




«» С.Бокенов
2022г.

Пангереева Ш.С.
2022г.



ТОМ 1. ТЕКСТ ОТЧЕТА

О. Сарбопеев

d. bay

А. Сарбаев

г. Актау - 2022г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель службы
проектирования бурения
и ремонта скважин

Кабаков Ж. Е.
Том I (раздел I п. 1-3; 5-19;
раздел II; ГТН)

Ведущий инженер службы
проектирования бурения
и ремонта скважин

Муфтахов Х.У.
Том I (раздел I п. 10, 17)

Эксперт по растворам для бурения,
заканчивания и ремонта скважин

Булда Ю.А.
Том I (раздел I п. 7)

Руководитель службы
геологии и геологоразведки

Юргенс Е.Г.

Ведущий инженер службы
геологии и геологоразведки

Аспентаев С.Б.
Том I (раздел I п. 4)

Руководитель службы
Экологического проектирования

Хаманова. Э.М.
Том II

Инженер службы
информационного обеспечения

Еремян А.



СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ.....	2
СОДЕРЖАНИЕ	3
СПИСОК ТАБЛИЦ	4
СПИСОК РИСУНКОВ	6
РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ.....	7
РЕФЕРАТ	8
РАЗДЕЛ I. ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА	9
1 СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ	10
2 ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ.....	14
3 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ	15
4 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА	17
4.1 ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА	50
4.2 НЕФТЕГАЗОВОДОНОСНОСТЬ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ	55
4.3 ВОЗМОЖНЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ	58
5 КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ	69
6 ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ	75
7 ВЫБОР ТИПА ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ ДЛЯ БУРЕНИЯ	76
7.1 БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ	76
7.1.1 Основными проблемами при бурении скважин являются:	76
7.1.2 Обоснование плотности бурового раствора	76
7.1.3 Контроль качества и подготовка бурового раствора	79
7.1.4 Выбор типа бурового раствора.....	81
7.2 ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ПЕРФОРАЦИЕЙ (ЖИДКОСТИ ДЛЯ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН ПЕРФОРАЦИЕЙ)	82
8 УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ	94
9 КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ	94
9.1 ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ ОБСАДНЫХ КОЛОНН	110
9.2 ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ	109
10 ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИНЫ	110
10.1 ИСПЫТАНИЕ ПЛАСТОВ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ.....	118
10.2 ИСПЫТАНИЕ ГОРИЗОНТОВ НА ПРОДУКТИВНОСТЬ В ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЕ.....	119
11 ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА	123
12 СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ.....	124
13 ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ.....	155
14 МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ	156
15 ПРОМЫШЛЕННАЯ И ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ, ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА ТРУДА, САНИТАРНО-ГИГИЕНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН	161
16 ПРОТИВОФОНТАННАЯ И ГАЗОВАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ	200
17 ПРОГНОЗ ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ. ИНСТРУКЦИИ ПО ДЕЙСТВИЮ ПЕРСОНАЛА.....	216
17.1 Ликвидация и консервация скважин	226
17.2 Надежность	229
17.3 ОХРАНА НЕДР	233
18 ОЦЕНКА СТЕПЕНИ РИСКА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИНЫ	242
18.1 ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТЕПЕНИ РИСКА СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ.....	248
19 СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ПРИ ПРИНЯТИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ И СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН.....	251
РАЗДЕЛ II. ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА	253
1 СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ	254
2 СВЕДЕНИЯ ОБ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИИ.....	256
3 СХЕМА ТРАНСПОРТИРОВКИ ГРУЗОВ И ВАХТ.....	263
4 ПОТРЕБНОСТЬ В МАТЕРИАЛАХ, ОБОРУДОВАНИИ И ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВАХ.....	264
ПАСПОРТ	265
ПРИЛОЖЕНИЯ	268



СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.1 – Основные проектные данные	10
Таблица 1.2 – Общие сведения о конструкции скважины	12
Таблица 1.3 – Дополнительные сведения для составления сметы	12
Таблица 1.4 – Дополнительные сведения по утилизации отходов бурения	12
Таблица 1.5 – Сведения об условиях эксплуатации скважин	13
Таблица 1.6 – Номера скважин, подлежащих ликвидации или консервации	13
Таблица 2.1 – Список документов, которые являются основанием для проектирования	14
Таблица 3.1 – Сведения о районе буровых работ	15
Таблица 3.2 – Сведения о площадке строительства буровой	15
Таблица 3.3 – Размеры отводимых во временное пользование земельных участков	15
Таблица 3.4 – Источник и характеристики водо- и энергоснабжения, связи и местных стройматериалов	16
Таблица 3.5 – Сведения о подъездных путях	16
Таблица 3.6 – Сведения о магистральных дорогах и водных транспортных путях	16
Таблица 4.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернзности пластов	50
Таблица 4.2 – Литологическая характеристика разреза скважины	51
Таблица 4.3 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважин	53
Таблица 4.4 – Геокриологическая характеристика разреза скважины	54
Таблица 4.5 – Нефтеносность	55
Таблица 4.6 – Газоносность	55
Таблица 4.7 – Водоносность	56
Таблица 4.8 – Давление и температура по разрезу скважины	57
Таблица 4.9 – Поглощение бурового раствора	58
Таблица 4.10 – Осыпи и обвалы стенок скважин	58
Таблица 4.11 – Нефтегазоводопроявление	59
Таблица 4.12 – Прихватоопасные зоны	60
Таблица 4.13 – Текучие породы	60
Таблица 4.14 – Прочие возможные осложнения	60
Таблица 4.15 – Отбор керна, шлама и грунтов	61
Таблица 4.16 – Геофизические исследования	61
Таблица 4.17 – Данные по испытанию (опробованию) пластов в процессе бурения	62
Таблица 4.18 – Прочие виды исследования	62
Таблица 4.19 – Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины) в эксплуатационной колонне	63
Таблица 4.20 – Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (освоении)	64
Таблица 4.21 – Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости пласта в скважине	64
Таблица 4.22 – Дополнительные работы при испытании (освоении)	65
Таблица 4.23 – Данные по эксплуатационным объектам	65
Таблица 4.24 – Дополнительные данные для определения продолжительности испытания (освоения) скважины	66
Таблица 4.25 – Данные по нагнетательной скважине	66
Таблица 4.26 – Сведения об осложнениях по пробуренным скважинам-аналогам	67
Таблица 5.1 – Характеристика и устройство шахтового направления	71
Таблица 5.2 – Глубина спуска и характеристика обсадных колонн	71
Таблица 5.3 – Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн	72
Таблица 5.4 – Техничко-технологические мероприятия, предусмотренные при строительстве скважин	73
Таблица 5.5 – Максимально-допустимые гидравлические давления в открытом стволе скважины при выполнении технологических операций	74
Таблица 7.1 – Типы и параметры буровых растворов	83
Таблица 7.2 – Компонентный состав бурового раствора и характеристика компонентов	84
Таблица 7.3 – Потребность бурового раствора и компонентов для его приготовления, обработки и утяжеления	87
Таблица 7.4 – Потребность воды или компонентов для обработки бурового раствора при разбуривании цементных стаканов	90
Таблица 7.5 – Потребность компонентов для обработки бурового раствора при спуске обсадных колонн	90
Таблица 7.6 – Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину	91
Таблица 7.7 – Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов	92
Таблица 8.1 – Способы, режимы бурения, расширки (проработки) ствола скважины и применяемые КНБК	94



Таблица 8.2 – Компоновка низа бурильных колонн (КНБК)	95
Таблица 8.3 – Потребное количество элементов КНБК	97
Таблица 8.4 – Суммарное количество и масса элементов КНБК	98
Таблица 8.5 – Рекомендуемые бурильные трубы	98
Таблица 8.6 – Конструкция бурильных колонн	99
Таблица 8.7 – Характеристика и масса бурильных труб	99
Таблица 8.8 – Оснастка талевого системы	100
Таблица 8.9 – Режим работы буровых насосов	100
Таблица 8.10 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой	100
Таблица 8.11 – Гидравлические показатели промывки	101
Таблица 9.1 – Способы расчёта наружных давлений и опрессовки обсадных колонн	105
Таблица 9.2 – Распределение давлений по длине колонны	105
Таблица 9.3 – Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб	105
Таблица 9.4 – Параметры обсадных труб	106
Таблица 9.5 – Суммарная масса обсадных труб	106
Таблица 9.6 – Технологическая оснастка обсадных колонн	107
Таблица 9.7 – Режим спуска обсадных труб	108
Таблица 9.8 – Опрессовка обсадных труб и натяжение эксплуатационной колонны	108
Таблица 9.17 – Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО)	109
Таблица 9.9 – Общие сведения о цементировании обсадных колонн	110
Таблица 9.10 – Характеристика жидкостей для цементирования	111
Таблица 9.11 – Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов	112
Таблица 9.12 – Технологические операции при цементировании и режим работы цементировочных агрегатов (буровых насосов)	114
Таблица 9.13 – Схема обвязки и потребность в цементировочных агрегатах	115
Таблица 9.14 – Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах	115
Таблица 9.15 – Потребное для цементирования обсадных колонн количество цементировочной техники	116
Таблица 9.16 – Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов	117
Таблица 10.1 – Продолжительность работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах	118
Таблица 10.2 – Характеристика КИИ и технологические режимы работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах	118
Таблица 10.3 – Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле	119
Таблица 10.4 – Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ)	119
Таблица 10.5 – Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов	120
Таблица 10.6 – Потребное количество цементировочной техники для установки цементных мостов	120
Таблица 10.7 – Потребное количество материалов для установки цементных мостов	120
Таблица 10.8 – Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне	121
Таблица 10.9 – Продолжительность работы агрегатов при испытании (освоении) скважины в эксплуатационной колонне	121
Таблица 10.10 – Потребное количество материалов для испытания (освоения) скважины в эксплуатационной колонне	122
Таблица 10.11 – Отработка газовых (газоконденсатных) объектов на факел	122
Таблица 11.1 – Виды операций контроля и объёмы работ по дефектоскопии бурильного инструмента	123
Таблица 11.2 – Опрессовка оборудования и используемая техника	123
Таблица 12.1 – Подготовительные работы к строительству скважины	125
Таблица 12.2 – Перечень топографо-геодезических работ	127
Таблица 12.3 – Варианты строительных и монтажных работ	127
Таблица 12.4 – Объёмы работ по монтажу бурового и силового оборудования «ZJ-20»	128
Таблица 12.5 – Спецификация оборудования бурового станка «TXJ-100»	134
Таблица 13.1 – Продолжительность строительства скважины	155
Таблица 13.2 – Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин	155
Таблица 14.1 – Основные требования и мероприятия по технике безопасности и противопожарной технике	156
Таблица 14.2 – Средства механизации и автоматизации	159
Таблица 14.3 – Средства контроля	160
Таблица 15.1 – Мероприятия и проектные решения по промышленной безопасности	161
Таблица 15.2 – Требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда	166
Таблица 15.3 – Средства индивидуальной защиты, спецодежда	168
Таблица 15.4 – Средства индивидуальной защиты, спецодежда	180
Таблица 15.5 – Оборудование для безопасности и средства индивидуальной защиты	181
Таблица 15.6 – Классификация помещений и открытого пространства по классу взрывобезопасности	183



СПИСОК ТАБЛИЦ И РИСУНКОВ

Таблица 15.7 – Нормы освещённости.....	184
Таблица 15.8 – Средства контроля воздушной среды.....	187
Таблица 15.9 – Мероприятия по технике безопасности	188
Таблица 15.10 – Санитарно-бытовые помещения	191
Таблица 15.11 – Минимальный расход наружного воздуха.....	192
Таблица 15.12 – Первичные средства пожаротушения.....	194
Таблица 17.1 – Прогноз возможных аварийных ситуаций. Мероприятия по их предотвращению и ликвидации Инструкции по действию персонала	216
Таблица 17.2 – Надежность	229
Таблица 18.1 – Матрица – вероятность – тяжесть последствий.....	244
Таблица 18.2 – Вероятность возникновения аварийных ситуаций	244
Таблица 19.1 – Список используемой литературы.....	251
Таблица 1.1 – Водоснабжение.....	254
Таблица 1.2 – Водопотребление.....	255
Таблица 2.1- Электроснабжение	256
Таблица 2.2- Потребность в ГСМ	257
Таблица 3.1 – Маршруты транспортировки грузов и вахт	263
Таблица 4.1 – Ведомость потребности в материалах и оборудовании.....	264
Таблица 4.2 – Ведомость потребности в строительных машинах и спец. агрегатах	264
Таблица 4.3 – Ведомость потребности в транспортных средствах для доставки грузов.....	264
Таблица 4.4 – Ведомость потребности в транспортных средствах для доставки вахт	264
Таблица 0.1 – Показатели для оценки ПДС строительства	266
Таблица 0.2 – Сравнительные технико-экономические показатели.....	266

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 4.1– Обзорная карта района работ	18
Рисунок 4.2 - Тектоническая схема Мангышлака	20
Рисунок 4.3 -4.31- Карта текущего состояния разработки.	22
Рисунок 5.1 – Совмещенный график давлений	70
Рисунок 9.1 – График распределения избыточных наружных и внутренних давлений под кондуктор Ø 244,5 мм.....	104
Рисунок 9.2– График распределения избыточных наружных и внутренних давлений под эксплуатационную Ø 168,3мм колонну	104
Рисунок 18.1 – Дерево отказов событий	250



РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Приложение 1. Задание на составление технического проекта

Приложение 2. Геолого-технический наряд

Приложение 3. Схемы расположения бурового оборудования станка ТХЖ-100, ЗЖ-20, КВ-200, МБУ-125, ИРИ-5000, ИРИ-700

Приложение 4. Схема обвязки устья ПВО



РЕФЕРАТ

Групповой технический проект с ОВОС на строительство эксплуатационных добывающих скважин вне газового контура проектной глубиной 1400м на месторождении Узень, разработан в соответствии с «Инструкцией о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ» (ВСН 39-86). Выполнен по форме и содержанию «Макета рабочего (технического) проекта на строительство скважин на нефть и газ».

Текст содержит 285 страницы, 35 рисунков, 134 таблицы, 66 источников, 4 приложения.

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

Объектом разработки является строительство эксплуатационных добывающих скважин вне газового контура проектной глубиной 1400м на месторождении Узень.

Цель работы – расчет конструкции скважины, выбор компоновок низа бурильной колонны, параметров режима бурения, типа и параметров бурового раствора, параметров цементирования скважины, расчет гидравлических потерь в циркуляционной системе буровой установки, освоения скважины, расчет продолжительности проводки скважины, экология.

Данный проект является основным документом на строительство эксплуатационных добывающих скважин вне газового контура проектной глубиной 1400м на месторождении Узень.



РАЗДЕЛ I. ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА



1 СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

Таблица 1.1 – Основные проектные данные

№ п/п	Наименование	Значение
1	2	3
1	Номер района строительства скважины (или морской район).	
2	Номера скважин, строящихся по данному проекту.	Группа скважин
3	Площадь (месторождение).	Узень, вне газовый контур
4	Расположение (суша, море).	Суша
5	Глубина моря на точке бурения, м. (альтитуда)	-
6	Цель бурения и назначение скважины.	Добыча углеводородного сырья
7	Проектный горизонт.	Средняя Юра
8	Проектная глубина, м: по вертикали по стволу	1400 -
9	Число объектов испытания: в колонне в открытом стволе.	5 -
10	Вид скважины (вертикальная, наклонно-направленная, кустовая).	Вертикальные
11	Тип профиля.	Скважины вертикальные
12	Азимут бурения, град.	-
13	Максимальный зенитный угол, град.	-
14	Максимальная интенсивность изменения зенитного угла, град/30 м.	-
15	Глубина по вертикали кровли продуктивного (базисного) пласта, м.	1132
16	Отклонение от вертикали точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта, м.	-
17	Допустимое отклонение заданной точки входа в кровле продуктивного (базисного) пласта от проектного положения (радиус круга допуска), м.	25
18	Металлоёмкость конструкции, кг/м.	45,7
19	Способ бурения.	Роторный, турбинный
20	Вид привода.	Дизель-электрический
21	Вид монтажа (первичный, повторный).	Повторный
22	Тип буровой установки.	ZJ-20, TXJ-100, KB-200, МБУ-125, IRI-5000, HRI-700 или аналог по грузоподъемности
23	Тип вышки.	Мачтовая, телескопическая
24	Максимальная масса колонны, т: обсадной бурильной	51,2 51,23
25	Тип установки для испытания.	УПА-60 или аналогичные буровые станки по грузоподъемности
26	Продолжительность цикла строительства скважины, сут в том числе: строительно-монтажные работы подготовительные работы к бурению бурение и крепление испытание, всего в том числе: в открытом стволе в эксплуатационной колонне	41,0 3,0 2,0 23,0 13,0 - 13,0
27	Проектная скорость бурения, м/ст. мес.	1826



Номера скважин строящихся по данному проекту

№ п/п	Номер скв.	Проектный горизонт	№ п/п	Номер скв.	Проектный горизонт
2022 год					
1	7836	13	5	7833	14
2	7812	13	6	7835	15
3	7816	13	7	7834	15
4	7830	13			
2023 год					
1	7840	13	51	8088	16
2	7842	13	52	8091	13
3	7845	13	53	8097	14
4	7854	13	54	8098	14
5	7855	13	55	8099	14
6	7857	16	56	8100	14
7	7858	14	57	8101	14
8	7859	13	58	8103	14
9	7861	13	59	8105	14
10	7862	13	60	8106	13
11	7865	13	61	8107	13
12	7866	13	62	8108	13
13	7867	14	63	8109	13
14	7871	13	64	8110	13
15	7874	13	65	8111	13
16	7875	13	66	8112	14
17	7879	13	67	8113	15
18	7881	14	68	8115	15
19	7882	16	69	8116	15
20	7883	16	70	8117	15
21	7884	16	71	8118	15
22	7886	15	72	8119	13
23	7887	15	73	8120	16
24	7888	14	74	8121	13
25	7892	14	75	8122	13
26	7897	13	76	8123	13
27	7899	13	77	8124	13
28	7903	13	78	8125	13
29	7913	13	79	8126	13
30	7915	13	80	8127	16
31	7916	13	81	8128	13
32	7918	14	82	8129	13
33	7925	15	83	8130	13
34	7930	15	84	8131	13
35	7937	13	85	8132	13
36	7939	16	86	8133	13
37	7947	14	87	8134	13
38	7954	14	88	8135	14
39	7958	13	89	8136	14
40	7962	13	90	8137	15
41	7964	13	91	8138	16
42	7967	13	92	8139	17
43	7968	13	93	8140	16
44	7972	13	94	8141	14
45	7974	14	95	8142	13
46	7982	14	96	8143	14
47	7993	13	97	8144	13
48	8076	14	98	8145	14
49	8086	14	99	8146	13
50	8087	15	100	8147	15



Таблица 1.2 – Общие сведения о конструкции скважины

Название колонн	Диаметр, мм	Интервал спуска, м			
		по вертикали		по стволу	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Направление	324	0	30	-	-
Кондуктор	244,5	0	220	-	-
Эксплуатационная колонна	168,3	0	1400	-	-

Таблица 1.3 – Дополнительные сведения для составления сметы

Мощность труборемонтных баз или площадок, тыс. м бурильных труб	Наличие тампонажной конторы или цеха (ДА, НЕТ)	Среднегодовое количество буровых станков		Время пребывания турбобура (электробура) на забое, %	Время механического бурения на воде, %	Дежурство работы бульдозера, трактора на буровой, ч/сут	Форма оплаты труда буровой бригады: сдельная повременная	Категория УБР (УРБ)	Коэффициент оборачиваемости бурильных труб, %
		в бурении и испытании	в том числе в турбинном бурении						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
15	Да	3	2	25	Нет	По заявке	Договорная	1	-

Таблица 1.4 – Дополнительные сведения по утилизации отходов бурения

Содержание полевой лаборатории по контролю промывочной жидкости в интервале, м				Дополнительные рабочие для приготовления утяжелителей и обработки бурового раствора				Дополнительные рабочие		Объём повторно используемого раствора, м³	Отходы бурения (отработанный раствор, шлам, сточные воды, нефтепродукты, другие отходы)	Объём отходов, м³				
								количество				Число смен работы в сутки (одна, две, кругл.)	всего	в том числе подлежит		
								слесарей	электро-монтёров					вывозу	захоронению	сбросу
при бурении	при испытании	интервал глубины, м		количество	число смен работы											
от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)			от (верх)	до (низ)									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
У подрядчика по буровым растворам				Исходя из ожидаемых пластовых давлений и обеспечения устойчивости ствола скважины. (У подрядчика по буровым растворам)				1	1	2		Шлам	107,620	107,620		
												Сточные воды	139,042	139,042		
												Потери раствора со шламом	300,331	300,331		

Таблица 1.5 – Сведения об условиях эксплуатации скважин

Данные о способах эксплуатации			Срок перевода скважины в нагнетательную от начала эксплуатации, год	Максимальные габаритные размеры спускаемых инструментов и приборов при освоении и эксплуатации скважины		Коррозия		Глубина установки пакера, м	Жидкость за НКТ	
название (фонтанный, ШГН, ЭЦН, газлифтный)	период от начала эксплуатации, год					вид (сероводородная, сульфидная и пр.)	активность пластового флюида, мм/год		тип	плотность, г/см ³
	от	до		глубина, м	диаметр, мм					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ШГН, ЭЦН	В течении всего срока эксплуатации, с 2022 г., 2023г.		-	1390	140,0	-	-	-	Вода ингибированная	1,0

Таблица 1.6 – Номера скважин, подлежащих ликвидации или консервации

Номера скважин подлежащих ликвидации	Номера скважин подлежащих консервации на срок		
	до 3 месяцев	от 3 до 12 месяцев	свыше одного года
1	2	3	4
Нет	Нет	Нет	Нет

2 ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ**Таблица 2.1 – Список документов, которые являются основанием для проектирования**

№ п/п	Название документа (проект геолого-разведочных работ, технологические схемы (проект) разработки площадей (месторождений), задание на проектирование, номер, дата, должность, фамилия и инициалы лица, утвердившего документ
1	2
1	Проект разработки месторождения Узень (13-18 горизонты).
2	Техническая спецификация на разработку группового технического проекта с ОВОС на строительство эксплуатационных добывающих скважин вне газового контура проектной глубиной 1400м на месторождении Узень, утвержденное зам. генерального директора по геологии и разработке – главным геологом АО «Озенмунайгаз» Ш. Пангереевой.



3 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Таблица 3.1 – Сведения о районе буровых работ

Наименование	Значение (текст, название, величина)
1	2
Площадь (месторождение)	Узень
Блок (номер и/или название)	Группа скважин
Административное расположение: республика область (край) район	Казахстан Мангистауская Каракиянский
Год ввода площади в бурение	1964
Год ввода площади (месторождения) в эксплуатацию	1968
Температура воздуха, С°: среднегодовая наибольшая летняя наименьшая зимняя	+ 9,1 °С выше + 48 °С до – 25-30 °С
Среднегодовое количество осадков, мм	100-150
Максимальная глубина промерзания грунта, м	0,8
Продолжительность отопительного периода в году, сут	158
Продолжительность зимнего периода в году, сут	95
Азимут преобладающего направления ветра, град	Северо-Восточный
Наибольшая скорость ветра, м/с	28

Таблица 3.2 – Сведения о площадке строительства буровой

Наименование	Значение (текст, название, величина)
1	2
Рельеф местности	Холмистый, равнинный, пересечённый
Состояние местности	Сор, не заболоченное
Толщина, см: снежного покрова, см почвенного слоя	10-15 5-10
Растительный покров	Скудный, полупустынного типа
Категория грунта	Вторая

Таблица 3.3 – Размеры отводимых во временное пользование земельных участков

Назначение участка	Размер	Источник нормы отвода земель
1	2	3
Строительство буровой установки и размещение бурового оборудования и техники	1,6 га	СН 459-74



Таблица 3.4 – Источник и характеристики водо- и энергоснабжения, связи и местных стройматериалов

Название вида снабжения: (водоснабжение: для бурения, для дизелей, питьевая вода для бытовых нужд; энергоснабжение, связь, местные стройматериалы и т. д.)	Источник заданного вида снабжения	Расстояние от источника до буровой, км	Характеристика водо- и энергопривода, связи и стройматериалов
1	2	3	4
Техническая вода	Водопровод в/промышленный	10,0	Автоцистернами
1. Для хозяйственных нужд – пресная вода	г. Жана Озен	25,0	Автоцистернами
2. Для питьевых целей – бутилированная	г. Жана Озен	25,0	Автотранспорт
Энергоснабжение	ЛЭП-6 кВт	0,0/0,25	Низковольтная ЛЭП 100 м на ж/б или метал. опорах $\frac{3}{4}$ – проводная
Связь	Радиосвязь на буровой	-	ФМ-1, ФМ-10
Местные стройматериалы	Местный карьер	25	Автосамосвал

Таблица 3.5 – Сведения о подъездных путях

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

Таблица 3.6 – Сведения о магистральных дорогах и водных транспортных путях

Магистральные дороги			Водные транспортные пути		
наличие (ДА, НЕТ)	название	расстояние до буровой, км	наличие (ДА, НЕТ)	название	расстояние до буровой, км
1	2	3	4	5	6
Да	Актау-Жетыбай	78,0	Нет	-	-
Да	Жетыбай – Жана - Озен	80	Нет	-	-



4 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

месторождение Узень

№ скважин

7836, 7812, 7816, 7830, 7833, 7835, 7834, 7840, 7842, 7845, 7854, 7855, 7857, 7858, 7859, 7861, 7867, 7879, 7882, 7883, 7884, 7886, 7887, 7897, 7899, 7903, 7913, 7915, 7916, 7925, 7930, 7937, 7939, 7954, 7958, 7962, 7964, 7967, 7968, 7972, 7974, 7982, 7993, 8076, 8086, 8087, 8088, 8091, 8105, 8106, 8107, 8108, 8109, 8110, 8111, 8120, 8122, 8127, 8130, 8131, 8132, 8133, 8134, 8135, 8136, 8137, 8138, 8139, 8140, 8141, 8142, 8143, 8144, 8146, 8147, 7862, 7865, 7866, 7871, 7874, 7875, 7881, 7888, 7892, 7918, 7947, 8097, 8098, 8099, 8100, 8101, 8103, 8112, 8113, 8115, 8116, 8117, 8118, 8119, 8121, 8123, 8124, 8125, 8126, 8128, 8129, 8145.

Цель бурения:

Добыча углеводородного сырья

Проектная глубина по вертикали, м:

1400

Проектный горизонт:

Средняя Юра





Впадина Тунгракшин расположена в восточной части месторождения. Она вытянута в меридиональном направлении. Абсолютная отметка составляет +132м.

Климат района континентальный. Лето жаркое и продолжительное. В отдельные годы температура воздуха повышается до +45⁰С зима малоснежная, с сильными ветрами. Среднегодовая скорость ветра 6-8 м/с в наиболее холодные зимы морозы достигают -30⁰С количество осадков не превышает 50-60мм в засушливые и 200-270мм в наиболее влажные годы.

Растительный и животный мир характерен для пустынь и полупустынь.

Город Жанаозен связан с областным центром Актау и поселком Жетыбай асфальтированным шоссе, а с городом Атырау – железной дорогой Актау-Жетыбай-Жанаозен.

Внешнее электроснабжение промысла и города Узень осуществляется от МАЭК в г. Актау по двум воздушным ЛЭП-220кВ.

Район характеризуется почти полным отсутствием пресных вод. Вода по магистральному водоводу Актау-Озень протяженностью 150 км транспортируется на Узеньское месторождение с Мангышлакского энергокомбината (МАЭК). Питьевая вода транспортируется по магистральному водоводу Астрахань-Мангышлак.

На месторождении Узень в пределах Основного свода в разрезе проектных скважин имеются нефтяные залежи XIII-XVIII горизонтов и газовые II-VI, VIII-XII, XVIII горизонтов.

В настоящее время разрабатываются XIII-XVIII горизонты (нефтяные) и VI, VIII, X, XI+XII (газовые).

Горно-геологические данные соответствуют разрезу скважины №4371, расположенной в своде структуры.

В литолого-стратиграфическом отношении отложения XIII-XVIII горизонтов соответствует по возрасту аален – байосскому ярусу средней.

В тектоническом отношении структура Узень расположена в северной части Жетыбай – Узенской тектонической ступени и с севера отделяется от Беке-Башкудукского вала узким Кызылсайским прогибом. На западе Узень соединяется со структурой Карамандыбас, на юге-прогибом отделена от структуры Тенге. Структура Узень относится к типу брахиантиклинальных, размеры ее по подошве сенон+тулона по изогипсе минус 50 м составляет 34х8 км при амплитуде 150 м, а по кровле XIII горизонта в келловее в границах изогипсы минус 1090-34,5х9км при амплитуде 280м (рис 4.2).



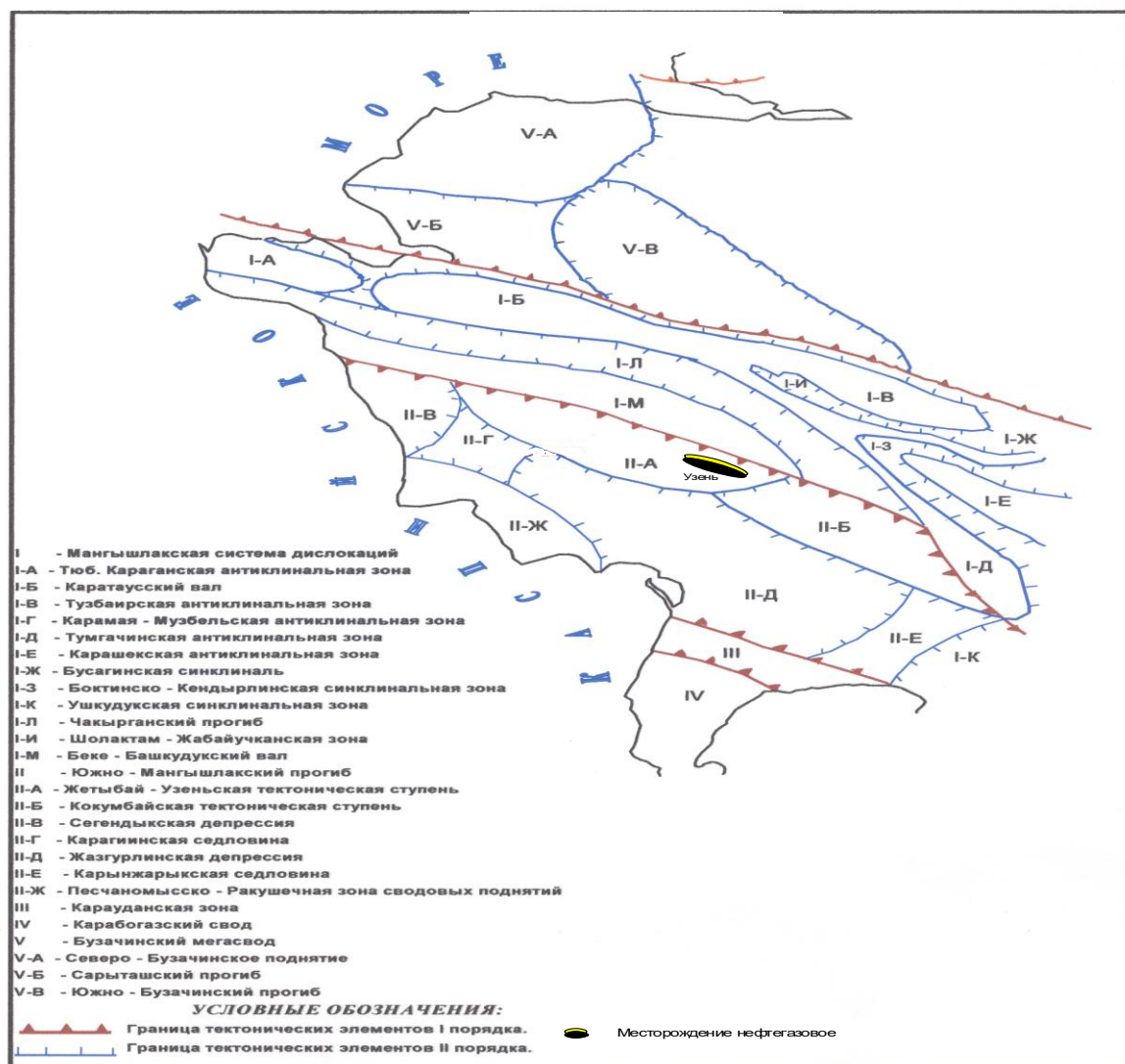


Рисунок 4.2 - Тектоническая схема Мангышлака

С целью добычи нефти на площади проектируется групповые скважины проектной глубиной 1400м. Проектный горизонт – средняя юра.

Структура Узень осложнена рядом поднятии, которые хорошо прослеживаются в юрских отложениях: основной свод, хумурунский купол, северо-западный купол, парсумурунский купол и др.

В разрезе месторождения Узень выделено 25 продуктивных горизонтов, которые распределены по стратиграфическим горизонтам следующим образом:

I горизонт – сенон+турон

II горизонт – сеноман

III-XI горизонт - альб

XII горизонт - неоком



XIII горизонт - келловей

XIV-XVII горизонт - бат

XVIII-XXII горизонт – байос

XXIII-XXIV горизонты – аален

XXV горизонт – нижняя юра.

XVIII горизонт отделяется четким глинистым пережимом небольшой толщины от вышележащего XVII горизонта. Слияние XVII и XVIII горизонтов происходит только в единичных скважинах в основном в пределах 5 блока, где глинистый раздел замещен песчанистыми разностями. В разрезе XVIII горизонта, толщина которого порядка 40 м, прослеживается 7 песчано-алевролитовых пластов, объединенных в 3 пачки А, Б и В.



