: 21.07.2021 г. после ГТС переведена в наблюдательный фонд.

4.13.3 Подготовительные работы

Подготовить рабочую площадку: очистка разлива нефти вокруг скважины, сбор металлолома, планировка территории скважины.

Установка буровой установка скважин устанавливается на приустьевой площадке и центрируется относительно устья скважины в соответствии с указаниями по эксплуатации изготовителя;

- Убедиться о готовности необходимых подрядчиков для выполнения работ.
- Получить все необходимые разрешения и лицензии до начала работ.
- Убедиться в наличии нового устьевого и внутрискважинного оборудования на месторождении.
- Необходимый объем раствора для глушения скважины должен быть подготовлен до начала работ.
- Буровые насосы надежно крепятся к фундаментам, нагнетательный трубопровод - к блочным основаниям и промежуточным стойкам. Повороты трубопроводов выполняются плавно или делаются прямоугольными с отбойными элементами.
- Все работники Подрядчиков должны быть сертифицированы для выполнения работ.

Требуемые объемы жидкостей:

- 74,3 м³ раствора на глинистый раствор основе, удельный вес 1,18-1,20 г/см³
- 100 м³ технической воды
- 40 м³ пресной воды

Требуемое оборудование:

- Буровой станок (подъемная) УПА -60/80 в комплекте с другим оборудованием.
- ЦА - 320 - 2 шт
- Превенторная оборудование ППГ 230 х210 в комплекте.
- Штуцерный манифольд с разными штуцерами
- Циркуляционная система с ГШН, ВШН, объем не менее 50 м³
- Емкость 50-60 м³ для использования при испытании -2 шт
- Самосвал для вывоза отходов из скважины и ТБО, автокран, бульдозер.
- Оборудование для испытания скважины (газосепаратор, факельная установка, линии задвижки и др. сопутствующее оборудование).
- Всасывающие манифольда, шланги, манометры, обратные и шаровые клапаны.
- Ловильный инструмент, фрезы, пакера, колоны скребки и др. необходимые инструменты.
- Химреагенты для стимуляции и очистки зоны перфорации.
- Служебные и бытовые помещения на территории буровой площадки должны быть оборудованы в соответствии с требованиями пожарной безопасности и размещены от устья скважины на расстоянии, равном высоте вышки и дополнительно к ней не менее 10м.
- Запасные емкости с горюче-смазочными материалами, легко воспламеняющимися и горючими жидкостями должны быть удалены от места установки двигателей внутреннего сгорания не менее чем на 20 м.
- Бурение скважины производится безамбарным способом. Для сбора шлама и сточных вод предусматривается использование 2 металлических емкостей общим объемом не менее 100м³ для каждой скважины.
- Установка полукруглых емкостей V=50+40м³ для шлама
- Въезд на территорию пожаровзрывоопасных предприятий и установок допускается по специальному пропуску, а автотранспорт должен быть оборудован глушителем с искрогасителем;

Таблица 4. 13.4 - Подготовительных работ к строительству скважины

№№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Ед. изм.	Количество
1	2	3	4
1	Снятие с площадки плодородного слоя почвы толщиной 15+5 см V = 50 м * 80 м * 0.2 м = 800 м ³	м ³	0,8
2	Складирование снятого слоя почвы в насыпи (по периметру буровой площадки) с утрамбовкой	- " -	0,8
3	Обваловка площадки ГСМ (20 м * 2 + 15 м * 2) * 1.25 м	- " -	0,8
4	Сооружение амбара (емкостей) 4мх6мх 1,5м на отводах ПВО с обратной засыпкой для установки емкостей для сбора пл. флюида в случае НГВП.	амбар	2
5	Планировка при устьевой площадке механическим способом при, грунт II кат. а) при монтаже 50м*80м*0.2м=800 б) при демонтаже 50м*80м*0.2м=800	1000м ³	1,6
6	Топливопровод, из труб d-25-50 мм (подача к агрегатам)	100м	1,5
7	Задвижки стальные d 70-100мм на водопровод в ящиках (колодцах)	шт	2
8	Теплоизоляция трубопроводов войлоком или аналогичными	10м ²	3
9	Топливопровод, маслопровод из эл. сварных труб Ø50-80мм в траншее (подача к агрегатам)	100м	0,9
10	Изоляция противокоррозионная трубопроводов (спускные линии, подающие линии топлива, бур. раствор, пар)	100 м ²	3

11	Трубопровод 245-340мм для подачи бур. раствора к всасывающим линиям насосов	100м	0,44
12	Пожарные стояки (гидранты)	шт	2
13	Ящики деревянные для задвижек и гидрантов гл. до 1м	шт	4
14	Установка вентилей 50-80 мм на топливопровод, маслопровод (подающий)	шт	4
15	Низковольтная осветительная линия: - установка металлических опор - подвеска алюминиевых проводов (четыре провода)	100м	4
16	Установка емкости на концах отводов ПВО	100м ³	2
17	Сооружение емкости на отводах ПВО для сбора пластового флюида в случае НГВП.	шт	2
18	Установка полукруглых емкостей V=50+40м ³ для шлама	Емкость	2
19	Бурение скважины производится безамбарным способом. Для сбора шлама и сточных вод предусматривается использование 2 металлических емкостей общим объемом не менее 100м ³ для каждой скважины.	100м ³	2
20	Установка металлических опор*	шт	8

Примечание: * Допускается установка опор из другого материала.

Цель работы: при переводе наблюдательной скважины в водозаборный фонд производится разбуривание цементных мостов породоразрушающий инструментом (долотом) с выносом выбуренной породы на поверхность посредством промывки химически обработанным буровым раствором, а также освоение вод альб-сеноманского водоносного комплекса для последующей закачки в пласт с целью поддержания пластового давления.

Общий план работы

п/п	Виды работ	
1	Ремонт/восстановление/замена устьевого оборудования	Подрядчик по бурению
2	Замещение бурового раствора, промывка скважины с выравниванием параметров раствора.	Подрядчик по бурению
3	Провести геофизические каротажные работы (субподрядчик).	Подрядчик по ГИС
4	В зависимости от результатов каротажа и данных при переводе скважин выбрать наиболее подходящий метод эксплуатации.	Заказчик
5	Монтаж устьевого и наземного оборудования, подготовка для проведения работ по переводу скважин скважины	Подрядчик по бурению
Монтаж бурового оборудования:		
1	Иметь все необходимые разрешения, инструкции и сопроводительные документы.	Подрядчик по бурению
2	Планировка территории вокруг устья скважины, установка фундамента под подъемный агрегат	Подрядчик по бурению
3	Произвести раскопку и оконтуривание устья, восстановление шахты.	Подрядчик по бурению
4	Монтаж станка (подъемная) УПА 60/80 или аналога, другого оборудования и центровка вышки.	Подрядчик по бурению
5	Демонтировать Ф/А (устанавливают штурвалы на задвижки ФА, разгерметизируются парубки и устанавливают манометр) Смонтировать превентор, обвязать устье с блоками глушения и дросселирования согласно утвержденной схеме.	Подрядчик по бурению
6	Проверить и записать давление на устье скважины	Подрядчик по бурению
7	Оборудовать устье скважины ПВО согласно утвержденной схеме. Провести опрессовку экс. колонны Ø146мм. совместно с ПВО на 90атм., опрессовать межколонное пространство (146мм x 245мм) на 50атм. Получить разрешение на дальнейшее ведение работ от представителя ФМ ВПФО «АкБерен». Составить акты.	Подрядчик по бурению
8	Определение герметичности экс. колонны двумя способами: гидравлической опрессовкой на давление, не превышающее давления опрессовки, и методом свабированием жидкости в колонне с наблюдением роста уровня. При герметичности, продолжить работы.	Подрядчик по бурению
9	Совместно с представителями аварийно-спасательной службы провести проверку на герметичность устьевого оборудования вместе с ПВО и блоками БГ, БД. Получить разрешение на дальнейшее производство работ.	Подрядчик по бурению
10	Завести тех. Воду в объеме 100 м3, для приготовления бурового раствора	Подрядчик по бурению
11	Нарезать резьбу на 244,5мм. Тех колонне. Оборудовать устье скважины ОКК+АФК. Устьевое оборудование предоставляет заказчик. Произвести опрессовку Ф/А составить акт.	Подрядчик по бурению

12	Смонтировать ФА. Произвести монтаж трапного хозяйства, факельной линии и сепаратора НГС. Оборудовать устье скважины в соответствии с согласованной с профессиональной аварийно-спасательной службой и утвержденной Заказчиком фактической схемой обвязки.	Подрядчик по бурению
	Процедура работ на скважине:	
1	Подготовительно-заключительные работы перед спуском (чистка шахты, демонтаж остатков тумбы, ремонт колонной головки, монтаж агрегат УПА 60/80,	Подрядчик по бурению
2	Завоз тех. воды, химических реагентов, приготовление бурового раствора (глинистого раствора), отражена в таблица 4.13.5-4.13.8.	Подрядчик по бурению
3	Собрать компоновка низа бурильных колонн (КНБК,), трехшарошечных долото Ø 118 мм, (внутренний диаметр эксплуатационной колонны 124мм), колонна бурильных труб 73 мм (СБТ-73) с толщиной стенки 9,19 мм (сталь группы прочности «G-105») или НКТ 73 мм (НКТ-73) , КНБК в отражена таб. 4.13.10 – 4.13.13.	Подрядчик по бурению
4	Спуск компоновка низа бурильной колонн до вод альб-сеноманского водоносного комплекса с визуальным контролем, замером и шаблонировка эксплуатационный колонн. Спуск производится с промывкой и проработкой.	Подрядчик по бурению
5	Промывка скважины в течение 2 циклов.	Подрядчик по бурению
	Проведение работ:	
6	Установить цементный мост в интервале: 1300-1220м. Поднять компоновку на безопасную зону (не менее 150м от кровли ЦМ). ОЗЦ – 36 часов. Согласно пункту 17 «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» Над интервалом перфорации должен быть установлен цементный мост. Проверка цем.мост на прочность. Согласно пункт 19 «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», наличие мостов проверяется разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб с усилием. Спуск колонны НКТ до «головы» цементного моста и разгрузкой колонны НКТ на 4-6 т испытать цементный мост на прочность. Испытание на прочность — обязательный этап перед дальнейшими операциями.	Подрядчик по ВР
7	Силами ГИС выполнить ПВР в интервале 1140-1156 м, 1161-1171м, 1173-1183м плотностью по 20 отв. на 1 п.м. с привязкой по ГК и МЛМ и контролем после ПВР методами МЛМ и ТМ.	Заказчик
8	Силами ГИС выполнить установку взрыв-пакера на глубину 1000 метров, сверху желонкой залить ЦМ с кровлей 995м.	Заказчик
9	Силами ГИС выполнить ПВР в интервале 906-915м, 920-931м, 934-940м, 963-978 м плотностью по 20 отв. на 1 п.м. с привязкой по ГК и МЛМ и контролем после ПВР методами МЛМ и ТМ.	Заказчик
10	Перфорация интервала (интервал перфорации по данным ГИС и геологической службой компании будет уточняться).	Подрядчик по ВР
11	Промывка скважины с постоянным слежением за выносом шлама для определения разбуриваемого элемента.	Подрядчик по бурению
12	Выходящий раствор принимать в отдельную емкость через вибросито, обработать перед закачкой в скважину, применить в дальнейшем. Всегда вести записи параметров бурового раствора с внесением в суточный рапорт	Подрядчик по бурению