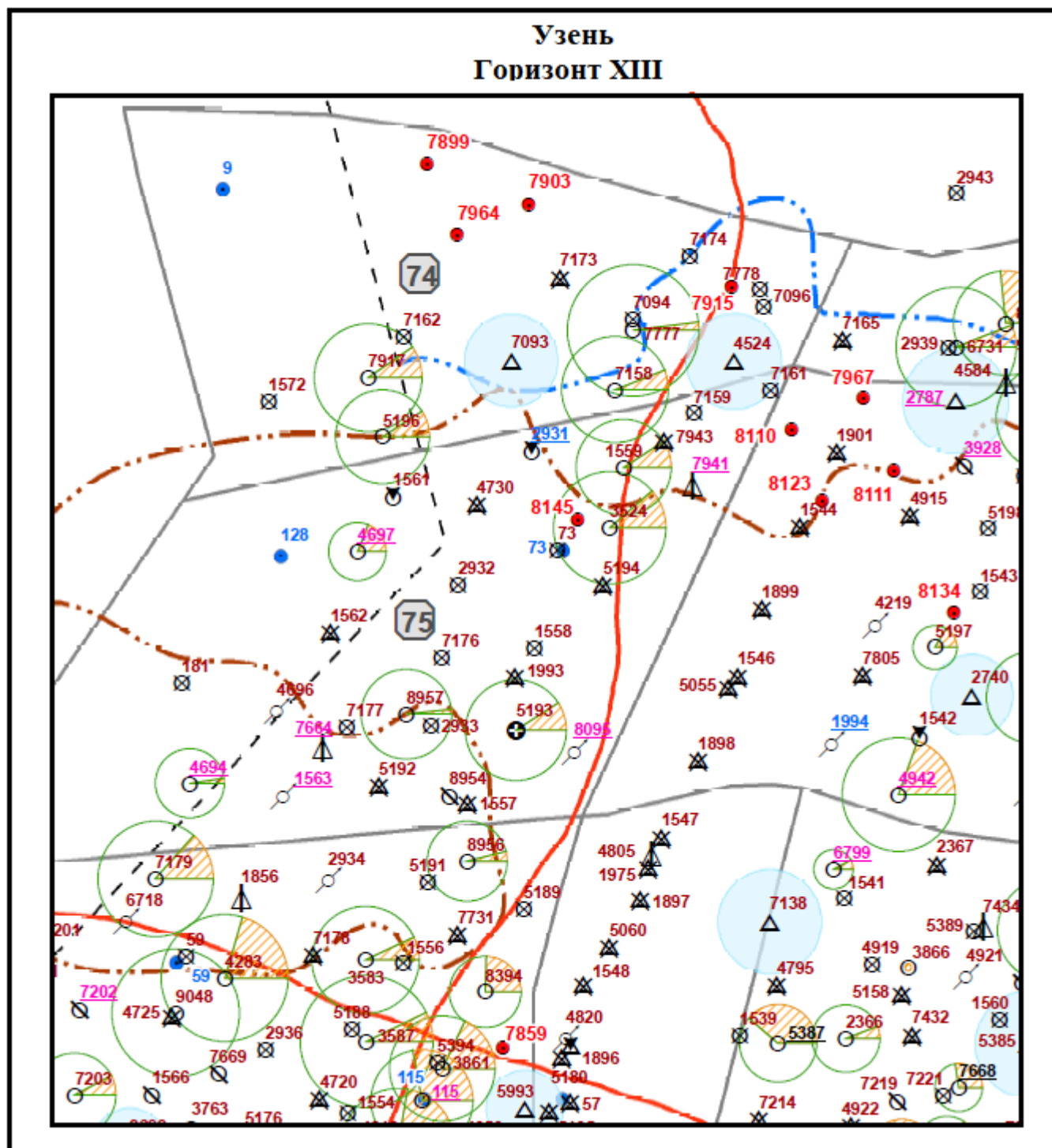


Рисунок 4.3



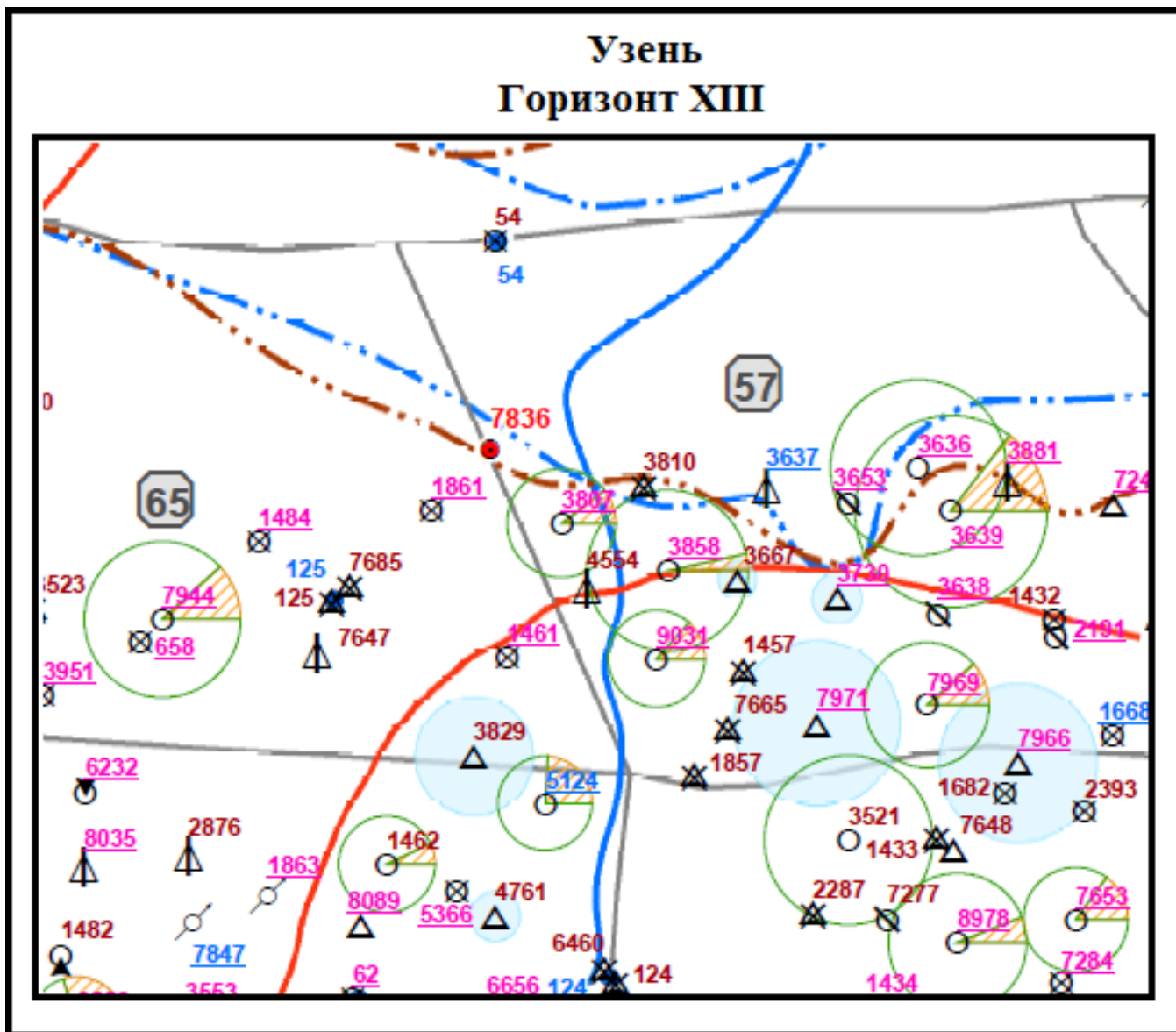


Рисунок 4.4



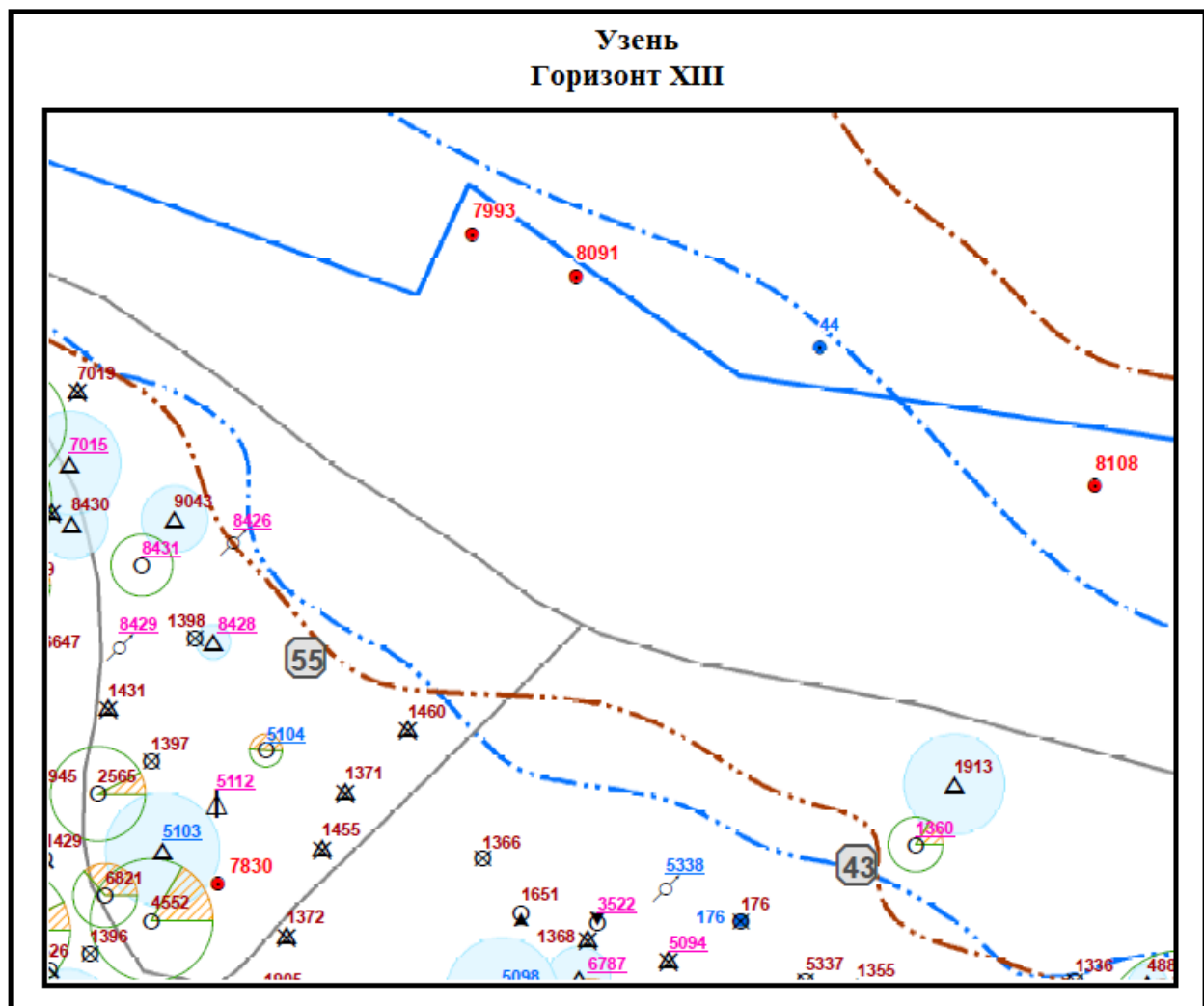


Рисунок 4.5



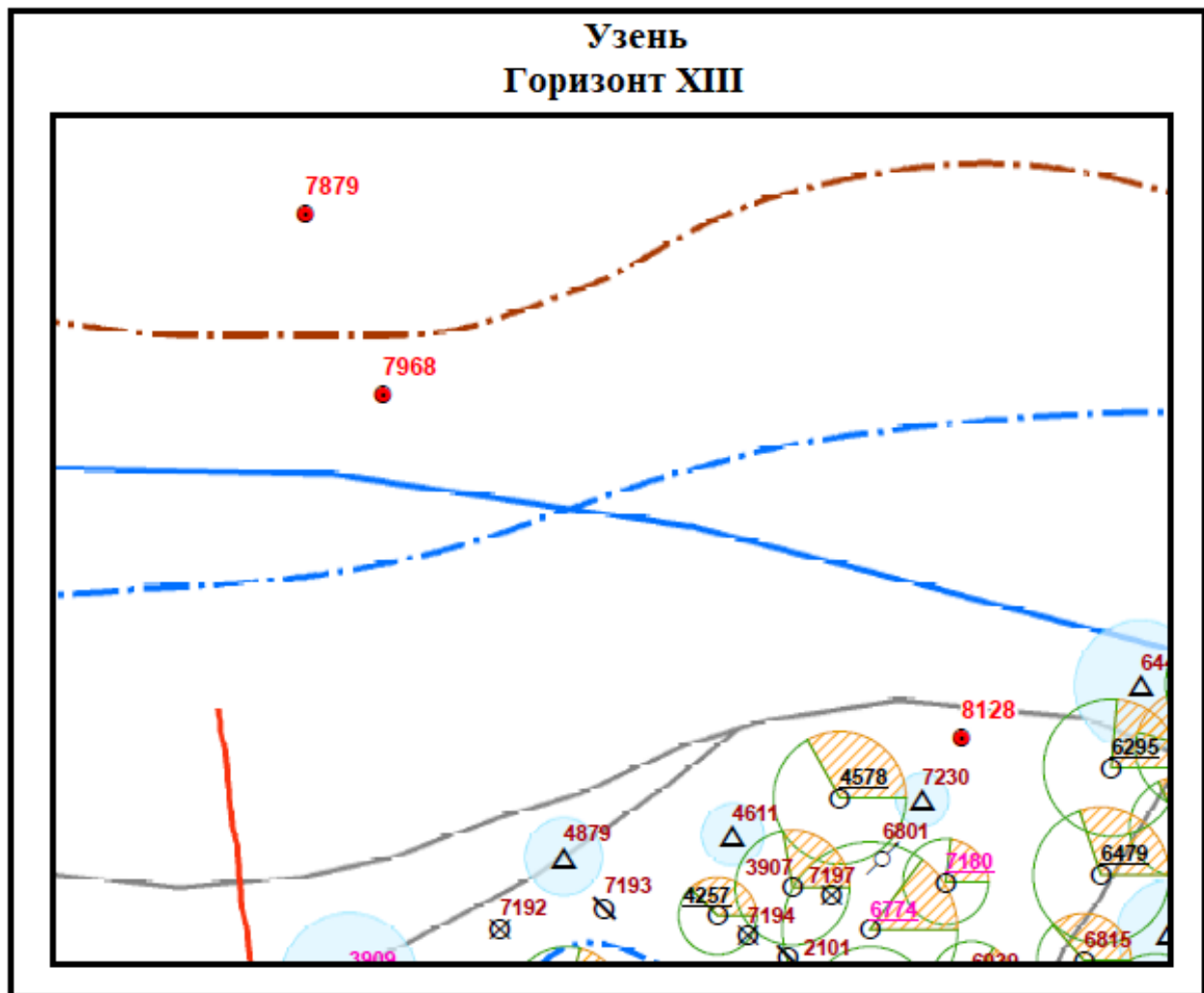


Рисунок 4.6



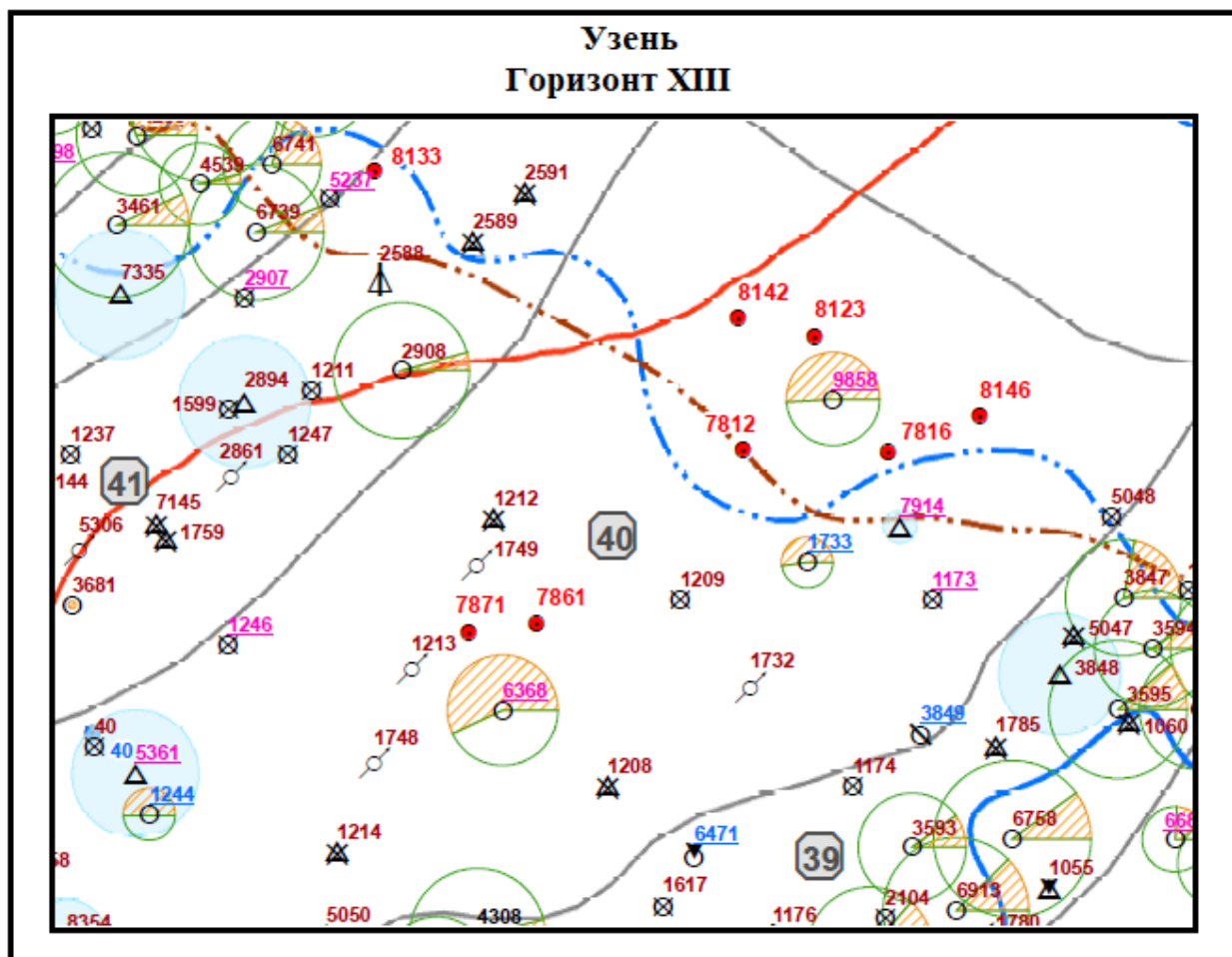


Рисунок 4.7



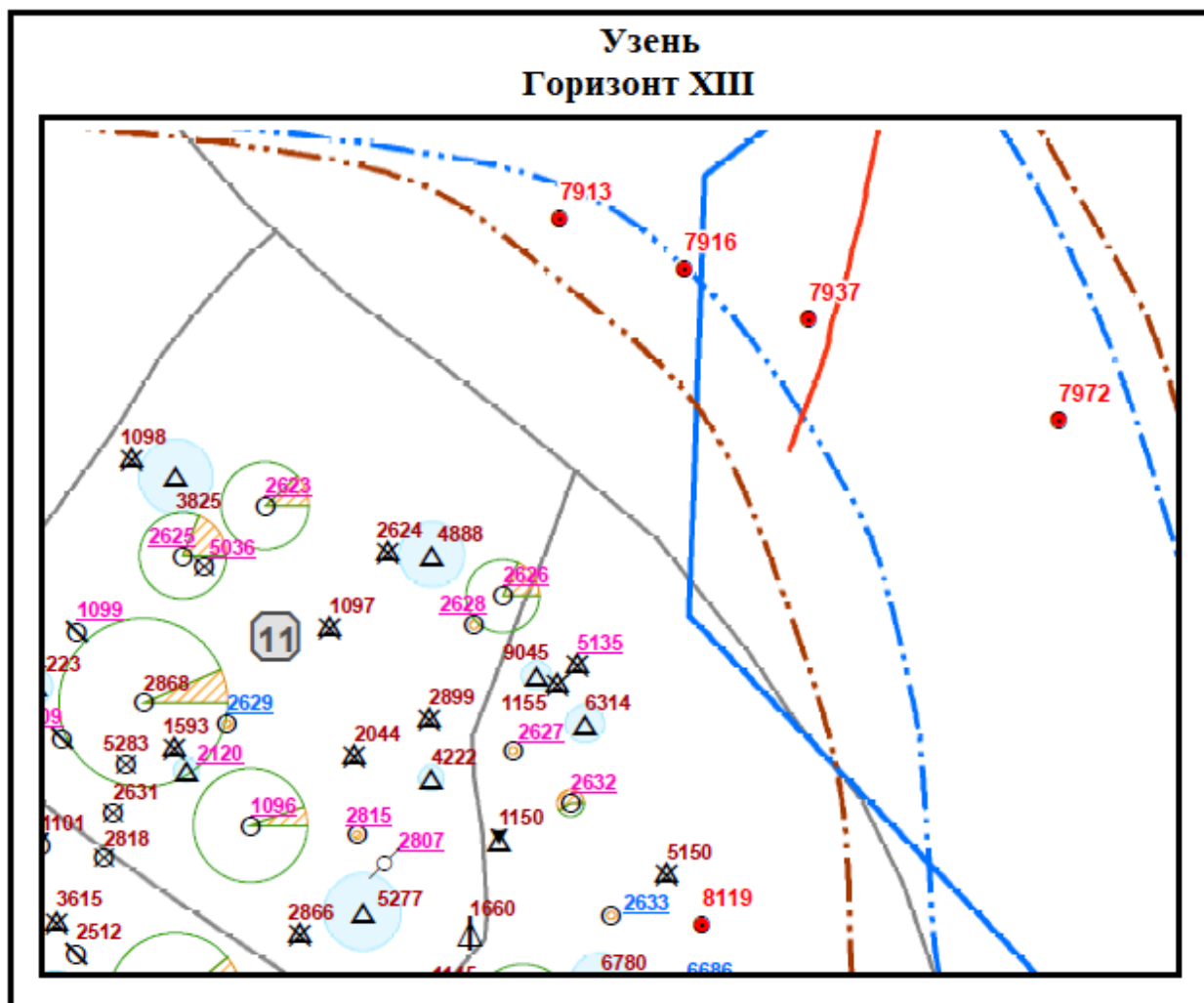
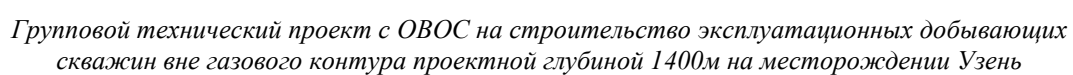


Рисунок 4.8





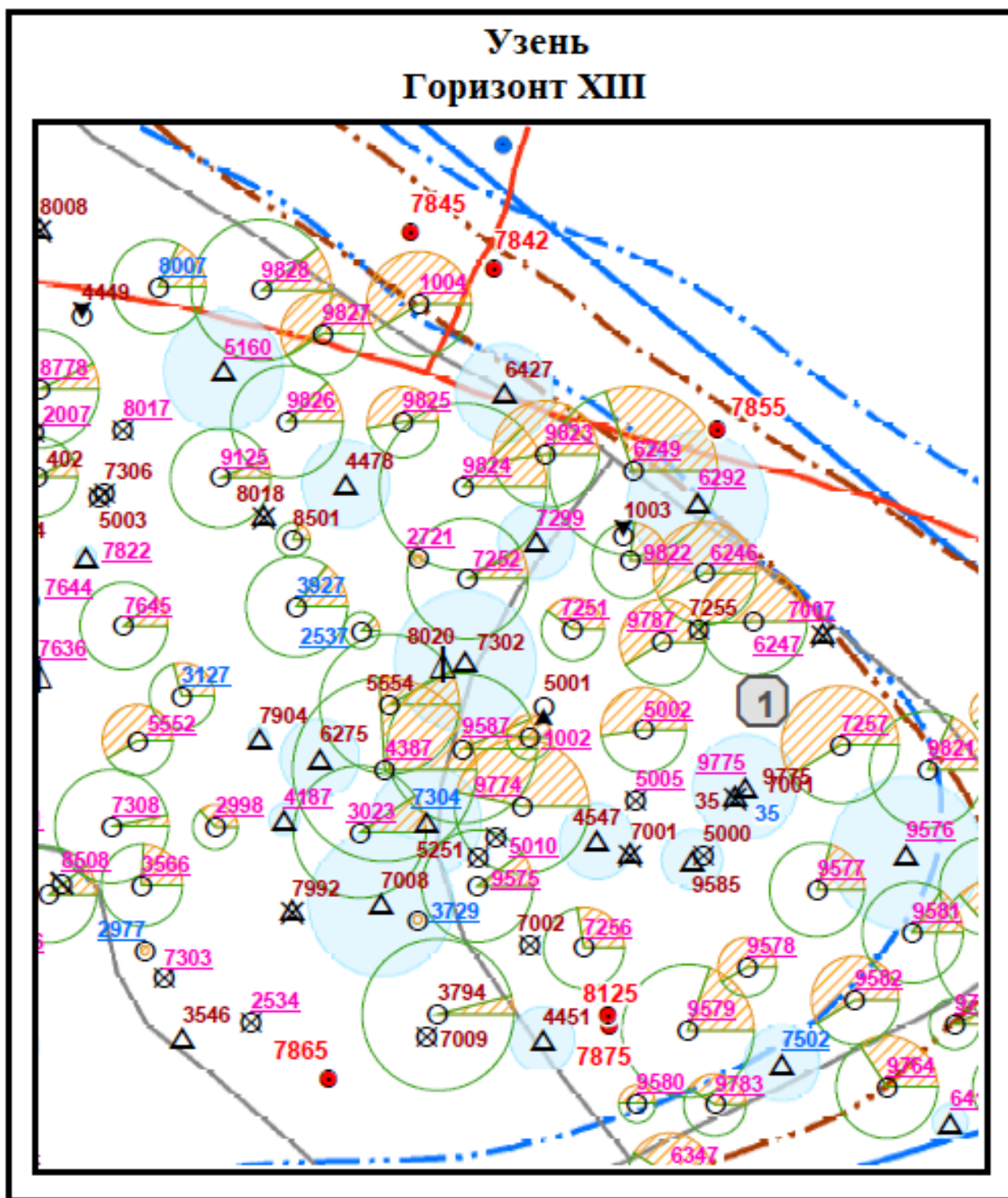


Рисунок 4.10



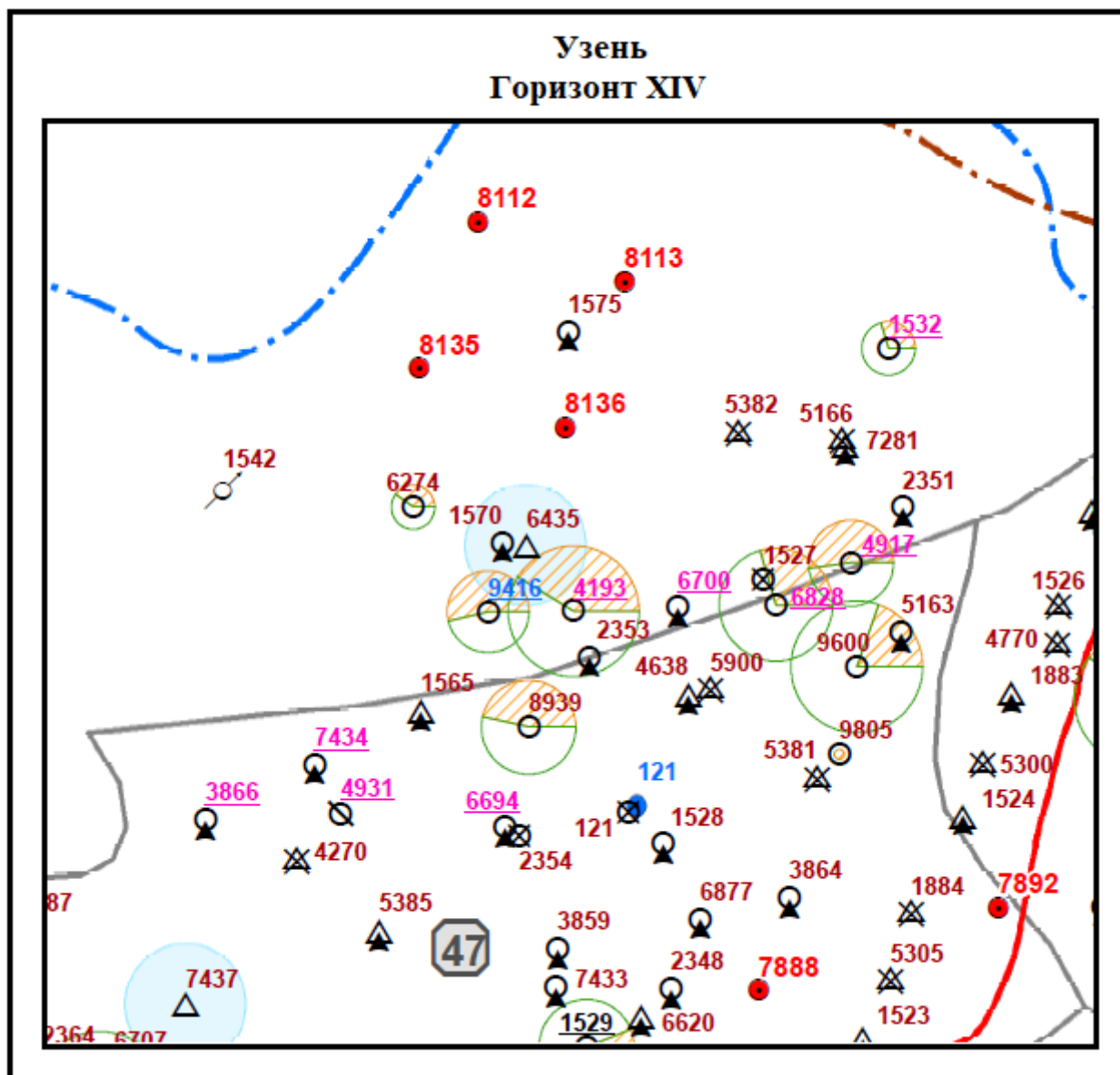


Рисунок 4.11



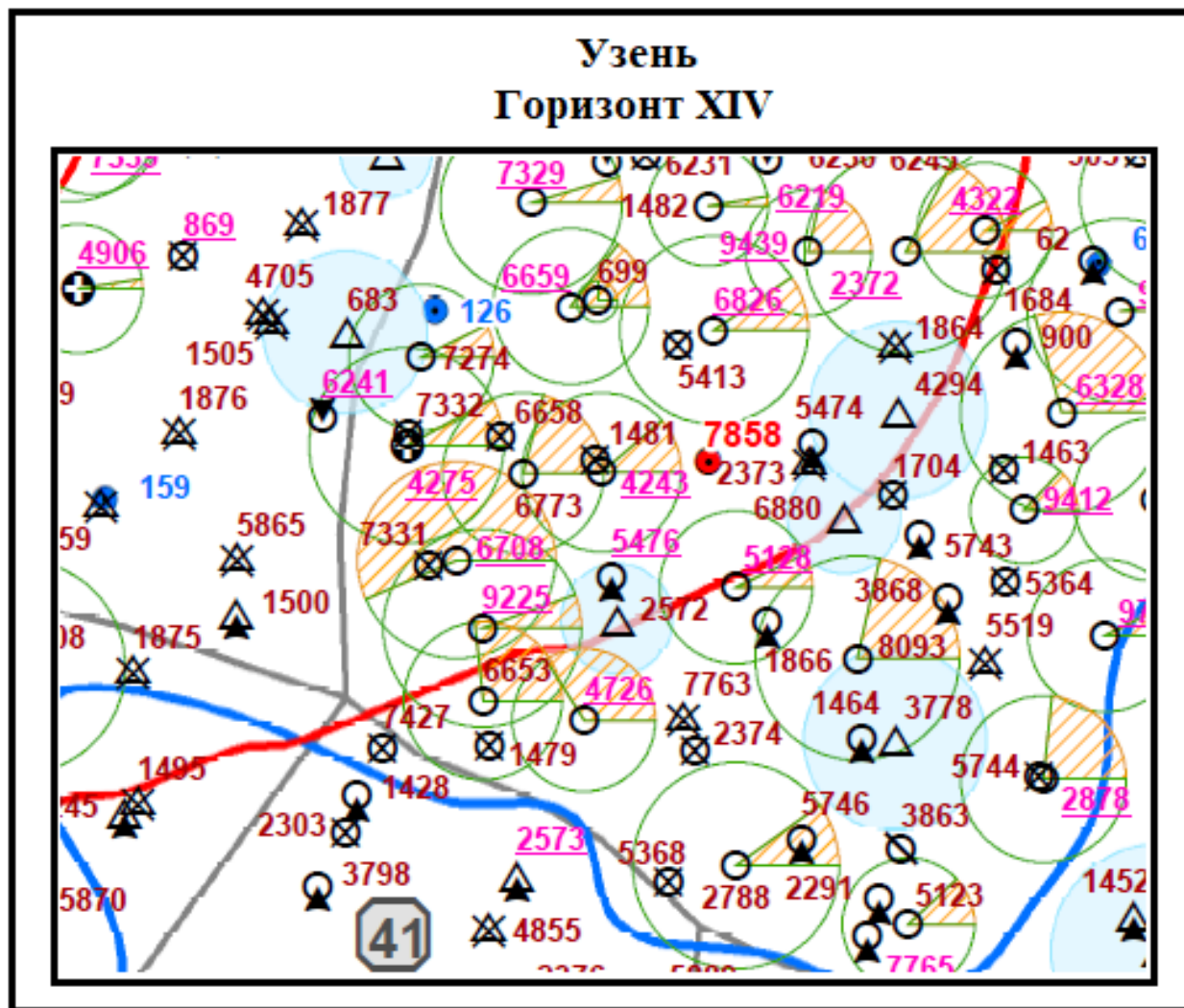


Рисунок 4.12



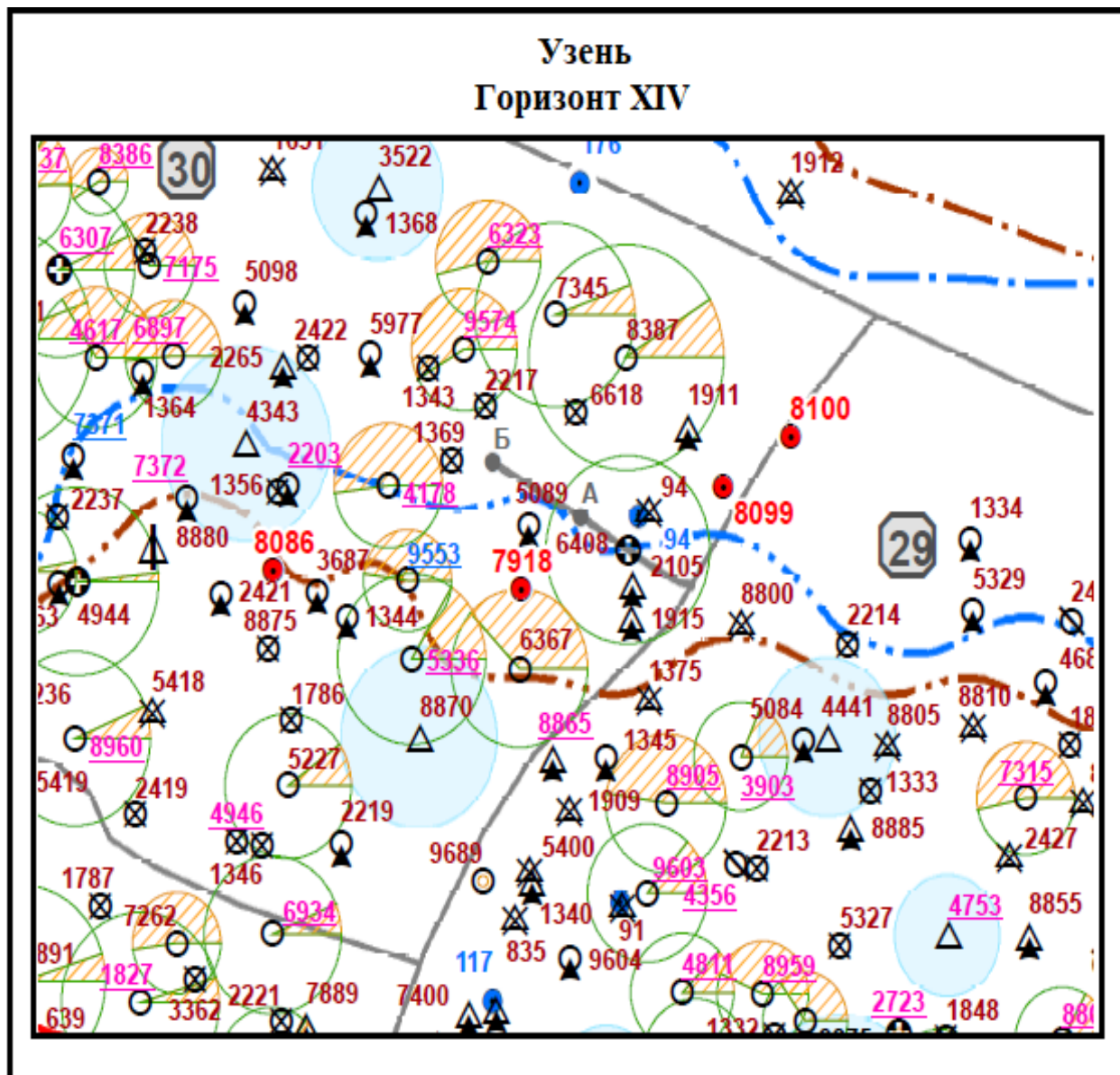


Рисунок 4.14



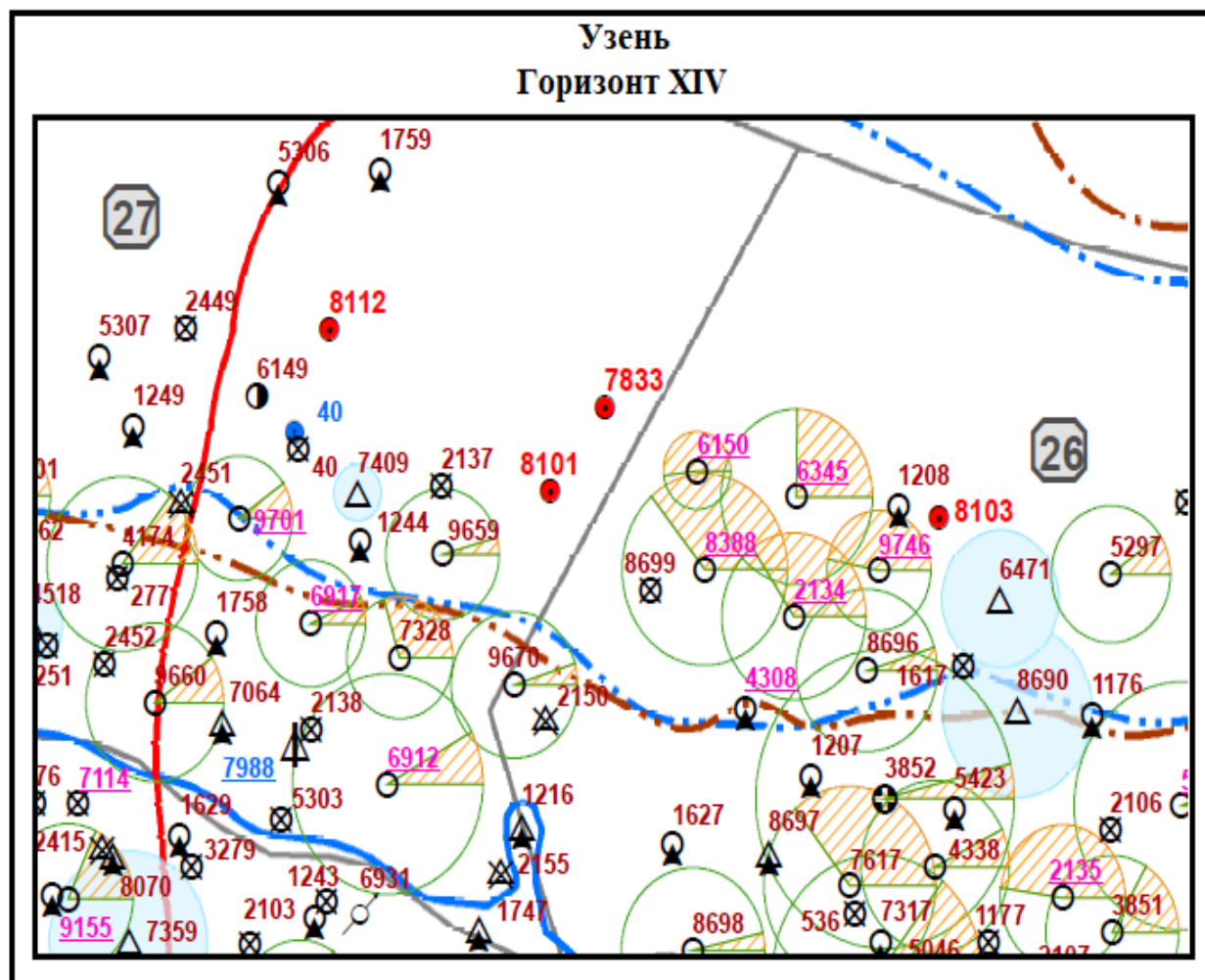


Рисунок 4.15



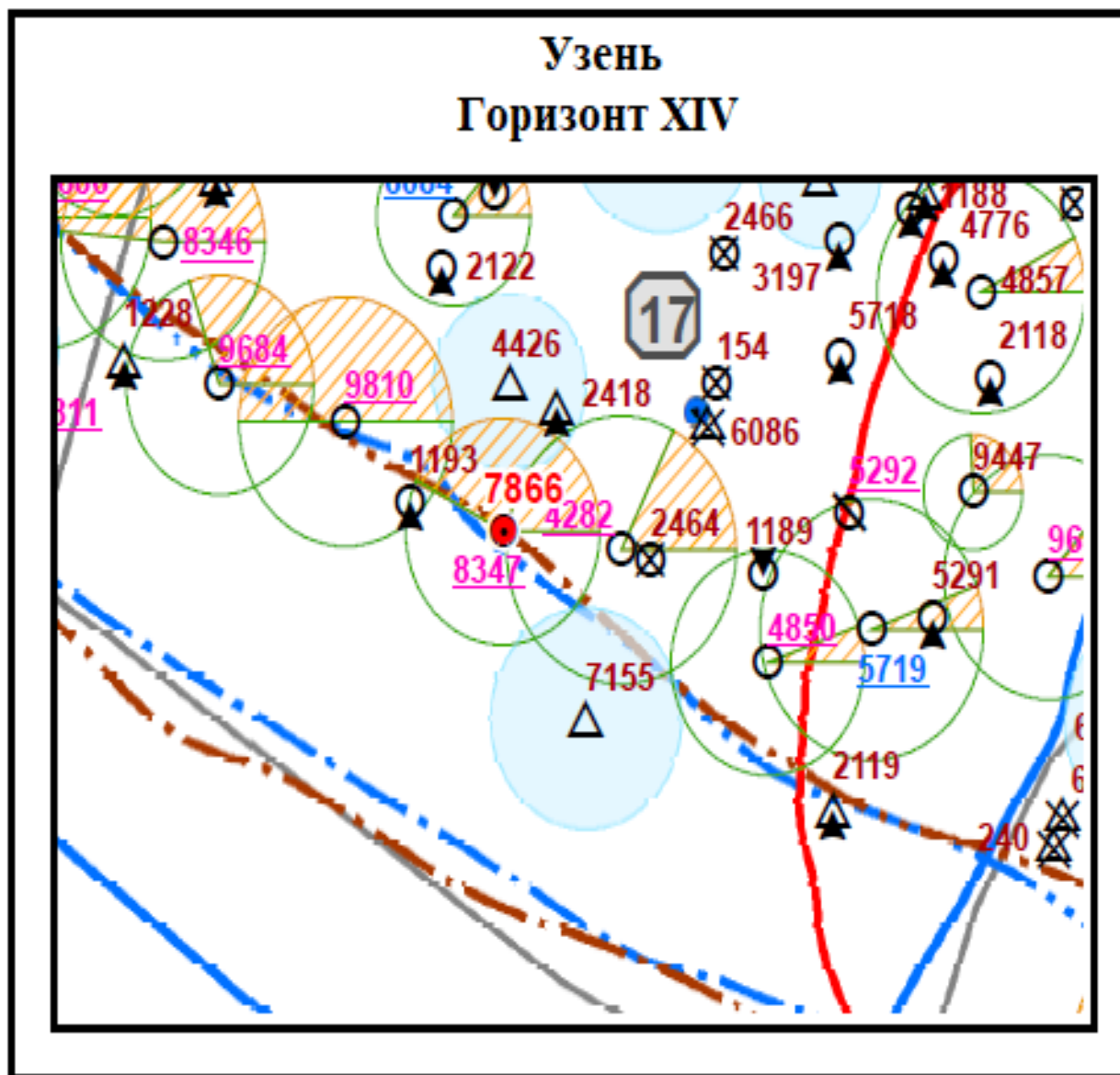


Рисунок 4.16



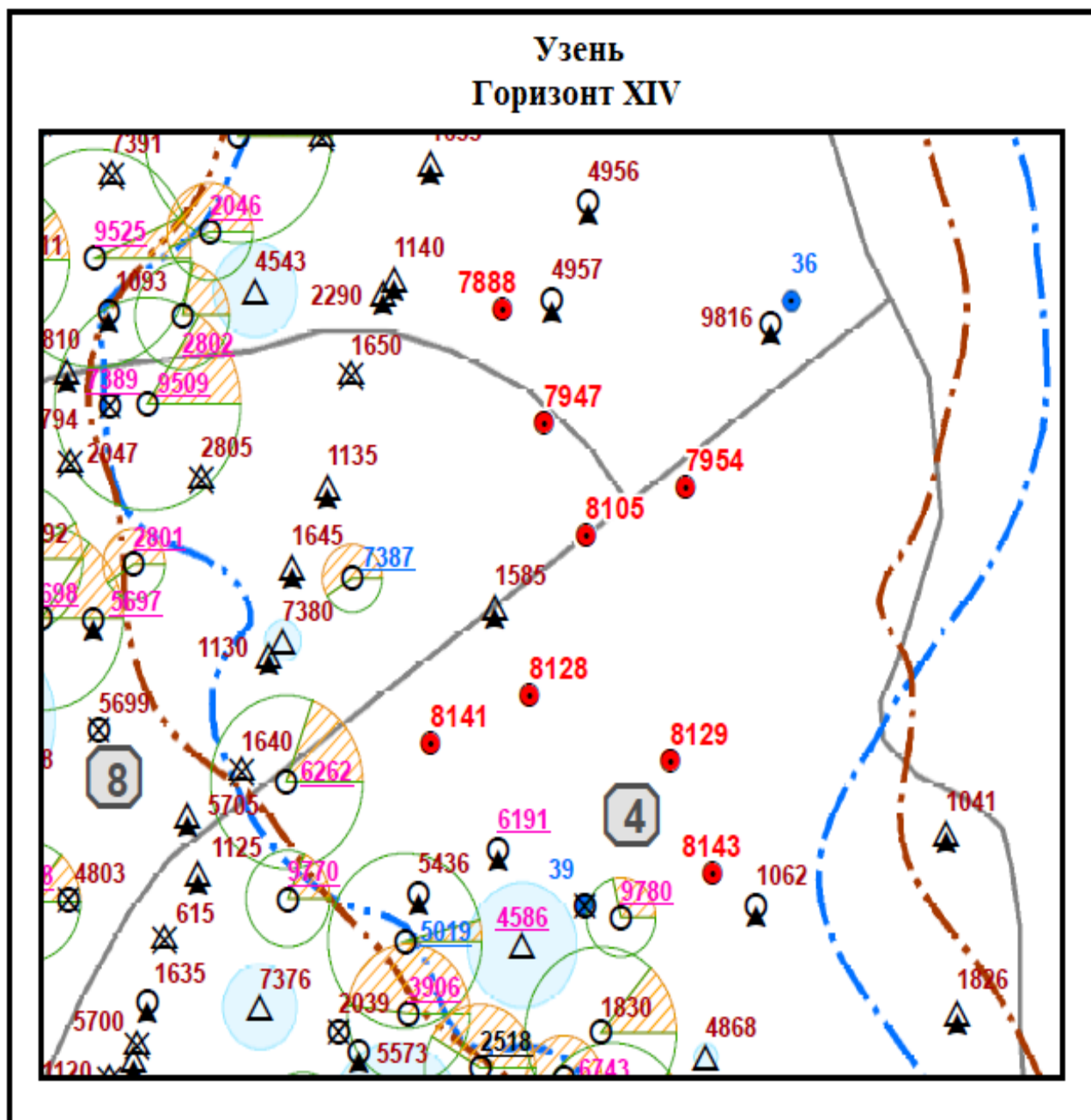


Рисунок 4.17



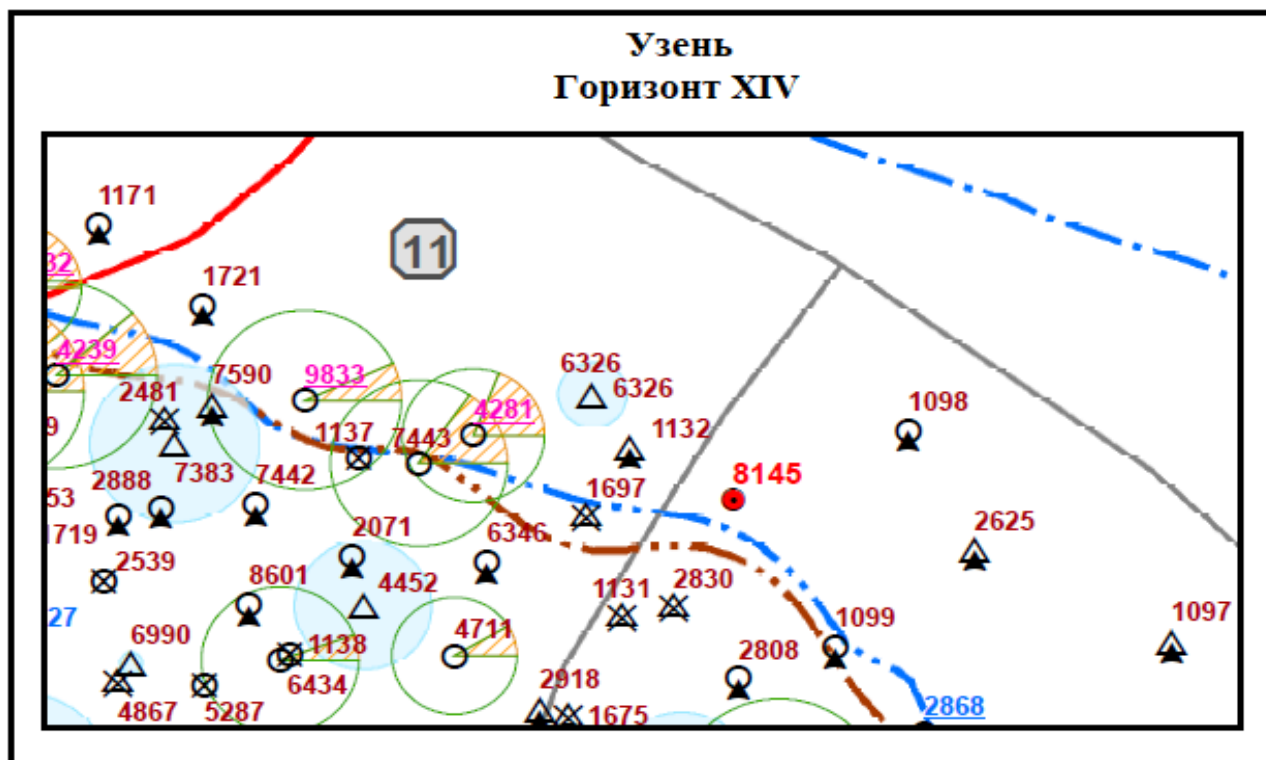


Рисунок 4.18

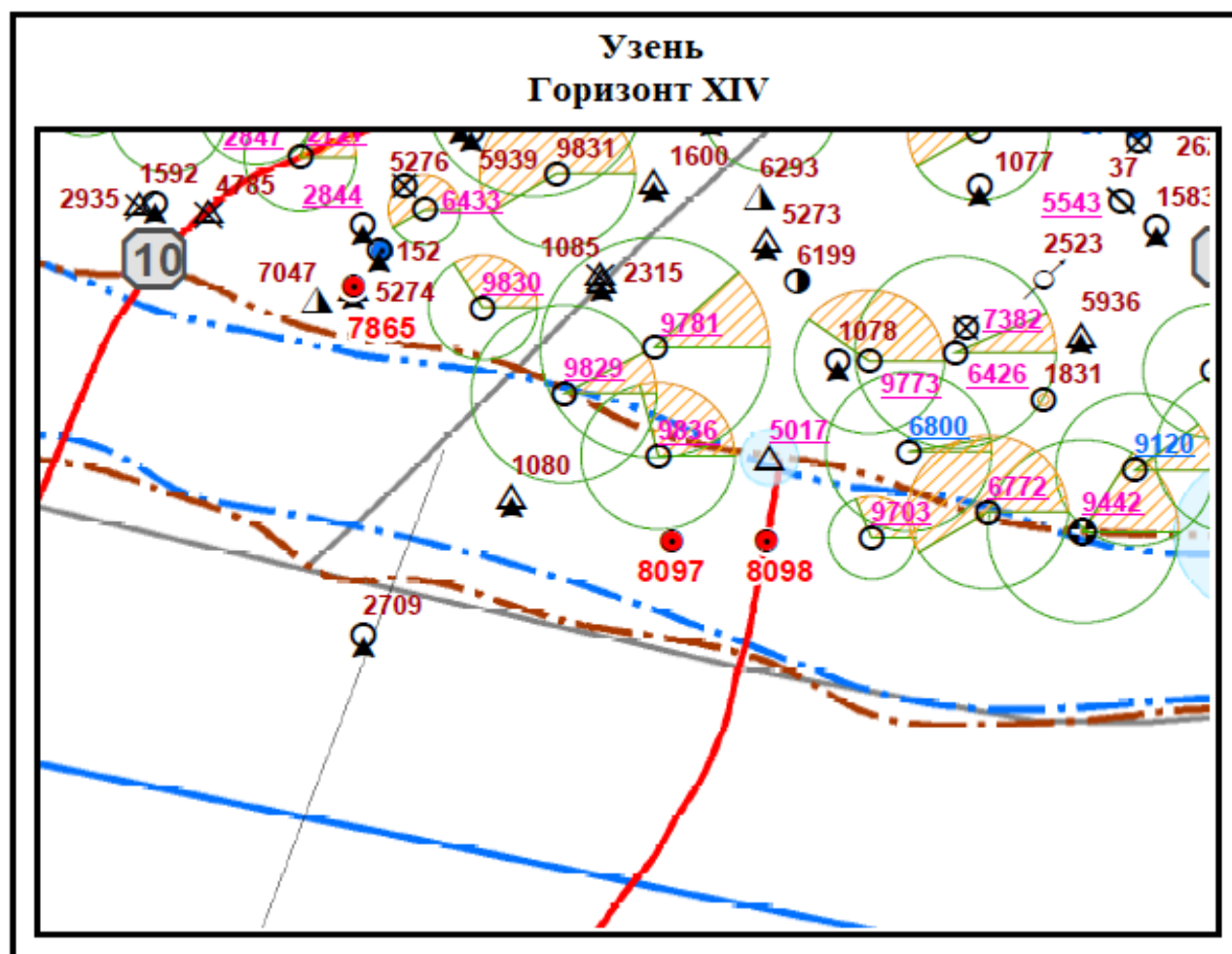


Рисунок 4.19



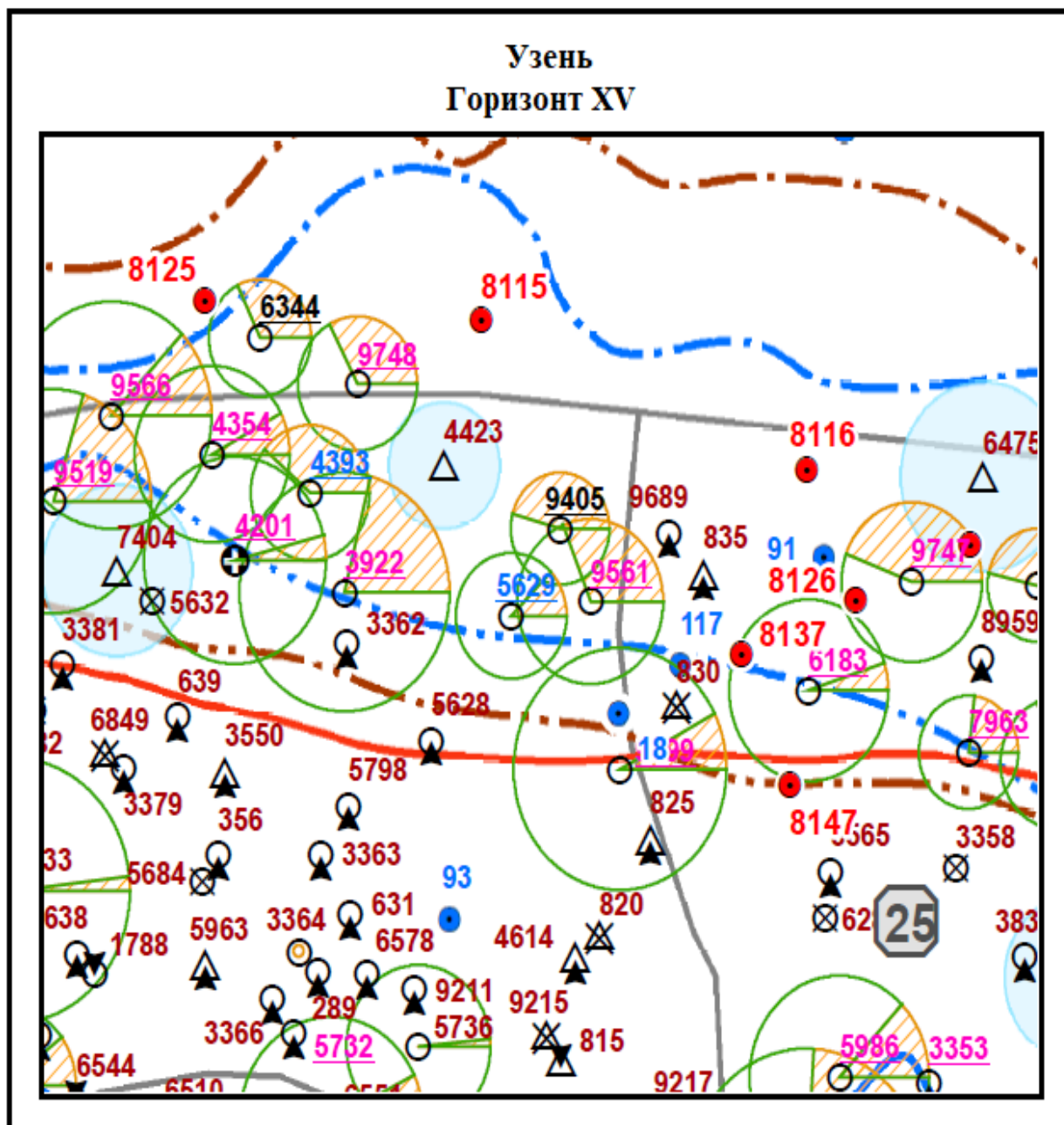


Рисунок 4.20



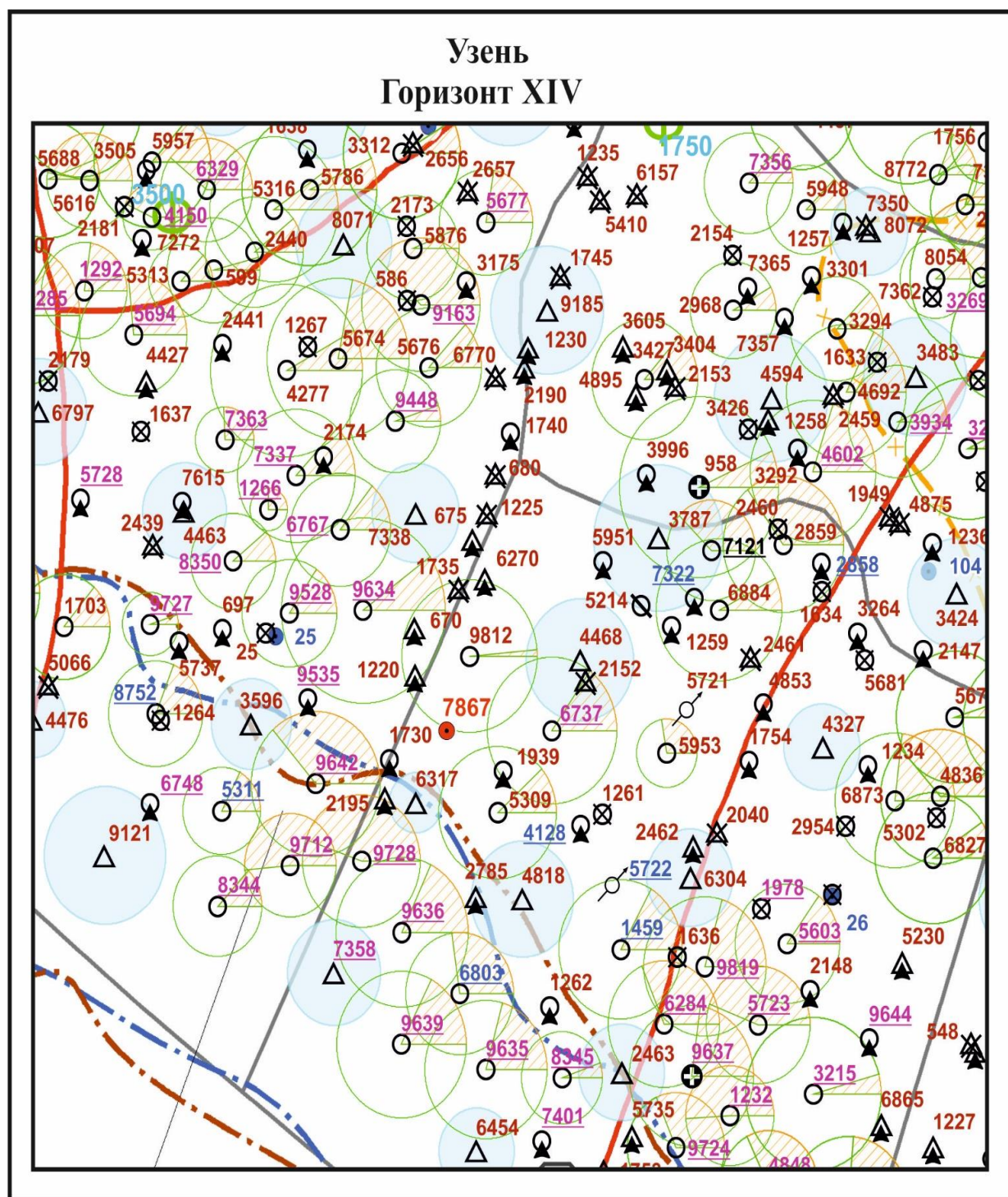


Рисунок 4.21



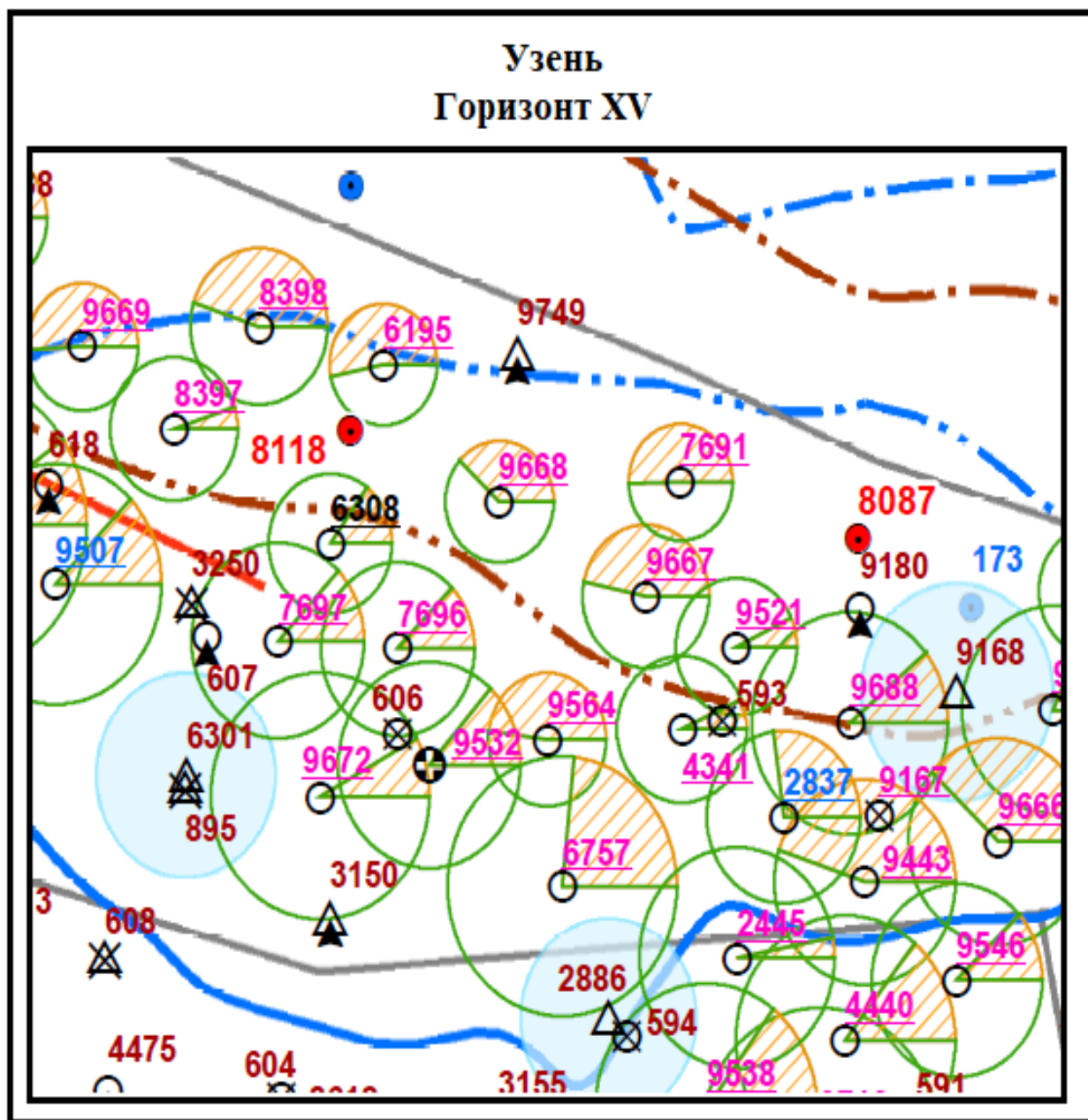


Рисунок 4.22



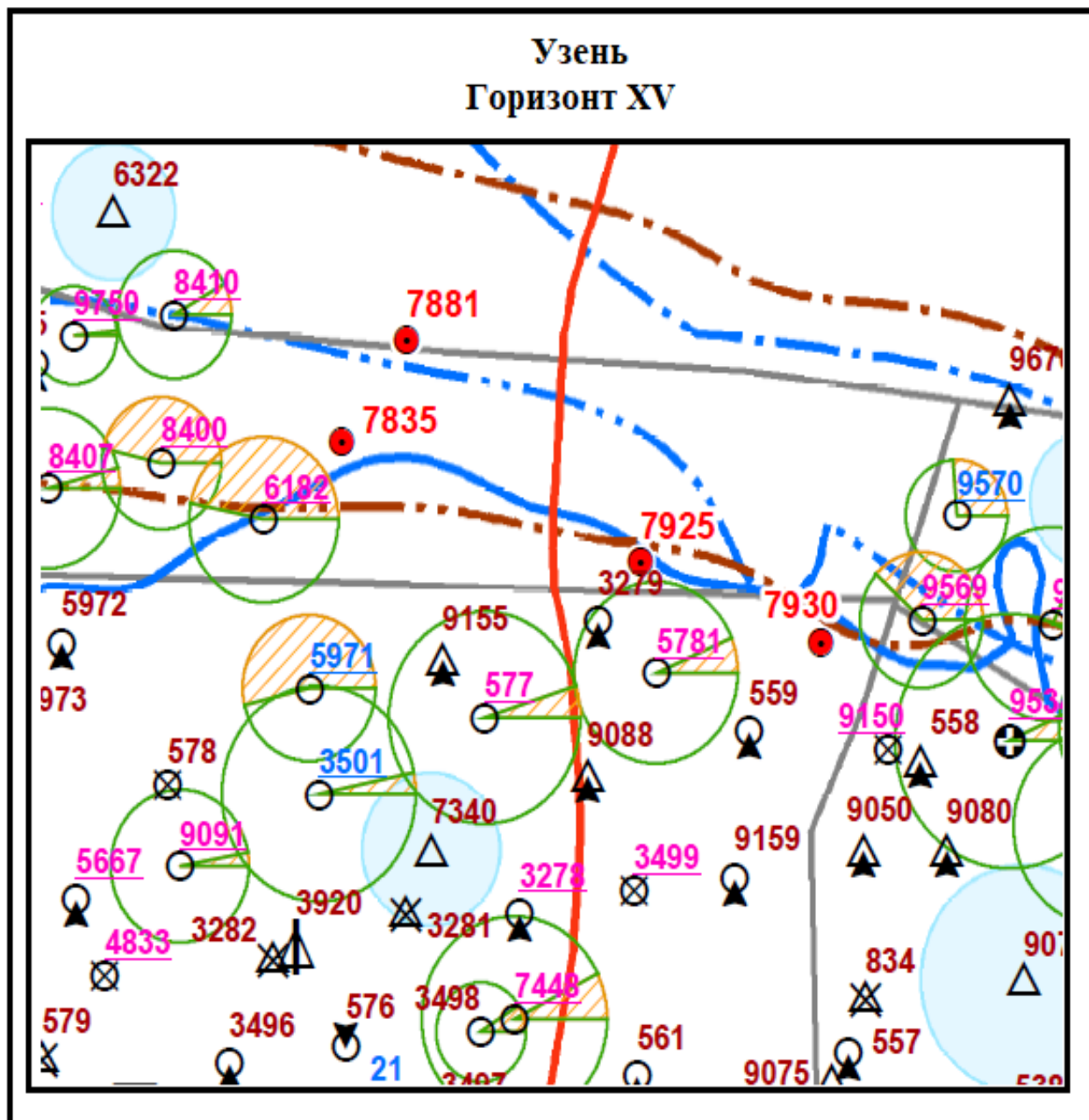


Рисунок 4.23



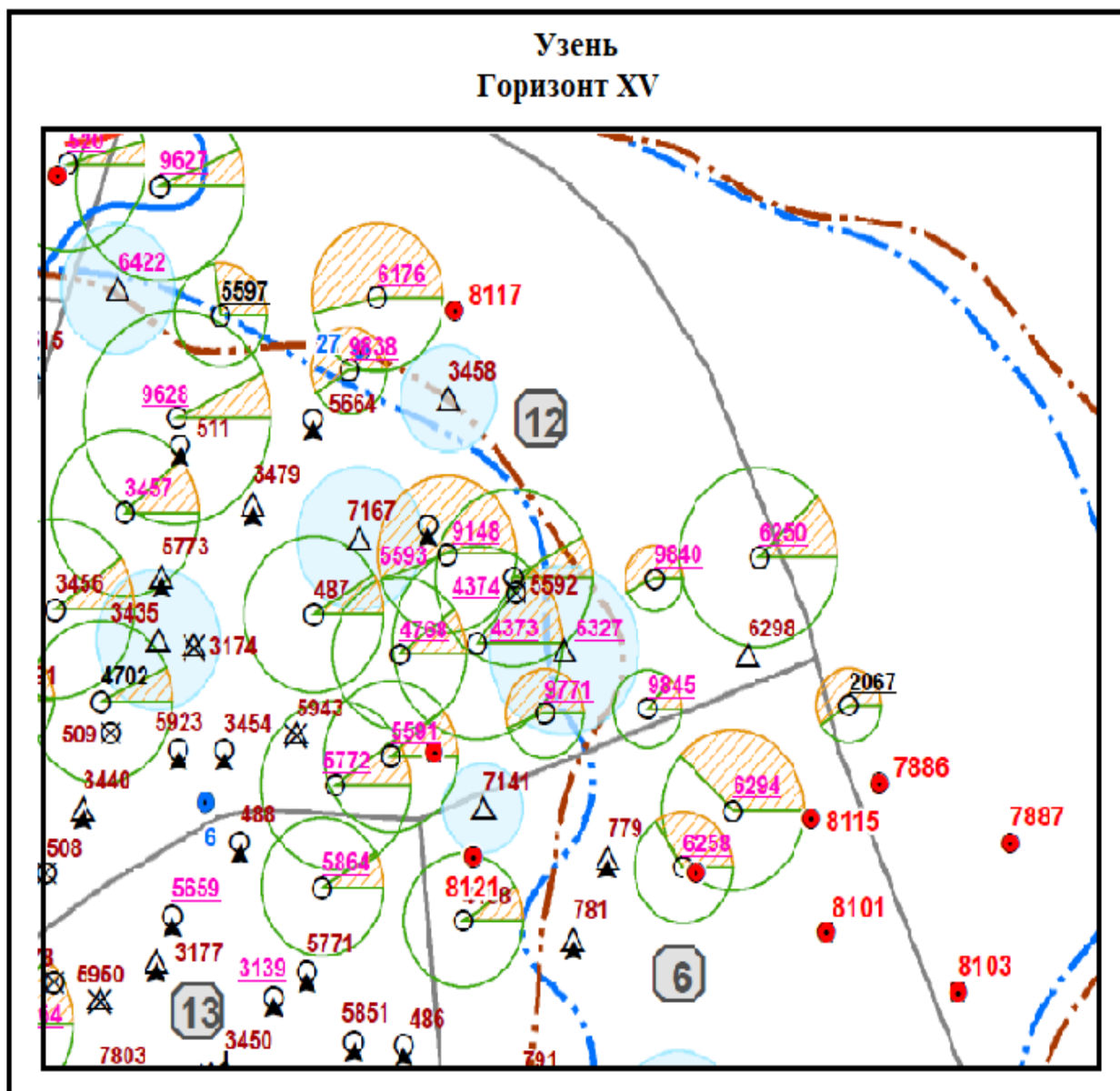


Рисунок 4.24



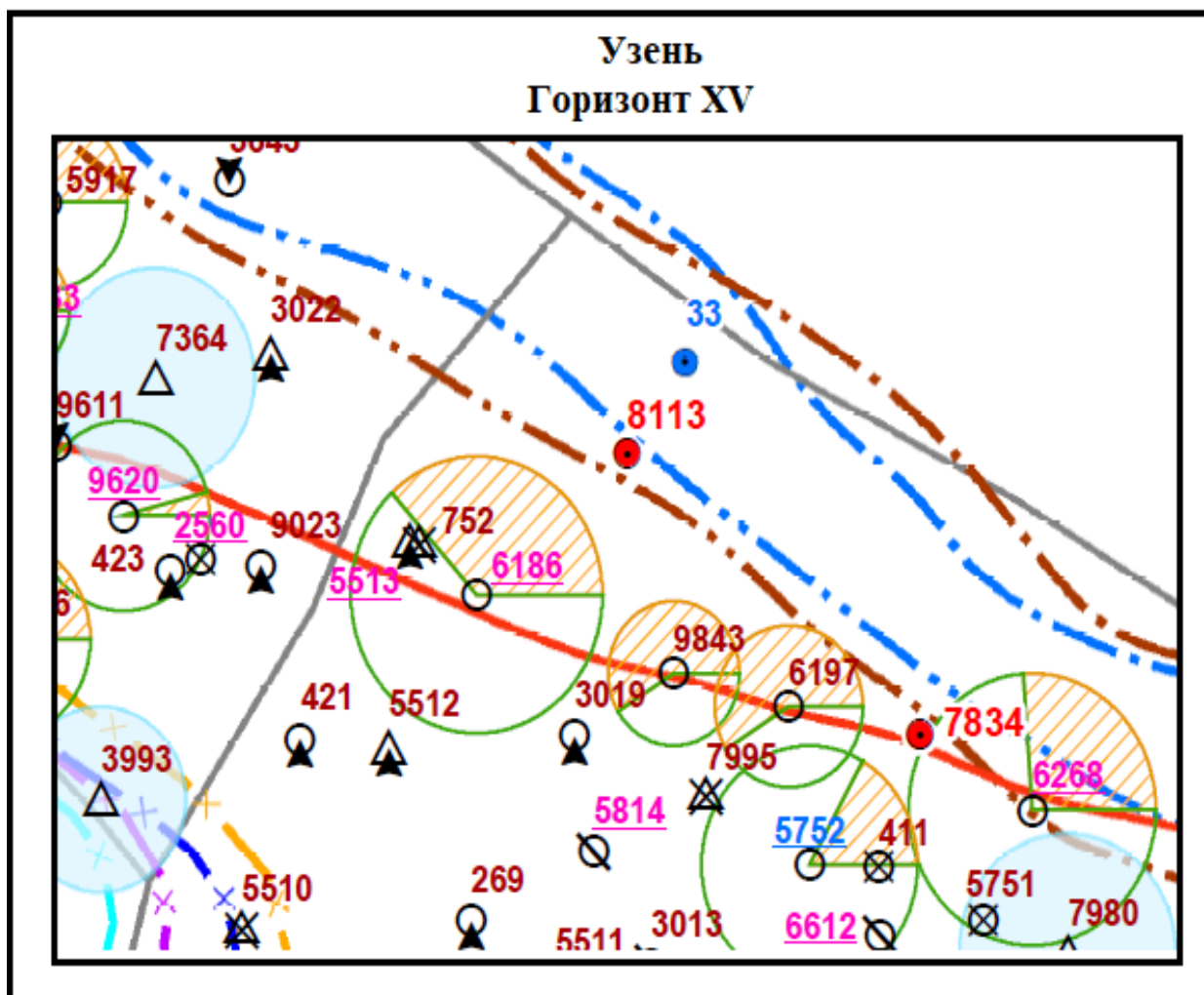


Рисунок 4.25



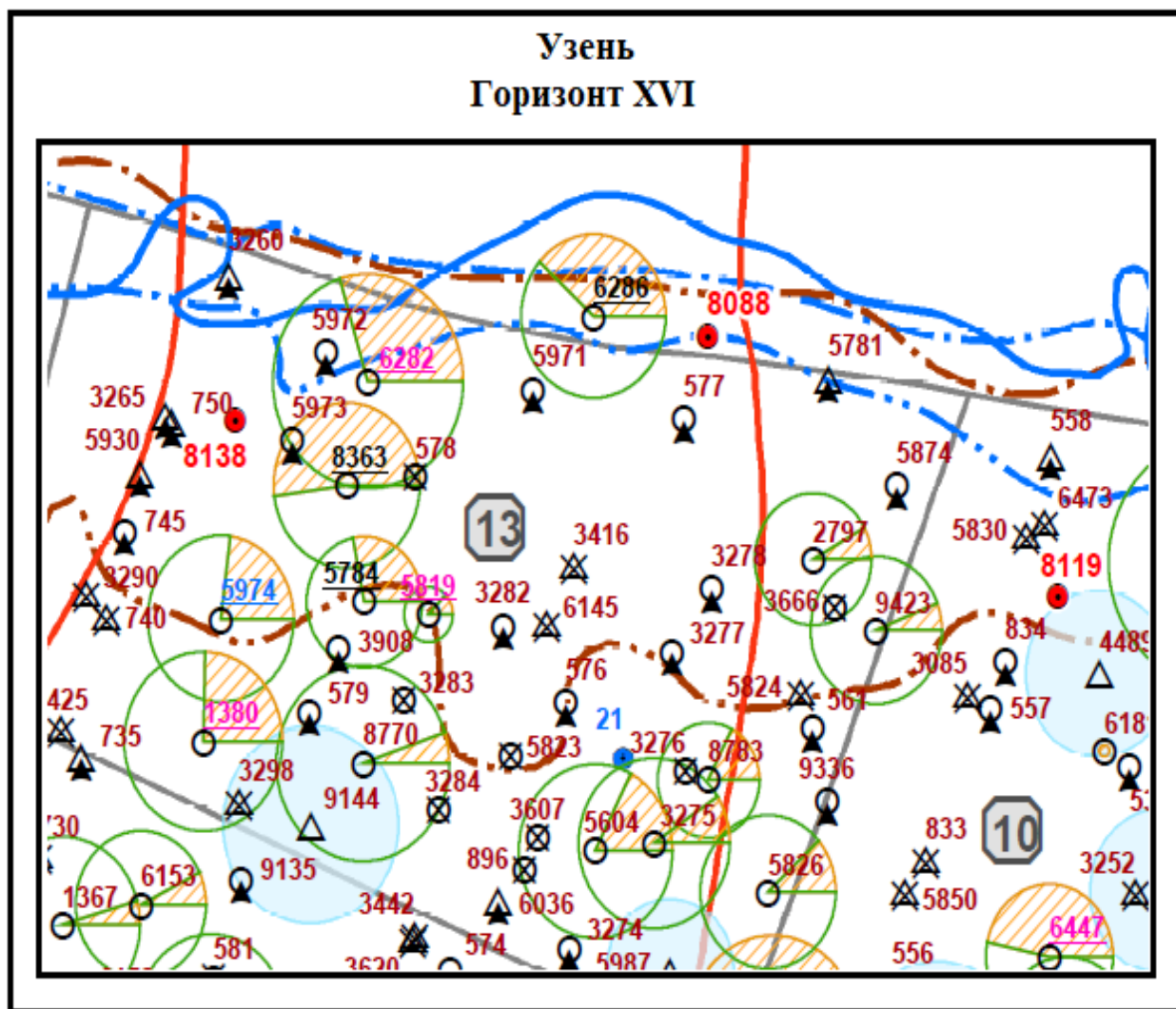


Рисунок 4.26



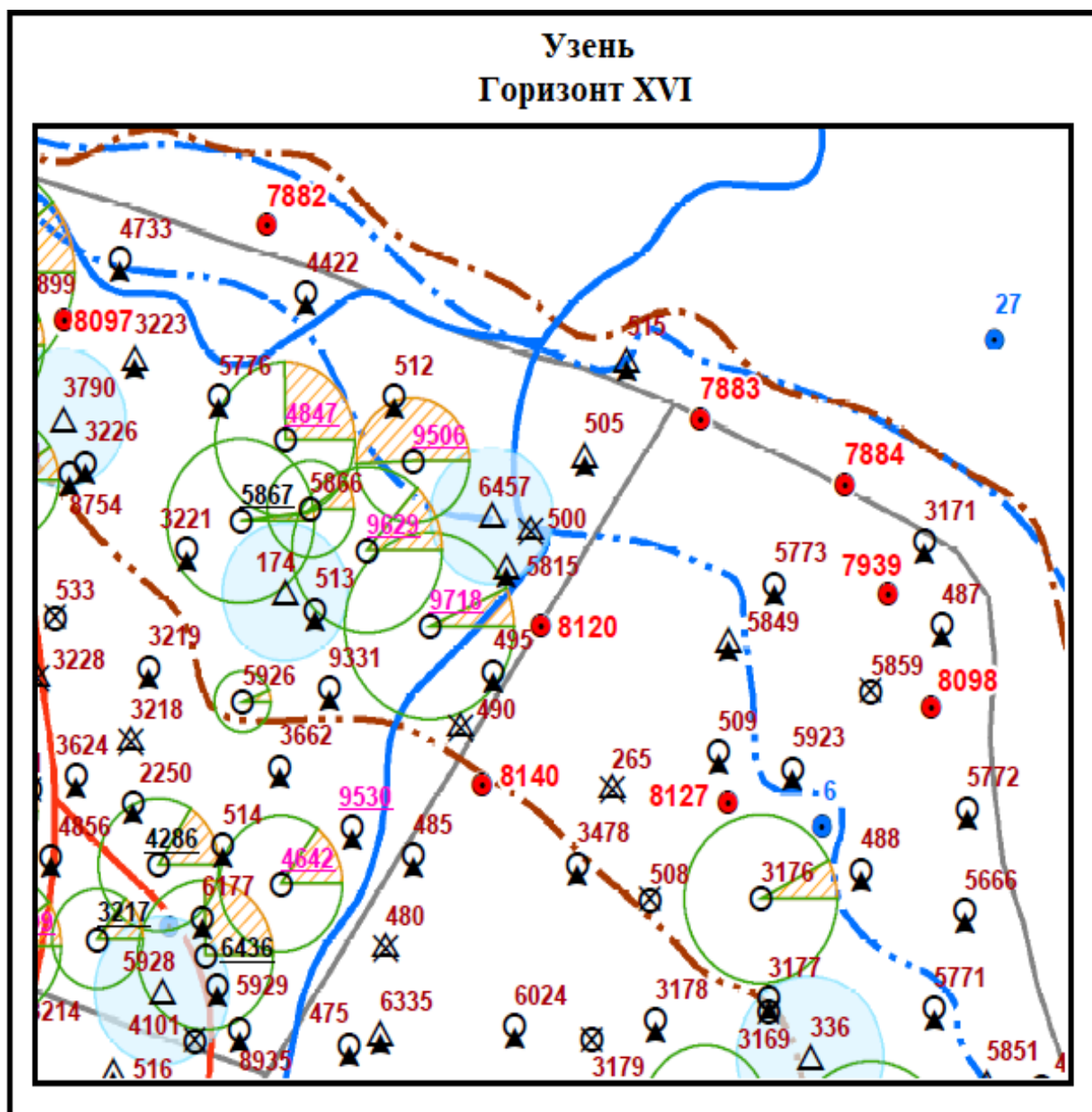


Рисунок 4.27



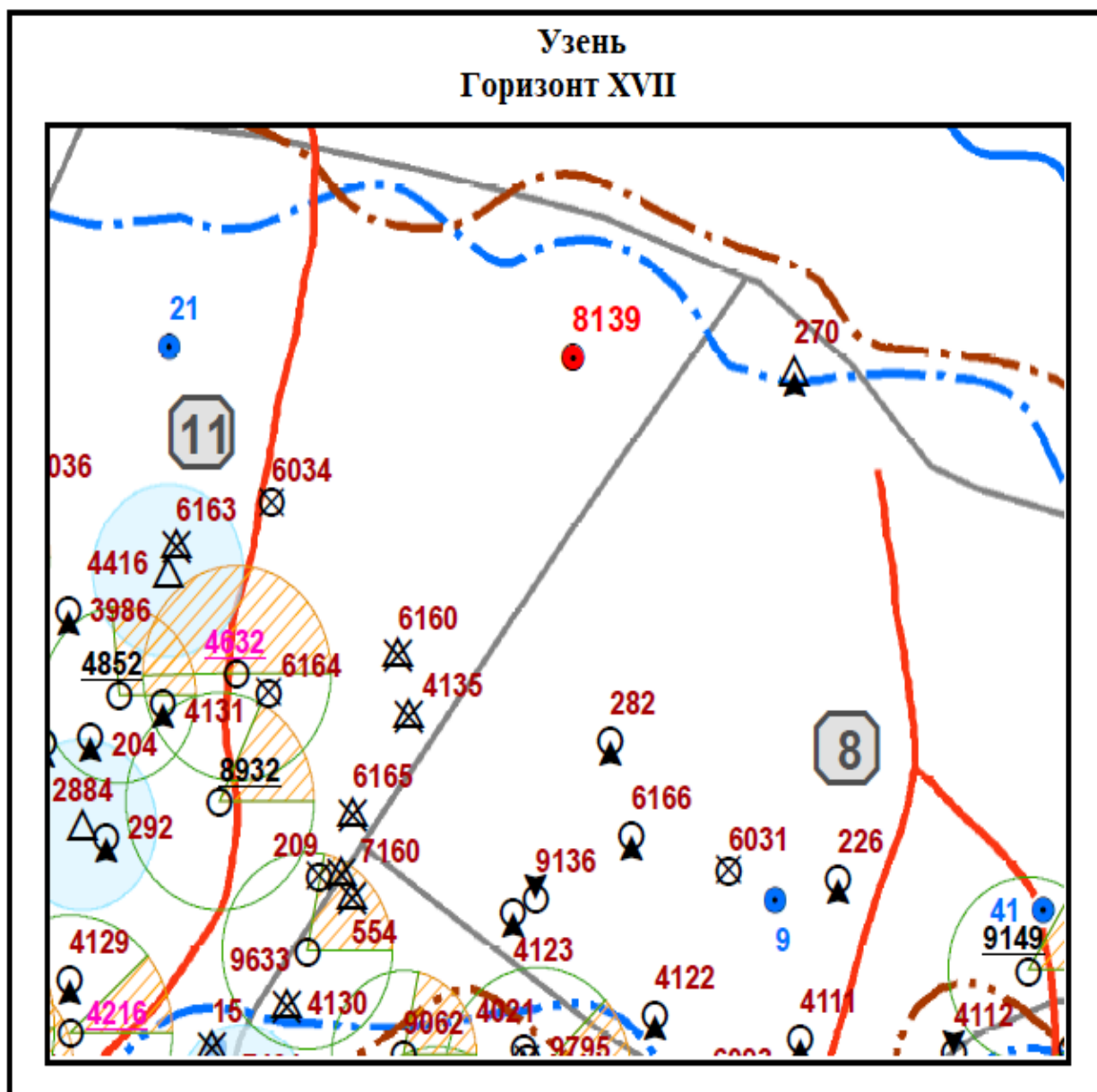


Рисунок 4.29



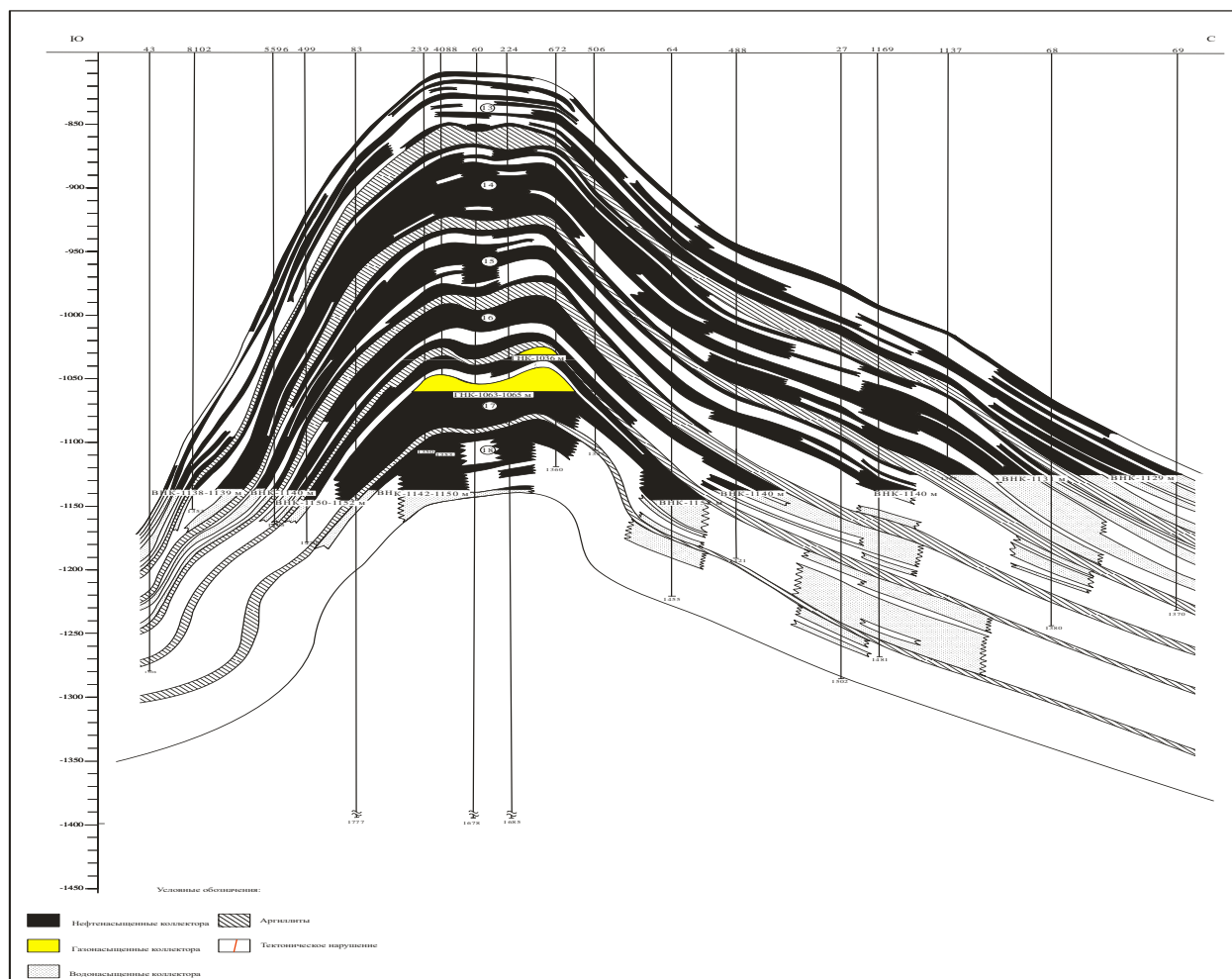


Рисунок 4.30- Геолого- литологический профиль

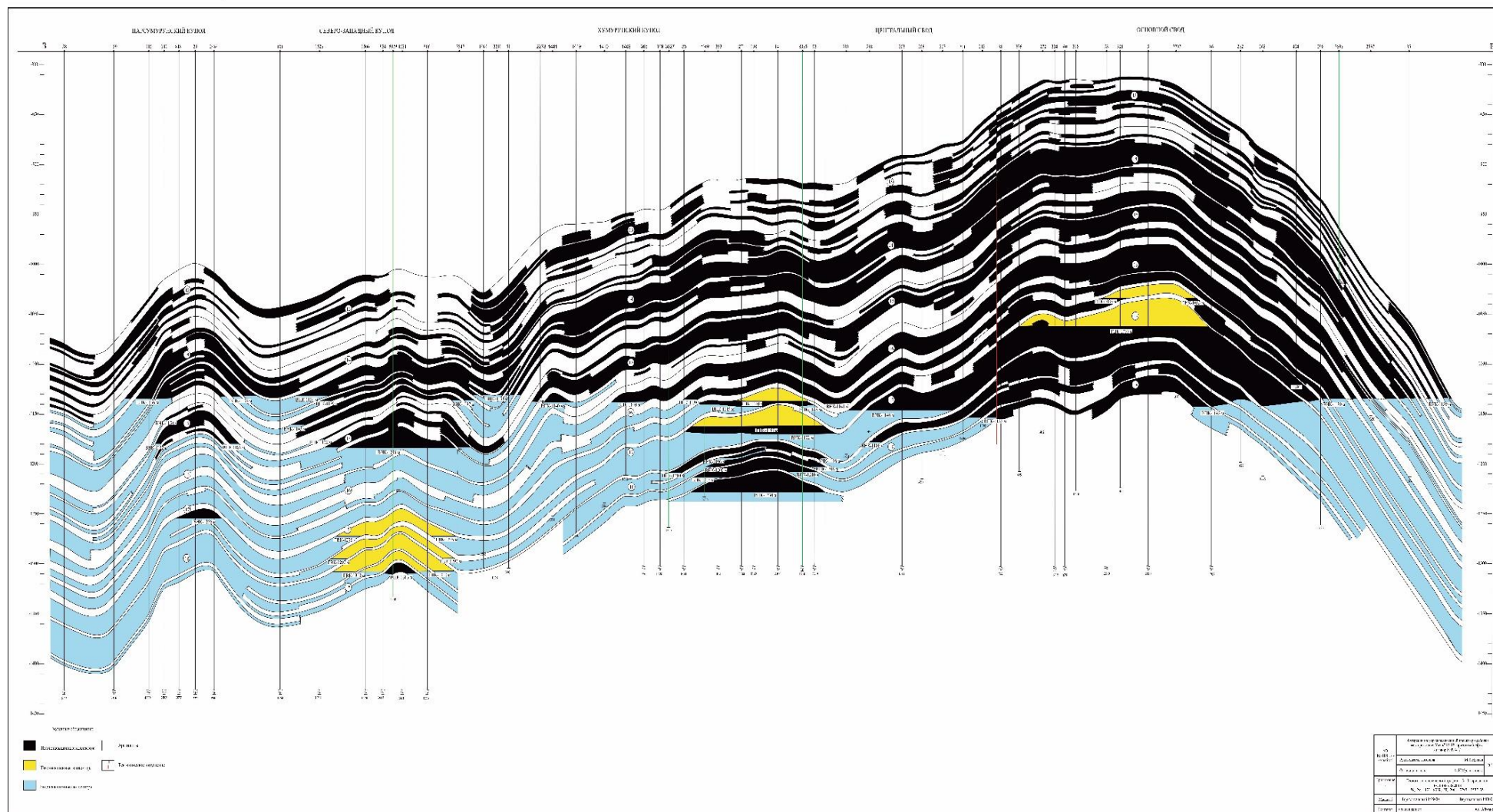


Рисунок 4.31 Геолого-литологический профиль

4.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения пластов) по подошве, град.		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол	Азимут	
1	2	3	4	5	6	7
0	40	неоген	N	3 ⁰ -4 ⁰		1,2
40	50	палоген	P	3 ⁰ -4 ⁰		1,16
50	60	дат	K _{2d}	3 ⁰ -4 ⁰		1,2
60	150	сенон-турон	K _{2sn+t}	3 ⁰ -4 ⁰		1,3
150	225	сеноман	K _{2cm}	3 ⁰ -4 ⁰		1,16
225	800	альб	K _{1al}	3 ⁰ -4 ⁰		1,05
800	860	апт	K _{1ap}	3 ⁰ -4 ⁰		1,05
860	950	неоком	K _{1nc}	3 ⁰ -4 ⁰		1,07
950	1060	оксфорд	J _{3ox}	3 ⁰ -4 ⁰		1,05
1060	1160	келловей	J _{2cl}	3 ⁰ -4 ⁰		1,22
1160	1365	бат	J _{2bt}	4 ⁰ -5 ⁰		1,19
1365	1400	байосс	J _{2bi}	4 ⁰ -5 ⁰		1,12

Примечание: В таблицах 4.1 - 4.25 приведены усредненные значения по месторождению.

Таблица 4.2 - Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратигра- фического подразделе- ния	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
N	0	40	Известняки Мергели Глины	40 35 25	Известняки ракушечники с включениями сажистых остатков и бурых пятен железа. Глины темно-серые и зеленовато-серые, плотные с прослоями мергелей того же цвета. Мергели белые, светло-серые и зеленоватые, чередующиеся с известняками пелитоморфными и ракушечными.
P	40	50	Мергели Глины Известняки	45 25 30	Мергели белые, светло-серые, буровато-коричневые. Глины плотные известковые. Известняки органогенно-обломочные оолитовые и пелитоморфные, преимущественно белого цвета с различными оттенками, изредка прослеживаются кальцитовые прожилки.
K ₂ d	50	60	Известняки Глины Мергели	70 20 10	Известняки, пелитоморфные переслаивающиеся с мергелями и глинами.
K ₂ sn+t	60	150	Мел Мергели Глины Песчаники	65 15 10 10	Мел белый с прослоями белых мергелей, сероватых известняков, пелитоморфных. Песчаники серые. Глины зеленовато-серые.
K ₂ sm	150	225	Песчаники Алевриты Глины	40 40 20	Песчаники и алевриты серые мелкозернистые, слабоцементированные глинисто-карбонатным цементом. Глины темно-серые, почти черные слабо алевритистые, некарбонатные.

Продолжение таблицы 4.2.

1	2	3	4	5	6
K ₁ al	225	800	Песчаники Алевролиты Глины	40 40 20	Глины серые и темно-серые. Песчаники и алевролиты серые, темно-серые, преимущественно мелкозернистые. Встречаются конкрециями фосфаритов, многочисленных остатков фауны и флоры
K ₁ ap	800	860	Глины Песчаники	65 35	Глины темно-серые, слабо алевритистые Песчаники серые, средне и мелкозернистые, средней крепости цементированные глинистым цементом..
K ₁ nc	860	950	Песчаники Известняки Глины	55 25 20	Песчаники зеленовато-серые, преимущественно мелкозернистые, крепко сцементированные карбонатным цементом. Глины зеленовато-серые. Встречаются прослои пелитоморфных известняков
J ₃ ox	950	1060	Глины мергели	60 40	Глины зеленовато-серые алевритистые, карбонатные Мергели серые карбонатные
J ₂ cI	1060	1160	Глины Песчаники Алевролиты	60 30 10	Глины серые карбонатные, слабоалевритистые Песчаники и алевролиты серые, светло-серые, средней крепости, цементированные глинисто-карбонатным цементом
J ₂ bt	1160	1365	Песчаники Алевролиты Глины	30 30 40	Песчаники и алевролиты темно-серые средней крепости Глины серые плотные, алевритистые
J ₂ bi	1365	1400	Песчаники Алевролиты Глины	40 40 20	Песчаники и алевролиты серые мелкозернистые, слабоцементированные глинисто-карбонатным цементом Глины темно-серые, почти черные слабоалевритистые, некарбонатные

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

Интервал страти- графиче- ского подраз- деления	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плот- ность, г/см ³	Порис- тость, %	Прони- цае- мость, м	Гли- нис- тость, %	Карбо- нат- ность, %	Соле- ность	Сплош- ность	Твер- дость, кгс/мм ²	Рас- слоен- ность породы	Абра- зив- ность	Катег. пород по про- мысл. Класс. (мягкая средн. и т.д.)	Коеф- фициент Пуас- сона	Мо- дуль Юнга кгс/ мм ²	Гидрота- ционное разуплот- нение (набу- хание) породы
	от (верх)	до (низ)															
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
N	0	40	Извест. Глины Мер-и	2,47	-	-	-	-	-	-	10-20		3,0 3,5 1,0	мягкие			
P	40	50	Мергели Глины Известн	2,47							10-30		3,5 3,5	средние			
K ₂ D	50	60	Мер-и Извест Глины	2,47	-	-	-	-	-	-	10-30	-	5,5 3,0 3,5	средние			
K ₂ sn+т	60	150	Мел Мергели Глины	2,26							10-10		1,0 2,0 5,5	мягк. Средние			
K _{2s} m	150	225	Песч-ки Алев-ты Глины	1,84	32,7	0,212	30,7	2,5			10-40		6,0 6,0 3,0	средние			
K ₁ al	225	800	Песч-ки Алев-ты Глины	1,92	27,3	0,392	2,94	1,34			10-40		6,0 3,0	средн.			
K ₁ ap	800	860	Глины Песч-ки	2,05	-	-	-	-	-	-	20-90	-	2,5 6,0	мягк. Средние			

Продолжение таблицы 4.3.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