12	Провести каротажные работы с записью АКЦ. Опрессовка экс. колонны и устьевого оборудования на 90 атм. с оформлением акта в присутствии представителя АСС	Подрядчик по бурению
13	Промывка и дальнейшая спуск компоновка низа бурильных колонн (КНБК) до глубины 1190 м и промыть скважину, обработка бурового раствора и очистки буровых растворов.	Подрядчик по бурению
14	Провести техническое совещание по результатам данных перевода скважин и геофизических исследований и определить метод добычи и освоения скважин.	Заказчик
15	Работы проводить с соблюдением всех правил промышленной безопасности, охраны труда и техники безопасности, охраны окружающей среды, ГНВП, пожарной безопасности.	Подрядчик по бурению

Таблица 4.13.5 -Типы и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора											
			Плотность, г/см ³	Условная вязкость, с	Водоотдача, см ³ / 30 мин	СНС, дПа		Содержание твердой фазы, %			рН	Минерализация, % (KCL)	Пластическая вязкость, сПз	Динамическое напряжение сдвига дПа
	1мин	10 мин				Коллоидной (активной) части	Песка	Всего						
1	2	3	4	5	6	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Глинистая	0	1190	1,18-1,20	30-45	8-9	15-25	30-40	Дисперсная глинистая фаза	<4	<4	7-8	-	-	-

Таблица 4.13.6 - 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	Сорт	Содержание компонента в буровом растворе, кг/м ³
	от (верх)	до (низ)							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0	1190	Глинистый раствор	1,18-1,20	-	Бентонит Кальцинированная сода Каустическая сода Разжижитель Модифиц. крахмал Вода техническая	2,60 2,53 2,13 1,12 1,60 1,03	в/с в/с в/с в/с в/с -	20 2 2 6 1 180

Таблица 4.13.7 - Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработка

Интервал, м		Коэфф-т запаса раствора на поверх- ности	Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Нормы расхода бурового раствора (м3/м) и его компонентов (кг/м3) на интервале			Потребность в буровом растворе (м ³) и его компонентах (кг)		
От (верх)	До (низ)			Величина	Источник	Попра- вочный коэфф- т	На исходный объем	На бурение интервала	Суммар- ная на интервале
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	1190	-	Глинистые раствор	0,5	Расчет		80	515	595
			Бентонит	20	- // -	1,0	1600	10300	11900
			Кальцинированная сода	2	- // -	1,0	160	1030	1190
			Каустическая сода	2	- // -	1,0	160	1030	1190
			Разжижитель	6	- // -	1,0	480	3090	3570
			Модифиц. крахмал	2	- // -	1,0	160	1030	1190
			Вода техническая	180	-		14400	9700	107100

Примечание: «назначение химических реагентов»:

1. Для приготовления глинистого раствора используется техническая вода и бентонитовый глинопорошок с первоначальным содержанием твердой фазы не более 5%;
2. Разжижитель, для контроля реологических параметры;
3. Кальцинированная сода - для связывания ионов кальция;
4. Каустическая сода - регулятор щелочности;
5. Модифицированный крахмал - понизитель фильтрации.

Таблица 4.13.8 - 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
		0-1190	
1	2	3	4
Бентонит- структурообразователь	ГОСТ 25796-83	11,900	11,900
Кальцинированная сода - для снижения общей жесткости	ТУ 2381-038-00209645-95	1,190	1,190
Каустическая сода- - регулятор щелочности	ТУ 2132-185-00203312-99	1,190	1,190
Разжижитель– понизитель вязкости	ОСТ 13-183-83	3,570	3,570
Модифиц. крахмал- понизитель фильтрации	API 13A	1,190	1,190
Вода техническая	местные	107,100	107,100

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

Таблица 4.13.9 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Название	Типоразмер, шифр или характеристика	Кол-во, шт.	Использование очистных устройств		
			Ступенчатость: 1-Вибросито: 2-2+ центрафуга	Интервал, м	
				от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Буровая установка УПА-60/80					
Глиномешалка	МГ-4	1		0	1190
Циркуляционная система		1		0	1190
в т.ч. вибросито	СВС-2М	1	1	0	1190
Дегазатор	ДВС-2	1		0	1190

Примечание:

- для приготовления бурового раствора, емкость 20 м³ с желобной системой.
- отходы бурения собираются в 50 м³ металлическую емкость.

Таблица 4.13.10 - Способы, режимы бурения, разбуривание цементного моста и применяемые КНБК в скважине № 119 месторождение Тенге

Интервал, м		Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширка, проработка)	Способ бурения	Условный номер, КНБК	Режим бурения			Скорость выполнения технологической операции, м/час
от (вер)	до (низ)				осевая нагрузка, тс	скорость вращения, об/мин	расход бурового раствора, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
950	1000	Разбуривание цементного моста	Роторный	1	До 5	80-100	25-30	10-15

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

Таблица 4.13.11- Компоновки низа бурильной колонны для разбуривания цементного моста скважины №119 месторождение Тенге

Условный номер КНБК	ЭЛЕМЕНТЫ КНБК (до бурильных труб)									
	№ по порядку	Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	Расстояние от забоя до места установки	Техническая характеристика				Сум- марная длина КНБК, м	Сум- марная масса КНБК, т	Примечание
				Наружный диаметр, мм	Диаметр проходного сечения, мм	Длина, м	Масса, кг			
1	Технического состояние внутри эксплуатационной колонны									
	1	Долото III шарошечное Ø 118мм	0	118,0	-	0,17	5,5	-	-	Разрушение
	2	УБТ Ø 108 мм	0,17	108,0	-	19,0	1039,3	-	-	Нагрузка
	3	Стабилизатор Ø 104,7 мм	19,17	104,0	-	1,2	47,0	-	-	ОЦЭ
	4	УБТ Ø 108мм	20,37	108,0	-	35,0	1914,5	-	-	Нагрузка
	5	УБТ Ø 105мм	55,37	105,0	-	28,0	1458,8	83,37	4,46	Нагрузка

Примечание:

- Допускается корректировка КНБК по фактическим горно-геологическим условиям и изменение элементов КНБК на аналогичные, имеющиеся в наличии или по желанию Заказчик

Таблица 4.13.12 - 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, тн		КЗП трубы на	
	От (верх)	До (низ)			Тип (шифр)	Наружный диаметр, мм	Марка (группа прочности) материала	Толщина стенки, мм	Тип замкового соединения		секции	Нарастающая учет КНБК	статической прочности	Выносливость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
технического состояния экс. колонны	0	1190	1190	1	СБТ	127	G-105	9,19	4-1/2" IF	1106,63	37,072	41,532	>1,45	>1,9

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

Таблица 4.13.12 - Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения с учетом длины труб

Название обсадной колонны	Интервал, м		Характеристика бурильных труб, УБТ					Длина трубы на интервале, м	Масса труб, т		
	от (ерх)	до(низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип присоединительной резьбы		теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным запасом
Разбуривание цементного моста	995	1000	СБТ	73,0	G-105	9.19	EU	1106,63	37,072	38,925	40,871
			УБТ	108,0	E	48,05	3-86	54,0	2,954	3,101	3,256
			УБТ	105,0	E	38.0	3-86	28,0	1,458	1,531	1,608

Примечание: - Фактическая КНБК при необходимости может быть изменена в зависимости от состояния ствола скважины.

4.14. План перевода наблюдательной скважины №123 месторождения Тенге

Данные по скважине:

Бурение начато – 30.06.1970 г

Бурение окончено - 30.08.1970 г

Проектная глубина -1880 м

Фактический забой - 1889м.

Горизонт – XIV, XV, XVI

Текущий забой - 1856 м.

Искусственный забой - 1870м (Стоп кольцо)

Проведение работ:

1. С учетом данных по приемистости пласта и его температуры добавить вещества регулирующие свойства цементного раствора замедлитель твердения, понизитель водоотдачи. Выполнить РИР не превышая давление продавки 100 атм. цементным раствором в интервале:1680-1856м с оставлением кровли цементного моста на глубине 1680м. Поднять компоновку на безопасную зону (не менее 100м от кровли ЦМ). ОЗЦ – 36 часов.
2. Перевод на глинистый раствор плотностью 1,20 г/см³; с вязкостью 80–120 с (может быть выше в зависимости от фактического значения) в интервале 1680–1300 м.
3. Установить цементный мост в интервале: 1300-1220м. Поднять компоновку на безопасную зону (не менее 150м от кровли ЦМ). ОЗЦ – 36 часов.
4. Силами ГИС выполнить РЛТ (профиль притока) в интервале 800м.-забой, по результатам определить отдающие интервалы со сбросом вышедшей воды в чан (рабочая емкость) бригады КРС. Поднять компоновку.
5. Спустить долото $\varnothing 118$ до текущего забоя, разбурить ЦМ и ВП-118 в инт: 995-1000м. до провала. Доспустить до 1200м, промыть до чистой воды. Поднять компоновку до устья.
6. Силами ГИС выполнить перестрел интервалов V-VIII горизонтов 3-й плотностью (по 60 отв. на 1.п.м.)
7. После ПВР закрыть скважину (не производить техн. операции) на 72 часа для восстановления пьезометрического уровня в стволе скважины.
8. Спустить воронку на техн. ВНКТ до гл. 870м, герметизация устья скважины. Подготовка к компрессированию.
9. Произвести СПО ВНКТ-8шт с заглушкой. Опрессовать ВНКТ на Р-100 атм/30мин. Составить акт.
10. Убедиться в циничности талевого блока по отношению к оси скважины, произвести центровку; проверить циничность до спуска и в середине спуска, а при ветреной погоде после затишья.

4.14.1 Геологическая характеристика

Таблица 4.14.1 - Стратиграфическое строение скважины №123 по меловым отложениям, характеристика условий залегания и коэффициент кавернзности пластов.