K _{inc}	860	950	Песч-ки Известн Глины	2,13	19,1	0,470	26,6	8,3			20-125	-	6,0 6,5 2,5	мягк. Средн. Терд.			
J _{3ox}	950	1060	Глины Мергели	2,34							25-55	-	4,0 3,5	Средние			
J _{2 cl}	1060	1160	Глины Песч-ки Алев-ты	2,12	22,7	0,254	25,7	3,7	5,43	-	30-70	-	2,5 6,0	Средние			
J _{2 bt}	1160	1365	Песч-ки Алев-ты Глины	2,08	21,2	0,370	24,9	2,78	7,72		25-80		6,0 3,5	Средние			
J _{2 bi}	1365	1400	Песч-ки Алев-ты Глины	2,4	22,8	0,194	26,4	2,15	-		25-80		6,0 2,5	Средние			

Таблица 4.4 - Геокриологическая характеристика разреза скважины

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

4.2 Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Таблица 4.5– Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³		Подвижность Д на СП	Содержание серы, % по весу	Содержание парафина, % по весу	Свободный дебит, м ³ /сут	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации					газовый фактор, м ³ /м ³	содержание сероводорода, %	содержание углекислого газа, %	относительная по воздуху плотность газа	коэффициент сжимаемости	Давление насыщения в пластовых условиях, кгс/см ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
XIII J ₃ cI	1132	1154	поровый	0,76	0,85	0,0540	0,2	22	5-20	48,3	-	0,3	1,030	0,591	72
XIV J ₂ bt	1185	1230	-"-	0,77	0,85	0,0630	0,2	19,09	-"-	48,9	-	-	0,9080	0,671	78
XV J ₂ bt	1248	1260	-"-	0,76	0,85	0,0691	0,2	22,0	-"-	51,3	-	-	0,8476	0,710	80
XVI ₁ J ₂ bt	1297	1312	-"-	0,75	0,85	0,0663	0,2	21,0	-"-	49,3	-	-	0,8670	0,704	82
XVI ₂ J ₂ bt	1318	1330	-"-	0,75	0,85	0,0663	0,2	21,0	-"-	49,3	-	-	0,8670	0,704	82
XVII J ₂ bt	1338	1347	-"-	0,75	0,85	0,0630	0,18	22,0	-"-	48,4	-	-	0,8159	0,735	83
XVIII J ₂ bi	1380	1400	-"-	0,75	0,86	0,0187	0,17	22,0	-"-	52,8	-	-	0,6979	0,799	92

Таблица 4.6 – Газоносность

Индекс стратиг. подразд.	Интервал, м		Тип коллектора	Состояние (газ, конденсат)	Содержание % по объему		Относительная по воздуху плотность газа	Кэфф. сжимаемости газа в пластовых условиях	Свободный дебит, м ³ /сут	Плотность газоконденсата		Фазовая проницаемость, мД
	от (верх)	до (низ)			сероводорода	углекислого газа				в пластовых условиях	на устье скважины	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
J ₂ b XVIII	1365	1370	поровый	газ	0	1,92	0,687	0,69	434,0	-	-	-

Таблица 4.7– Водоносность

Индекс стратиграф. подразделен.	Интервал, м		Тип кол- лек- тора	Плот- ность г/см ³	Свобо- дный дебит. м ³ /сут	Фазовая прони- цаемость м	Химический состав воды, мг/экв.						Степень минера- лизаций, мг/экв/л	Тип воды по Сулину Сн- сульфатно- натриевый: Хк-хлор- кальциевый ХМ- хлормаг- ниевый	Относится к источнику питьевого водоснаб- жения (да или нет)
							анион			катион					
	от (верх)	до (низ)					CL ⁻	SO ₄ ⁻	HCL ₃	Na ⁺	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
K ₂ sm	260	280	поров.	1,015	0,6	0,212	140,83	14,49	0,9	179,94	5,03	4,08	378,15	ХК, СН	нет
K ₁ al	320	440	поров.	- “-	- “-	0,384	188,0	14,27	-	193,0	7,39	8,68	418,14		
K ₁ al	480	520	поров.	- “-	113				-						
K ₁ al	590	630	поров.	- “-					-						
K ₁ al	750	770	поров.	- “-					-						
K ₁ ap	820	850	поров.	- “-					-						
K ₁ nc	915	990	поров.	1,02	209	0,470	355,64	9,63	-	315,15	17,0	20,09	740,94	ХК	
J ₂ bt	1312	1316	поров.	1,1	5-20	0,310	2384,1	71		1731,8	145,8	526,2	4745,44		
J ₂ bt	1332	1336	поров.	- “-	5-20		2428	57		1792,8	189,0	465,2	4897,07		
J ₂ bt	1347	1364	поров.	- “-	5-20		2530	41		1650,7	186,8	509,5	5236,5		

Таблица 4.8 - Давление и температура по разрезу скважины
 (в графах 6, 9, 12, 15, 17 проставляются условные обозначения источника получения градиентов) ПСР - прогноз по сейсморазведочным данным;
 ППФ - прогноз по геофизическим исследованиям и РФЗ - расчет по фактическим замерам в скважинах.

Индекс стратигра- фическое подразде- ление	Интервал, м		Градиент давления						Градиент давления						Температура в конце	
	от (верх)	до (низ)	пластового			порового			гидроразрыва пород			горного давления			°С	исто-к получ.
			кг/см ² на м		ист-к получ.	кг/см ² на м		ист-к получ.	кг/см ² на м		исто-к получ.	кг/см ² на м		ист-к получ.		
			от	до		от	до		от	до		от	до			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
N	0	40	0,053	0,053	-	0,100	0,100	РФЗ	0,185	0,185	-	0	0,247	РП	15	ГФЗ
P	40	50	0,059	0,065	-	0,100	0,100	РФЗ	0,185	0,185	-	0,247	0,247	-''-	15	-''-
K ₂ d	50	60	0,065	0,076	-	0,100	0,100	-''-	0,185	0,185	-	0,247	0,247	ПГФ	16	-''-
K ₂ sn+t	60	150	0,076	0,096	РФЗ	0,100	0,100	ПГФ	0,185	0,185	РФЗ	0,245	0,233	-''-	27	-''-
K ₂ sm	150	225	0,096	0,100	-''-	0,100	0,100	-''-	0,185	0,185	-''-	0,233	0,208	-''-	28	-''-
K ₁ al	225	800	0,100	0,101	-''-	0,100	0,101	-''-	0,185	0,185	-''-	0,208	0,196	-''-	45	-''-
K ₁ ap	800	860	0,101	0,102	-''-	0,101	0,105	-''-	0,155	0,155	-''-	0,196	0,197	-''-	47	-''-
K ₁ nc	860	950	0,102	0,106	-''-	0,105	0,105	-''-	0,155	0,170	-''-	0,197	0,198	-''-	50	-''-
J ₃ ox	950	1060	0,106	0,102	-''-	0,105	0,105	-''-	0,170	0,170	-''-	0,198	0,202	-''-	54	-''-
XIII J ₃ cl	1132	1154	0,087	0,086	РФЗ	0,105	0,120	-''-	0,170	0,170	-''-	0,202	0,203	-''-	59	-''-
XIV J ₂ bt	1185	1230	0,087	0,084	-''-	0,120	0,120	-''-	0,170	0,170	-''-	0,203	0,204	-''-	61	-''-
XV J ₂ bt	1248	1260	0,090	0,089	-''-	0,120	0,120	-''-	0,170	0,170	-''-	0,204	0,204	-''-	61	-''-
XVI J ₂ bt	1297	1312	0,091	0,090	-''-	0,120	0,120	-''-	0,170	0,170	-''-	0,204	0,204	-''-	61	-''-
XVI J ₂ bt	1318	1330	0,090	0,089	-''-	0,120	0,120	-''-	0,170	0,170	-''-	0,204	0,204	-''-	61	-''-
XVII J ₂ bt	1332	1364	0,093	0,093	-''-	0,120	0,120	-''-	0,170	0,170	-''-	0,204	0,204	-''-	65	-''-
XVIII J ₂ bi	1365	1400	0,092	0,091	-''-	0,120	0,120	-''-	0,170	0,170	-''-	0,204	0,204	-''-	66	-''-

Примечание: 1. Для каждой конкретной скважины данные градиента давления должны быть представлены за 10 дней до начала бурения геологической службой НГДУ, по замерам непосредственно по соседним 2-3 скважинам.
 2. Перед началом бурения останавливаются соседние влияющие скважины.

4.3 Возможные осложнения по разрезу скважины

Таблица 4.9 - Поглощение бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м³/час.	Расстояние от устья до скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Имеется ли потери циркуляции (ДА, НЕТ)	Градиент давления поглощения, кгс/ (см²хм)		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
N	35	40	50-100	5-10	да	0,102	1,185	После спуска инструмента при восстановлении циркуляции
K _{2sn+t}	100	120	50-100	5-10	да	“-	“-	
K _{1al}	250	300	5-10	0	нет	0,118	0,185	При проработке и при восстановлении циркуляции после спуска, бурового инструмента
K _{1al}	400	430	“-	0	“-	0,118	0,185	
K _{ink} J _{3ox}	915 980	950 1030	50-100 5-10	5-10	да	1,22	0,155	
J _{3ox}	1080	1135	50	0	да	0,132	0,170	При восстановлении циркуляции
J _{2bt}	1215	1290	5-10	0	нет	0,125	0,17	“-

Таблица 4.10 - Осыпи и обвалы стенок скважин

Индекс стратиг. Подразд	Интервал, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее			Время до начала осложнения, сут	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	тип раствора	плотность, г/см³	дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород		
1	2	3	4	5	6	7	8
K _{2sm}	180	225	Полимер гуматный	1,12	1,16-40-4:9	Осыпи в процессе вскрытия	Проработка, промывка
J _{2bt}	990	1040		1,12-1,14	1,20-40 : 60-4 : 9	“-	“-
“-	1040	1400	“-	1,16-1,18	“-	“-	“-

Таблица 4.11– Нефтегазоводопроявление

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Длина столба газа при ликвидации газопроя- вления, м	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, г/см ³		Условия возникновения	Характер проявления (в виде нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т.д.)
	от (верх)	До (низ)			внутреннего	наруж- ного		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
N	105	120	Водопроявление	-”-	-”-	-”-	При вскрытии или СПО происходит поглощение с последующим водопроявлением	В виде перелива воды
K _{2sm}	182	203	-”-	-”-	-”-	-”-	При СПО за счет поршневания	В виде перелива воды
K _{1al}	242	800	Водопроявление	-”-	-”-	-”-		
K _{1nc}	860	930	-”-	-”-	-”-	-”-		
XIII J ₃ cI	1132	1154	нефть+вода+ газ	0	0,9	0,9	При бурении в случае недостаточной репрессии	Увеличение водоотдачи раствора, перелив газонефтяной смеси
XIV J ₂ bt	1185	1230	-”-	-				
XV J ₂ bt	1248	1260	-”-	-				
XVI J ₂ bt	1297	1312		-				
XVII J ₂ bt	1318	1330						
XVII J ₂ bt	1332	1364						
XVIII J ₂ bi	1365	1400	-”-	-”-	-”-	-”-	-”-	-”-

Таблица 4.12 – Прихватопасные зоны

Индекс стратиг. подразд.	Интервал, м		Вид прихвата, от перепада давления, заклинки, сальникообразования и т.д.	Раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки (да, нет)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		тип	Плотность, г/см ³	водоотдача, см ³ /30мин	смазывающие добавки		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
K _{2sn+t}	76	140	Посадка, затяжка	тех. вода	1,02	-''-	-''-	да	Из-за сужения ствола скважин при спуске и подъеме инструмента
K _{2al} K _{lnk}	435 880	790 950	-''- -''-	ест.раствор -''-	1,18 -''-	10-20 -''-	-''-	-''-	
J _{3ox}	980	1110	Прихват	Полимер гуматный	1,25	7-10			При оставлении инструмента без промывки более суток
J _{3cl}	1110	1150	Посадка, затяжка	-''-	-''-	4-10	-''-	нет	При спуске и подъеме инструмента
J _{2bt}	1215	1230	-''-	-''-	-''-	-''-	-''-	да	-''-
	1240	1255	-''-	-''-	-''-	-''-	-''-	-''-	-''-
	1310	1330	-''-	-''-	-''-	-''-	-''-	-''-	-''-

Таблица 4.13 – Текучие породы

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал залегания текучих пород, м		Краткое название пород	Минимальная плотность бурового раствора, предотвращающая течение пород, г/см ³	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6
При бурении в разрезе неоген-байосских отложений текучих пород не ожидается					

Таблица 4.14 – Прочие возможные осложнения

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

4.4 Исследовательские работы

Таблица 4.15 - Отбор керна, шлама и грунтов

Индекс стратиграфического подразделения	Параметры отбора керна				Параметры отбора шлама			Параметры отбора грунтов		
	Интервал, м		Макси- мальная проходка, м	Мини- мальный диаметр, мм	Интервал, м (по стволу)		Частота отбора, шлама через, м	Глубина отбора грунта, м	Тип бокового грунтоноса	Количество образцов пород, шт
	от (верх)	до (вниз)			от (верх)	до (вниз)				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Отбор шлама и грунтов не планируется										

Примечания: Количество и уточненные номера скважин-кандидатов, а также интервалы отбора керна будут предоставлены Заказчиком. Возможны изменения интервалов отбора керна (глубины в абсолютных отметках с учетом альтитуды).

Таблица 4.16– Геофизические исследования

Наименование исследования	Масштаб записи предостав- ляемого материала	Замеры и отборы производятся			Скважинная аппаратура и приборы		Промыслово- геофизическая партия		Номер таблиц СПВ на ПГМ
		при забое, м	в интервале, м		тип	группа сложности	название	дежурство на буровой, сут	
			от (верх)	до (низ)					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1. КС, ПС, ИК, ГК, НГК, КВ, профилометрия, инклинометрия, термометрия.	1:500 1:500	220 1400	30 220	220 1400					
2. КС, ПС, КВ, профилометрия, ГК, СГК, ННК –Т, БК, ИК (ВИКИЗ), ГГК-П, МБК, МКВ, МКЗ, АК, резистивиметрия, инклинометрия, термометрия.	1:500 1:200	1400	кровля валанжина (выше на 20м)	1400					
3. АКЦ ФКД, СГДТ	1:500	220 1400	0 0	220 1400					
4. В интервалах перфорации после выхода скв-ны на оптимальный режим работы и расформирования зоны проникновения. • <u>ИННК (ИНГК), ГК, ЛМ (выборочно по скважинам).</u> • Комплекс ГИС-к: ЛМ, термометрия, манометрия (МН) • СТД, плотнометрия (ПЛ), РГД, РИС, влагометрия (ВЛ), шумометрия, ГК.	1:500 1:500 1:200	в продуктивном интервале по всему стволу в интервалах перфорации							

Таблица 4.17 - Данные по испытанию (опробованию) пластов в процессе бурения

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

Таблица 4.18 - Прочие виды исследования

Название работы	Единица измерения	Объем работы
1	2	3

Примечание: Прочие виды исследования не предусматриваются.

4.5 Работы по испытанию в эксплуатационной колонне и освоение скважины, сведения по эксплуатации

Таблица 4.19 - Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины) в эксплуатационной колонне

Индекс стратигра- фического подразделения	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал залегания объекта, м		Интервал установки цементного моста, м		Тип конструкции продуктивного забоя ОТКРЫТЫЙ ЗАБОЙ, ФИЛЬТР, ЦЕМЕНТ, КОЛОННА	Тип установки для испытания (освоения) ПЕРЕДВИЖ- НАЯ СТА- ЦИОНАРНАЯ	Пласт фонтани- рующий ДА, НЕТ	Кол-во режимов штуцеров испыта- ния, шт.	Диаметр штуце- ров, мм	Последовательный перечень операций вызова протока или освоения нагнетательной скважины: смена раствора на воду (РАСТВОР-ВОДА), смена раствора на нефть (РАСТВОР-НЕФТЬ), смена воды на нефть (ВОДА- НЕФТЬ), аэрация (АЭРАЦИЯ), понижение уровня компрессорами (КОМПРЕССОР)	Опорожнение колонны при испытании (освоении)	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)							макси- мальное сниже- ние уровня, м	плот- ность жид- кости, г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
XIII J ₃ cI	V	1132	1154			колонна	Передвижная	-	-	-	1. Смена раствора на воду; 2. Аэрация, понижение уровня компрессорам.	700	1,02
XIV J ₂ bt	IV	1185	1230										
XV J ₂ bt	III	1248	1260										
XVI ₁ J ₂ bt	II	1297	1330										
XVIII J ₂ bi	I	1338	1347										

Таблица 4.20- Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (освоении)

№№ объекта	Перфорационная среда		Мощность перфораций м.	Вид перфорации кумулятивная. пулевая. снарядная. гидropескоструйная. гидроструйная.	Типоразмер перфоратора	Кол-во отверстий на 1 м. шт.	Кол-во одновременно спускаемых зарядов. шт.	Кол-во спусков перфоратора	Предусмотрен ли спуск перфоратора на НКТ? (да. нет)	Насадки на гидropескоструйной перфорации	
	вид: раствор, нефть, газ	Плотность. г/см ³								диаметр. мм	Количество шт.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
V	Водный раствор хлористого кальция обработка 0.5% ПАА	Согласно ГТН	22	кумулятивная. пробивная способность не менее 1150мм (по стандарту API 19)	корпусной Ø 114 мм Dynawell 4 ½". 39гр HMX 4505 Power Jet 4 ½" 4505 Ultra Jet 4 ½" Predator 4½"	20	60	8	*	-	-
IV			45			20	60	15	-"-	-	-
III			12			20	60	4	-"-	-	-
II			27			20	60	9	-"-	-	-
I			20			20	60	7	-"-	-	-

Примечание: Мощность интервала перфорации и количество спусков перфоратора уточняется после проведения ГИС. * По рекомендации Заказчика возможно применение вместо перфорации кумулятивной, на гидropескоструйной (щелевая) и перфорации на кабеле и НКТ (на депрессии).
Фазировка зарядов – 60 ÷ 70 градус.

Таблица 4.21 - Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости пласта в скважине

номер объекта (см.табл. 4.19)	Название процесса: солянокислотная обработка, обр. керосино-кисл. эмульсией, уст-ка кислотной ванны, добав. кумулят. перфор., гидроразрыв пласта, гидropескоструйная перфорация, обработка ПАВ, метод переменных давлений, закачка изотопов и другие операции; выполняемые по местным нормам	Количество операций, установок импульсов, спуск перфоратора	Плотность жидкости в колонне, г/см ³	Давление на устье, кгс/см ²	Температура закачиваемой жидкости, °C	Глубина установки пакера, м	Мощность перфораций, м	Типоразмер перфоратора	Кол-во отверстий на 1 м, шт.	Кол-во одновременно спускаемых зарядов, шт.	Местные нормы времени, сут.

Примечание: Интенсификация притока пластового флюида не предусмотрена.

Таблица 4.22 - Дополнительные работы при испытании (освоении)

Номер объекта (см. табл 4.10.)	Название работ: ПРОМЫВКА ПЕСЧАНОЙ ПРОБКИ ПОВЫШЕНИЕ ПЛОТНОСТИ БУРОВОГО РАСТВОРА ДО; ПОВТОРНОЕ ПОНИЖЕНИЕ УРОВНЯ АЭРАЦИЕЙ; ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ПЕРЕГРЕВ КОЛОННЫ (при освоении газового объекта); ВИБРООБРАБОТКА ОБЪЕКТА; ЧАСТИЧНОЕ РАЗБУРИВАНИЕ ЦЕМЕНТНОГО МОСТА; и другие дополнительные работы, выполняемые по местным нормам	Единица измерения	Количество	Местные нормы времени, сут
1	2	3	4	5
1	Разбуривание деталей МСЦ	шт	1	1,2

Таблица 4.23 - Данные по эксплуатационным объектам

Номер объекта	Плотность жидкости в колонне, г/см ³		Пластовое давление на период поздней эксплуатации, кгс/см ²	Максимальный динамический уровень при эксплуатации, м	Установившаяся при эксплуатации температура, °С		Данные по объекту содержащему свободный газ		Заданный коэффициент запаса прочности в фильтровой зоне
	на период ввода в эксплуатацию	на период поздней эксплуатации			в колонне на устье скважины	в эксплуатационном объекте	длина столба газа по вертикали, м	коэффициент сжимаемости газа стволе скважины	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
V	0,76	0,85	116	700	20	59	-	0,591	1,30
IV	0,76	0,85	120	700	20	61	-	0,662	1,30
III	0,77	0,85	128	700	20	63	-	0,702	1,30
II	0,75	0,85	113	700	20	64	-	0,704	1,30
I	0,75	0,85	124,7	700	20	65	-	0,735	1,30

Примечание: Динамический уровень 700 м принят из опыта эксплуатации скважин на месторождении Узень

Таблица 4.24 - Дополнительные данные для определения продолжительности испытания (освоения) скважины

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

Примечание: 1. Исследование методом восстановления (падения) давления (запись КВД)

2. Исследование методом установившихся закачек на трех режимах (запись индикаторных кривых)

3. Исследование профиля приемистости

4. Проводить перфорацию две смены, что подразумевает работу в ночное время суток. В этом случае должно быть предусмотрено, согласно Правил проведения взрывных работ, достаточное освещения места подготовки перфоратора источником электроэнергии исключающего возникновение блуждающих токов. В случае невозможности выполнения этих условий взрывные работы должны проводиться в светлое время суток.

Таблица 4.25 - Данные по нагнетательной скважине.

Индекс страти графи ческого подраз деления	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал залегания объекта, м		Название (тип) нагнета- емого агента (ВОДА, НЕФТЬ, ГАЗ, ПАР и т.д.)	Режим нагнетания					Пакер		Жидкость за НКТ	
		от (верх)	до (низ)		плотность жидкости г/см ³	относительная по воздуху плотность нагнетаемого газообразного агента	интенсивность нагнетания, м ³ /сут	давление на устье кг/см ²	температура нагнетаемого агента, °С	шифр	глубина установки, м	тип	плот- ность, г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	12		13	14
Нагнетательные скважины данным проектом не планируются.													

Таблица 4.26 - Сведения об осложнениях по пробуренным скважинам-аналогам

Номер скважины	Площадь	Интервал осложнения	Индекс стратиграфического подразделения	Вид осложнения	Условия возникновения (тип, параметры бурового инструмента, глубина спуска предыдущей колонны, диаметр ствола и т.д.)
1	2	3	4	5	6
3760,3770, 3984, 8067	Узень	1050-1130	J _{2 cl}	Поглощение	При бурении поглощение, плотность промывочного раствора 1,28-1,37 г/см ³ , вязкость 40-45 сек, водоотдача – 6-7 см ³ /30 мин.
1367	Узень	1386-1388	J _{2 bi}	Поглощение	В процессе бурения интервала 1386-1388 м. зафиксировано поглощение раствора на глубине 1388 м. Произвели подъем инструмента с 1388 до 900 м и ОНР, снизив плотность раствора с 1,42 до 1,36 г/см ³ . Причины: чрезмерное увеличения плотности бурового раствора (1,42 г/см ³), высокие показатели реологии, коллоидной фазы, пластической вязкости и ДНС бурового раствора.
6195	Узень	1255	J _{2 bt}	Поглощение	При достижении глубины 1255м, после очередного наращивания, при запуске насосов получили полное поглощение без выхода циркуляции. Причины: несоответствие параметров бурового раствора с техническим проектом, высокие показатели реологии, коллоидной фазы, пластической вязкости и ДНС бурового раствора.
3884, 3919, 3875,3986, 9840, 7907,7981, 7936,7919, 7934, 3912	Узень	1080-1300	J _{2 cl} J _{2 bt} J _{2 bt}	НГВП	Во время вынужденных остановок, не отключения влияющих нагнетательных скважин, из-за не согласованного проведения ГРП. Плотность р-ра 1,32-1,36 г/см ³ . Заготовка бурового раствора, утяжеленного и глушение скважины
5559	Узень	1200	J _{2 bt}	Поглощение при спуске эксплуатационной колонны	Во время промывки на глубине 1200 метров с обсадной колонной Ø168мм, произошло полное поглощение бурового раствора. Причиной является что, из-за несоответствия параметров бурового раствора (вязкость 100-120 сек), поглощение бурового раствора произошло в проницаемых и трещиноватых породах в интервале 1052-1067м
6329, 6188, 5470	Узень	600-1200	K _{1al} K _{1al} K _{1 ne} J _{3 ox}	Искривление ствола скважины	Причины: Не своевременное проведение замеров промежуточной инклинометрии в целях недопущения набора зенитного угла, не принятие мер по ограничению осевой нагрузки на долото и регулирования механической скорости проходки.

Продолжение таблицы 4.26

1	2	3	4	5	6
6286	Узень	1056-1094	J _{2 cl}	Прихват	В процессе подъема бурильного инструмента после проведения ГИС (ПИ) при забое 1094м на глубине 1056м возникли затяжки до 20-25тн и прихват КНБК. Причины: Перед проведением ПИ промывка скважины не была осуществлена должным образом (25мин), плюс к этому низкое содержание смазки в буровом растворе привели к прихвату в интервале КНБК.
6449	Узень	900	K _{I пс}	Полет КНБК, прихват	12.02.21г. В 16:00 при забое 900 метров во время КСПО в интервале 900-750-900м. произошел полет его части. Подъем инструмента проводился с затяжками в интервале 850-800 до 10тн. При очередном наращивании после проработки интервала затяжек произошёл срыв инструмента с клиньев ротора.
8062	Узень	1365	J _{2 bt}	Водопроявление	При бурении на гл. 1365 м (параметры бур. р-ра 1,32-50-8) произошло водопроявление. Влияние соседних не остановленных нагнетательных скважин.

5 КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

Интервал установки, диаметр, тип соединения обсадных колонн приняты в соответствии действующими РК «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр», «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», с учетом опыта ранее пробуренных скважин.

Совмещенный график давлений приведен на рисунке 5.1. Принятая конструкция скважины приведена в таблице 5.2; общая характеристика обсадных колонн – в таблице 5.3; в таблице 5.4 приведены технико-технологические мероприятия, которые обусловлены особенностями геологического строения. В таблице 5.5 – максимально-допустимые гидродинамические давления в открытом стволе при выполнении технологических операций в процессе бурения скважины.

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

Направление Ø 324 мм×30 м устанавливается с целью предотвращения размыва устья при бурении под кондуктор и возврата восходящего потока бурового раствора из скважины в циркуляционную систему. ВПЦ до устья.

Кондуктор Ø 244,5 мм×220м устанавливается для перекрытия верхних неустойчивых отложений способных к обвалам стенок скважины, водоносных горизонтов. Устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием. ВПЦ до устья.

Эксплуатационная колонна Ø 168,3 мм х 1400 м устанавливается с целью разобщения, испытания и эксплуатации продуктивных горизонтов. Эксплуатационная колонна цементируется до устья.



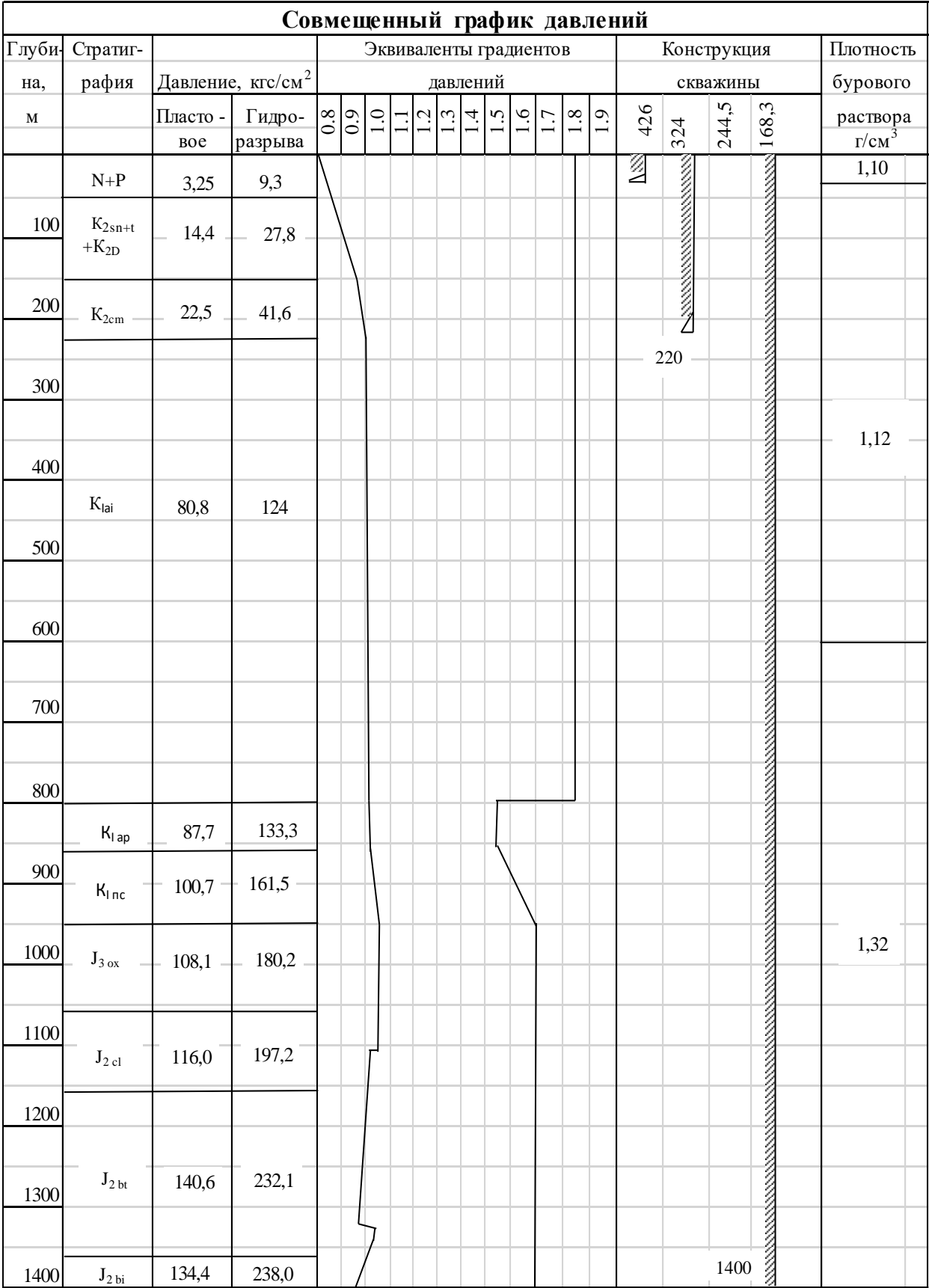


Рисунок 5.1 – Совмещенный график давлений



Таблица 5.1 – Характеристика и устройство шахтового направления

Характеристика трубы						Подготовка шахты или ствола, спуск и крепление направление
наружный диаметр, мм	длина, м	марка (группа) прочности материала	толщина стенки, мм	масса, т	ГОСТ, ОСТ и т. д. на изготовление	
1	2	3	4	5	6	7
Устройство шахты 2 м×2 м×1,5 м с железобетонным дном и стенок шахты толщиной не менее 15 см или железным листом толщиной 10 мм.						

Таблица 5.2 – Глубина спуска и характеристика обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Наименование колонны	Интервал по стволу скважины, м		Номинальный диаметр ствола скважины (долота) в интервале, мм	Расстояние от устья скважины до уровня подъема тампонажного раствора за колонной, м	Количество секций, шт.	Номер секции в порядке спуска	Интервал установки секции, м		Необходимость спуска колонны
		от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление	0	30	393,7	0	1	1	0	30	Перекрытие верхних неустойчивых отложений
2	Кондуктор	0	220	295,3	0	1	1	0	220	Перекрытие неустойчивых отложений. Монтаж ПВО для безопасного вскрытия продуктивных горизонтов
3	Эксплуатационная колонна	0	1400	215,9; 220	0	1	1	0	1400	Испытание и эксплуатация продуктивных горизонтов

Таблица 5.3 – Характеристика отдельно спускаемых частей обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска (см. т. 5.2, гр. 1)	Раздельно спускаемые части												
	номер в порядке спуска (т. 5.2, гр. 8)	количество диаметров, шт.	номер одноразмерной части в порядке спуска	наружный диаметр, мм	интервал установки одноразмерной части, м		ограничение на толщину стенки не более, мм	соединение обсадных труб в каждой одноразмерной части					
					от (верх)	до (низ)		количество типов соединений, шт.	номер в порядке спуска	тип соединения	Максимальный наружный диаметр, мм	интервал установки труб с заданным типом соединения, м	
												от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	1	1	1	324	0	30	-	1	1	ОТТМ	351	0	30
2	1	1	1	244,5	0	220	-	1	1	ОТТМ	269,9	0	220
3	1	1	1	168,3	0	1400	-	1	1	ОТТМ	187,7	0	1400

Таблица 5.4 – Техничко-технологические мероприятия, предусмотренные при строительстве скважин по проектной конструкции

№ п/п	Наименование мероприятия или краткое описание	Причина проведения мероприятия
1	2	3
1	Бурение ствола скважины до проектной глубины должно производиться с компоновками и нагрузками на долото в соответствии с техническим проектом. Ведущая штанга и УБТ должны быть, прямолинейными и в пределах технических условий. Центрирование вышки в процессе бурения контролировать систематически, не реже одного раза в неделю, проверять горизонтальность стола ротора уровнем и соосность вышки и ротора с геометрическим центром скважины.	Обеспечение технико-технологического режима бурения горизонтального участка ствола скважины
2	До вскрытия продуктивных горизонтов произвести дополнительное обучение буровой бригады по методам раннего обнаружения и ликвидации ГНВП и проверку их знаний. Дальнейшая периодичность учебных тревог устанавливается буровым предприятием.	Предупреждение и борьба с ГНВП.
3	Монтаж средств контроля и сигнализации за уровнями бурового раствора в приёмной и доливной ёмкостях.	Раннее обнаружение ГНВП.
4	Иметь на буровой следующие объёмы бурового раствора: - рабочий – 112,5 м ³ , запасной – 56,3 м ³ .	Предупреждение ГНВП.
5	Ограничение притока пластового флюида в соответствии с 39-2-803-82. Допустимый объём притока при этом составит: - в процессе бурения 1,5 м ³ , - при СПО – 1,0 м ³ .	РД Раннее обнаружение ГНВП
6	Долив скважины при подъёме буровой колонны производить: - буровые трубы – через 5 свечей, - УБТ – через каждую свечу. В процессе СПО производить постоянный контроль долива раствора при подъёме буровой колонны и объём вытесняемого раствора при её спуске. В процессе бурения и после окончания долбления ведущую и первую свечу поднимать из скважины на первой скорости.	Предупреждение, раннее обнаружение ГНВП.
7	При ликвидации ГНВП в процессе СПО спуск буровой колонны без герметизации устья производить до максимально возможной глубины.	Предупреждение разрушения обсадных колонн.
8	Ликвидацию возникших ГНВП производить в соответствии с «Методикой глушения при НГП», М., 1979 г.	Обеспечение безопасности, успешности работ.
9	На случай возможных поглощений на буровой необходимо иметь запас наполнителей, при бурении продуктивных горизонтов – кислоторастворимых.	Ликвидация поглощений.
10	Значение пластового давления для конкретной скважины должна представить геологическая служба НГДУ за 10 дней перед началом бурения, по непосредственным замерам соседних 2-3 скважин. Перед началом разбуривания проектной скважины, влияющие нагнетательные скважины службой НГДУ останавливаются и спускаются на самоизлив.	Предупреждение осложнений связанных с влиянием соседних скважин.
11	Проверять работоспособность ПВО каждую неделю. Опрессовка ПВО не реже чем один раз в 2-3 недели.	Предупреждение и борьба с ГНВП.
12	Обеспечить жёсткий контроль за химическими и реологическими свойствами бурового раствора.	Предупреждение, раннее обнаружение флюидопроявлений.
13	Максимальная скорость спуска, бурового инструмента по интервалам бурения составит 0,5 м/с.	Предупреждение поглощений бурового раствора.
14	Через 40-50 рейсов буровой колонны измерять износ обсадной колонны геофизическими методами с целью решения вопросов определения её остаточной прочности.	Предупреждение аварий с обсадными колоннами.
15	Во время ОЗЦ необходимо герметизировать устье скважины закрытием превентора	Предупреждение ГНВП во время ОЗЦ



Таблица 5.5 – Максимально-допустимые гидравлические давления в открытом стволе скважины при выполнении технологических операций

Интервал, м		Допустимая гидродинамическая составляющая репрессии на границе интервала, кгс/см ²		Допустимая гидродинамическая составляющая депрессии на границе интервала, кгс/см ²	
от (верх)	до (низ)	верхней	нижней	верхней	нижней
1	2	3	4	5	6
По условию предупреждения гидроразрыва				В процессе освоения	
0	220	0	16	- в интервалах испытания и эксплуатации	
220	1400	12	53		



6 ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Проектируемые скважины - вертикальные.

Необходимо принять все меры по недопущению значительного искривления ствола скважин, не более 3° - 5° .



7 ВЫБОР ТИПА ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ ДЛЯ БУРЕНИЯ

7.1 Буровые растворы

Программа по буровым растворам разработана с учетом всех осложнений, которые могут возникнуть при бурении эксплуатационных добывающих скважин вне газового контура проектной глубиной 1400 м на месторождении Узень.

7.1.1 Основными проблемами при бурении скважин являются:

- поглощения бурового раствора – от частичных до полных в палеогене, неогене, сенон-туроне, сеномане, альбе, неокоме, оксфорде и бате;
- осыпи и обвалы стенок скважины в сеномане, бате;
- посадки, затяжки и прихваты бурильного инструмента в сенон-туроне, сеномане, альбе, апте, неокоме, оксфорде, келловей и бате из-за сужения ствола скважины за счёт коркообразования в высокопроницаемых пластах, высоких реологических свойств бурового раствора, большого перепада давления между скважиной и пластами;
- кавернообразование в глинистых перемычках юры;
- водопроявления в неогене, сеномане, альбе, апте и неокоме;
- нефтегазоводопроявления в юрских отложениях.

Решения:

- С целью минимизации риска интенсивных поглощений бурового раствора, ожидаемых в высокопроницаемых известняках неогена, для бурения под направление применяется полимер-бentonитовый буровой раствор, в котором бентонит выполняет функцию по глинизации и кольматации стенок скважины, а добавка высоковязкой полианионной целлюлозы, наряду с низковязкой, не только понижает фильтрацию бурового раствора и препятствует отложению толстой фильтрационной корки, но также снижает риски возникновения поглощений.
- При бурении под кондуктор, в низах неогена и в сенон-туроне, продолжается использование полимер-бentonитового раствора, переведённого из предыдущей секции, но уже в качестве основы ингибирующего полимерного раствора, в котором применяется комплекс из двух основных ингибиторов гидратации глин:
 - комплексный реагент-ингибитор гидратации глин и понизитель фильтрации на основе полимеризованных жирных кислот растительного происхождения;
 - ингибитор гидратации глин на основе смеси полиамидов.



В качестве дополнительного ингибитора глин и стабилизатора сланцев применяется сульфированный асфальт.

В растворе для бурения под кондуктор применяются 2 вида коркообразующих агентов, одновременно являющихся кольматантами, снижающими риск поглощений и дифференциальных прихватов: бентонит, перешедший в раствор из предыдущей секции, и карбонат кальция. Нарбатываемый из разреза скважины мелкодисперсный мел также является дополнительным кольматантом.

- Ингибирующий полимерный раствор, обрабатываемый двумя вышеуказанными основными ингибиторами гидратации глин и одним стабилизатором сланцев, применяется для бурения под кондуктор, и под эксплуатационную колонну.
- Фильтрация (водоотдача) бурового раствора, регулируется полианионной целлюлозой низковязкого и высоковязкого сортов.
- Реологические параметры бурового раствора в торону их увеличения регулируются добавками ксантановой камеди, а в сторону снижения – добавками бесхромового таннинового разжижителя-дефлокулянта.
- Для минимизации риска поглощений бурового раствора в продуктивных отложениях юры предусмотрено поддержание минимально допустимой плотности бурового раствора при максимально возможной концентрации кислоторастворимого кольматанта-наполнителя – карбоната кальция в виде фракционированного молотого мрамора.
- Для предупреждения прихватов и уменьшения сил трения при хождении бурильного инструмента в стволе, в буровом растворе предусмотрены 2 вида смазочная добавок: жидкая и твёрдая (графит).
- Полный перечень компонентов, применяемых запроектированных буровых растворах, их краткое описание и функциональное назначение представлены в таблице ниже.
- Так как в растворённом газе нефтяных залежей присутствует небольшое количество CO_2 , существует потенциальная опасность углекислотного загрязнения бурового раствора, что сопровождается ухудшением его технологических свойств. При появлении признаков такого загрязнения, в буровой раствор должны вводиться реагенты-поглотители или нейтрализаторы CO_2 . Как правило, с этой целью применяется известь или поглотители CO_2 и кислорода совместного действия.



- Для недопущения нефтегазоводопроявлений требуется непрерывное слежение за технологическими показателями бурового раствора и уровнем бурового раствора в рабочих ёмкостях с использованием специальных приборов.
- С целью существенного снижения количества отходов бурения в виде отработанного раствора, необходимо в максимальной степени использовать на каждой секции скважины буровой раствор, оставшийся после окончания бурения предыдущих секций.

КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ И ФУНКЦИИ КОМПОНЕНТОВ БУРОВОГО РАСТВОРА

Название (тип) компонента бурового раствора	Краткое описание и функции
1	2
Вода	Основа, дисперсионная среда, растворитель водорастворимых компанентов.
Каустическая сода	Гидроокись натрия. Регулятор щелочности.
Кальцинированная сода	Карбонат натрия. Регулятор жесткости водной фазы бурового раствора.
Бентонит	Монтмориллонитовая глина. Структурообразователь, загуститель, понизитель фильтрации, коркообразующий агент.
Ксантовый биополимер (порошок)	Ксантовая камедь. Структурообразователь, агент, повышающий реологические характеристики раствора. Не ухудшает коллекторские свойства продуктивных пластов, вследствие чего относится к «неповреждающим» агентам.
Полианионная целлюлоза низковязкая 95-98%	Полианионная целлюлоза низкой вязкости 95-98% чистоты. Понизитель фильтрации (водоотдачи) бурового раствора.
Полианионная целлюлоза высоковязкая 95-98%	Полианионная целлюлоза средней и высокой вязкости 95-98% чистоты. Понизитель фильтрации (водоотдачи) бурового раствора.
Комплексный реагент- понизитель фильтрации и ингибитор гидратации глин на основе жирных кислот (паста)	Смесь полимеризованных жирных кислот растительного происхождения, понизитель фильтрации бурового раствора и ингибитор гидратации глин.
Разжижитель-дефлокулянт танниновый бесхромовый	Обработанный таннин, не содержащий хромовых соединений. Экологически безопасный рзжижитель и дефлокулянт бурвых растворов.
Сульфированный битум (порошок)	Продукт сульфирования битума, на 70-80 % растворим в воде и на 20-30% в нефти и нефтепродуктах. Стабилизатор потенциально неустойчивых слоистых пород (сланцев), микрокольматант, модификатор фильтрационной корки, антифрикционная добавка.
Ингибитор гидратации глин полиамидный	Смесь полиамидов. Органический ингибитор гидратации глин.