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение			Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернзности в интервале
От (верх)	До (низ)	Система	Отдел	Ярус	Угол, град	Азимут, град	
1	2	3	4	5	6	7	8
0	80	Неогеновая (N)	Миоценовый (N ₁)	Сарматский (N _{1s})	-	-	1,20
80	100			Тортонский (N _{1t})	-	-	1,20
100	197	Палеогеновая (P)	Олигоценая (P ₃)	-	-	-	1,20
197	242		Палеоцен-Эоцен (P ₁₊₂)	-	-	-	1,20
242	290	Меловая (K)	Верхний (K ₂)	Датский (K _{2d})	-	-	1,20
290	420			Сенонский (K _{2c})	-	-	1,20
420	439			Турон-коньякский (K _{2t+c})	-	-	1,15
439	570			Сеноманский (K _{2s})	-	-	1,15
570	1120		Нижний (K ₁)	Альбский (K _{1al})	-	-	1,20
1120	1230			Аптский (K _{1a})	-	-	1,15
1230	1288			Барремский (K _{1b})	-	-	1,15
1288	1300			Готеривский (K _{1g})	-	-	1,15

Таблица 4.14.2 - Работы по испытанию (освоению) скважины, сведения по эксплуатации

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта	Интервал перфорация, м		Интервал установки цементного моста, м		Тип конструкции продуктивного забоя: открытый забой, фильтр, цемент, колонна	Тип установки для испытания (освоения): передвижная, стационарная	Пласт фонтанирующий (да, нет)	Количество режимов (штуцеров) испытания	Диаметр штуцеров, мм	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения скважины	Опорожнение колонны при испытании (освоении)	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)							Максимальное снижение уровня, м	Плотность жидкости, г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Скважин № 123													
K _{1+2al-s}	1	1155	1163	-	-	колонна	передвижная	да	3	3,5,7	Замена бур. раствора на тех. воду, нефть. Снижение уровня свабированием или компрессированием	-	1,03-1,1
		1140	1150	-	-								
		963	977	-	-								
		918	933	-	-								
		901	911	-	-								

4.14.2 Конструкция наблюдательной скважины №123 месторождения Тенге

Скважины № 123 фактическая конструкция скважин следующая:

1. Направление Ø 426 мм спускается на 5м. Высота ВПЦ до устья,
2. Техническая колонна Ø244,5 мм спускается до глубины 850 м и цементируется до устья, с целью недопущения гидроразрыва пород при ликвидации ГНВП и установки противовыбросового оборудования перед вскрытием нефтегазового горизонта;
3. Эксплуатационная колонна Ø146,1 мм спускается до 1889 м проектной глубины с целью разобщения продуктивных пластов и их отдельного испытания. На колонну устанавливается фонтанная арматура (ФА).

Таблица 4.14.3 – Фактическая конструкция наблюдательной скважины №123 месторождение Тенге

Наименование колонны	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента от устья, м
	долота	колонны		
Направление	490	426	5	ВПЦ до устья
Техническая	295,3	244,5	850	ВПЦ до устья
Эксплуатационная	215,9	146,1	1889	ВПЦ 684 м от устья

Примечание: Подземное оборудование НКТ 2,5” с пером на гл. 1740м

4.14.3 Подготовительные работы

Подготовить рабочую площадку: очистка разлива нефти вокруг скважины, сбор металлолома, планировка территории скважины.

Установка буровой установка скважин устанавливается на приустьевой площадке и центрируется относительно устья скважины в соответствии с указаниями по эксплуатации изготовителя;

- Убедиться о готовности необходимых подрядчиков для выполнения работ.
- Получить все необходимые разрешения и лицензии до начала работ.
- Убедиться в наличии нового устьевого и внутрискважинного оборудования на месторождении.
- Необходимый объем раствора для глушения скважины должен быть подготовлен до начала работ.
- Буровые насосы надежно крепятся к фундаментам, нагнетательный трубопровод - к блочным основаниям и промежуточным стойкам. Повороты трубопроводов выполняются плавно или делаются прямоугольными с отбойными элементами.
- Все работники Подрядчиков должны быть сертифицированы для выполнения работ.

Требуемые объемы жидкостей:

- 74,3 м³ раствора на глинистый раствор основе, удельный вес 1,18-1,20 г/см³
- 100 м³ технической воды
- 40 м³ пресной воды

Требуемое оборудование:

- Буровой станок (подъемная) УПА -60/80 в комплекте с другим оборудованием.
- ЦА - 320 - 2 шт
- Превенторная оборудование ППГ 230 х210 в комплекте.
- Штуцерный манифольда с разными штуцерами

- Циркуляционная система с ГШН, ВШН, объем не менее 50 м³
- Емкость 50-60 м³ для использования при испытании -2 шт
- Самосвал для вывоза отходов из скважины и ТБО, автокран, бульдозер.
- Оборудование для испытания скважины (газосепаратор, факельная установка, линии задвижки и др. сопутствующее оборудование).
 - Всасывающие манифольда, шланги, манометры, обратные и шаровые клапаны.
 - Ловильный инструмент, фрезы, пакера, колоны скребки и др. необходимые инструменты.
 - Химреагенты для стимуляции и очистки зоны перфорации.
 - Служебные и бытовые помещения на территории буровой площадки должны быть оборудованы в соответствии с требованиями пожарной безопасности и размещены от устья скважины на расстоянии, равном высоте вышки и дополнительно к ней не менее 10м.
 - Запасные емкости с горюче-смазочными материалами, легко воспламеняющимися и горючими жидкостями должны быть удалены от места установки двигателей внутреннего сгорания не менее чем на 20 м.
 - Бурение скважины производится безамбарным способом. Для сбора шлама и сточных вод предусматривается использование 2 металлических емкостей общим объемом не менее 100м³ для каждой скважины.
 - Установка полукруглых емкостей V=50+40м³ для шлама
 - Въезд на территорию пожаровзрывоопасных предприятий и установок допускается по специальному пропуску, а автотранспорт должен быть оборудован глушителем с искрогасителем;

Таблица 4.14.4 - Подготовительных работ к строительству скважины

№№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Ед. изм.	Количество
1	2	3	4
1	Снятие с площадки плодородного слоя почвы толщиной 15+5 см $V = 50 \text{ м} * 80 \text{ м} * 0.2 \text{ м} = 800 \text{ м}^3$	м ³	0,8
2	Складирование снятого слоя почвы в насыпи (по периметру буровой площадки) с утрамбовкой	- ” -	0,8
3	Обваловка площадки ГСМ (20 м * 2 + 15 м * 2) * 1.25 м	- ” -	0,8
4	Сооружение амбара (емкостей) 4мхбмх 1,5м на отводах ПВО с обратной засыпкой для установки емкостей для сбора пл. флюида в случае НГВП.	амбар	2
5	Планировка при устьевой площадке механическим способом при, грунт II кат. а) при монтаже 50м*80м*0.2м=800 б) при демонтаже 50м*80м*0.2м=800	1000м ³	1,6
6	Топливопровод, из труб d-25-50 мм (подача к агрегатам)	100м	1,5
7	Задвижки стальные d 70-100мм на водопровод в ящиках (колодцах)	шт	2
8	Теплоизоляция трубопроводов войлоком или аналогичными	10м ²	3
9	Топливопровод, маслопровод из эл. сварных труб Ø50-80мм в траншее (подача к агрегатам)	100м	0,9
10	Изоляция противокоррозионная трубопроводов (спускные линии, подающие линии топлива, бур. раствор, пар)	100 м ²	3
11	Трубопровод 245-340мм для подачи бур. раствора к всасывающим линиям насосов	100м	0,44
12	Пожарные стояки (гидранты)	шт	2
13	Ящики деревянные для задвижек и гидрантов гл. до 1м	шт	4
14	Установка вентилей 50-80 мм на топливопровод, маслопровод (подающий)	шт	4
15	Низковольтная осветительная линия: - установка металлических опор - подвеска алюминиевых проводов (четыре провода)	100м	4
16	Установка емкости на концах отводов ПВО	100м ³	2
17	Сооружение емкости на отводах ПВО для сбора пластового флюида в случае НГВП.	шт	2
18	Установка полукруглых емкостей V=50+40м ³ для шлама	Емкость	2
19	Бурение скважины производится безамбарным способом. Для сбора шлама и сточных вод предусматривается использование 2 металлических емкостей общим объемом не менее 100м ³ для каждой скважины.	100м ³	2
20	Установка металлических опор*	шт	8

Примечание: * Допускается установка опор из другого материала.

Цель работы: при переводе наблюдательной скважины в водозаборный фонд производится разбуривание цементных мостов породоразрушающим инструментом (долотом) с выносом выбуренной породы на поверхность посредством промывки химически обработанным буровым раствором, а также освоение вод альб-сеноманского водоносного комплекса для последующей закачки в пласт с целью поддержания пластового давления.

Общий план работы

п/п	Виды работ	Исполнители
1	Ремонт/восстановление/замена устьевого оборудования	Подрядчик по бурению
2	Замещение бурового раствора, промывка скважины с выравниванием параметров раствора.	Подрядчик по бурению
3	Провести геофизические каротажные работы (субподрядчик).	Подрядчик по ГИС
4	В зависимости от результатов каротажа и данных при переводе скважин выбрать наиболее подходящий метод эксплуатации.	Заказчик
5	Монтаж устьевого и наземного оборудования, подготовка для проведения работ по переводу скважин скважины	Подрядчик по бурению
Монтаж бурового оборудования:		
1	Иметь все необходимые разрешения, инструкции и сопроводительные документы.	Подрядчик по бурению
2	Планировка территории вокруг устья скважины, установка фундамента под подъемный агрегат	Подрядчик по бурению
3	Произвести раскопку и оконтуривание устья, восстановление шахты.	Подрядчик по бурению
4	Монтаж станка (подъемная) УПА 60/80 или аналога, другого оборудования и центровка вышки.	Подрядчик по бурению
5	Демонтировать Ф/А (устанавливают штурвалы на задвижки ФА, разгерметизируются парубки и устанавливают манометр) Смонтировать превентор, обвязать устье с блоками глушения и дросселирования согласно утвержденной схеме.	Подрядчик по бурению
6	Проверить и записать давление на устье скважины	Подрядчик по бурению
7	Оборудовать устье скважины ПВО согласно утвержденной схеме. Провести опрессовку экс. колонны Ø146мм. совместно с ПВО на 90атм., опрессовать межколонное пространство (146мм х 245мм) на 50атм. Получить разрешение на дальнейшее ведение работ от представителя ФМ ВПФО «АкБерен». Составить акты.	Подрядчик по бурению
8	Определение герметичности экс. колонны двумя способами: гидравлической опрессовкой на давление, не превышающее давления опрессовки, и методом свабирования жидкости в колонне с наблюдением роста уровня. При герметичности, продолжить работы.	Подрядчик по бурению
9	Совместно с представителями аварийно-спасательной службы провести проверку на герметичность устьевого оборудования вместе с ПВО и блоками БГ, БД. Получить разрешение на дальнейшее производство работ.	Подрядчик по бурению