1	2
Пеногаситель кремний органический	Кремнийорганическая жидкость. Пеногаситель буровых растворов различных типов.
Биоцид (бактерицид)	Бактерицид. Может иметь различную химическую природу. Предотвращает бактериальное заражение буровых растворов и вызванную этим их бактериальную деструкцию.
Буровой детергент	Смесь ПАВ различной природы, диспергированных в гидрофобной среде. Противосальниковая добавка, устраняющая налипание выбуренной глины на долоте и элементах КНБК.
Смазочная добавка жидкая	Смесь различных производных жирных кислот нефтяного и/или растительного происхождения.
Смазочная добавка твердая (графит)	Графит разной степени измельчения. Понизитель трения
Карбонат кальция (молотый мрамор) фракционированный	Молотый мрамор различных фракций по размеру частиц (от 2 до 1000 мкм и выше). Кислоторастворимый утяжелитель, временно закупоривающая добавка (кольматант), наполнитель для предупреждения поглощений и дифференциальных прихватов.
Бикарбонат натрия	Бикарбонат (гидрокарбонат) натрия. Регулятор щёлочности, эффективно снижает жёсткость бурового раствора при разбурировании цемента.
Лимонная кислота	Кислота лимонная моногидрат. Эффективно снижает pH бурового раствора при разбурировании цемента.

7.1.2 Обоснование плотности бурового раствора

Плотность бурового раствора по интервалам бурения определена исходя из горно-геологических условий бурения скважин и опыта бурения ранее пробуренных скважин.

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

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

$\kappa_{пр.ср.}$ – коэффициент превышения гидростатического давления столба бурового раствора над пластовым или поровым (в расчёт принимается большее значение из этих двух давлений).

Интервал 0 – 30 м:

$$\rho_{б.р.} = 10 \times 0,10 \times (1,1 \div 1,15) = 1,10 \div 1,15 \text{ г/см}^3$$



Для бурения этого интервала допускается применение раствора плотностью 1,10-1,15 г/см³.

С учётом снижения риска поглощений в этом интервале, для расчёта принимаем минимальную из этих значений плотность бурового раствора **1,10 г/см³**.

Интервал 30 – 220 м:

$$\rho_{б.р.} = 10 \cdot 0,10 \cdot (1,1 \div 1,15) = 1,10 \div 1,15 \text{ г/см}^3$$

Для бурения этого интервала допускается применение раствора плотностью 1,10-1,15 г/см³.

С учётом опыта проводки предыдущих скважин в этом интервале, для расчёта принимаем плотность бурового раствора **1,12 г/см³**

Интервал 220 – 1400 м:

Подинтервал 220 – 1200 м:

$$\rho_{б.р.} = 10 \cdot 0,120 \cdot (1,10 \div 1,15) = 1,32 \div 1,38 \text{ г/см}^3$$

Для бурения этого подинтервала допускается применение раствора плотностью 1,32-1,38 г/см³.

Подинтервал 1200 – 1400 м:

$$\rho_{б.р.} = 10 \cdot 0,120 \cdot (1,05 \div 1,10) = 1,26 \div 1,32 \text{ г/см}^3$$

Для бурения этого подинтервала допускается применение раствора плотностью 1,26-1,32 г/см³.

Исходя из опыта проводки предыдущих скважин, принимаем плотность бурового раствора **1,32 г/см³**.

В случае возникновения осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины, необходимо увеличить концентрации ингибиторов гидратации глин, а если осложнения продолжаются, ступенчато увеличить плотность бурового раствора до их прекращения, при этом не вызывая поглощений.

В случае возникновения поглощений в надпродуктивной толще, использовать в необходимом количестве наполнители, такие как: пластиковая и резиновая крошка КР-03, различные волокнистые и чешуйчатые наполнители. В случае возникновения поглощения бурового раствора в продуктивных пластах использовать исключительно зернистый и чешуйчатый карбонат кальция разных фракций.

7.1.3 Контроль качества и подготовка бурового раствора

Необходимо обеспечить жесткий контроль за химическими и реологическими свойствами бурового раствора, для чего, все основные параметры должны замеряться 3-4



раза в сутки, а плотность через 10-15 минут (при нефтегазопроявлениях - через каждые 5 минут), условную вязкость через 15-20 минут.

Результаты анализа должны сообщаться в буровое управление Компании.

Особые требования предъявляются к системе контроля за содержанием твердой фазы в буровом растворе и ее регулированию, для чего циркуляционная система буровой установки должна быть оснащена самым современным оборудованием для очистки и регулирования содержания твердой фазы (вибрационные сита, оснащенные сетками с ячейками для грубой очистки 40-80 меш и для тонкой очистки 100-200 меш, гидроциклонные пескоотделитель и илоотделитель). Эффективное использование системы очистки позволит обеспечить поддержание запроектированных параметров бурового раствора, сократить затраты на его обработку (избежать максимального разбавления) и обеспечить сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов.

Периодически в процессе бурения и при подготовке ствола скважины к спуску обсадных колонн, прокачивать специально приготовленную вязкую пачку раствора той же плотности (в количестве 2-3 м³), с целью дополнительной очистки ствола скважины, особенно в кавернозной части его.

Перечень оборудования по очистке бурового раствора представлен в таблице 7.7.

7.1.4 Выбор типа бурового раствора

Обоснование выбора типов бурового раствора и его компонентного состава для разных интервалов бурения описан в подразделе 7.1.1.

Концентрация химических реагентов, входящих в состав бурового раствора, и их расходы и необходимые количества приведены в таблицах 7.2-7.6.

Примечания

1. На буровой необходимо вести журналы параметров бурового раствора и расходов химических реагентов.
2. Реагенты, предусмотренные проектом, поставляются компанией-подрядчиком по бурению или специализированной сервисной компанией. Возможно использование материалов и химреагентов различного производства, идентичных по своему действию запроектированным, не ухудшающих свойства бурового раствора в данных конкретных геолого-технических условиях бурения.
3. Во время бурения скважины рецептуру обработки бурового раствора можно скорректировать в зависимости от того, как диктуют скважинные условия.
4. Копии описания используемых материалов, сертификатов, паспортов безопасности должны находиться у инженера по буровым растворам и бурового мастера.



7.2 Вскрытие продуктивных пластов перфорацией (Жидкости для заканчивания скважин перфорацией)

Данная скважина бурится на продуктивные пласты в Средней Юре, в которых максимальный градиент пластового давления кп.д. составляет 0,093 кгс/см²/м.

Тогда плотность перфорационной жидкости ρ п.ж должна составлять:

$$\rho \text{ п.ж.} = 10 * 0,093 * (1,05 \div 1,10) = 0,98 \div 1,03 \text{ г/см}^3$$

Исходя из того, что минимально достижимая плотность ингибирующего полимерного раствора на водной основе с содержанием 5% хлористого калия составляет 1,04 г/см³, принимаем плотность перфорационной жидкости 1,04 г/см³.

Ниже в таблице приводится рецептура ингибирующей перфорационной жидкости плотностью 1,04 г/см³, не повреждающей продуктивные пласты:

Наименование компонента	Назначение	Концентрация, кг/м ³
1	2	3
Вода техническая	Основа перфорационной жидкости	968,0
Хлористый калий KCl	Ингибитор гидратации внутрипоровой глины	50,9
Каустическая сода	Регулятор pH	0,5
Карбоксиметилированный крахмал	Понизитель фильтрации, не повреждающий продуктивные пласты	16,0
Пенегаситель кремнийорганический	Кремнийорганическая жидкость. Пенегаситель буровых растворов различных типов	1,0
Бактерицид	Предохранитель бактериальной деструкции полимеров	0,5
Неоногенный ПАВ	Понизитель поверхностного натяжения на границе раздела фаз	0,5



Таблица 7.1 – Типы и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора													
	от (верх)	до (низ)	Плотность, г/см³	условная вязкость, с	Фильтрат (водоотдача), см³ за 30 мин	СНС, (фунт/100 фут2) через		кор- ка, мм	содержание твердой фазы, %			рН	минерали- зация, мг/л	пластическая вязкость, сП	динамическое напряжение сдвига, фунт/100 фут2	Плотность до утяжеления, г/см³
						10 сек	10 мин		коллоид- ной(ак- тивной) части	пес- ка, %	всего					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Ингибирующий Полимерный	0	30	1,1	35 – 45	≤ 8	6 – 10	8 – 14	≤ 0,5	≤ 2	< 1	<4	9 – 10		как можно ниже	18 - 28	-
Ингибирующий Полимерный	30	220	1,12	40 – 50	≤ 6	6 – 12	10 – 16	≤ 0,5	≤ 2	< 0,5	<6	9 – 10		как можно ниже	16 – 24	-
Ингибирующий Полимерный	220	1400	1,32	45 – 55	≤ 5	12 – 20	14 - 28	≤ 0,5	≤ 2	< 0,5	<17	9 – 10		как можно ниже	20 – 30	-

Примечание: Во избежание потери контроля над скважиной при газонефтеводопроявлениях допускается увеличения плотности бурового раствора.

Таблица 7.2 – Компонентный состав бурового раствора и характеристика компонентов

Номер интервала с одинаковым долевым составом бурового раствора	Интервал, м		Название (тип) бурового раствора	Плотность раствора, г/см ³	Смена раствора для бурения интервала (да, нет)	Название компонента *	Плотность, г/см ³	Содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	Влажность, %	Сорт	Содержание компонента в буровом растворе, кг/м ³ **
	от (верх)	до (низ)									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	30	Инги- бирующий Полимерный	1,10	нет	Вода	1,01				982,3
						Каустическая сода NaOH	2,13				2,0
						Кальцинированная сода Na ₂ CO ₃	2,53				3,0
						Бентонит	2,60				50,0
						Ксантановый биополимер порошок	1,50				0,5
						Полианионная целлюлоза низковязкая	1,50	95-98			3,0
						Полианионная целлюлоза высоковязкая	1,50	95-98			0,5
						Биоцид	1,05				0,5
						Смазочная добавка жидкая	0,90				2,7
2	30	220	Инги- бирующий Полимерный	1,12	нет	Раствор, переведённый из предыдущего интервала	1,10				776,5
						Вода	1,01				273,5
						Каустическая сода NaOH	2,13				1,7
						Кальцинированная сода Na ₂ CO ₃	2,53				0,3
						Ксантановый биополимер порошок	1,50				0,2
						Полианионная целлюлоза низковязкая	1,50	95-98			3,1
						Полианионная целлюлоза высоковязкая	1,50	95-98			0,2
						Комплексный реагент-понижитель фильтрации и ингибитор гидратации глин на основе жирных кислот (паста)	1,07				9,2

Продолжение таблицы - 7.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2	30	220	Инги- бирующий Полимерный	1,12	нет	Разжижитель-дефлокулянт таниновый бесхромовый	1,50				0,6
						Ингибитор гидратации глин полиамидный	1,20				5,7
						Сульфированный битум порошок	1,35				2,3
						Пеногаситель кремнийорганический	1,02				1,0
						Биоцид	1,05				0,7
						Смазочная добавка жидкая	0,90				1,1
3	220	1400	Инги- бирующий Полимерный	1,32	нет	Раствор, переведённый из предыдущего интервала	1,15				295,3
						Вода	1,01				586,6
						Каустическая сода NaOH	2,13				2,2
						Кальцинированная сода Na ₂ CO ₃	2,53				0,4
						Ксантановый биополимер порошок	1,50				0,4
						Полианионная целлюлоза низковязкая	1,50	95-98			4,5
						Полианионная целлюлоза высоковязкая	1,50	95-98			0,4
						Комплексный реагент- понижитель фильтрации и ингибитор гидратации глин на основе жирных кислот (паста)	1,07				6,0
						Разжижитель-дефлокулянт таниновый бесхромовый	1,50				0,4
						Ингибитор гидратации глин полиамидный	1,20				3,7

Продолжение таблицы - 7.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	220	1400	Инги- бирующий Полимерный	1,32	нет	Сульфированный битум порошок	1,35				1,5
						Пеногаситель кремнийорганический	1,02				0,7
						Биоцид	1,05				0,7
						Смазочная добавка жидкая	0,90				2,2
						Смазочная добавка твёрдая (графит)	2,23				2,1
						Карбонат кальция (молотый мрамор) фракционированный	2,70				364,7

Примечание:

* Допускается применение компонентов с различными брендовыми наименованиями, соответствующих их функциональному назначению, указанному в текстовой части данного раздела 7 и обеспечивающих параметры буровых растворов не ниже указанных в табл. 7.1

** Содержание компонентов в растворе для тех интервалов, где частично используется раствор, переведённый из предыдущей секции скважины, рассчитано, исходя из содержания этих компонентов в переведённом растворе плюс необходимая его дообработка, с учётом соотношения объёмов переведённого и свежего растворов.

Таблица 7.3– Потребность бурового раствора и компонентов для его приготовления, обработки и утяжеления

Интервал, м		Коэффициент запаса раствора на поверхности	Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Нормы расхода бурового раствора м3/м и его компонентов в интервале, кг/м3 *			Потребность бурового раствора (м³) и его компонентов (кг)			
от (верх)	до (низ)			величина	источник норм	поправочный коэффициент	на запас на поверхности	на исходный объём	на бурение интервала	суммарная в интервале
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	30	-	Ингибирующий Полимерный					20,7	29,3	50,0
			Вода	982,3				20333,6	28781,4	49115,0
			Каустическая сода NaOH	2,0				41,4	58,6	100,0
			Кальцинированная сода Na2CO3	3,0				62,1	87,9	150,0
			Бентонит	50,0				1035,0	1465,0	2500,0
			Ксантановый биополимер порошок	0,5				10,4	14,7	25,0
			Полианионная целлюлоза низковязкая	3,0				62,1	87,9	150,0
			Полианионная целлюлоза высоковязкая	0,5				10,4	14,7	25,0
			Биоцид	0,5				10,4	14,7	25,0
			Смазочная добавка жидкая	2,7				55,9	79,1	135,0
30	220	-	Ингибирующий Полимерный					27,3	36,5	63,8
			Раствор, переведённый из предыдущего интервала	776,5				21187,2	28354,4	49541,6
			Вода	273,5				7463,0	9987,6	17450,7
			Каустическая сода NaOH	1,7				46,4	62,1	108,5
			Кальцинированная сода Na2CO3	0,3				6,9	9,2	16,2
			Ксантановый биополимер порошок	0,2				5,8	7,7	13,5
			Полианионная целлюлоза низковязкая	3,1				85,2	114,0	199,2
			Полианионная целлюлоза высоковязкая	0,2				5,8	7,7	13,5

Продолжение таблицы 7.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
30	220	-	Комплексный реагент-понижитель фильтрации и ингибитор гидратации глин на основе жирных кислот (паста)	9,2				249,9	334,4	584,3
			Разжижитель-дефлокулянт танниновый бесхромовый	0,6				15,6	20,9	36,5
			Ингибитор гидратации глин полиамидный	5,7				156,2	209,0	365,2
			Сульфированный битум порошок	2,3				62,5	83,6	146,1
			Пеногаситель кремнийорганический	1,0				27,3	36,5	63,8
			Биоцид	0,7				19,4	26,0	45,4
			Смазочная добавка жидкая	1,1				29,8	39,9	69,7
220	1400	-	Ингибирующий Полимерный				56,3	84,4	28,1	168,8
			Раствор, переведённый из предыдущего интервала	295,3			16616,6	24925,0	8308,3	49849,9
			Вода	586,6			33009,8	49514,6	16504,9	99029,3
			Каустическая сода NaOH	2,2			126,5	189,8	63,3	379,5
			Кальцинированная сода Na ₂ CO ₃	0,4			25,3	38,0	12,7	75,9
			Ксантановый биополимер порошок	0,4			21,1	31,6	10,5	63,3
			Полианионная целлюлоза низковязкая	4,5			253,0	379,5	126,5	759,0
			Полианионная целлюлоза высоковязкая	0,4			21,1	31,6	10,5	63,3

Продолжение таблицы 7.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
220	1400	-	Комплексный реагент- понижитель фильтрации и ингибитор гидратации глин на основе жирных кислот (паста)	6,0			337,4	506,0	168,7	1012,1
			Разжижитель-дефлокулянт танниновый бесхромовый	0,4			21,1	31,6	10,5	63,3
			Ингибитор гидратации глин полиамидный	3,7			210,8	316,3	105,4	632,5
			Сульфированный битум порошок	1,5			84,3	126,5	42,2	253,0
			Пеногаситель кремнийорганический	0,7			42,2	63,3	21,1	126,5
			Биоцид	0,7			42,2	63,3	21,1	126,5
			Смазочная добавка жидкая	2,2			126,5	189,8	63,3	379,5
			Смазочная добавка твёрдая (графит)	2,1			120,7	181,1	60,4	362,1
			Карбонат кальция (молотый мрамор) фракционированный	364,7			20521,8	30782,7	10260,9	61565,3
0	1400		Общая потребность бурового раствора на скважину				56,3		226,3	282,6

Примечания: * - Нормы расхода химреагентов взяты согласно рекомендациям по обработке бурового раствора в зависимости от горно-геологических условий бурения.

Нормы расхода компонентов раствора, частично содержащего раствор, переведённый из предыдущей секции скважины, даны с учётом содержания этих компонентов в переведённом растворе и необходимой его дообработки, а также с учётом соотношения объёмов переведённого и свежего растворов.

Таблица 7.4– Потребность воды или компонентов для обработки бурового раствора при разбурировании цементных стаканов

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Номер ступени цементирования	Название компонентов для обработки раствора	Характеристика компонента				Норма расхода на обработку 1 м ³ раствора, кг/м ³	Количество, кг
					плотность, г/см ³	влажность, %	содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	сорт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление	1	1	Бикарбонат натрия	2,20	-	>90	в/с	2,0	100,
		1	1	Лимонная кислота	1,67	-	>90	в/с	0,5	25,0
2	Кондуктор	1	1	Бикарбонат натрия	2,20	-	>90	в/с	1,5	95,7
		1	1	Лимонная кислота	1,67	-	>90	в/с	0,3	19,1

Таблица 7.5– Потребность компонентов для обработки бурового раствора при спуске обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Название компонентов для обработки раствора	Характеристика компонента				Норма расхода на обработку 1 м ³ раствора, кг/м ³	Количество, кг
			плотность, г/см ³	влажность, %	содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	сорт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Направление	Разжижитель-дефлокулянт танниновый бесхромовый	1,5		>90	в/с	1,0	50,0
2	Кондуктор	Разжижитель-дефлокулянт танниновый бесхромовый	1,5		>90	в/с	1,0	63,8
3	Эксплуатационная колонна	Разжижитель-дефлокулянт танниновый бесхромовый	1,5		>90	в/с	1,0	337,6

Таблица 7.6– Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину

Название компонентов бурового раствора	ГОСТ, ОСТ и т. д. на изготовление	Потребность компонентов бурового раствора, т					
		запасного раствора в интервале, м	номера колонн (см. табл. 5.2, гр. 1)			всего на бурение	всего с запасом
			1	2	3		
			для раствора на бурение в интервале, м				
			220-1400	0-30	30-220		
1	2	3	4	5	6	7	8
Раствор, переведённый из предыдущего интервала		16,617	0,000	49,542	33,233	82,775	99,392
Вода		33,010	49,115	17,451	66,020	132,585	165,595
Каустическая сода NaOH		0,127	0,100	0,108	0,253	0,461	0,588
Кальцинированная сода Na2CO3		0,025	0,150	0,016	0,051	0,217	0,242
Бентонит		0,000	2,500	0,000	0,000	2,500	2,500
Ксантановый биополимер порошок		0,021	0,025	0,013	0,042	0,081	0,102
Полианионная целлюлоза низковязкая		0,253	0,150	0,199	0,506	0,855	1,108
Полианионная целлюлоза высоковязкая		0,021	0,025	0,013	0,042	0,081	0,102
Разжижитель-дефлокулянт лигносульфонатный		0,337	0,000	0,584	0,675	1,259	1,596
Разжижитель-дефлокулянт танниновый бесхромовый		0,021	0,050	0,079	0,042	0,172	0,193
Жидкость гидрофобизирующая кремнийорганическая		0,211	0,000	0,365	0,422	0,787	0,998
Сульфированный битум порошок		0,084	0,000	0,146	0,169	0,315	0,399
Пеногаситель кремнийорганический		0,042	0,000	0,064	0,084	0,148	0,190
Биоцид		0,042	0,025	0,045	0,084	0,155	0,197
Смазочная добавка жидкая		0,127	0,135	0,070	0,253	0,458	0,584
Смазочная добавка твёрдая (графит)		0,121	0,000	0,000	0,241	0,241	0,362
Карбонат кальция (молотый мрамор) фракционированный		20,522	0,000	0,000	41,044	41,044	61,565
Бикарбонат натрия		0,000	0,100	0,096	0,000	0,196	0,196
Лимонная кислота		0,000	0,025	0,019	0,000	0,044	0,044

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

Таблица 7.7– Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Название	Типоразмер или шифр	Количество, шт.	ГОСТ, ОСТ и т. д. на изготовление	Использование очистных устройств		
				ступенчатость очистки:		интервал, м
				1-вибросито; 2-1+пескоотделитель; 3-2+илоотделитель	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7
Буровая установка ZJ-20						
Вибросито двойное	CQ-2, 2000LPM	2		1 – вибросито	30	1400
Пескоотделитель	ZQJ250*2	1		2 – 1 + пескоотделитель	–“–	–“–
Дегазатор	ZKCQA-4	1			–“–	–“–
Центрофуга	LW450-842NA	1			–“–	–“–
Илоотделитель	2ZJ-125			3-2+илоотделитель		
Буровая установка TXJ-100						
Вибросито двойное	KCM/C1089921002	2		1 – вибросито	30	1400
Пескоотделитель	XQJS300x2-F	1		2 – 1 + пескоотделитель	–“–	–“–
Дегазатор	ZCQ ¹ / ₄	1			–“–	–“–
Центрофуга	ZJW-7,5	1			–“–	–“–
Илоотделитель	XQJS100x8-F	1		3-2+илоотделитель	–“–	–“–
Буровая установка KB-200						
Вибросито двойное	Брандт ST	2		1 – вибросито	30	1400
Пескоотделитель	Брандт SRS-2	1		2 – 1 + пескоотделитель	–“–	–“–
Дегазатор	Брандт DG	1			–“–	–“–
Центрофуга	Брандт A	1			–“–	–“–
Илоотделитель	Брандт			3-2+илоотделитель		
Буровая установка IRI-5000						
Вибросито двойное	FLC-503 Derrick Flo-Line Cleaner	2		1 – вибросито	30	1400
Пескоотделитель	Brandt	1		2 – 1 + пескоотделитель	–“–	–“–
Дегазатор	модель CD-1400	1			–“–	–“–
Центрофуга	Derrick модель DE-1000	1			–“–	–“–
Илоотделитель	Derrick с 20 воронками	1		3-2+илоотделитель	–“–	–“–

Продолжение таблицы 7.7

Название	Типоразмер или шифр	Количество, шт.	ГОСТ, ОСТ и т. д. на изготовление	Использование очистных устройств		
				ступенчатость очистки:		интервал, м
				1-вибросито; 2-1+пескоотделитель; 3-2+илоотделитель	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7
Буровая установка HRI-700						
Вибросито двойное	Brandt Dual CobraTM	2		1 – вибросито	30	1400
Пескоотделитель	Brandt	1		2 – 1 + пескоотделитель	“-“	“-“
Дегазатор	вакуумного типа	1			“-“	“-“
Центрофуга	518 MI Swaco	1			“-“	“-“
Илоотделитель	Brandt			3-2+илоотделитель	“-“	“-“
Буровая установка МБУ-125						
Вибросито двойное	СВ-1 ЛМ-02	2		1 – вибросито	30	1400
Пескоотделитель	ИПС	1		2 – 1 + пескоотделитель	“-“	“-“
Дегазатор	ДСВ-2	1			“-“	“-“
Центрофуга	МБ-125	1			“-“	“-“
Илоотделитель	ИИС	1		3-2+илоотделитель	“-“	“-“
Блок приготовления раствора, включающий:					30	1400
гидроворонка		2				
гидравлические		5				
перемешиватели		8				
электро- перемешиватели						

Примечание – Возможно использование оборудования другого типа с аналогичными техническими характеристиками для приготовления и очистки бурового раствора от выбуренной породы.

8 УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

Таблица 8.1 – Способы, режимы бурения, расширки (проработки) ствола скважины и применяемые КНБК

Интервал, м		Вид технологической операции	Способ бурения	Условный номер КНБК (см. таб. 8.2)	Режим бурения			Скорость выполнения технологической операции, м/ч
от (верх)	до (низ)				осевая нагрузка, тс	скорость вращения, об/мин, тип забойного двигателя	расход бурового раствора, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	30	Бурение под 324 мм колонну, проработка	Роторный	1	1-3	60-80	28-32	10,0
30	220	Бурение под 244,5мм колонну, проработка	Роторный. Турбинный (ВЗД)	2 5	3-6	80-110 200-220	32-36	10,0-8,0
220	1400	Бурение под 168,3 мм колонну, проработка	Роторный, Турбинный (ВЗД)	3 6	6-10	80-110 200-220	28-32	8,0-4,0
1130	1350	Отбор керна	Роторный	4	5-7	60-90	19	2,0

Примечание: Интервалы отбора керна уточняются геологической службой Заказчика

Таблица 8.2 – Компоновка низа бурильных колонн (КНБК)

Услов- ный номер КНБК	Элементы КНБК (до бурильных труб)									
	Номер по по- рядку	типоразмер, шифр	расстоя- ние от забоя до места установ- ки, м	техническая характеристика				суммар- ная длина КНБК, м	суммар- ная масса КНБК, т	примечание
				наруж- ный диаметр, мм	длина, м	масса, кг	угол перекоса осей отклони- теля, град			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
I вариант - роторный способ бурения										
1 (0-30м)	1	Долото 393.7 мм*	0	393,7	0,5	158				
	2	Калибратор 393.7 мм	0,5	393,7	1,3	477				
	3	УБТС Ø 203 мм	1,8	203,2	18,2	4055,69		20,0	4,69	
2 (30-220м)	1	Долото 295.3 мм*	0,00	295,3	0,40	66,0				
	2	Калибратор 295.3 мм (К 295.3 мм)	0,40	295,3	0,65	90,00				
	3	УБТС Ø 203 мм	1,05	203,2	18,20	4055,69				
	4	Калибратор 295.3 мм (КС 295.3 мм)	19,25	295,3	0,85	200,00				
	5	УБТС Ø 203 мм	20,10	203,2	9,00	2005,56				
	6	УБТС- Ø 178 мм	29,10	178,0	9,00	1462,50				
	7	УБТС- Ø 165 мм	38,10	165,0	27,00	3334,50		65,10	11,21	
3 (220-1400)	1	Долото 215.9 мм*	0,00	215,9	0,4	40,0				
	2	Калибратор 215.9 мм (КС 215.9 СТ)**	0,40	215,9	0,43	90,0				
	3	УБТС- Ø 178 мм	0,83	178,0	18,2	2957,5				
	4	Калибратор 215.9 мм (КЛС 215.9 СТ)	19,03	215,9	1,1	170,0				
	5	УБТС- Ø 178 мм	20,13	165,1	18,2	2957,5				
	6	УБТС- Ø 165мм	38,33	165,1	18,2	2247,7				
	7	165 мм Ясс	56,53	165,0	8,95	619,4				
	8	УБТС- Ø 165 мм	65,48	165,1	54,00	6669,0		119,48	15,75	

Продолжение таблицы 8.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
4 (отбор керна)	1	Бурильная головка 215,9/101,6 мм	0	215,9	0,35	35				
	2	Керноотборник (КД11М-215,9/101,6) с 2 центраторами	0,35	164,0 212,7	16,2	1729				
	3	УБТС- Ø 178 мм	16,55	178	13,0	2113				
	4	Калибратор 215.9 мм (КС 215.9 СТ)	29,55	215,9	1,1	170				
	5	УБТС Ø 178 мм	30,65	178	13,0	2113				
	6	УБТС Ø 165 мм	43,65	165,1	54,0	6669				
II вариант - Забойный двигатель (ВЗД)										
5 (30-220м)	1	Долото 295.3 мм*	0,00	295,3	0,4	66,0				
	2	ВЗД (забойный двигатель)	0,40	210,0	8,68	1500,0				
	3	УБТС Ø 203 мм	9,08	203,2	9,00	2005,6				
	4	Калибратор 295.3 мм (КС 295.3 мм)	18,08	295,3	0,85	200,00				
	5	УБТС Ø 203 мм	18,93	203,2	9,0	2005,56				
	6	УБТС Ø 178 мм	27,93	178,0	9,0	1462,50				
		УБТС Ø 165 мм	36,93	165,0	27,0	3334,50				
6 (220-1400)	1	Долото 215,9мм*	0,00	215,9	0,4	40,0				
	2	Калибратор 215.9 мм (КС 215.9 СТ)**	0,40	215,9	0,43	90,0				
	3	ВЗД (забойный двигатель) 172 мм	0,83	172,0	8,68	1357,0				
	4	УБТС Ø 178 мм	9,51	178,0	9,0	2957,5				
	5	Калибратор 215.9 мм (КЛС 215.9 СТ)	18,51	215,9	1,1	170,0				
	6	УБТС Ø 178 мм	19,61	178,0	9,0	1462,5				
	7	УБТС Ø 165 мм	28,61	165,0	18,2	2247,7				
	8	165мм Ясс (6 1/2" JAR)	46,81	165,0	8,95	619,4				
	9	УБТС Ø 165 мм	55,76	165,1	54,0	6669,0				

Примечание – Фактическая КНБК при необходимости может быть изменена в зависимости от состояния ствола. Также может быть изменен способ бурения в зависимости от горно-геологических условий бурения – роторный или ВЗД.

*- Допускается применение различных типов долот, также возможно применение при бурении под эксплуатационную колонну долот диаметром 220,7мм.

**- Допускается исключение при применении долот типа 215,9 (220,7) PDC, которые по конфигурации и дизайну заменяет наддолотный калибратор.

Таблица 8.3 – Потребное количество элементов КНБК

Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширка, проработка)	Интервал работ по стволу, м		Норма проходки		Потребное количество на интервал, шт., (для УБТ комплектов)
		от (верх)	до (низ)	величина, м	источник норм	
1	2	3	4	5	6	7
Долото 393.7 мм	Бурение, проработка	0	30	1000	местные	1
Калибратор 393.7 мм				1000		1
УБТС Ø 203 мм						1 комплект
Долото 295.3мм	Бурение, проработка	30	220	200	местные	1
Калибратор 295.3 мм (КС 295.3 мм)				1000		2
УБТС Ø 203 мм						1 комплект
УБТС Ø 178 мм						1 комплект
ВЗД (забойный двигатель) 210 мм						1
Долото 215,9 мм	Бурение, проработка	220	1400	500	местные	3
Калибратор 215.9 мм				1000		4
УБТС Ø 178 мм						1 комплект
УБТС Ø 165 мм						1 комплект
Яс 165 мм						2
ВЗД (забойный двигатель) 172 мм						2
Бурильная головка 215,9/101,6 мм	Отбор керна	1130	1350	30	местные	5
Керноотборник (КД11М-215,9/101,6)						2

Примечание: * -Тип используемых долот, бурильных головок и объемных двигателей при необходимости может быть изменен.

Таблица 8.4 – Суммарное количество и масса элементов КНБК

Название обсадной колонны	Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	ГОСТ, ОСТ и т. д. на изготовление	Суммарная величина			
			количество элементов КНБК, шт.			масса по типоразмеру или шифру, кг
			для проработки ствола	для бурения расширки и отбора керна	по типоразмеру или шифру	
1	2	3	4	5	6	7
Направление	Долото 393.7 мм*	ст.АНИ	1	1	1	158
	Калибратор 393.7 мм (КС 393.7 СТ)	ТУ 26-16-109-80	1	1	1	477
Кондукор	Долото 295.3мм*	ст.АНИ	1	1	1	66
	Калибратор 295.3 мм	ТУ 26-02-962-83	2	2	2	420
	ФЗ-210	ГОСТ 20692-75	1			43
Эксплуатационная	Долото 215,9 мм*	ст.АНИ	1	3	3	120
	Калибратор 215.9 мм	ТУ 26-02-962-83	2	2	4	720
	Бурильная головка 215,9/101,6 мм	ст.АНИ		5	5	175

Примечание: * - Тип используемых долот, объемных двигателей при необходимости может быть изменен.

Таблица 8.5 – Рекомендуемые бурильные трубы

Обозначение бурильной трубы	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности) материала	Тип замкового соединения	Количество труб, м	Наличие труб (есть, нет)
1	2	3	4	5	6	7
СБТ 114.3 мм	114,3	8,56	G-105	NC 50	1400	есть

Примечание: По согласованию с Заказчиком допускается использование бурильных труб по диаметру и технической характеристикой не ниже проектной.

Таблица 8.6 – Конструкция бурильных колонн

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Допустимая глубина спуска на клиньях, м	Номер секции бурильной колонны снизу вверх без КНБК	Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)			тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учётом КНБК	статическую прочность	выносивность
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Бурение под направление	0	30	30	1	СБТ (DP)	114,3	G-105	8,56	NC 50	10,00	0,28	4,97	48,43	>3,0
Бурение под кондуктор	0	220	220	1	СБТ (DP)	114,3	G-105	8,56	NC 50	156,07	4,29	16,61	14,48	>3,0
Бурение под эксплуатационную колонну	0	1400	1400	1	СБТ (DP)	114,3	G-105	8,56	NC 50	1290,24	35,48	51,23	4,69	>1,5

Примечание – Скорость спуска, бурильного инструмента ограничивается величиной 0,3-0,4 м/сек., с учетом допустимого колебания гидродинамического давления. Циркуляцию бурового раствора необходимо осуществлять после вращения бурильной колонны.

Таблица 8.7 – Характеристика и масса бурильных труб

Название обсадной колонны	Интервал, м		Характеристика бурильных труб, УБТ					Дефицит длины труб на интервале, м	Масса труб, т		
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения (присоединительной резьбы)		теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным запасом
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Направление	0	30	УБТС	203	38ХН3МФА	61,5	3-163 (NC-61)	18,2	4,06	4,22	4,43
			СБТ	114	G-105	8,56	3-133 (NC-50)	10,0	0,28	0,29	0,30
Кондуктор	0	220	УБТС	203	38ХН3МФА	61,5	3-163 (NC-61)	27,20	6,06	6,30	6,62
			УБТС	178	40ХН2МА	49	3-133	9,00	1,46	1,52	1,60
			УБТС	165,1	AISI 4145 Н	47	3-133	27,00	3,33	3,47	3,64
			СБТ	114	G-105	8,56	3-133 (NC-50)	156,07	4,29	4,46	4,69
			УБТ	178	40ХН2МА	49,0	3-133	36,40	5,9	6,15	6,46
Эксплуатационная	0	1400	УБТ	165,1	AISI 4145 Н	47	3-133	72,20	8,9	9,27	9,74
			СБТ	114	G-105	8,56	3-133 (NC-50)	1290,24	35,48	36,90	38,75

Таблица 8.8 – Оснастка талевой системы

Интервал по стволу, м		Название технологической операции (бурение, спуск обсадной колонны)	Тип оснастки М×К	
от (верх)	до (низ)		М	К
1	2	3	4	5
0	1400	Бурение, спуск обсадных колонн	4	5

Таблица 8.9 – Режим работы буровых насосов

Интервал, м		Вид технологической операции (бурение, проработка, промывка и т.д.)	Тип буровых насосов	Количество насосов	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				коэффициент использования гидравлической мощности	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см²	коэффициент наполнения	число ходов в минуту	производительность, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	30	Бурение, промывка, проработка	F-1000	2	0,9	177,8	180	1	78	30-40	30-40
30	220			2	0,9	177,8	180	1	66	32-36	32-36
220	1400			1	0,9	177,8	180	1	88	28-32	28-32

Таблица 8.10 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой

Интервал, м		Вид технологической операции (см. табл. 8.9)	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давлений (кгс/см ²) для конца интервала в				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
				долоте (насадках)	забойном двигателе			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I – вариант роторным способом								
0	30	Бурение, промывка, проработка	26	15,7	-	3,7	0,1	6,5
30	220		77	58		13,6	0,6	5,1
220	1400		90	62		18,9	7,5	1,8
II – вариант с ВЗД								
30	220	Бурение, промывка, проработка	117	58	40	13,6	0,6	5,1
220	1400		130	62	40	18,9	7,5	1,8

Таблица 8.11 – Гидравлические показатели промывки

Интервал, м		Вид технологической операции (см. табл. 8.9)	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с. см²	Схема промывки долота (центральная, периферийная, комбинированная)	Диаметр сопла на центральном отверстии, мм	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность, срабатывающая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)						количество, шт.	диаметр, мм		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
I – вариант роторным способом										
0	30	Бурение, промывка, проработка	0,55	0,043	Периферийная	-	3	19,1	87	462
30	220		0,87	0,061	Периферийная	-	3	17,5	87	441,7
220	1400		1,21	0,068	Периферийная	-	3	12,7	94	281,1
II – вариант с ВЗД										
30	220	Бурение, промывка, проработка	0,87	0,061	Периферийная	-	3	17,5	87	441,7
220	1400		1,21	0,068	Периферийная	-	3	12,7	94	281,1

9 КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

Крепление скважины обсадными колоннами следует производить в соответствии с «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», «Методикой по креплению нефтяных и газовых скважин», «Инструкцией по испытанию скважин на герметичность» и с учетом рекомендаций фирм поставщиков, если они не противоречат нормам и правилам РК.