10	Завести тех. Воду в объеме 100 м ³ , для приготовления бурового раствора	Подрядчик по бурению
11	Нарезать резьбу на 244,5мм. Тех колонне. Оборудовать устье скважины ОКК+АФК. Устьевое оборудование предоставляет заказчик. Произвести опрессовку Ф/А составить акт.	Подрядчик по бурению
12	Смонтировать ФА. Произвести монтаж трапного хозяйства, факельной линии и сепаратора НГС. Оборудовать устье скважины в соответствии с согласованной с профессиональной аварийно-спасательной службой и утвержденной Заказчиком фактической схемой обвязки.	Подрядчик по бурению
Процедура работ на скважине:		
1	Подготовительно-заключительные работы перед спуском (чистка шахты, демонтаж остатков тумбы, ремонт колонной головки, монтаж агрегат УПА 60/80, составление акта проверки готовности бригады).	Подрядчик по бурению
2	Завоз тех. воды, химических реагентов, приготовление бурового раствора (глинистого раствора), отражена в таблица 4.14.5-4.14.8.	Подрядчик по бурению
3	Собрать компоновка низа буровых колонн (КНБК), трехшарошечных долото Ø 118 мм, (внутренний диаметр эксплуатационной колонны 124мм), колонна буровых труб 73 мм (СБТ-73) с толщиной стенки 9,19 мм (сталь группы прочности «G-105») или НКТ 73 мм (НКТ-73) , КНБК в отражена таб. 4.14.10 – 4.14.13.	Подрядчик по бурению
4	Спуск компоновка низа буровой колонн до вод альб-сеноманского водоносного комплекса с визуальным контролем, замером и шаблонировка эксплуатационный колонн. Спуск производится с промывкой и проработкой.	Подрядчик по бурению
5	Промывка скважины в течение 2 циклов.	Подрядчик по бурению
Проведение работ:		
6	Установить цементный мост в интервале: 1300-1220м. Поднять компоновку на безопасную зону (не менее 150м от кровли ЦМ). ОЗЦ – 36 часов. Согласно пункту 17 «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» Над интервалом перфорации должен быть установлен цементный мост. Проверка цем.мост на прочность. Согласно пункт 19 «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», наличие мостов проверяется разгрузкой бурового инструмента или насосно-компрессорных труб с усилием. Спуск колонны НКТ до «головы» цементного моста и разгрузкой колонны НКТ на 4-6 т испытать цементный мост на прочность. Испытание на прочность — обязательный этап перед дальнейшими операциями.	Подрядчик по ВР
6	Силами ГИС выполнить ПВР в интервале 1140-1156 м, 1161-1171м, 1173-1183м плотностью по 20 отв. на 1 п.м. с привязкой по ГК и МЛМ и контролем после ПВР методами МЛМ и ТМ.	Заказчик
7	Силами ГИС выполнить установку взрыв-пакера на глубину 1000 метров, сверху желонкой залить ЦМ с кровлей 995м.	Заказчик

8	Силами ГИС выполнить ПВР в интервале 906-915м, 920-931м, 934-940м, 963-978 м плотностью по 20 отв. на 1 п.м. с привязкой по ГК и МЛМ и контролем после ПВР методами МЛМ и ТМ.	Заказчик
9	Перфорация интервала (интервал перфорации по данным ГИС и геологической службой компании будет уточняться).	Подрядчик по ВР
10	Промывка скважины с постоянным слежением за выносом шлама для определения разбуриваемого элемента.	Подрядчик по бурению
11	Выходящий раствор принимать в отдельную емкость через вибросито, обработать перед закачкой в скважину, применить в дальнейшем. Всегда вести записи параметров бурового раствора с внесением в суточный рапорт	Подрядчик по бурению
12	провести каротажные работы с записью АКЦ. Опрессовка экс. колонны и устьевого оборудования на 90 атм. с оформлением акта в присутствии представителя АСС	Подрядчик по бурению
13	постоянно следить за Ртр и Рзатр, внести в суточный рапорт и после каждого промыва скважину два цикла в объеме 60 м ³ с удельным весом 1,18- 1,20 г/см ³ , наблюдение за скважиной с остановкой насоса на 30 мин.	Подрядчик по бурению
14	наблюдение за скважиной. Постоянно вести контроль за Ррт и Рзатр.	Подрядчик по бурению
15	Промывка и дальнейшая спуск компоновка низа бурильных колонн (КНБК) до глубины 1170 м и промыва скважину, обработка бурового раствора и очистки буровых растворов.	Подрядчик по бурению
16	Провести техническое совещание по результатам данных перевода скважин и геофизических исследований и определить метод добычи и освоения скважин.	Заказчик
17	Работы проводить с соблюдением всех правил промышленной безопасности, охраны труда и техники безопасности, охраны окружающей среды, ГНВП, пожарной безопасности.	Подрядчик по бурению

Таблица 4.14.5 -Типы и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора											
			Плотность, г/см ³	Условная вязкость, с	Водоотдача, см ³ / 30 мин	СНС, дПа		Содержание твердой фазы, %			рН	Минерализация, % (KCL)	Пластическая вязкость, сПз	Динамическое напряжение сдвига дПа
	От (верх)	До (низ)				1мин	10мин	Коллоидной (активной) части	Песка	Всего				
1	2	3	4	5	6	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Глинистая	0	1170	1,18-1,20	30-45	8-9	15-25	30-40	Дисперсная глинистая фаза	<4	<4	7-8	-	-	-

Таблица 4.14.6 - 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	Сорт	Содержание компонента в буровом растворе, кг/м ³
	от (верх)	до (низ)							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0	1170	Глинистый раствор	1,18-1,20	-	Бентонит Кальцинированная сода Каустическая сода Разжижитель Модифиц. крахмал Вода техническая	2,60 2,53 2,13 1,12 1,60 1,03	в/с в/с в/с в/с в/с -	20 2 2 6 1 180

Таблица 4.14.7 - Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработка

Интервал, м		Коэфф-т запаса раствора на поверх- ности	Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Нормы расхода бурового раствора (м3/м) и его компонентов (кг/м3) на интервале			Потребность в буровом растворе (м ³) и его компонентах (кг)		
От (верх)	До (низ)			Величина	Источник	Попра- вочный коэфф- т	На исходный объем	На бурение интервала	Суммар- ная на интервале
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	1170	-	Глинистые раствор	0,5	Расчет		80	505	585
			Бентонит	20	- // -	1,0	1600	10100	11700
			Кальцинированная сода	2	- // -	1,0	160	1010	1170
			Каустическая сода	2	- // -	1,0	160	1010	1170
			Разжижитель	6	- // -	1,0	480	3030	3510
			Модифиц. крахмал	2	- // -	1,0	160	1010	1170
			Вода техническая	180	-		14400	90900	105300

Примечание: «назначение химических реагентов»:

1. Для приготовления глинистого раствора используется техническая вода и бентонитовый глинопорошок с первоначальным содержанием твердой фазы не более 5%;
2. Разжижитель, для контроля реологических параметры;
3. Кальцинированная сода - для связывания ионов кальция;
4. Каустическая сода - регулятор щелочности;
5. Модифицированный крахмал - понизитель фильтрации.

Таблица 4.14.8 - 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
		0-1170	
1	2	3	4
Бентонит- структурообразователь	ГОСТ 25796-83	11,700	11,700
Кальцинированная сода - для снижения общей жесткости	ТУ 2381-038-00209645-95	1,170	1,170
Каустическая сода- - регулятор щелочности	ТУ 2132-185-00203312-99	1,170	1,170
Разжижитель– понизитель вязкости	ОСТ 13-183-83	3,510	3,510
Модифиц. крахмал- понизитель фильтрации	API 13A	1,170	1,170
Вода техническая	местные	105,300	105,300

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

Таблица 4.14.9 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Название	Типоразмер, шифр или характеристика	Кол-во, шт.	Использование очистных устройств		
			Ступенчатость: 1-Вибросито: 2-2+ центрифуга	Интервал, м	
				от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Буровая установка УПА-60/80					
Глиномешалка	МГ-4	1		0	1170
Циркуляционная система		1		0	1170
в т.ч. вибросито	СВС-2М	1	1	0	1170
Дегазатор	ДВС-2	1		0	1170

Примечание:

- для приготовления бурового раствора, емкость 20 м³ с желобной системой.
- отходы бурения собираются в 50 м³ металлическую емкость.

Таблица 4.14.10 - Способы, режимы бурения, разбуривание цементного моста и применяемые КНБК в скважине № 123 месторождение Тенге

Интервал, м		Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширка, проработка)	Способ бурения	Условный номер, КНБК	Режим бурения			Скорость выполнения технологической операции, м/час
от (вер)	до (низ)				осевая нагрузка, тс	скорость вращения, об/мин	расход бурового раствора, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
995	1000	Разбуривание цементного моста	Роторный	1	До 5	80-100	25-30	10-15

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

Таблица 4.14.11- Компоновки низа бурильной колонны для разбуривания цементного моста скважины №123 месторождение Тенге

Условный номер КНБК	ЭЛЕМЕНТЫ КНБК (до бурильных труб)									
	№ по порядку	Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	Расстояние от забоя до места установки	Техническая характеристика				Сум- марная длина КНБК, м	Сум- марная масса КНБК, т	Примечание
				Наружный диаметр, мм	Диаметр проходного сечения, мм	Длина, м	Масса, кг			
1	Технического состояние внутри эксплуатационной колонны									
	1	Долото III шарошечное Ø 118мм	0	118,0	-	0,17	5,5	-	-	Разрушение
	2	УБТ Ø 108 мм	0,17	108,0	-	19,0	1039,3	-	-	Нагрузка
	3	Стабилизатор Ø 104,7 мм	19,17	104,0	-	1,2	47,0	-	-	ОЦЭ
	4	УБТ Ø 108мм	20,37	108,0	-	35,0	1914,5	-	-	Нагрузка
	5	УБТ Ø 105мм	55,37	105,0	-	28,0	1458,8	83,37	4,46	Нагрузка

Примечание:

- Допускается корректировка КНБК по фактическим горно-геологическим условиям и изменение элементов КНБК на аналогичные.

Таблица 4.14.12 - 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, тн		КЗП трубы на	
	От (верх)	До (низ)			Тип (шифр)	Наружный диаметр, мм	Марка (группа прочности) материала	Толщина стенки, мм	Тип замкового соединения		секции	Нарастающая учетом КНБК	статической прочности	Выносимость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
технического состояния экс. колонны	0	1170	1170	1	СБТ	127	G-105	9,19	4-1/2" IF	1086,63	36,402	40,862	>1,45	>1,9

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

Таблица 4.14.12 - Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения с учетом длины труб

Название обсадной колонны	Интервал, м		Характеристика бурильных труб, УБТ					Длина трубы на интервале, м	Масса труб, т		
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип присоединительной резьбы		теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным запасом
Разбуривание цементного моста	995	1000	СБТ	73,0	G-105	9.19	EU	1086,63	36,402	38,222	40,133
			УБТ	108,0	E	48,05	3-86	54,0	2,954	3,101	3,256
			УБТ	105,0	E	38.0	3-86	28,0	1,458	1,531	1,608

Примечание: - Фактическая КНБК при необходимости может быть изменена в зависимости от состояния ствола скважины.

5. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПЛАН РАБОТ ПО ПЕРЕВОДУ СКВАЖИН

№ п/п	Наименование работ	Продолжительность час: минут
1	Планировка территории вокруг устья скважины, установка фундамента под подъемный агрегат	48:00
2	Произвести раскопку и оконтуривание устья, восстановление шахты.	72:00
3	Монтаж и мобилизации БУ (подъемная) УПА60/80, всего вспомогательного оборудования и вахтового поселка. Завоз тех. воды, химических реагентов, приготовление бурового раствора. Монтаж и опрессовка ПВО с представителями АСС. Работа пусковой комиссии.	168:00
4	Центровка вышки. Разгрузка и укладка на приемный мост бурильной колонны и вспомогательных оборудования согласно по типовой схеме.	12:00
5	Демонтировать Ф/А (устанавливают штурвалы на задвижки ФА, разгерметизируются парубки и устанавливают манометр) Смонтировать превентор, обязать устье с блоками глушения дросселирования согласно утвержденной схеме.	55:00
6	Оборудовать устье скважины ПВО согласно утвержденной схеме. Провести опрессовку ПВО на 90атм., опрессовать межколонное пространство (146мм x 245мм) на 50атм. Получить разрешение на дальнейшее ведение работ от представителя ФМ ВПФО «АкБерен». Составить акты.	48:00
7	Подготовительно-заключительные работы перед спуском (чистка шахты, демонтаж остатков тумбы, ремонт колонной головки, монтаж буровой станка (подъемная) УПА- 60/80,	136:00
8	Завоз тех. воды, химических реагентов, приготовление бурового раствора (глинистого раствора)	4:00
9	Собрать компоновка низа бурильных колонн (КНБК,), трехшарошечных долото диаметром Ø 118 мм, (внутренний диаметр эксплуатационной колонны 124мм), колонна бурильных труб 73 мм (СБТ-73) с толщиной стенки 9,19 мм (сталь группы прочности «G-105») или НКТ 73 мм (НКТ-73)	5:00
10	Спуск технологических НКТ Ø73 мм с долотом диаметром Ø118мм до искусственного забоя с визуальным контролем, замером и шаблонировка обсадной колонн. Спуск производится с промывкой и проработкой.	8:00
11	Замещение бурового раствора, промывка скважины с выравниванием параметров раствора, полный подъем инструмента.	3:00
12	Проведение работ: Горизонт XIV - XIX выполнена перфорация. согласно пункт 17 «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» Над интервалом перфорации должен быть установлен цементный мост. Затем приподнимают заливочную колонну на 50-100 м выше кровли цементного моста и оставляют скважину 24 ч на ОЗЦ в зависимости от конкретных условий	76:00
13	Установлен цементный мост. должен проверку на прочность. Согласно пункт 19 «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», наличие мостов проверяется разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб с усилием.	46:00
14	Постепенный спуск компоновка низа бурильных колонн (КНБК) до глубины 950-1000 м разбуривание цементного моста и заменой жидкости в	12:00

	обсадной колонне на раствор с уд. весом 1,20 г/см ³ , при малейшей посадке инструмента поднять инструмент и попытаться разбурить место посадки.	
15	Промывка и обработка глинистый раствор скважины в течение 2 циклов	3:00
16	Промывка скважины с постоянным слежением за выносом шлама для определения разбуриваемого элемента/пробки/цементного моста	4:00
17	Спуск компоновка низа буровой колонны до вод альб-сеноманского водоносного комплекса с визуальным контролем, замером и шаблонировка эксплуатационный колонн	8:00
18	Очистка рабочей зоны после проведенных работ.	12:00
	Итого	720:00
	Продолжительность работы, сут:	30,0

Таблица 5.1.1 - Продолжительность при переводе скважин

Скважина	Затрачиваемое время на рас скважины				
	Минут	Час	Сутки	Кол-во скв	Всего
Нагнетательные скважины					
Скважины №№ 3, 7, 10, 12, 34, 35, 101, 110, 111, 113, 114, 115, 119, 123	43200	720,00	30,00	14	420,00
Итого					420

5.1 Оборудование буровой установки УПА-60/80

5.1.1. Выбор мобильной установки (подъемного агрегата) для проведения работ по переводу наблюдательных скважин.

Основным критерием выбора установки для проведения изоляционно-ликвидационных работ является соответствие грузоподъемности агрегата весу применяемых колонн труб (НКТ или буровых). При этом нагрузка на крюке не должна превышать 0,6 величины параметра «допускаемая нагрузка на крюке» от расчетной массы буровой колонны или 0,9 от расчетной массы колонны НКТ. Кроме того, параметры мобильной установки должны соответствовать ГОСТ 16293. Технические характеристики подъемного агрегата УПА-60/80 приведены в таблице 4.6.1.

Таблица 5.1.2 – Техническая характеристика агрегата УПА-60/80

Наименование	Шифр, тип оборудования, ГОСТ, ОСТ, ТУ	Показатель
Допустимая нагрузка, кН		800
Мощность привода, кВт		132,4
Мачта	телескопическая наклонная	
Угол наклона в рабочем положении, град		6
Высота от земли до оси кронблока, м		22,4
Допустимая длина поднимаемой свечи, м		16
Расстояние от торца рамы до оси скважины, мм		1040
Наибольшая статическая нагрузка на стол ротора, т		60
Диаметр проходного отверстия, мм		142
Компрессор	M155-2B5	
Промывочный насос	НБ-125 (9МГр-73)	
Лебедка вспомогательная	ТВ-224В (ТЛ-9) (ГОСТ 2914-10)	
Грузоподъемность, т		80

Таблица 5.1.3 – Расчет потребности в ГСМ

Продолжительность работы	Потребность в ГСМ для двигателей буровой 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	6	7
Подъемных УПА 60/80				Мангистауская	-
Разбуриваемого цементного моста	771,819	749,53	22,289		

Буровая подъемных УПА 60/80

Мощность привода подъемной установки $N=132,4$ кВт-1 комплект ;

Согласно паспортной характеристике, расход топлива – 108 г/кВт.ч.,

Дизельное топливо: $0,000001 \cdot 108 \cdot 132,4 \cdot 24 \cdot 420 = 144,13$ тн.

Расход масла: $144,13 \times 0,032 \times 0,93 = 4,289$ тн

24 час – время работы. 1- количество диз. генератор

Дизельный электростанция VOLVO PENTA TAD $N=330$ кВт – 1 комплекта;

Согласны паспортной характеристики расход топлива – 182 г/кВт.ч.

Дизельное топливо: $0,000001 \cdot 182 \cdot 330 \cdot 24 \cdot 420 = 605,4$ тн.

Масло: $605,4 \times 0,032 \times 0,93 = 18$ тн

Всего: дизельное топливо $144,13 + 605,4 = 749,53$ тн.

Масло $4,289 + 18 = 22,289$ тн.

5.2 Водоснабжение

Расчет норм водопотребления и водоотведения производится согласно, СНиП РК 4.01-02-2009 (с изменениями по состоянию 13.06.2017) на 14 человек.

Норма расхода воды на питьевые и хозяйственные для одного человека составляет – 150,0 л/сутки.

Таблица 5.2.1 - Баланс водопотребления и водоотведения

Потребитель	Продолжит., сутки	Кол- во, чел	Норма потребления, м³	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут	м³/цикл	м³/сут	м³/цикл
1	2	3	4	5	6	7	8
Нагнетательные скважины							
Питьевые и хоз- бытовые нужды	420	10	0,15	5041,5	630	1,2	504
Непредвиденные расходы. 5%				0,075	31,5	0,06	25,2
Итого				1,575	661,5	1,26	529,2

Расчет

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

Данные для расчета объема образования отходов бурения проведено в таблице 4.7.2

Таблица 5.1.5 – Объем разбуриваемого цементного моста работ на месторождении Тенге

Интервал, м	k	π	R	R ²	V, м ³
1	2	3	4	5	6
0-1600	-	3,14	0,073	0,005329	30,120
Итого объем по скважине м ³				30,120	

2. Объем отходов бурения на одну скважину

2.1. Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{\text{ш}} = V_{\text{п}} \times K_1 = 30,120 \times 1,2 = 36,144 \text{ м}^3$$

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

2.2 Объем отработанного бурового раствора

Класс опасности отработанного бурового раствора – IV.

Объем отработанного бурового раствора (ОБР) согласно «Методике расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин» от 03.05.2012г № 129-ө, определяется по формуле:

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

где K_1 - коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом при очистке на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе (в соответствии с [1], $K_1 = 1,052$);

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

$$V_{\text{обр.п}} = 1,2 \times 1,052 \times 30,120 + 0,5 \times 100 = 88,02 \text{ м}^3$$

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

$$V_{\text{бсв}} = 2 \times V_{\text{обр.п}}$$

$$V_{\text{бсв}} = 2 \times 88,02 = 176,04 \text{ м}^3$$

2.4 Суммарный объем отходов бурения

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

$$V_{\text{сум}} = 176,04 + 88,02 + 36,144 = 300,2 \text{ м}^3$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении работы были использованы фондовые материалы по скважинам месторождения Тенге, а также руководящие документы, положения и пособия, имеющие силу в Республике Казахстан.

В результате по скважинам выбранных при переводе в водозаборный фонд подготовлен план работ, который включает в себя:

- устранение результатов по консервации скважин,
- разбуривание цементных мостов, промывка;
- чистка скважины до подошвы планируемого объекта испытания;
- проведение приемки готовности подъемной установки, циркуляционной системы, очистного оборудования для проведения работ по опробыванию скважины;
- установка ПВО, обвязка скважины согласно утвержденной типовой схеме на испытание скважины. Опрессовка оборудования, манифольдов, линий испытания;
- проведение ГИС и испытание продуктивных горизонтов на приток УВС для изучения характера насыщения залежи;
- заканчивание скважин на месторождении в установленном порядке;
- охрана недр и окружающей среды;
- рациональное и комплексное использование недр.

Конечной целью при переводе скважин месторождения Тенге является подготовка в промышленную эксплуатацию. Все виды работ по восстановлению, испытанию скважины Тенге №№3, 7, 10, 12, 34, 35, 101, 110, 111, 113, 114, 115, 119, 123 должны проводиться согласно регламентам и требованиям промышленной безопасности, действующим инструкциям по предупреждению и ликвидации ГНВП.

Рекомендации: Проверку цем. мост на прочность.

Согласно пункт 19 «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», наличие мостов проверяется разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб с усилием, не превышающим предельно допустимую удельную нагрузку на цементный камень. Установленный в башмаке последней технической колонны цементный мост, кроме того, испытывается методом гидравлической опрессовки.

**Список нормативно-справочных и инструктивно-методических материалов,
используемых при принятии проектных решений**

№ п/п	Наименование	Издание (утверждение)
1	2	3
1	Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 04.08.2023 г.)	Астана, МИИРК от 30.12.2014г. №355
2	Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр	от 15 июня 2018 года № 239.
3	О недрах и недропользовании	27 декабря 2017 года № 125-VI ЗРК.
4	О радиационной безопасности населения	от 23 апреля 1998 года
5	Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана	от 22 мая 2018 года № 200
6	Экологический кодекс Республики Казахстан	от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.
7	Инструкция по организации и проведению экологической оценки	от 30 июля 2021 года № 280
8	Водный кодекс Республики Казахстан	от 9 июля 2003 года №
9	Вода питьевая. Гигиенические требования и контроль за качеством	ГОСТ 2874-82
10	Классификатор отходов	от 6 августа 2021 года
11	Методика расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин	Приказ и.о. Министра охраны окружающей среды Республики
12	Методика расчета лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов	от 22 июня 2021 года № 206
13	Гигиенические нормативы к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций	от 2 августа 2022 года № КР ДСМ-70
14	Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека	от 11 января 2022 года № КР ДСМ-2
15	Инструкция по составлению технического проекта на строительство скважин на нефть и газ (№45 от 22.02.2005г.)	г. Астана, 2005г.
16	Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности	от 30 декабря 2014 года № 355
17	РД-08-41-94. Инструкция по ТБ при исследованиях скважин и испытании пластов.	г. Алматы, МНП РК, 1994г.
18	РД-08-22-94. Сборник типовых инструкций по безопасному ведению работ для рабочих буровых бригад.	г. Алматы, МНП РК, 1995г.
19	РД-08-43-94. Отраслевая инструкция по безопасности труда при приготовлении бурового раствора.	г. Алматы, МНП РК, 1994г.
20	Отраслевая инструкция по безопасности труда при спуске в скважину колонны обсадных труб	РД 08-46-94г. Алматы, МНП РК, 1994г.