Расчет обсадных колонн

Расчет обсадных колонн произведен в соответствии с «Инструкцией по расчету обсадных колонн» по максимальным значениям избыточных наружных и внутренних давлений, а также осевых нагрузок.

Прочностные характеристики обсадных труб приняты по Инструкции.

Критические наружные давления для обсадных труб определены с учетом растягивающих нагрузок при двухосном нагружении.

Выбор обсадных труб

Типы обсадных труб и их соединений приняты в соответствии с проектными условиями спуска и эксплуатации обсадных колонн, расчетными давлениями и осевыми нагрузками, а также с учетом опыта строительства и испытания существующих скважин и приведены в таблице 9.4.

В соответствии с выше приведенным для кондуктора приняты обсадные трубы марки Д, для эксплуатационной колонны марки Е с высокогерметичным соединением ОТТМ.



Исходные данные

№ п/п	Исходные данные для расчёта	Направление	Кондуктор	Эксплуатационная
1	2		3	4
1	Диаметр обсадной колонны, мм	324	244,5	168,3
2	Расстояние по вертикали от стола ротора до:			
	- башмака колонны L (интервал спуска), м	30	220	1400
	- уровня цементного раствора h (интервал цементирования), м	0	0	0
	- нефтегазоводопроявляющего пласта l, м	-	-	1132
3	Плотность бурового раствора, г/см ³	1,1	1,12	1,32
4	Плотность продавочной жидкости $\rho_{пр.}$, г/см ³	1,1	1,12	1,32; 1,01
5	Плотность опрессовочной жидкости $\rho_{опр.}$, г/см ³	1,1	1,12	1,01
6	Плотность цементного раствора $\rho_{ц.р.}$, г/см ³ (на интервале, м)	1,89	1,80	1,89-1,85
7	Плотность флюида при НГВП, г/см ³	-	-	0,9
8	Пластовое давление у башмака колонны $P_{пл.Л.}$, Мпа	0,16	2,2	12,74
9	Давление гидроразрыва у башмака колонны $P_{г.р.}$, Мпа	0,56	4,07	23,8
10	Коэффициент запаса прочности на:			
	- избыточное наружное давление;	1,15	1,15	1,15
	- избыточное внутреннее давление;	1,15	1,15	1,15
	- растягивающую нагрузку	1,3	1,3	1,15



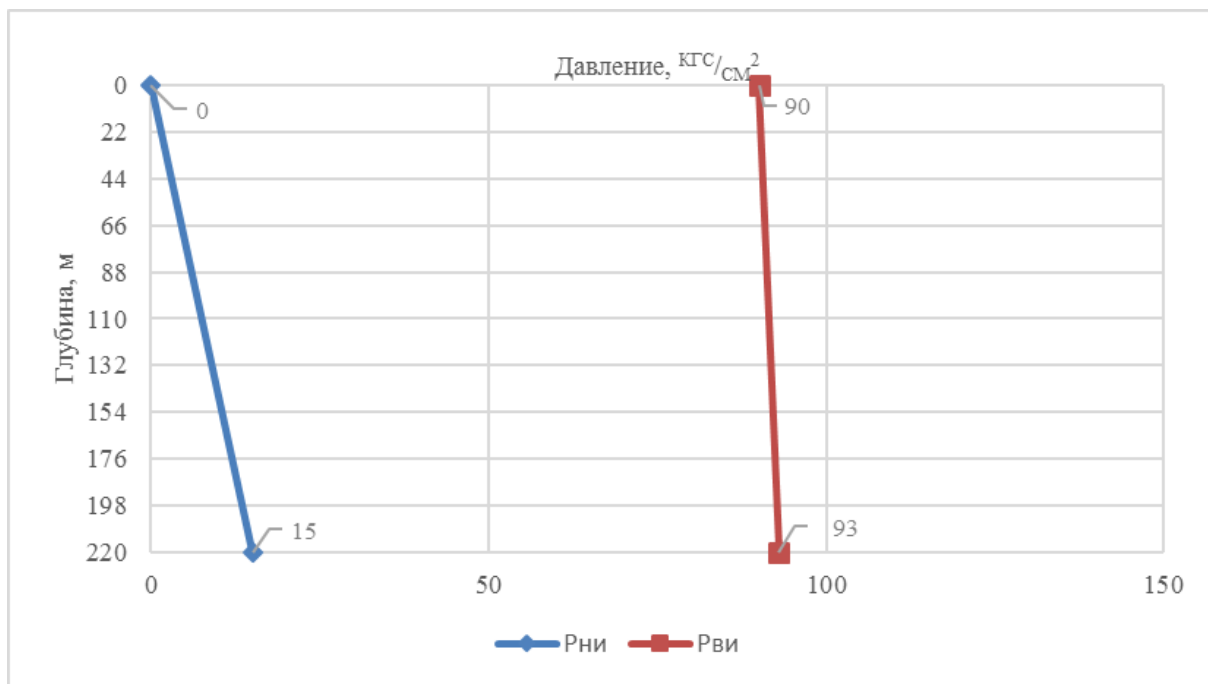


Рисунок 9.1 – График распределения избыточных наружных и внутренних давлений под кондуктор Ø 244,5 мм

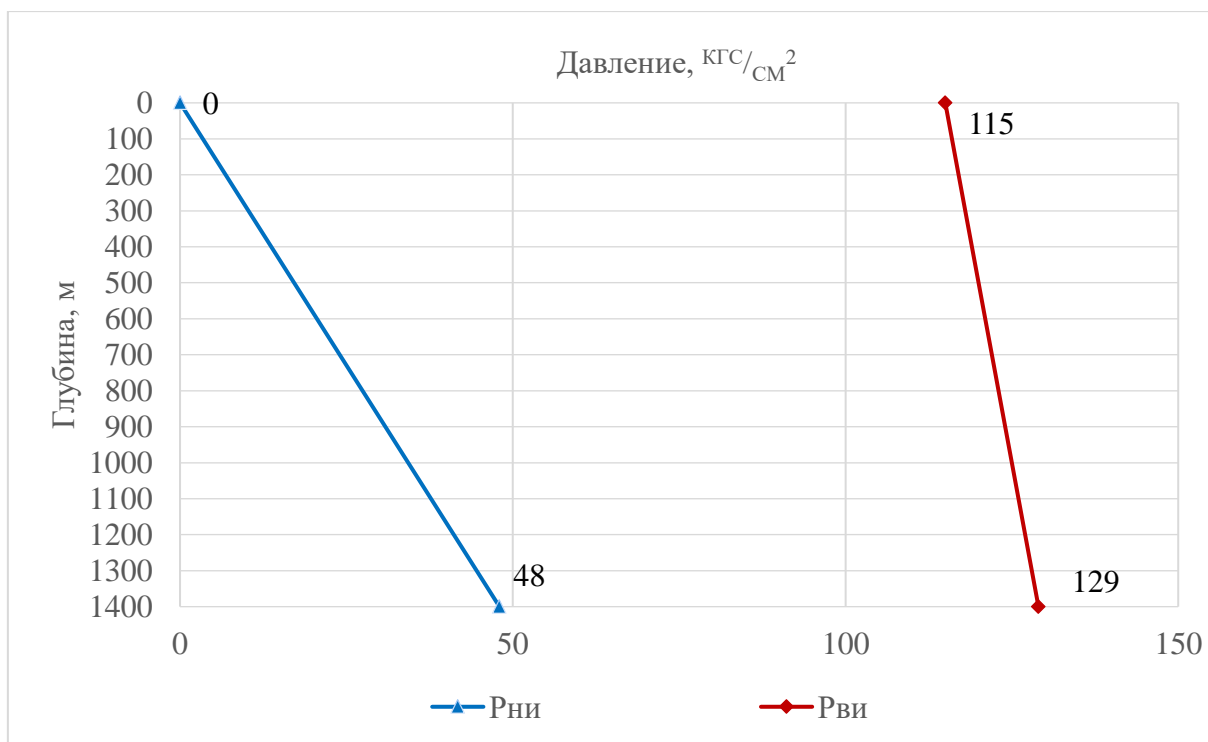


Рисунок 9.2– График распределения избыточных наружных и внутренних давлений под эксплуатационную Ø 168,3мм колонну



Таблица 9.1 – Способы расчёта наружных давлений и опрессовки обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Признаки: Да, Нет			Опрессовочный агент		Рекомендуемая глубина установки пакеров для опрессовки (сверху вниз), м
		допустима ли поэтапная опрессовка	Рекомендуется ли вести расчёт наружного давления по:		краткое название, тип	плотность, г/см³	
			пластовому давлению	столбу бурового раствора			
1	2	3	4	5	6	7	8
2	1	Нет	Да	Нет	Буровой раствор	1,12	
3	1	Нет	Да	Нет	Вода	1,01	-

Таблица 9.2 – Распределение давлений по длине колонны

Номер колонны в порядке спуска (см. табл. 5.3, гр. 5)	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны (см. табл. 5.2, гр. 8)	Распределение избыточных давлений по длине раздельно спускаемой части колонны					
			глубина, м		наружное, кгс/см ²		внутреннее, кг/см ²	
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	Кондуктор	1	0	220	0	15	90	93
3	Эксплуатационная	1	0	1400	0	48	115	129

Таблица 9.3 – Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб

Характеристика обсадных труб					Рекомендуется к использованию
наружный диаметр, мм	производство: отечественное, импортное	тип соединения	марка (группа прочности) труб	толщина стенки, мм	
1	2	3	4	5	6
324	ГОСТ 632-80	ОТТМ	Д	9,5	Да
244,5	ГОСТ 632-80	ОТТМ	Д	7,9	Да
168,3	ГОСТ 632-80	ОТТМ	Е	8,9	Да

Таблица 9.4 – Параметры обсадных труб

Номер колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 1)	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 8)	Номер равнопрочной секции труб в раздельно спускаемой части колонны (снизу вверх)	Интервал установки равнопрочной секции, м		Длина секции, м	Масса секции, т	Нарастающая масса, т	Характеристика обсадной трубы				Коэффициент запаса прочности при		
			от (верх)	до (низ)				номинальный наружный диаметр, мм	тип соединения	марка (группа прочности) материала труб	толщина стенки, мм	избыточном давлении		растяжении
												наружном	внутреннем	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	1	1	0	30	30	2,28	2,28	324	ОТТМ	Д	9,5	>1.00	>1.15	>1.75
2	1	1	0	220	220	10,59	10,59	244,5	ОТТМ	Д	7,9	6,26	2,36	16,90
3	1	1	0	1400	1400	50,55	50,55	168,3	ОТТМ	Е	8,9	7,31	4,03	3,1

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

Таблица 9.5 – Суммарная масса обсадных труб

Характеристика труб		Масса труб с заданной характеристикой, т		
тип соединения	условное обозначение трубы	теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным запасом
1	2	3	4	5
ОТТМ	324x9,5-Д	2,28	2,40	2,52
ОТТМ	244.5x7,9-Д	10,59	11,12	11,68
ОТТМ	168.3x8,9-Е	50,55	53,08	55,73

Таблица 9.6 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Элементы технологической оснастки колонны						Суммарное на колонну	
			наименование, шифр, типоразмер	ГОСТ, ОСТ, ТУ и т. д. на изготовление	масса элемента, кг	Интервал установки, м (по стволу)		количество элементов на интервал, шт.	количество, шт.	масса, кг
						от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление	1	Башмак колонный БКМ-324	ОСТ 39-011-87	85	-	30	1	1	85
			Обратный клапан ЦКОД.1-324	ТУ 39-1443-89	89	-	20	1	1	89
			Центраторы ЦЦ 324/394	ТУ 39-01-08-283-77	19	10	25	3	3	57
2	Кондуктор	1	Башмак колонный БКМ-245*	ОСТ 39-011-87	53	-	220	1	1	53
			Обратный клапан ЦКОДМ-245-2*	ТУ 39-1443-89	57	-	210	1	1	57
			Центраторы ЦЦ 245/295*	ТУ 39-01-08-283-77	15	10	220	14	14	210
			Пробки продавочные ПРП-Ц-Н-219×245 ПРП-Ц-В-219×245	ТУ 3666-001-00141887-93	9,5	В цем. головке		1 1	2	19
3	Эксплуатационная	1	Башмак колонный БКМ-168*	ОСТ 39-011-87	23	-	1400	1	1	23
			Обратный клапан ЦКОДМ-168-1*	ТУ 39-1443-89	25	-	1390	2	2	50
			Центраторы ЦЦ-168/216*	ТУ 39-01-08-283-77	10,5	10	1395	35	35	368
			Скребки СК-168/216*	ТУ 26-16-9-75	1,2	220	1385	8	8	9,6
			Турбулизаторы ЦТ-168/216*	ТУ 39-01-08-284-77	4,5	220	1385	12	12	54
			Муфта ступенчатого цементирования МСЦ-1-168* с комплектом пробок: нижняя (разделительная), падающая, верхняя (запорная)	ТУ 39-861-83	75	-	800	1	1	75

Примечания:

1) Глубина установки МСЦ для эксплуатационной колонн уточняется по результатам ГИС

2) * - Допускается использование технологической оснастки других фирм-производителей при условии соответствия требованиям отечественных или зарубежных стандартов;

3) Количество и интервал установки центраторов, скребков и турбулизаторов должно быть откорректировано по результатам геофизических исследований для обеспечения степени центрирования не менее 80%.

Таблица 9.7 – Режим спуска обсадных труб

Обсадная колонна			Тип, шифр инструмента для спуска (элеватор, спайдер, спайдер-элеватор)	Средства смазки и уплотнения резьбовых соединений		Интервал глубины с одинаковой допустимой скоростью спуска труб, м		Допустимая скорость спуска труб, м/с	Допустимая глубина спуска труб на клиньях, м	Периодичность долива колонны, м	Промежуточные промывки		
номер колонны в порядке спуска	название колонны	номер части колонны в порядке спуска		шифр или название	ГОСТ, ТУ на изготовление	от (верх)	до (низ)				глубина, м	продолжительность, мин	расход, л/с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2	Кондуктор	1	Элеватор, спайдер-элеватор	P-402	ТУ 38-101-708-78	0	220	0,6-0,4	220	-	150	1 цикл	32
3	Эксплуатационная	1	Элеватор, спайдер-элеватор	P-402	ТУ 38-101-708-78	0	220	0,7-0,5	1400	-	220	1 цикл	28
						220	800	0,5-0,3			800	1 цикл	
						800	1400	0,25-0,2			1400	1 цикл	

Примечания

- 1) Частоту промежуточных промывок следует уточнять в соответствии с фактическим состоянием ствола скважины.
- 2) Скорость спуска обсадных колонн принята в соответствии с рекомендациями ОСТ РК [17].
- 3) С целью повышения точности привязки ЛМ перед перфорацией колонны при спуске эксплуатационной колонны предусмотреть спуск одной «короткой» обсадной трубы, отличающиеся по длине от выше и нижеспущенных труб, с установкой ее на 20 м выше 13 продуктивного горизонта.

Таблица 9.8 – Опрессовка обсадных труб и натяжение эксплуатационной колонны

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Натяжение экс. колонны, тс	Плотность жидкости для опрессовки, г/см ³		Давление на устье скважины при опрессовке, кгс/см ²			Глубина установки пакера, м	Давление на устье скважины при опрессовке труб ниже пакера, кгс/см ²	Номер равнопрочной секции в раздельно спускаемой части (снизу-вверх) (см. табл. 9.4)	Давление опрессовки труб равнопрочной секции на поверхности, кгс/см ²
				раздельно спускаемой части	цементного кольца	раздельно спускаемой части	цементного кольца	части колонны ниже муфты для двухступенчатого цементирования				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2	Кондуктор	1	-	1,12	1,32	90	14	-	-	-	1	95
3	Эксплуатационная	1	-	1,01	-	115	-	-	-	-	1	121

9.2 Оборудование устья скважины

Таблица 9.9 – Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО)

Обсадная колонна		Номер схемы обвязки и ПВО	Давление опрессовки устьевого оборудования и ПВО, кгс/см ²		Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого и ПВО оборудования	ГОСТ, ТУ и т. д. на изготовление	Количество	Допустим ое рабочее давление, кгс/см ²	Масса, тс	
номер в порядке спуска	название		после установ- ки	перед вскры- тием напор- ного горизонта					единицы	суммарная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2	Кондуктор		90	14	Противовыбросовое оборудование ОП 45-230/80×21, в том числе: превентор универсальный (кольцевой) + превентор плащечный (два плащечных, сдвоенный)	ГОСТ 13862- 2003	1 к-т	210	2,34 2х1,5	5,34
					Колонная головка ОКК1-21-168×245	ГОСТ 30196- 1994	1 к-т	210	0,485	0,485
3	Эксплуатационная		115	-	Колонная головка ОКК1-21-168×245	ГОСТ 30196- 1994	1 к-т	210	0,485	0,485
					Фонтанная арматура АФК1-65-21	ГОСТ 13846- 2003	1 к-т	210	1,2	1,2

Примечания

- 1) ПВО монтируется согласно монтажных схем, разработанных буровым подрядчиком на основании типовых схем и конкретного оборудования, входящего в комплект буровой установки;
- 2) Колонная головка должна обеспечивать возможность контроля давления в межколонном пространстве и закачку в него скважинной среды;
- 3) На корпусе колонной головки должны быть два боковых отвода, предназначенных для установки запорных устройств и манометра.

9.1 Цементирование обсадных колонн

Таблица 9.10 – Общие сведения о цементировании обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Наименование колонны (см. табл. 5.2, гр. 2)	Способ цементирования (прямой, ступенчатый, обратный)	Данные по раздельно спускаемой части колонны			Данные о каждой ступени цементирования					
			номер в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 8)	интервал установки, м (по стволу)		глубина установки муфты для ступенчатого цементирования, м	номер ступени цементирования	высота цементного стакана	название порции тампонажного раствора	интервал глубины цементирования, м (по стволу)	
				от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Направление	Прямой	1	0	30	-	1	10	ПТЦ-G-CC-1 (ПТЦ-ДО-100)	0	30
2	Кондуктор	Прямой	1	0	220	-	1	10	ПТЦ-G-CC-1 (ПТЦ-ДО-100)	0	220
3	Эксплуатационная	2-х ступенчатый	1	0	1400	800	1	10	ПТЦ-G-CC-1 (ПТЦ-ДО-100)	800	1400
							2	2		0	800

Примечание: * - Глубина установки МСЦ для эксплуатационной колонн уточняется по результатам ГИС.

Таблица 9.11 – Характеристика жидкостей для цементированния

Номер колонны в порядке спуска	Наименование колонны (см. табл. 5.2, гр. 2)	Номер части колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 8)	Номер ступени (снизу-вверх)	Характеристика жидкости (раствора)								
				тип или название	объём порции, м ³	плотность, гс/см ³	водоотделение, %	водоотдача, см ³ /30 мин (по АНИ)**	пластическая вязкость, сП	динамическое напряжение сдвига, мг/см ² (фунт/100 фт ²)	время загустевания, мин	время ОЗЦ, ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Направление	1	1	Буферная	1,0	1,01	-	-	-	-	-	-
				Тампонаж-1*	2,6	1,89	<1-	н/р**	20-25	50-75 (10-15)	60	16
				Продавочная***	1,5	1,10	-	-	миним.	-	-	-
2	Кондуктор	1	1	Буферная	4,0	1,01	-	-	-	-	-	-
				Тампонаж-1*	8,3	1,89	<1	<50	18-20	50-75 (10-15)	120	16
				Продавочная***	8,9	1,12	-	<8	миним.	40-50 (8-10)	-	-
3	Эксплуатационная		1	Буферная	6,0	1,01	-	-	-	-	-	-
				Буферный цементный р-р	4,0	1,45	-	-	-	-	-	-
				Тампонаж-1*	11,7	1,89	0	<30	100-120	120 (24)	180	24
			2	Продавочная***	25,5	1,32	-	<6	10-15	30-50(6-10)	-	-
				Буферная	6,0	1,01	-	-	-	-	-	-
				Буферный цементный р-р	4,0	1,45	-	-	-	-	-	-
				Тампонаж-2*	13,5	1,89	<1	<40	100-120	50-75 (10-15)	180	24
				Продавочная	14,7	1,01	-	<6	10-15	30-50 (6-10)	-	-

Примечание: * Объемы тампонажных растворов определены с учетом среднего коэффициента кавернозности (табл.4.1), который уточняется по результатам фактических геофизических исследований;

** Не регламентируется;

*** Буровой раствор.

Таблица 9.12 – Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны (см. табл. 5.2, гр. 2)	Номер части колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 8)	Номер ступени (снизу-вверх)	Тип или название жидкости для цементирования	Название компонента	Плотность, г/см ³	Влажность, %	Сорт	Норма расхода компонента, кг/м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Направление	1	-	Буферная	Вода техническая	1,01	-	-	1000,0
					водн. р-р ПАА**	0,78	-	-	5,0
				Тампонажный-1	Цемент ПЦТ-G-СС-1 (ПЦТ ДО-100)*	3,15	-	-	1304,0
					Ускоритель схватывания (CaCl ₂)***	2,51	-	-	27,1
					Вода техническая	1,01	-	-	586,0
				Продавочная	Буровой раствор	1,10	-	-	
2	Кондуктор	1	1	Буферная	Вода техническая	1,01	-	-	1000,0
					ТПФН**	2,52	-	-	20,0
				Тампонажный-1	Цемент ПЦТ-G-СС-1 (ПЦТ ДО-100)*	3,15	-	-	1304,0
					Ускоритель схватывания (CaCl ₂)***	2,51	-	-	27,1
					НРС (СИГБ)	2,25	-	-	60,6
					Вода техническая	1,01	-	-	586,0
				Продавочная	Буровой раствор	1,12	-	-	

Продолжение таблицы 9.11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	Эксплуатационная колонна	1	1	Буферная	Вода техническая	1,01	-	-	1000,0
					Caustic Soda (NaOH) **	2,13	-	-	3,00
					RICHMOLE BUFFER **	1,5	-	-	6,50
					Вода техническая	1,01	-	-	790,70
				Цементный раствор	Цемент ПЦТ-G-CC-1 (ПЦТ ДО-100)*	3,18	-	-	659,30
				Тампонажный-1	Цемент ПЦТ-G-CC-1 (ПЦТ ДО-100)*	3,15	-	-	1304,0
					Замедлитель схватывания (НТФ)***	1,25	-	-	1,3
					НПС (СИГБ)	2,25	-	-	78,2
					Понизитель водоотдачи (FL12S)	1,15	-		24,1
					Пеногаситель (DFA)	1,01	-		4,6
					Вода техническая	1,00	-	-	586,0
				Продавочная	Буровой раствор	1,32	-	-	-
		2	2	Буферная	Вода техническая	1,01	-	-	1000,0
					Caustic Soda (NaOH) **	2,13	-	-	3,00
					RICHMOLE BUFFER **	1,5	-	-	6,50
					Вода техническая	1,01	-	-	790,70
				Цементный раствор	Цемент ПЦТ-G-CC-1 (ПЦТ ДО-100)*	3,18	-	-	659,30
				Тампонажный-2	Цемент ПЦТ-G-CC-1 (ПЦТ ДО-100)*	3,15	-	-	1304,0
					Замедлитель схватывания (НТФ)***	1,33	-	-	0,5
					НПС (СИГБ)	2,25	-	-	52,2
					Понизитель водоотдачи (FL12S)	1,34	-	-	24,1
					Пеногаситель (DFA)	2,10	-	-	4,6
					Вода техническая	1,00	-	-	586,0
				Продавочная	Вода техническая	1,01	-	-	1000,0

Примечание: * Допускается использование цементов других марок при условии их соответствия требованиям ГОСТ 1581-96;

** Допускается использование других добавок, обеспечивающих смыв неуплотненной глинистой корки со стенок скважины и поверхности обсадных труб, а также разделение бурового и тампонажного растворов;

*** Допускается использование других химических реагентов и добавок при условии обеспечения ими требований, представленных в табл. 9.10.

Таблица 9.13 – Технологические операции при цементировании и режим работы цементировочных агрегатов (буровых насосов)

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны в порядке спуска (снизу-вверх)	Номер ступени цементирования части колонны	Наименование технологической операции	Тип или название жидкости	Тип (шифр) агрегата или бурового насоса	Назначение агрегата или бурового насоса	Количество агрегатов (буровых насосов), работающих на	Режим работы агрегатов (буровых насосов)						Время выполнения технологической операции, мин		
								диаметр цилиндровых втулок, мм	скорость агрегатов или число двойных	суммарная производительность агрегатов, л/с	давление, кг/см ²		объём порции на данном режиме, м ³	в данном режиме	нарастающее от начала затворения до момента "Стоп"	
											допустимое для агрегатов (буровых)	на устье скважины в конце				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
1	1	1	Цементирование направления	Буферная	ЦА-320М	закачка	1	127	IV	15,7			1,0	1,0	1	
				Тампонаж-1		затворен.	1	127	IV	10,6			2,6	4,1	5,2	
				Тампонаж-1		закачка	1	127	IV	10,6			2,6	4,1	9,3	
				Сброс пробки									2,0		11,3	
				Бур. раствор		продавка	1	127	IV-V	5,2		25	1,5	5,0	16,3	
2	1	1	Цементирование кондуктора	Буферная	ЦА-320М	закачка	1	127	IV	15,7			4,0	4,2	4,2	
				Тампонаж-1		затворен	2	127	IV	10,6			8,3	13,0	17,2	
				Тампонаж-1		закачка	2	127	IV	10,6			8,3	13,0	30,2	
				Сброс пробки									5,0		35,2	
				Бур. раствор		продавка	2	127	IV-V	16,7			6,9	6,9	42,1	
				Бур. раствор		продавка	1	127	I	5,2		45	2,0	6,4	48,5	
3	1	1	Цементирование эксплуатационной колонны	Буферная	ЦА-320М	закачка	2	127	IV	15,7			6,0	6,4	6,4	
				Буферный цем. раствор		закачка	2	127	IV	15,7			4,0	4,2	10,6	
				Тампонаж-1		затворен	2	127	III-IV	17,0			11,7	11,5	22,1	
				Тампонаж-1		закачка	2	127	III-IV	17,0			11,7	11,5	33,6	
				Сброс пробки									5,0		38,6	
				Бур. раствор		продавка	2	127	III-IV	17,0			23,5	23,0	61,6	
				Бур. раствор		продавка	1	127	I	4,0		90	2,0	8,3	69,9	
		2	Цементирование эксплуатационной колонны	Буферная	ЦА-320М	закачка	2	127	IV	15,7			6,0	6,4	6,4	
				Буферный цем. раствор		закачка	2	127	IV	15,7			4,0	4,2	10,6	
				Тампонаж-2		затворен.	2	127	IV	17,0			13,5	13,3	23,9	
				Тампонаж-2		закачка	2	127	III-IV	17,0			13,5	13,3	37,2	
				Сброс пробки									5,0		42,2	
				Тех. вода		продавка	2	127	III-IV	17,0			12,7	12,4	54,6	
				Тех. вода		продавка	1	127	I	4,0		70	2,0	8,3	62,9	

Примечание – В процессе цементирования осуществляется контроль и регистрация следующих технологических параметров: плотность цементного раствора, производительность цементировочного агрегата, давление на устье скважины, время проведения каждой технологической операции.

Таблица 9.14 – Схема обвязки и потребность в цементировочных агрегатах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени цементирования	Интервал, м (по стволу)		Номер схемы обвязки цементирования	Потребное количество ЦА											
						основных								дополнительных			
			от (верх)	до (низ)		тип	всего	в том числе для						тип	всего	в том числе резерв	
								затворения	перемешивания	закачки	продавки	амбара	резерва				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
1	1	1	0	30		ЦА-320М	2	2	-	1	1	-	-	-	-	-	
2	1	1	0	220			4	2	-	2	1	-	-	-	-	-	-
3	1	1	800	1400			8	4	-	2	1	-	-	-	-	-	1
		2	0	800			8	4	-	2	1	-	-	-	-	-	1

Примечание – Допускается применение цементировочных агрегатов других фирм-производителей при условии обеспечения требуемых режимов цементирования (табл. 9.12).

Таблица 9.15 – Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени цементирования	Интервал, м (по стволу)		Потребное количество												
					смесительных машин				цементовозов				автоцистерн				
			от (верх)	до (низ)	тип	всего	в том числе для		тип	всего	в том числе для		тип	всего	в том числе для доставки жидкости		
							тампонажа 1	тампонажа 2			тампонажа 1	тампонажа 2			буферной	затворения	продавочной
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	1	1	0	30	СМН-20	1	1	-	-	-	-	-	АЦН-20	1	-	-	-
2	1	1	0	220		1	1	-	-	-	-	-		2	-	-	-
4	1	1	800	1400		2	2	-	-	-	-	-		2	-	-	-
		2	0	800		2	-	2	-	-	-	-		2	-	-	-

Примечание – Допускается применение цементировочной техники других фирм-производителей при условии обеспечения выполнения требований проекта.

Таблица 9.16 – Потребное для цементирования обсадных колонн количество цементирующей техники

№ п/п	Название или шифр	Потребное количество				суммарное на скважину
		номера колонн (см. табл. 5.2, гр. 1)				
		1	2	3 (1 ст.)	4(2 ст.)	
1	2	3	4	5	6	7
1	Цементируочный агрегат ЦА-320М	2	4	8	8	22 вызова
2	Смесительная машина СМН-20	1	1	2	2	6 вызовов
3	Блок-манифольд БМ-700	-	-	1	1	2 вызова
4	Станция контроля цементирования СКЦ-2М	-	-	1	1	2 вызова
5	Осреднительная емкость	-	1	2	2	5 вызовов
6	АЦН-20	1	2	2	2	7 вызовов

Таблица 9.17 – Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов

№ п/п	Наименование или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ и т. д. на изготовление	Единицы измерения	Потребное количество					суммарное на скважину
				номера колонн (см. табл. 5.2, гр.1)					
				1	2	3 (I ст.)	3 (II ст.)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Цемент ПЦТ-G-CC-1 (ПЦТ ДО-100)	ГОСТ 1581-96	т	3,6	11,3	18,8	21,3		55,1
2	Ускоритель схватывания (CaCl ₂)	ГОСТ 450-77	кг	73,70	231,36	-	-		305,06
3	Замедлитель схватывания (НТФ)	ТУ 6-09-5283-86	кг	-	-	15,7	6,4		22,10
4	Расширяющаяся добавка (НРС)	API 10A	т	-	0,517	0,94	0,73		2,188
5	ТПФН	API 10A	кг	-	82,40	-	-		82,40
6	водн. р-р ПАА	API 10A	кг	5,15	-	-	-		5,15
7	RICHMOLE BUFFER**	API 10A	кг	-	-	40,17	40,17		80,34
8	Caustic Soda (NaOH) **	API 10A	кг	-	-	18,54	18,54		37,08
9	Понизитель водоотдачи (FL12S)	API 10A	кг	-	-	291,13	336,15		627,27
10	Пеногаситель (DFA)	API 10A	кг	-	-	55,08	63,60		118,67
11	Вода техническая для затворения	-	м ³	1,70	5,34	11,03	12,20		30,27
12	Вода техническая для буфера	-	м ³	1,10	4,40	6,60	6,60		18,70
13	Вода техническая для продавки	-	м ³	-	-	-	16,12		16,12
14	Всего технической воды	-	м ³	2,80	9,74	17,63	34,92		65,09

Примечания

- 1) Допускается использование цементов марки ПЦТ I-G-CC-1 или марки “G” других фирм-производителей при условии их соответствия требованиям ГОСТ 1581-96 и стандарта API 10A;
- 2) Допускается использование химических реагентов других фирм-производителей (отечественных или зарубежных) при условии обеспечения ими требований, предъявляемых к данному цементному раствору (табл. 9.10);
- 3) Для расчёта необходимого количества материалов использовались коэффициенты, учитывающие потери: для цемента $K=1,05$, для хим. реагентов – $K=1,03$, для воды затворения $K=1,1$ [17].

10 ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИНЫ

10.1 Испытание пластов в процессе бурения

Таблица 10.1 – Продолжительность работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах

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

Таблица 10.2 – Характеристика КИИ и технологические режимы работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах

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

Таблица 10.3 – Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле

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

10.2 Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне

Таблица 10.4 – Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ)

Номер лифтовой колонны НКТ	Номер секции труб в лифтовой колонне (снизу- вверх)	Интервал установки секции, м		Характеристика трубы					Длина секции, м	Масса секции, т			Коэффициент запаса прочности		
				номинальный наружный диаметр	тип	марка (группа прочности) стали	толщина стенки, мм	теоретическая масса 1 м, кг		теоретическая	с учётом				
		плюсового допуска	запаса при спуске при наличии в скважине сероводорода												
											от (верх)	до (низ)	на растяжение	на избыточное давление	наружное
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1	0	1390	73,0	гладкие	К	5,5	9,52	1390	13,23	13,71	-	4,97	>1,15	>1,32

Примечания

1. Глубина установки башмака НКТ принимается на 30 м выше верхней границы интервала перфорации, который намечается по результатам каротажа;
2. Можно применять аналогичные насосно-компрессорные трубы соответствующей прочности стали.

Таблица 10.5 – Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов

Номер объекта испытания	Интервал установки моста, м		Характеристика жидкости										
			название или тип	объём порции, м	плотность, г/см ³	водоотдача, см ³ /30 мин по АНИ	пластическая вязкость, сП	динамическое напряжение сдвига, мгс/см ² (фунт/100 фт ²)	составляющие компоненты				
	от (верх)	до (низ)							название компонента	плотность, г/см ³	влажность, %	сорт	норма расхода компонента, кг/м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Таблица информации не несет													

Таблица 10.6 – Потребное количество цементировочной техники для установки цементных мостов

Номер объекта	Название или шифр	Потребное количество, шт.
1	2	3
Таблица информации не несет		

Таблица 10.7 – Потребное количество материалов для установки цементных мостов

Номер объекта	Наименование или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ и т. д. на изготовление	Единица измерения	Потребное количество
1	2	3	4	5
Таблица информации не несет				

Таблица 10.8 – Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне

Номеро бъекта	Название процесса, операции по испытанию (освоению) и интенсификации	Номера таблиц по ССНВ на испытание	Продолжительность, сут	
			процесса, операции	суммарная по объекту
1	2	3	4	5
I	Подготовительные работы перед испытанием	ССНВ таб.22, графа 3	0,8	0,8
	Шаблонирование обсадной колонны и промывка скважины	ССНВ таб.22, графа 13	0,7	1,5
	Смена бурового раствора на перфорационную жидкость	ССНВ таб.25, графа 8 ,ССНВ	0,4	1,9
	Перфорация обсадной колонны	ССНВ	1,1	3,0
	Смена перфорационной жидкости на техническую воду	ССНВ	0,7	3,7
	Вызов притока с применением азотно-компрессорной установки	ССНВ	1,3	5,0
	Освоение, очистка забоя и гидродинамические исследования	ССНВ таб.27, графа 2, п. 3.2	8,0	13,0
	Всего:			13,0

Примечание – Продолжительность испытания (освоения) объекта принята согласно задания Заказчика на составление Технического проекта.