№ п/п	Наименование	Издание (утверждение)
1	2	3
21	Отраслевая инструкция по безопасности труда при проводке скважин роторным и турбинным способом	РД 08-44-94г. Алматы, МНП РК, 1994г.
22	Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации грузоподъемных механизмов	от 30 декабря 2014 года № 359
23	Правил обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под давлением	от 30 декабря 2014 года № 358
24	Правил пожарной безопасности	от 21 февраля 2022
25	Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин.	Москва, 1997г.
26	Инструкция по испытанию скважин на герметичность.	Куйбышев, ВНИИнефть, 1977.
27	Инструкция по эксплуатации насосное – компрессорных труб.	РЛ 39-0147014-217- 86.
28	Инструкция по эксплуатации бурильных труб.	РД 39-013-90, Куйбышев,
29	Инструкция по подготовке обсадных труб к спуску скважину.	РД 39-2-132-78 Куйбышев,
30	Трубы нефтяного сортамента под редакцией Сарояна.	Москва, Недра, 1976.
31	Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин под редакцией Булатова.	Москва, Недра, 1981
32	Трубы обсадные и муфты к ним.	ГОСТ 632-80 Москва,
33	Б.И. Мительман «Справочник по гидравлическим расчетам в бурении».	Москва, Недра, 1963
34	Инструкция по составлению гидравлической программы бурения скважин	РД 390147009-516- 86.
35	Методические указания по определению объемов отработанных буровых растворов и шлама при строительстве скважин.	РД 39-3 819-82 Краснодар, ВНИИнефть, 1983.
36	Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности	от 15 декабря 2020 года № КР ДСМ-
37	Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.	ГОСТ 13846-89. Москва, Госстандарт, 1989.
38	Требование по защите работающих при строительстве скважин в особых условиях	РД 39-2-1220-84
39	Единые правила безопасности при взрывных работах. (ЕПБВР)	Госгортехнадзор, 1994 г.
40	«Нефтяная и газовая промышленность оборудование для бурения и добычи. Оборудование устья скважины и фонтанное устьевое оборудование»	ГОСТ 51365-2009

РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ, ПРИЛОЖЕНИЯ

23002295



ЛИЦЕНЗИЯ

25.01.2023 года23002295

Выдана

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

060011, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау, улица Әйтеке Би, дом № 43А
БИН: 991240001478

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

на занятие

Лицензия на работы и услуги в сфере углеводородов

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

Особые условия

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

Примечание

Неотчуждаемая, класс 1

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

Министерство энергетики Республики Казахстан

(полное наименование лицензиара)

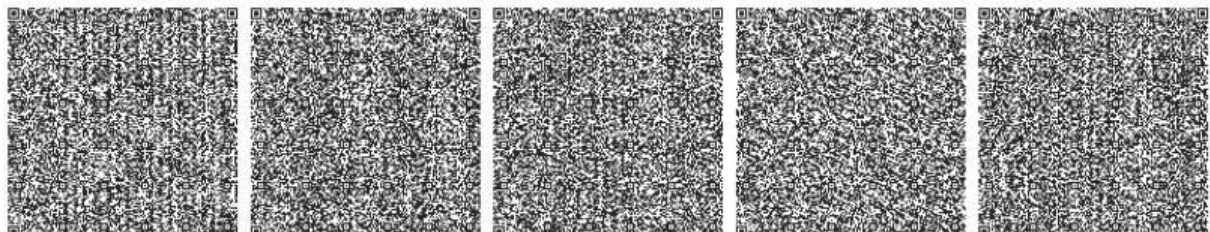
Руководитель
(уполномоченное лицо)

Арымбек Құдайберген Берікұлы

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

Дата первичной выдачи 07.08.2013Срок действия
лицензии

Место выдачи

г.Астана

23002295

Страница 1 из 2



ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 23002295

Дата выдачи лицензии 25.01.2023 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

- Повышение нефтеотдачи нефтяных пластов и увеличение производительности скважин при разведке и добыче углеводородов
- Составление технических проектных документов для месторождений углеводородов
- Составление базовых проектных документов для месторождений углеводородов и анализа разработки месторождений углеводородов

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

Лицензиат

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

060011, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау, улица Әйтеке Би, дом № 43А, БИН: 991240001478

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

Производственная база

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

(местонахождение)

Особые условия действия лицензии

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

Лицензиар

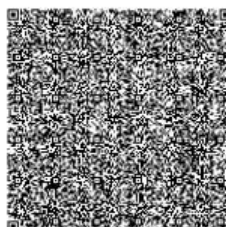
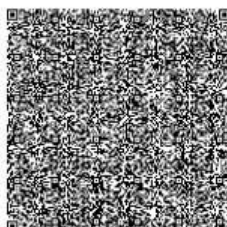
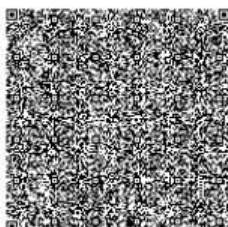
Министерство энергетики Республики Казахстан

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель (уполномоченное лицо)

Арымбек Құдайберген Берікұлы

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



Номер приложения	001
Срок действия	
Дата выдачи приложения	25.01.2023
Место выдачи	г. Астана

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



Лист Согласования

Договор на оказание работы, услуги: «Проект перевода наблюдательных скважин № 3,7, 10,12,34,35,101,111, 113"114,115,119,123 в фонд водозаборных для использования технических подземных вод мелового альб-сеноманского (К1ал-К2с) комплекса для нужд ППД в продуктивных горизонтах на месторождения Тенге с РООС».

Номер договора: Доп соглашение № 1 к Договору №118-06-2026 от 17.02.2026

Дата договора: от 23.02.2026

Наименование контрагента: «ТОО «Tenge Oil & Gas»

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

«Составление НИР: Разработка группового технического проекта расконсервации скважин для использования вод альб-сеноманского водоносного комплекса для закачки в пласт с целью поддержания пластового давления при разработке нефтегазового месторождения Тенге, с РООС»

№	Заказчик:	ТОО «TENGE Oil & Gas»
1.	Основание для составления отчета:	1. Кодекс РК «О недрах и недропользовании» (27 декабря 2017 года №125-VI ЗРК). 2. Водный Кодекс РК от 9 июля 2003 года № 481 3. Приказ и.о. Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 31 мая 2018 года №419. «Об утверждении форм отчетов по геологическому изучению недр». 4. Единые технические правила ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях Республики Казахстан. 5. Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана (от 22 мая 2018 года №200). 6. Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр (от 15 июня 2018 года № 239). 7. Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности (от 30 декабря 2014 года № 355). 8. Экологический кодекс РК от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК. 9. Акты консервации и ликвидации скважин пробуренных на XIII – XVII газовые горизонты.
2.	Исходные данные:	Месторождение «Тенге» расположено в Мангистауской области, Каракиянского района, было открыто в ноябре 1964г., когда в скважине 1 при испытании был получен фонтан газа с конденсатом. В результате разведочных работ была вскрыта юрская продуктивная толща, в разрезе которой выделено 13 продуктивных горизонтов (XIII-XXIV), из которых 6 чисто газоконденсатных (XIII-XVII и XVIII-XXIII) и 7 газоконденсатных с нефтяными оторочками. Недропользователем месторождения является ТОО «TENGE OIL GAS». В соответствии с Дополнением № 13 от 05.02.2016г. к Контракту № 30 от 05.09.1995г. Срок действия контракта продлен до 5 сентября 2036 года включительно. Действующим проектным документом, на основании которого ведется промышленная разработка месторождения, является «Дополнение к проекту разработки месторождения Тенге», (протокол ЦКРР РК № 46/8 от 14.12.2023г.). Согласно проектному документу на месторождении были выделены четыре основных объекта разработки и возвратные объекты, а также газовые горизонты: <u>Верхний этаж газовые горизонты:</u> • Горизонты XIII – XVII; Газовые горизонты эксплуатируются невысокими темпами, 6 газодобывающими

	скважинами, в виду высокой выработки запасов. Выработка запасов и КИГ газовых горизонтов находится на уровне 95%. <u>Нижний этаж:</u> • I объект – XVIII горизонт, пачка Б, В; • II объект – XXI горизонт; • III объект – XXII горизонт; • IV объект – XXIII горизонт; • Горизонты XVIII горизонт, пачка А, XIX и XX – возвратные объекты; В целом по месторождению Тенге с начала разработки по состоянию на 01.12.2025г. отобрано 1248,4 тыс.т нефти и 127,2,0 млн.м³ попутного нефтяного газа, текущий КИН составляет 0,019 д.ед. Отбор от НИЗ оценивается на уровне 7,2%. В рамках действующего проектного документа предусматривалось бурение 157 добывающих скважин, перевод 31 добывающей скважины под нагнетание воды, перевод 4 добывающих скважин между объектами. Фактически на месторождении бурение скважин за отчетный период выполнено согласно проектным решениям. За анализируемый период предусматривался перевод 12 скважин под нагнетание воды с общим объемом закачки на 2023-2025гг. 341,7 тыс.т воды. Фактически перевод скважин под ИПД и закачка воды за отчетный период не реализован, недропользователь проводит работы по подготовке месторождения и обустройства для проведения ИПД. Для реализации проектного ИПД, рассматривается вариант использования дополнительного источника – это воды альб-сеноманского комплекса на контрактной территории. Для реализации данного сценария будут использованы ранее пробуренные скважины на XIII – XVII горизонты, которые находятся в бездействующем фонде №№ 3; 7; 10; 12; 34; 35; 101; 110; 111; 113; 114; 115; 119; 123. Исходные данные: В 2007 г. «Пересчет запасов нефти, газа и конденсата» (протокол ГКЗ РК № 708-08-У от 05.06.2008 г.) 2008г. «Уточненная технологическая схема разработки нефтяных и нефтегазовых залежей месторождения Тенге (горизонтов XVIII-XXIII) по состоянию на 01.01.2008 г.» (протокол в ЦКР МЭиМР РК № 52 от 18.09.2008 г.). 2012 г. «Дополнение к уточненной технологической схеме разработки нефтяных и нефтегазовых залежей месторождения Тенге (горизонтов XVIII-XXIII) на 01.01.2012 г. (протокол ЦКР МЭиМР РК № 17-04-403-И от 07.03.13). 2016 г. «Дополнение к Уточненной технологической схеме разработки нефтяных и нефтегазовых залежей месторождения Тенге (горизонты XVIII-XXIII) по состоянию на 01.10.2015 г.», (протокол МИР РК № 27-5-1798-И от 16.09.2016 г.). 2017 г. «Перевод запасов нефти и растворенного газа из категории С2 в категорию С1 XXIA горизонта месторождения Тенге по состоянию на 01.09.2017 г.» (протокол № 1895-18-У от 25.01.2018 г.). 2019 г. «Отчет по переобработке и переинтерпретации данных сейсморазведки 3Д на месторождении Тенге (протокол №18/2019 от 31.01.2019 г.), 2019 г. «Анализ разработки нефтяных и нефтегазовых залежей (XVIII-XXIII горизонтов) месторождения Тенге по состоянию на 01.10.2019 г.» (протокол ЦКРР № 16/20 от 28-29.11.2019 г.). 2019 г. выполнен «Пересчет начальных геологических и извлекаемых запасов нефти и газа XVIII-XXIII горизонтов месторождения Тенге» (протокол ГКЗ № 2154-20-У от 07.02.2020 г.). 2020 г. «Проект разработки месторождения Тенге по состоянию на 01.06.2020г» (Протокол ЦКРР РК №10/5 от 21.01.2021г). 2021 г. «Перевод из категории С2 в категорию С1 и уточнение запасов нефти и растворенного газа XXII Б1 (запад) залежи месторождения Тенге по состоянию изученности на 01.06.2021» (Протокол ГКЗ РК № 2410-22-У от 08.02.2022г). 2022 г. «Пересчет начальных геологических и извлекаемых запасов нефти и газа XVIII горизонта месторождения Тенге (по состоянию изученности на 02.01.2022г)» (Протокол ГКЗ РК №2492-22-У от 13.12.2022г). 2023 г. «Дополнение к проекту разработки месторождения Тенге» по состоянию на 01.04.2023 г.(протокол ЦКРР РК № 46/8 от 14.12.2023г.). 2025г. «Проект поисково-разведочных работ и оценку эксплуатационных запасов технических подземных вод мелового альб-сеноманского комплекса для поддержания пластового давления в продуктивных горизонтах (XVIII-XXIII) месторождения Тенге»
--	---

3.	Объем работ:	Групповой технический проект расконсервации состоит из следующих разделов: ВВЕДЕНИЕ ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА Общие сведения о месторождении ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ Литолого-стратиграфическая характеристика Тектоника Газоносность РАСКОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИН №№3; 7; 10; 12; 34; 35; 101; 110; 111; 113; 114; 115; 119; 123 работавших на XIII – XVII газовые горизонты Общая пояснительная записка Обоснование расконсервации скважин Технические и технологические решения при проведении работ по расконсервации Подготовительные работы при расконсервации скважины Станок по КРС Выбор типа и параметров технологической жидкости Оборудование устья скважины при расконсервации Глушение скважины Монтаж станка и необходимого оборудования по КРС ГИС контроль по определению технического состояния скважин Выбор типа и параметров цементного раствора для РИР и установкам отечающих мостов. Прострелочно-взрывные работы Исследовательские работы. Промыслово-геофизические исследования, Опробование и испытание объектов Требования к методам вскрытия продуктивных пластов ВЫПОЛНЕНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОХРАНЕ НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ Климатическая характеристика Современное состояние атмосферного воздуха Поверхностные и подземные воды Охрана недр Мероприятия по охране недр Растительный мир и животный мир Мероприятия по защите растительного и животного мира Рекомендации, по сохранению и улучшению состояния растительности Оценка воздействия на окружающую среду отходов производства и потребления Радиационная обстановка Аварийные ситуации ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ, ТЕХНИКА, БЕЗОПАСНОСТИ. ОХРАНА ТРУДА Общие требования Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда Взрыво-пожаробезопасность Требования к безопасному ведению работ Анализ опасности и оценка степени риска при расконсервации скважин Мероприятия по радиационной безопасности персонала и населения ПЛАН РАБОТ ПО РАСКОНСЕРВАЦИИ СКВАЖИН скважин № 3; 7; 10; 12; 34; 35; 101; 110; 111; 113; 114; 115; 119; 123. - акт консервации скважины - план расконсервации скважины - конструкция скважины - газоность - освоение скважины - промысловогеофизические исследования - фактическая конструкция скважины для водоотдачи альбсеноманских отложений. ЗАКЛЮЧЕНИЕ Выполнение проекта РООС
4.	Графическая часть отчета должна быть представлена следующими материалами:	— Структурные карты с расположением скважин — Геологические профили по основным направлениям;

		– Типовой сводный разрез скважин. Наличие Лицензии на проектирование (технологическое) и (или) эксплуатацию горных производств (углеводороды), нефтехимических производств, эксплуатацию магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов в сфере углеводородов; Наличие государственной лицензии на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды; какая лицензия у гидрогеологов Наличие у Подрядчика услуг не менее 7 специалистов в области: • Гидрогеолог • Геолог • Петрофизик • Разработчик • Специалист буровик • Специалист-эколог • Специалист-технолог (приложить копии дипломов, о наличии у работников Подрядчика дипломов, сертификатов, свидетельств, удостоверений, подтверждающих профессиональную квалификацию, а также одного из документов, подтверждающих трудовую деятельность согласно статье 35 Трудового Кодекса Республики Казахстан).
5.	Общие требования к поставщику:	
6.	Требования к материально-техническому оснащению:	Наличие специализированных программных продуктов: Petrel, Petrel Ocean, IP, t-Navigator либо аналогичные программные продукты. Наличие программных продуктов подтвердить электронной копией договора, при этом техническое сопровождение должно быть с действующим обновлением на срок оказания услуг; Иметь навыки в разработке плагинов в среде «Petrel Ocean». Наличие плагинов подтверждается свидетельствами о государственной регистрации программ для ЭВМ.
7.	Требования к научно-исследовательской работе:	Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр от 15 июня 2018 года № 239. Кодекс РК «О недрах и недропользовании» 27 декабря 2017 года № 125-VI ЗРК. (с изменениями и дополнениями на 01.07.2021 г.). Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана от 22 мая 2018 года № 200. Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК. Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности от 30 декабря 2014 года № 355. Инструкция по организации и проведению экологической оценки от 30 июля 2021 года № 280. Водный кодекс Республики Казахстан от 9 июля 2003 года № 481. Вода питьевая. Гигиенические требования и контроль за качеством ГОСТ 2874-82 Классификатор отходов от 6 августа 2021 года № 314. Методика расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин. Приказ и.о. Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 03 мая 2012 года № 129-в. Методика расчета лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов от 22 июня 2021 года № 206. Гигиенические нормативы к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-70. Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2 РД-08-41-94. Инструкция по ТБ при исследованиях скважин и испытании пластов. г. Алматы, МНП РК, 1994г. РД-08-22-94. Сборник типовых инструкций по безопасному ведению работ для рабочих буровых бригад. г. Алматы, МНП РК, 1995г. РД-08-43-94. Отраслевая инструкция по безопасности труда при приготовлении бурового раствора. г. Алматы, МНП РК, 1994г. Отраслевая инструкция по безопасности труда при спуске в скважину колонны обсадных труб РД 08-46-94г. Алматы, МНП РК, 1994г. Отраслевая инструкция по безопасности труда при проводке скважин роторным и турбинным способом РД 08-44-94г. Алматы, МНП РК, 1994г. Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации грузоподъемных механизмов от 30 декабря 2014 года № 359.

		Правил обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под давлением от 30 декабря 2014 года № 358. Правил пожарной безопасности от 21 февраля 2022 года № 55. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. Москва, 1997г. Инструкция по испытанию скважин на герметичность. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1977. Инструкция по эксплуатации насосно – компрессорных труб. РЛ 39-0147014-217-86. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1987. Инструкция по эксплуатации буровых труб. РД 39-013-90, Куйбышев, ВНИИТнефть, 1990. Инструкция по подготовке обсадных труб к спуску скважину. РД 39-2-132-78 Куйбышев, ВНИИТнефть, 1980. Трубы нефтяного сортамента под редакцией Сарояна. Москва, Недра, 1976. Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин под редакцией Булатова. Москва, Недра, 1981. Б.И. Мительман «Справочник по гидравлическим расчетам в бурении». Москва, Недра, 1963. Методические указания по определению объемов отработанных буровых растворов и шлама при строительстве скважин. РД 39-3 819-82 Краснодар, ВНИИКРнефть, 1983. Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности от 15 декабря 2020 года № КР ДСМ-275/2020. Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции. ГОСТ 13846-89. Москва, Госстандарт, 1989. Требование по защите работающих при строительстве скважин в особых условиях. РД 39-2-1220-84. Единые правила безопасности при взрывных работах. (ЕПБВР). Госгортехнадзор, 1994 г.
8.	Согласование и утверждение документа:	• Подрядчик согласовывает «Групповой технический проект расконсервации скважин №3; 7; 10; 12; 34; 35; 101; 110; 111; 113; 114; 115; 119; 123 для поисково-оценочных работ на альб-сеноманский водоносный комплекс» с Заказчиком с получением протокола. • Согласование «Группового технического проекта ...» с контролирующими органами департамент экологии, департамент промышленной безопасности (промбез). • Защита в Запказнедра «Группового технического проекта расконсервации скважин месторождения Тенге» для разработки вод альб-сеноманского водоносного комплекса с получением протокола.
9.	Количество экземпляров отчета:	Передача Заказчику двух экземпляров отчета со всеми графическими приложениями на бумажных носителях в жестком переплете и в электронной версии. К отчету приложить протоколы рассмотрения отчета на НТС подрядчика, ТОО «TENGE Oil & Gas».
10.	Сроки исполнения:	120 календарных дней со дня заключения договора.

ЗАКАЗЧИК/ ТАПСЫРЫС БЕРУШІ:
Первый заместитель Генерального директора
ТОО «TENGE Oil & Gas»/ «TENGE Oil & Gas»
ЖШС Бас директордың бірінші орынбасары


Тань Кэцзянь
м.п./м.о.

ПОДРЯДЧИК/ МЕРДІГЕР:
Директор ТОО «Казахский научно-исследовательский
геологоразведочный нефтяной институт»/ «Қазақтың мұнай
геологиялық барлау ғылымизерттеу институты» ЖШС
Директоры


Р.А. Юсубалиев
м.п./м.о.

Протокол №1/2026
совместного научно-технического совещания
ТОО «КазНИГРИ» и ТОО «TENGE Oil & Gas»

20.05.2026г.

г. Атырау
Присутствовали:

От ТОО «TENGE Oil & Gas»

Габитов Р.И. – Заместитель генерального директора по геологии и разработке. Председатель ГТС.

Саймагамбетова А.А. – Старший геолог.

Кабдуллин Б.Ж. – Инженер по бурению и КРС, секретарь ГТС.

От ТОО «КазНИГРИ»

Туленбаева Б.Р., - Зам.директора по проектно-функциональному обеспечению;

Исламов Х.М., - Руководитель отдела ПБиВР, доктор PhD. отв. исполнитель;

Толегенова К.Т., - Инженер отдела ПБиВР, отв. исполнитель.

ПОВЕСТКА ДНЯ:

Рассмотрение договорной работы «Проект перевода наблюдательных скважин №№ 3, 7, 10, 12, 34, 35, 101, 110, 111, 113, 114, 115, 119, 123 в фонд водозаборных для использования технических подземных вод альб-сеноманского комплекса для нужд ППД в продуктивных горизонтах месторождения Тенге» Договор (№ 118-06-2026 от 17.02.2026г.)

Слушали:

По повестке дня выступил Ответственный исполнитель НИР, Инженер отдела ПБиВР ТОО «КазНИГРИ» Толегенова К.Т. о результатах выполнения НИР.

Рассматриваемый «Проект перевода наблюдательных скважин №№ 3, 7, 10, 12, 34, 35, 101, 110, 111, 113, 114, 115, 119, 123 в фонд водозаборных для использования технических подземных вод альб-сеноманского комплекса для нужд ППД в продуктивных горизонтах месторождения Тенге» Договор (№ 118-06-2026 от 17.02.2026г.) разработан в соответствии с «Инструкцией о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ». Выполнен по форме и содержанию «Макета рабочего (технического) проекта на строительство скважин на нефть и газ» (РД 39-0148052-537-87).

Приведены все расчеты, с использованием программного обеспечения «Проектирование бурения» компании «Бурсофтпроект», с учетом отечественного и мирового опыта строительства скважин. Приведены мероприятия по охране труда, технике безопасности, охране окружающей среды и недр.

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

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

Предложенный проект перевода наблюдательных скважин №№ 3, 7, 10, 12, 34, 35, 101, 110, 111, 113, 114, 115, 119, 123 в фонд водозаборных для использования технических подземных вод альб-сеноманского комплекса для нужд ППД в продуктивных горизонтах месторождения Тенге соответствует требованиям нормативных документов и действующим правилам Республики Казахстан.

После обсуждения и обмена мнениями совместное ГТС ПОСТАНОВИЛО:

1. Принять «Проект перевода наблюдательных скважин №№ 3, 7, 10, 12, 34, 35, 101, 110, 111, 113, 114, 115, 119, 123 в фонд водозаборных для использования технических подземных вод альб-сеноманского комплекса для нужд ППД в продуктивных горизонтах месторождения Тенге» Договор (№ 118-06-2026 от 17.02.2026г.)
2. Направить проект на дальнейшее рассмотрение в государственные контролирующие органы.

От ТОО «TENGE Oil & Gas»:

Габитов Р.И.

Саймагамбетова А.А.

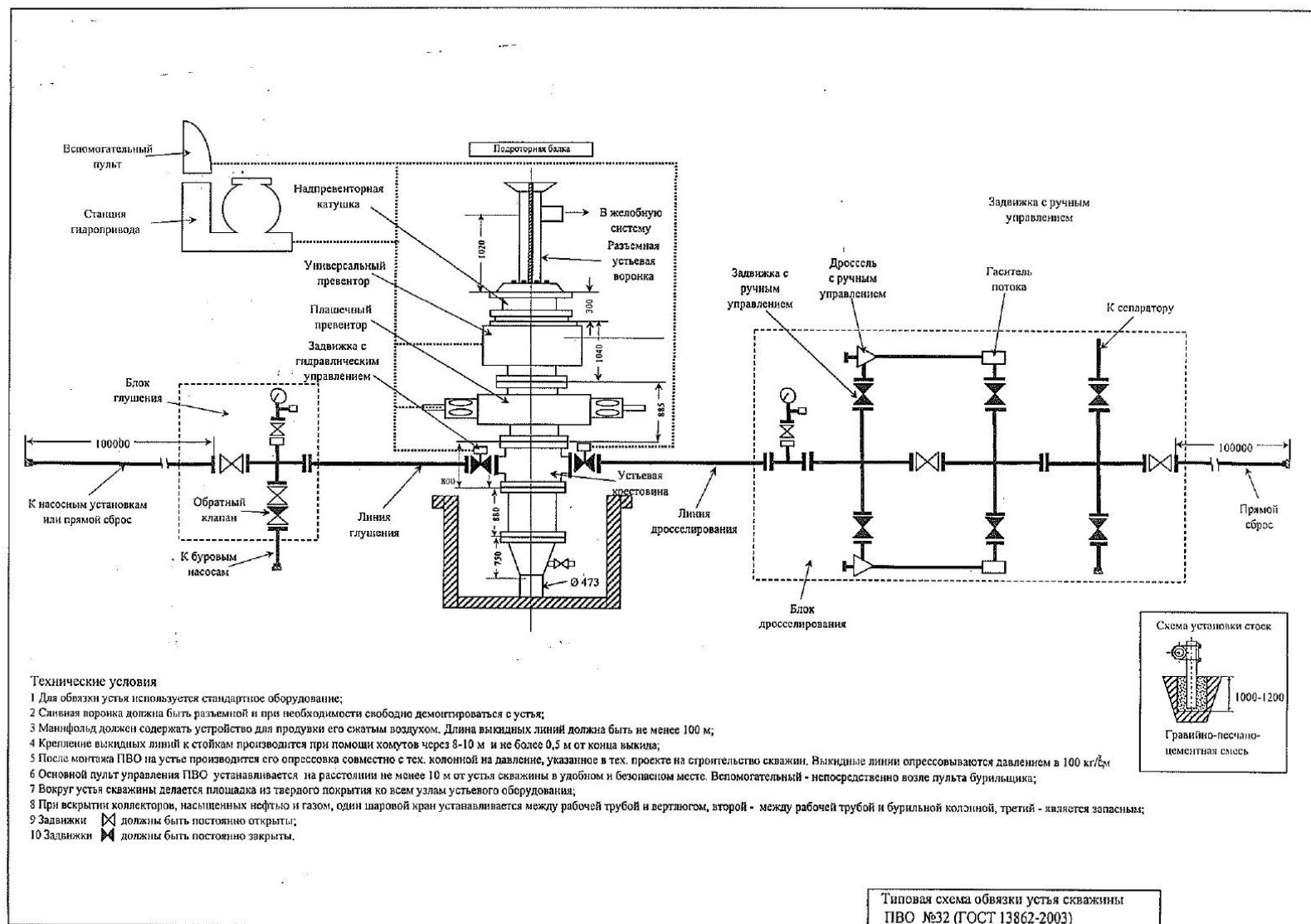
Кабдуллин Б.Ж.

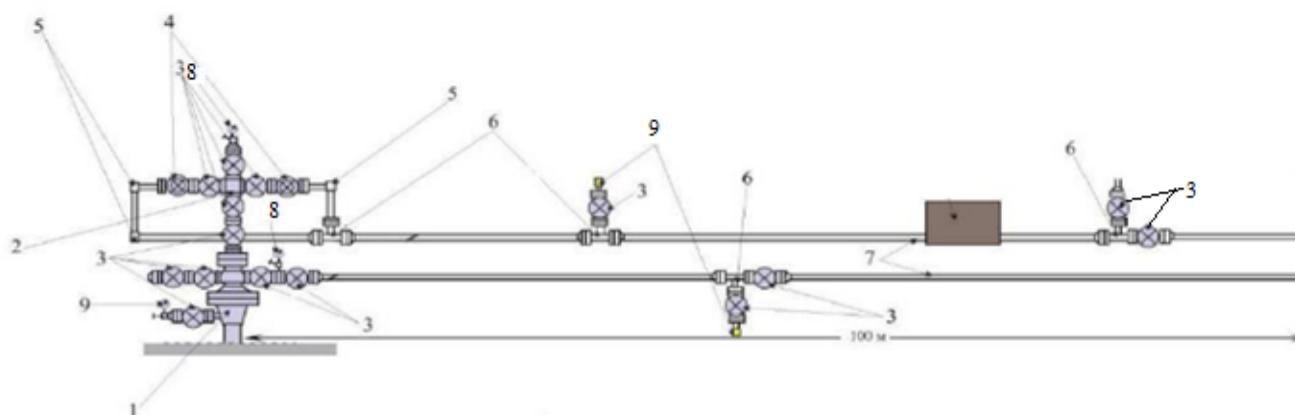
От ТОО «КазНИГРИ»Заместитель директора по
проектно-функциональному обеспечениюРуководитель отдела проектирования
бурения и внутрискважинных работИнженер отдела проектирования
бурения и внутрискважинных работ

Туленбаева Б.Р.

Исламов Х.М.

Толегенова К.Т.

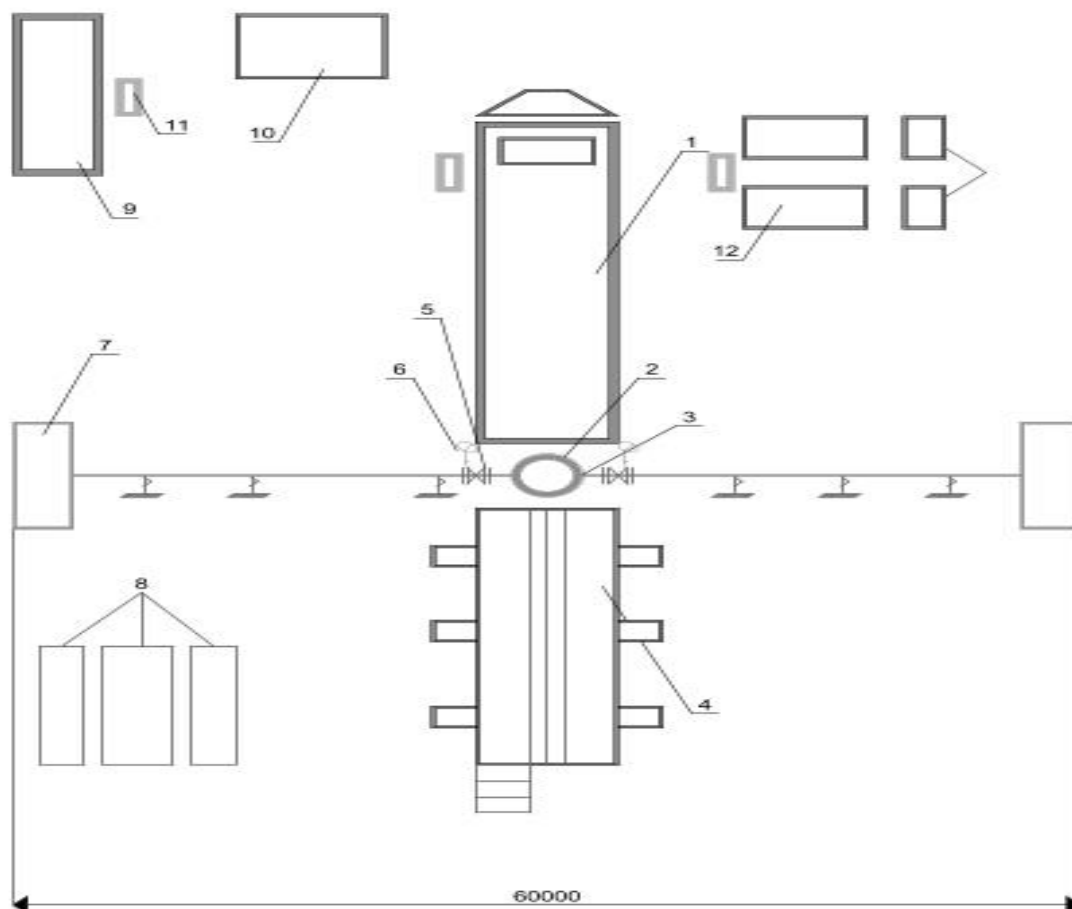




1. Колонная головка
2. Крестовина
3. Задвижка
4. Дороссель
5. Кованный угольник
6. Тройник
7. Выкидная линия
8. Манометр
9. БС

[illegible]

Схема расположения бурового оборудования подъемная агрегат УПА 60/80



1. Буровой агрегат УПА -60/80
2. Устья скважины
3. ПУГ 350х21, ППГх350х21
4. Приемный мост
5. Задвижка ВД
6. Манометры ВД
7. Емкость экологический
8. Мерник (1,2,3)
9. Емкость ГСМ
10. Компрессорная
11. Противопожарные щиты (огнетушитель, У,К-5кг-6шт, Лом-3шт, лопата 6 шт, багор 6шт ведро конусные 6шт, ящик для песка 3шт),
12. – Насос /дизель №1, №2