Таблица 10.9 – Продолжительность работы агрегатов при испытании (освоении) скважины в эксплуатационной колонне

Номер объекта	Название процесса, операции по испытанию и интенсификации притока	Название или шифр	Коли- чество вызо- вов	Источник норм времени	Продолжительность работы, час
1	2		3	4	5
1	Опрессовка НКТ	ЦА-320М	1	ЕНВИ §§ 7, 8	24,0
2	Опрессовка фонтанной арматуры (ФА) на пробное давление	ЦА-320М	1	ЕНВИ §17	3,5
3	Смена бурового раствора на перфорационную жидкость	ЦА-320М	1	ЕНВИ § 29(а), 30	3,6
6	Дежурство цем.агрегата при перфорационных работах	ЦА-320М	1	ССНВ таб.22, графа 8	24,0
7	Замена перфорационной жидкости на техническую воду	ЦА-320М	1	ЕНВИ § 29(а), 30	12,8
8	Дежурство цем.агрегата при вызове притока	ЦА-320М	1	ССНВ таб.22, графа 8	24,0
	Суммарная по объекту				91,90

Таблица 10.10 – Потребное количество материалов для испытания (освоения) скважины в эксплуатационной колонне

Номер объекта	Названиеили шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т.д. на изготовление	Единицаизмерения	Потребное количество
1	2	3	4	5
I	Жидкость для заканчивания скважины перфорацией, состоящий из:		м ³	24,7
	1. Вода техническая (основа жидкости освоения)	местный	м ³	23,9
	2. Хлористый калий KCl	Ст. АНИ	т	1,258
	3. Каустическая сода	Ст. АНИ	кг	12,357
	4. Карбоксиметилированный крахмал	Ст. АНИ	кг	395,437
	5. Пеногаситель кремнийорганический	Ст. АНИ	кг	24,715
	6. Бактерицид	Ст. АНИ	кг	12,357
	7. Неоногенный ПАВ	Ст. АНИ	кг	12,357
	Вода (для смены жидкости освоения на воду и промывки - 2 цикла)	местный	м ³	49,430

Примечание – Перед освоением скважины обеспечить запас бурового раствора в количестве не менее двух объемов скважины без учета объема раствора, находящегося в скважине, запас материалов и химических реагентов, согласно плана организации работ на освоение скважины.

Таблица 10.11 – Отработка газовых (газоконденсатных) объектов на факел

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

11 ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА

Таблица 11.1 – Виды операций контроля и объёмы работ по дефектоскопии бурильного инструмента

Название обсадной колонны	Методы проверки износа и коррозионного состояния	Глубина скважины при проведение операции, м	Время механического бурения между очередными проверками, сут	Тип контролируемых бурильных труб и УБТ	Количество контролируемых концов, шт.	Вид операции дефектоскопии: трубные резьбы СБТ, зона сварного шва, УБТ и переводники, толщинометрия ЛБТ	Норма времени на контроль одной трубы, мин	Продолжительность дефектоскопии, ч
1	2	2	3	4	5	6	7	8
Кондуктор	Ультразвуковой и магнитопорошковый	220	30	УБТС Ø 203,2 мм	6	Трубные резьбы СБТ, УБТ, НКТ и переводники	2,4	0,22
Эксплуатационная колонна		1400		УБТС Ø 178 мм	6			0,22
				УБТС Ø 165,1 мм	4			0,16
				СБТ Ø 114,3 мм	290			11,6
НКТ			90	НКТ Ø 73 мм	288			11,5

Примечание – Периодичность проверки дефектоскопией элементов бурильной колонны принята по таблице 4.1 РД39 – 013 – 90 [13].

Таблица 11.2 – Опрессовка оборудования и используемая техника

Название обсадной колонны	Название контролируемого объекта	Глубина скважины при проведении операции, м	Используемая при выполнении операции техника		Максимальное давление, создаваемое агрегатами при опрессовке, кгс/см ²	Источник норм времени	Продолжительность проведения операции, ч
			тип (шифр)	количество, шт.			
1	2	3	4	5	6	7	8
Кондуктор	Кондуктор совместно с ПВО	220	ЦА-320М*	1	90	ЕНВБ §109	1,35
	Цементное кольцо и горные породы	223		1	14	ЕНВБ §112	1,53
Эксплуатационная	Эксплуатационная с колонной головкой ОКК1-21-168×245	1400	ЦА-320М*	1	115	ЕНВБ §109	1,35
	Фонтанная арматура АФК1-65×210	1400		1	115	ЕНВИ §17	1,74

Примечание – Фонтанная арматура до установки на устье скважины должна быть опрессована на величину пробного давления, а после установки – на давление, равное давлению опрессовки эксплуатационной колонны (глава 28, п. 607 ТПБ НГДО). Величина пробного давления равна $2 P_p$ (согласно п. 3.3, таблицы 3, ГОСТ 13846-2003 Арматура фонтанная и нагнетательная).

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

12 СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ

Выбор буровой установки

Основными критериями выбора комплекта буровой установки являются:

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

Строительство, монтаж и демонтаж буровой установки, наземных сооружений производится при наличии:

- плана организации работ (далее – ПОР) по монтажу-демонтажу буровой установки, строительству наземных сооружений, жилого комплекса с бытовыми и санитарно-гигиеническими помещениями, в соответствии с техническим проектом на строительство скважины;
- нарядов-допусков на выполнение строительно-монтажных работ в охранной зоне наземных и подземных коммуникаций, трубопроводов и электрических линий;
- технологического регламента на строительно-монтажные работы;
- положения о производственном контроле.

Исходя из этого, для бурения проектных скважин до глубины 1400 м, при максимальном весе бурильной колонны – 51,23 тн, обсадной колонны – 51,2 тн, а так же исходя из наличия буровых установок у Буровых Подрядчиков, выбраны буровые установки ZJ-20 грузоподъемностью 150 тн, TXJ-100 грузоподъемностью 135 тн, KB-200 грузоподъемностью 100 тн, МБУ-125 грузоподъемностью 125 тн, IRI-5000 грузоподъемностью 185 тн, HRI-700 грузоподъемностью 200 тн. Возможно использование аналогичных типов других буровых станков по грузоподъемности.

Буровое оборудование скомпоновано, в основном, крупными блоками, модулями, мелкими блоками, которые транспортируются со скважины на скважину тяжеловозами тягачами, трейлерами без разборки на отдельные агрегаты. Крупные блоки, модули, мелкие блоки с оборудованием устанавливаются на железобетонные плиты (фундамент) многократного использования. Все это существенно повышает монтажеспособность установки и значительно сокращает затраты времени и средств на монтаж, демонтаж оборудования и его транспортировку.



Буровое оборудование должно иметь технические паспорта и формуляры установленного образца фирмы изготовителя. Паспорта должны храниться в службах главного механика и главного энергетика, которые вносят в них сведения об эксплуатации, ремонте, дефектоскопии оборудования и периодичности контрольных испытаний. Монтаж и эксплуатация бурового оборудования допускается только при наличии сертификатов на безопасность.

Устройство электроустановок нефтегазодобывающей промышленности должно соответствовать «Правилам устройств электроустановок» (ПУЭ), а их эксплуатация – «Правилам технической эксплуатации электроустановок потребителей» (ПТЭ) и «Правилам техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей» (ПТБ).

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

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

В холодное время буровая обогревается паровым котлом.

Таблица 12.1 – Подготовительные работы к строительству скважины

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единицы измерения	Номер варианта подготовительных работ	Номера скважин по варианту подготовительных работ	Количество
1	2	3	4	5	6
1*	Снятие с буровой площадки плодородного слоя почвы толщиной 15+5 см $V = 50 \text{ м} \times 80 \text{ м} \times 0,2 \text{ м} = 800 \text{ м}^3$	100 м ³	1; 2	Группа скважин	Группа скважин
2*	Складирование снятого слоя почвы в насыпи (по периметру буровой площадки) с утрамбовкой	-	-	-	0,8
3*	Обваловка буровой площадки $(50 \text{ м} \times 2 + 80 \text{ м} \times 2) \times 1,25$	100 м ³	-	-	0,52
4*	Обваловка площадки ГСМ $(20 \text{ м} \times 2 + 15 \text{ м} \times 2) \times 1,25 \text{ м}$	-	-	-	0,875
5*	Сооружение амбара $4 \text{ м} \times 6 \text{ м} \times 1,5 \text{ м}$ на отводах ПВО с обратной засыпкой для установки емкостей для сбора пл. флюида в случае НГВП	амбар	-	-	2
6*	Планировка буровой площадки механическим способом при, грунт II кат. а) при монтаже $50 \text{ м} \times 80 \text{ м} \times 0,2 \text{ м} = 800$ б) при демонтаже $50 \text{ м} \times 80 \text{ м} \times 0,2 \text{ м} = 800$	1000 м ³	-	-	1,6



Продолжение таблицы 12.1

1	2	3	4	5	6
7*	Топливопровод, из труб d-25-50 мм (подача к агрегатам)	100 м	-	-	1,5
8*	Задвижки стальные d 70-100 мм на водопровод в ящиках (колодцах)	шт.	-	-	2
9*	Изоляция противокоррозийная трубопроводов (спускные линии, подающие линии топлива, бур. раствор, пар)	100 м	-	-	3
10*	Теплоизоляция трубопроводов войлоком или аналогичными материалами	10 м	-	-	3
11*	Пожарные стояки (гидранты)	шт.	-	-	2
12*	Ящики деревянные для задвижек и гидрантов глубиной 1 м	-	-	-	4
13	Низковольтная осветительная линия	100 м	-	-	1,5
13.1	Установка металлических опор**	шт.	-	-	8
13.2	Подвеска алюминиевых 3-х проводов d = 16 мм	-	-	-	1,5

Примечания

- 1 Буровой подрядчик до начала работ по монтажу, демонтажу и строительству буровой установки должен иметь:
 - план организации работ (далее – ПОР);
 - наряды-допуски на выполнение строительно-монтажных работ в охранной зоне наземных и подземных коммуникаций, трубопроводов и электрических линий;
 - технологический регламент на строительно-монтажные работы;
 - положения о производственном контроле;
 - план ликвидации аварий.
- 2 При планировании площадки используется:
 - бульдозер, 1 единица;
 - экскаватор, 1 единица;
 - автотранспорт, 1 единица.

* Низковольтная осветительная линия предусматривается на случай установки внешнего дополнительного освещения буровой площадки и для возможных нужд жилгородка;

** Допускается установка опор из другого материала.



Таблица 12.2 – Перечень топографо-геодезических работ

№ п/п	Наименование работ (перенесение в натуру местоположения скважины, определение пластово-высотного положения устья скважины, определения азимута)	Номер скважины	Количество скважин
1	2	3	4
1	Рекогносцировка участка работ	Группа скважин	Группа скважин
2	Заготовка вех и кольев	-«-	-«-
3	Перенесение в натуру и закрепление на местности местоположения скважины	-«-	-«-
4	Определение координат устья скважины методом теодолитного хода	-«-	-«-
5	Определение высоты устья скважины методом технического нивелирования	-«-	-«-
6	Определение азимута	-«-	-«-
7	Ведение полевой документации	-«-	-«-
8	Камеральная обработка материалов	-«-	-«-
9	Переезды на участке работ	-«-	-«-

Примечание – Работы производятся Заказчиком.

Таблица 12.3 – Варианты строительных и монтажных работ

Номер варианта	Номер скважины	Номер комплекта бурового и силового оборудования	Вид привода (электрический, ДВС)	Вид строительства (первичное, повторное)
1;2	Группа скважин	Комплект ZJ-20, TXJ-100, KB-200, МБУ-125, IRI-5000, HRI-700.	Дизель-электрический	повторное

Таблица 12.4 – Объёмы работ по монтажу бурового и силового оборудования «ZJ-20»

№№ п/п	Наименование работ	Вид Монтажа		Ед. изм.	Номер вариан.	Кол-во	Примечание
		3	4				
1	2	3	4	5	6	7	8
	Буровая установка "ZJ-20" Грузоподъемность - 150тн			к-т		1	
	Привод буровой установки - ДВС						
	Дизельный двигатель CAT -18, N-440 кВт			-"		1	
	Дизельный двигатель CAT – 3406 , N-320 кВт			-"		2	
	Дизель - генератор Caterpillar C-15, N-360 кВт- 2 комплект (один резервный)			-"		2	
1	Буровая автоплатформа 13,55 мх 3,1 мх 2,9 м (без вышки)						
1.1	Вышка мачтовая J155/35-W высотой 35 м	кр. бл.	кр. бл.	к-т	1;2	1	
1.2	Кронблок TC150 грузоподъемностью (г/п) 150 тн.	-"	-"	-"	-"	1	
1.3	Крюкоблок YG150 г/п 147 тн.	агр.	-"	-"	-"	1	
1.4	Вертлюг SL160 г/п 160 тн на рабочее давление 350 ат.	-"	-"	-"	-"	1	
1.5	Балкон верхового рабочего	кр. бл.	-"	-"	-"	1	
1.6	Страховочный канат верхового рабочего	агр.	агр.	-"	-"	1	
1.6.1	Система аварийного спуска верхового рабочего	агр.	агр.	-"	-"	1	
1.7.	Буровая лебедка ZJ-20, N-450 кВт ; г/п 210 тн:	кр.бл.	кр.бл.	-"	-"	1	
1.7.1	главный тормоз (ленточный)	агр.		-"	1	1	в к-кте
1.7.2	вспомогательный гидротормоз	-"		-"	-"	1	-"
1.7.3	гидравлическая катушка	-"		-"	-"	1	-"
1.7.4	тартальный барабан, противозатаскиватель	-"		-"	-"	1	-"
1.8	Приспособление для крепления мертвого конца талевого каната ZJ200	-"	агр.	-"	1;2	1	
1.9	Лебедка гидравлическая YJ г/п 3 и 5 тн.	-"	-"	-"	-"	1	
1.10	Коробка передач ALLISON S6610	агр.	-"	-"	-"	1	
1.11	Угловая приводная коробка передач E630-09	-"	-"	-"	-"	1	
1.12	Пневматическая система с компрессором (0,7м3/мин.) и воздухохборником 0,155м3	-"	-"	-"	-"	1	
1.13	Гидравлическая система с масляным насосом (165л/мин.)	-"	-"	-"	-"	1	

Продолжение таблицы 12.4

1	2	3	4	5	6	7	8
1.14	Электрическая система	-"	-"	-"	-"	1	
1.15	Основание по вышку	кр.бл.	кр.бл.	-"	-"	1	
1.17	Система подъема вышки	агр.	агр.	-"	-"	1	
2	Рабочая площадка 5 мх 8 м с основанием высотой 4,5м (3,6 м - подротором)	агр.	кр.бл.	к -т	1;2	1	
2.1	Ротор ZP-175 г/п 175 тн	-"	-"	-"	-"	1	
2.2	Гидравлический трубный ключ с приводом и моментомером	-"	агр.	-"	-"	2	
2.3	Стояк стальной Ø - 75 мм высокого давления 350 кгс/см для подачи бурового раствора	-"	-"	-"	-"	1	
2.4	Подсвечник для бурильных труб	-"	кр.бл.	-"	-"	1	
2.5	Шурф для квадрата	-"	агр.	-"	-"	1	
2.6	Шурф для бурильной свечи (двухтрубки)	-"	-"	-"	-"	1	
2.7	Тельфер для смены ПВО, грузоподъемностью - 9 тн	агр.	агр.	-"	-"	1	
2.8	Модуль бурильщика:						
2.8.1	Пульт управления бурильщика:	кр. бл.	кр. бл.	-"	-"	1	
2.8.2	индикатор веса на крюке	агр.		-"	1	1	в к-те
2.8.3	индикатор давления на стояке	-"		-"	-"	1	-"
2.8.4	индикатор числа ходов поршня бурового насоса	-"		-"	-"	1	-"
2.8.5	индикатор числа оборотов ротора	-"		-"	-"	1	-"
2.8.6	индикатор уровня в доливной емкости	-"		-"	-"	1	-"
2.8.7	регистратор объема бурового раствора	-"		-"	-"	1	-"
2.8.8	пульт управления ПВО (дублирующий)	-"	агр.	-"	1;2	1	
3	Датчики: веса, числа оборотов ротора, крутящего момента ротора, числа ходов насоса, уровня бурового раствора, крутящего момента трубных ключей, скорости противотока бурового раствора, газа	-"		-"	1	1	-"
4	Контрольно-измерительное оборудование для контроля основных параметров оборудования (дизельные двигатели, редукторный механизм, генераторы, компрессоры, буровые насосы и т. д.)	-"		-"	-"	1	-"
5	Средства телеметрии (по условиям контракта)	агр.	агр.	к-т	1;2	1	
6	Энергетический модуль:	м .бл.	м.бл	-"	-"	1	
6.1	Дизельный двигатель САТ-18, N-440 кВт для привода лебедки и ротора	-"		-"	1;2	1	в к-те
6.2	Резервный дизельный генератор Caterpillar C-15, N-360 кВт - 1 комплект (резервный).	-"	м.бл	-"	-"	1	

Продолжение таблицы 12.4

1	2	3	4	5	6	7	8
6.3	электрокомпрессор с электродвигателем N- 37 кВт	-"-		-"-	-"-	1	в к-те
7	воздухосборник с устройством для осушки воздуха в металлическом контейнере	-"-		-"-	-"-	1	-"-
7.1	Циркуляционная система:						
7.2	буровой насос F-1000 с консольным краном и тельфером 0,5 тн.	м .бл.	м.бл.	-"-	1;2	2	
7.3	Дизельный двигатель САТ – 3406 DITA, N-320 кВт для привода насосов	-"-		-"-	-"-	2	
7.4	металлическая рама (сани)	-"-	-"-	-"-		2	
7.5	всасывающая линия низкого давления бурового раствора буровых насосов Ø-305 мм	узел	узел	-"-	-"-	2	
7.6	задвижки низкого давления на всасывающей линии Ø -300 мм	агр.	агр.	шт	-"-	4	
7.7	выкидная линия бурового насоса высокого давления Ø -75 мм (от насоса до манифольда)	узел	узел	к-т	-"-	2	
7.8	Линия высокого давления Ø -75 мм 350 кгс/см для подачи бурового раствора от насоса в циркуляционную систему	-"-	-"-	-"-	-"-	1	
7.9	задвижки высокого давления Ø - 75 мм на манифольде	агр.	агр.	шт.	-"-	2	
7.10	выкидная линия бурового раствора Ø -406 мм (скважина - вибросито)	узел	узел	м	1;2	10	
7.11	Емкость для очистки бурового раствора на 5 отсеков V- 40 м³	м .бл.	м .бл.	-"-	-"-	1	
7.11.1	вибросито сдвоенное CQ – 2 , 2000LPMэл. двигателемк нему N=11 кВт	агр.		-"-	1	1	в к-те
7.11.2	дегазатор ZKCQA-4, с эл. двигателемк нему N=55 кВт	-"-		-"-	-"-	1	-"-
7.11.3	шламовый насос SB-6x8-12 с эл.двигателем к нему N- 55 кВт	-"-		-"-	-"-	2	-"-
7.11.4	перемешиватель бурового раствора лопастной с эл/двигателем N-5,5кВт	-"-		-"-	-"-	1	-"-
7.11.5	центрифуга LW450x842NA производ. 40 м³/час (по требованию заказчика)	-"-	м .бл.	-"-	1;2	1	
7.12	Емкость 25м³ для сбора отходов бурения	-"-	-"-	-"-	-"-	1	
7.13	Емкость рабочая (всасывающая)V- 40 м³:	-"-	-"-	-"-	-"-	1	
7.13.1	пескоотделитель ZQJ250*2 с эл.двигателем к нему N- 55 кВт	-"-		-"-	1	1	в к-те
7.13.2	Илоотделитель 2ZJ-125 с ц/бежным насосом и эл/двигателем к нему N-55 кВт	-"-		-"-	-"-	1	
7.13.3	перемешиватель бурового раствора лопастной с эл/двигателем N-11кВт	-"-		-"-	1	2	
7.13.4	гидроперемешиватель	-"-		-"-	-"-	1	
7.13.5	емкость дозировочная для химреагентов V=2,5 м³	-"-		-"-	-"-	1	
7.13.6	Емкость для смешивания бурового раствора на два отсека V=40 м³	-"-	-"-	-"-	-"-	1	
7.13.7	перемешиватель бурового раствора лопастной с эл/двигателем N-11кВт	-"-		-"-	1	2	в к-те
7.13.8	гидроперемешиватель	-"-		-"-	-"-	1	-"-

Продолжение таблицы 12.4

1	2	3	4	5	6	7	8
7.13.9	емкость V=7 м3 для приготовления бурового раствора	-"		-"	-"	1	-"
7.13.10	перемешиватель бурового раствора лопастной с эл/двигателем N-11кВт	-"		-"	-"	1	-"
7.14	Емкость для запаса бурового раствора V=40 м3	-"	м .бл.	-"	1;2	1	
7.14.1	перемешиватель бурового раствора лопастной с эл/двигателем N-11кВт	-"		к-т	1	2	в к-те
7.14.2	Гидроперемешиватель	м .бл.		к-т	1	2	
7.15	Емкость доливная V= 7-12 м3	-"	м .бл.	-"	1;2	1	
7.16	Обвязка емкостей трубопроводами	узел	узел	-"	-"	6	
8	Система приготовления бурового раствора:			-"			
8.1	Бункер (контейнер) для материалов	м .бл.	м .бл.	-"	-"	1	
8.2	Емкость V=2,5- 4 м3 на смесительной емкости			-"	-"	1	
8.3	Центробежный насос с эл/двигателем N-55 кВт	агр.	агр.	-"	1;2	2	
8.4	Гидроворонка	-"	-"	-"	-"	2	в к-те
8.5	Шламовый насос с эл/двигателем к нему N- 5,5 кВт	-"	-"	-"	-"	1	-"
9	Насос с электроприводом к нему N- 55 кВт для подачи воды	-"	-"	-"	-"	1	-"
10	Шламовый насос с электродвигателем N-30 кВт для откачки жидкости из шахты с обвязкой трубопроводом с циркуляционной системой (по требованию заказчика)						
12	Емкость для технической воды V- 40м с центробежным насосом и эл/двигателем к ним N-7,5кВт	-"	-"	-"	-"	2	
13	Емкость для дизтоплива расходная V-2 м 3 с центробежным насосом и электроприводом к нему N -7,5кВт	-"	-"	-"	1	1	в к-те
14	Бак для дизтоплива расходная V-2 м3	-"	-"	-"	-"	1	
15	Бак двухсекционный для смазочного масла	-"	-"	-"	1	1	
16	Обвязка емкостей трубопроводами (воды, топлива)	узел	узел	-"	-"	4	
17	Противовыбросовое оборудование на 350 кгс/см2 :	агр.	агр.	-"	-"	1	
17.1	кольцевой превентор	-"	-"	-"	1	1	в к-те
17.2	превентор плащечный двойной	-"	-"	-"	-"	2	-"
17.3	четырёхходовой переводник	-"	агр.	-"	1;2	1	-"
17.4	Блок управления ПВО FKQ640-7	-"	-"	-"	-"	1	-"
17.5	дистанционная панель управления JY-35A	-"	-"	-"	1;2	1	

Продолжение таблицы 12.4

1	2	3	4	5	6	7	8
17.6	Манифольд линии дросселирования диаметром 103 мм на рабочее давление 350 кгс/см ²	узел	узел	к-т	1;2	1	
17.7	Манифольд для глушения скважины диаметром 103 мм на рабочее давление 350кгс/см ² - 50м	-"	-"	-"		1	
18.1	Штуцерный манифольд диаметром 103 мм на рабочее давление 350 ат (1гидравлический)	-"	-"	-"	-"	1	
18.2	Пульт управления гидравлическим штуцером (тип манометра Y40, на 400 ат с	-"	-"	-"	-"	1	
18.3	Сепаратор газа из бурового раствора NQF800/0,7	-"	-"	-"	-"	1	
18.4	Аккумулятор для закрытия превентора FKQ6404	-"	-"	-"	-"	1	
18.5	Электрический насос QB-21.80	-"	-"	-"	-"	1	
18.6	Воздушный насос QYB-40.60L	-"	-"	-"	-"	1	
18.7	Гидравлическая лебедка г/п 3 тн	-"	-"	-"	1	1	
18.8	гидравлические линии к пультам управления ПВО	узел	узел	-"	-"	2	
19	Колонная головка ОКК1-21 - 168 х 245			-"		1	при бурении
20	Приемный мост металлический горизонтальный	м .бл.	м .бл.	-"	1;2	1	
21	Приемный мост наклонный	-"	-"	-"	-"	1	
22	Стеллажи металлические для труб со стойками на обоих концах высотой 1,25 м			-"		6	
23	Инструментальная площадка	-"	-"	-"	-"	1	
24	Котел DRX-0,4-1,25	-"	-"	-"	-"	2	
25	Обвязка оборудования коммуникациями:			-"	-"		
26	Водопроводы	узел	узел	-"	-"	1	
27	Топливопроводы	-"	-"	-"	-"	1	
28	Воздухопроводы	-"	-"	-"	-"	1	
29	Паропроводы	-"	-"	-"	-"	1	
30	Металлические ограждения бурового оборудования	агр.	агр.	-"	-"	1	
31	Металлические кожухи для укрытия коммуникаций	-"	-"	-"	-"	1	
32	Электромонтаж оборудования	-"	-"	-"	-"	1	

Продолжение таблицы 12.4

1	2	3	4	5	6	7	8
31	Электроосвещение буровой установки	-"	-"	-"	-"	1	
32	Контур заземления	узел	узел	к-тур	-"	3	
33	Опрессовка обвязки буровых насосов			агр/оп	-"	1	
34	Центрирование вышки в процессе бурения	опер	опер	вышка	-"	1	
35	Радиостанция в режиме диспетчерской связи	-"	-"	к-т	-"	1	
36	Система внутренней связи	узел	узел	к-т	1;2	1	
37	Демонтаж бурового оборудования	-"	-"	-"	2	1	
38	Подготовительные работы к транспортировке вышечно-лебедочного блока	кр.бл.	кр.бл.	-"	-"	1	
39	Транспортировка бурового оборудования со скважины на скважину			-"	-"	1	
40	Мобильный кран г/п 16-25 тн.(по условиям контракта)			-"	1;2	1	
	Оборудование для освоения скважин						
1	Установка мобильная для освоения скважин г/п 60 тн (УПА-60)	кр.бл.	кр.бл.	-"	-"	1	
2	Оттяжки к вышке	узел	узел	-"	-"	4	
3	Дизельный двигатель 176 кВт	м.бл	м.бл	-"	-"	1	
4	Прожектор	агр.	агр.	-"	-"	4	
5	Фонтанная арматура: АФК1-65-21	агр.	агр.	-"	-"	1	
6	Выкидная линия 73мм.для промывки скважины на металл. стойках в бетоне	-"	-"	-"	-"	30/1	
7	Задвижка д.-80 мм высокого давления на выкидных линиях	м .бл.	м .бл.	шт.	-"	4	
8	Приемные мостки со стеллажами для НКТ	агр.	агр.	-"	-"	1	
9	Приемная емкость V- 50 м3 для раствора	м .бл.	м .бл.	-"	-"	2	
10	Емкость V- 50 м 3 для запаса воды	-"	-"	-"	-"	2	
11	Обвязка емкостей трубопроводами	узел	узел	-"	-"	7	

Сокращенные термины: г /п-грузоподъемность; к-т - комплект; шт - штук; агр/оп - агрегато-операции; к-ур - контур; а/м - автомобиль; кр.бл.-крупно-блочный монтаж;агр - агрегатный монтаж; м.бл - мелкоблочный монтаж.№№ вариантов - 1; 2; 1 - первичный монтаж, 2 - повторный монтаж. При повторном монтаже предусмотрен ремонт или замена узлов, агрегатов.

Таблица 12.5-Спецификация оборудования бурового станка «ТХЈ-100»

№№ п/п	Наименование работ	Вид монтажа	Ед. изм.	Номер вариан.	Кол-во	Примечание
1	2	3	4	5	6	7
1	Буровая установка " ТХЈ-100" Грузоподъемность – 135т	кр. бл.	к-т	1;2	1	
2	Мачта телескопическая гидроподъемная двухсекционная с передней открытой гранью, высота 35 м, максимальная нагрузка 135 тонн	кр. бл.	к-т	1;2	1	
3	Перевозимый автомобиль типа 10 х 8F, тип движения 10 х 8, снаряженная масса 21,5 тонн, максимальная заводская общая масса 54 тонн, габаритные размеры 18,8 м х 2,85 м х 4,3 м	агр.	к-т	1;2	1	
4	Дизельный двигатель САТ 3408, мощность 376 кВт	агр.	к-т	1;2	1	
5	Трансмиссия типа Allison S5961, максимальная входная мощность 410 кВт, максимальные обороты 2500 об/мин	агр.	к-т	1;2	1	
6	Лебедка буровая JC21D, максимальные обороты 450 об/мин, диаметр шкива тормозной ступицы 1070х320 мм, тип муфты главного барабана – осевой дисковый АТD324Н	агр.	к-т	1;2	1	
7	Вспомогательный тормоз лебедки WC8224 , максимальные скользющие обороты 715 об/мин, максимальные свободные обороты 1190 об/мин	агр.	к-т	1;2	1	
8	Подвышечное (подроторное) основание, максимальная нагрузка 160 тонн, высота 5 м, высота от земли до подроторной балки 4,1 м, габаритные размеры 7,4 м х 3,37 м х 3,06 м	кр. бл.	к-т	1;2	1	
9	Насосный блок, в том числе	кр. бл.	к-т	1;2	1	
9.1	Буровой насос CSF800 горизонтальный трехцилиндровый односторонний поршневой, диаметр поршня 130-177,8 мм, максимальный рабочий объем 38,92 л/сек, максимальное рабочее давление 28,19 мПа при диаметре поршня 130 мм	агр.	к-т	1;2	2	
9.2	Привод насоса САТ 3412, номинальная мощность 428 квт , номинальное число оборотов 1800 об/мин., редуктор типа TL680-3,15	агр.	к-т	1;2	2	
9.3	Дизель-генератор САТ 3456 N - 428 кВт - 2 шт (один резервный)	агр.	к-т	1;2	2	
10	Крюкоблок YG160B, максимальная нагрузка 158 тонн,	агр.	к-т	1;2	1	
11	Кронблок TC158, максимальная нагрузка 158 тонн, число витков 5 (при оснастке 4х5)	агр.	к-т	1;2	1	
12	Крюк типа YG160B, максимальная нагрузка 160 тонн	агр.	к-т	1;2	1	
13	Ротор буровой типа ZP205C, максимальная нагрузка 315 тонн, диаметр 520,7 мм, трансмиссия ротора ZX110A, тип муфты – осевой дисковый	агр.	к-т	1;2	1	
14	Аварийное энергопитание тип TBWY9255-29-45, мощность электродвигателя 45 квт	агр.	к-т	1;2	1	
15	Вспомогательная лебедка типа Y25B, установленная нагрузка 5 тонн	агр.	к-т	1;2	1	
16	Вспомогательная лебедка типа Y23B, установленная нагрузка 3 тонн	агр.	к-т	1;2	1	

Продолжение таблицы 12.5

1	2	3	4	5	6	7
17	Вертлюг буровой типа SL160, максимальная статическая нагрузка 160 тонн, максимальное рабочее давление 35 мПа, диаметр центрального отверстия 76 мм	агр.	к-т	1;2	1	
18	Буровой рукав с условным проходным диаметром 73 мм, рабочее давление 35 мПа, длина 16,5 метров	агр.	к-т	1;2	1	
19	Шпилевые катушки (гидрораскрепители для свинчивания и развинчивания труб), максимальная тяга 15 тонн, полезная траектория 1600 мм, рабочее давление 14 мПа	агр.	к-т	1;2	2	
20	Гидросистема, номинальное давление 0,85 мПа, подача 208 л/мин	узел	к-т	1;2	1	
21	Пневмоблок, номинальное давление 0,85 мПа, подача 700 л/мин	узел	к-т	1;2	1	
22	Активная система циркуляции бурового раствора, эффективный объем 100 м3, в том числе					
22.1	Блок очистки (на полуприцепе) объемом 40 м3, пропускная способность 45 л/сек, минимальный размер удаляемых частиц 0,05 мм, максимально возможное количество ступеней очистки бурового раствора -5, максимальная плотность бурового раствора не более 1,4 г/см3	кр. бл.	к-т	1;2	1	
23	Сито вибрационное, рабочая производительность 40-50 л/сек, площадь сита 3 x 1080 мм x 700 мм, габаритные размеры 2960 мм x 1735 мм x 1550 мм, вес 2100 кг	агр.	к-т	1;2	1	
24	Гидроциклонная установка, модель XQJS100x8, эффективный объем 26-56 л/сек	агр.	к-т	1;2	1	
25	Струйная воронка, производительность 3,3 м3/мин, габариты 1265 мм x 660 мм x 985 мм	агр.	к-т	1;2	2	
26	Пескоотделитель, тип XQJS300x2-F, пропускная способность 49-65 л/сек, минимальный размер удаляемых частиц 0,04 мм	агр.	к-т	1;2	1	
27	Илоотделитель, модель XQJS100x8-F, пропускная способность 26-56 л/сек, минимальный размер удаляемых частиц 0,025 мм, габаритные размеры 1615 мм x 910 мм x 1715 мм, вес 500 кг	агр.	к-т	1;2	1	
28	Дегазатор вакуумный ZCQ1/4, способность переработки 4 м3/мин, мощность вакуум-насоса 3 квт, мощность главного электромотора 15 квт, габариты 1640 мм x 800 мм x 1250 мм	агр.	к-т	1;2	1	
29	Центрифуга, производительность 14,4 м3/час, тип привода электрический, общая установленная мощность 30 квт, вес 3000кг	агр.	к-т	1;2	1	
30	Перемешиватель бурового раствора ZGW5,5; мощность привода 5,5 квт, диаметр крыльчатки 600 мм, частота вращения крыльчатки 90 об/мин, масса 250 кг	агр.	к-т	1;2	4	
31	Ключ пневмогидравлический ZQ-100, диапазон условных диаметров захватываемых труб ключа от 101 мм до 203 мм, номинальное давление рабочей жидкости в гидросистеме 16,6 мПа, рабочее давление в пневмосистеме 0,5-1 мПа	агр.	к-т	1;2	1	
32	Гидрораскрепитель, максимальный крутящий момент 15 тонн, допускаемое усилие на конце рычага не более 8 тонн, условные диаметры свинчиваемых и развинчиваемых труб от 73 мм до 451 мм, высота рабочей части 100 мм, масса 166 кг	агр.	к-т	1;2	2	
33	Гидравлический домкрат, тип Y3030, рабочее давление 14 мПа	агр.	к-т	1;2	4	

Продолжение таблицы 12.5

1	2	3	4	5	6	7
34	Телескопический цилиндр подъема 2-ой секции, максимальное усилие одного цилиндра 15,8 тонн, рабочее давление 14 мПа	агр.	к-т	1;2	2	
35	Станция электроснабжения 3456Е, номинальная мощность 360 кВт (максимальная 400 кВт)	кр. бл.	к-т	1;2	1	
36	Манифольд буровых насосов МБ-2У секционный на быстроразъемных соединениях, рабочее давление 24 мПа, пробное давление 37,5 мПа, диаметр условного прохода 76 мм	агр.	к-т	1;2	1	
37	Противовыбросовое оборудование на 35 мПа, в том числе:					
38	Превентор универсальный гидравлический	агр.	к-т	1;2	1	
38.1	Превентор плащечный двойной	агр.	к-т	1;2	1	
39	Пульт управления FKQ 480-5 противовыбросового оборудования	агр.	к-т	1;2	1	
40	Полуприцеп, вес машины 12 тонн, номинальный погрузочный вес 40 тн, радиус поворота 21 метр	кр. бл.	к-т	1;2	1	
41	Вспомогательный паровый агрегат, в том числе	агр.	к-т	1;2	1	
41.1	Котел DRX-0,4-1,25	агр.	к-т	1;2	1	
41.2	Нагревательный элемент котла серии L (М) DRX-0,4-1,25	агр.	к-т	1;2	1	
42	Места установки датчиков стационарных газосигнализаторов определяются проектом обустройства месторождения с учетом плотности газов, параметров применяемого оборудования, его размещения и рекомендаций поставщиков. На буровой они устанавливаются: у ротора, в начале желобной системы, у вибросита, в нас. помещении – (2 шт), у приемных емкостей (2 шт) и в помещении отдыха персонала.	узел	к-т	1;2	8	
43	Стационарные газосигнализаторы имеют звуковой и световой сигналы с выходом на диспетчерский пункт (пульт управления) и по месту установки датчиков, проходят проверку перед монтажом, государственную поверку в процессе эксплуатации в установленные сроки	узел	к-т	1;2	8	

Таблица 12.6 - Спецификация оборудования бурового станка KB - 200

№№ п/п	Наименование работ	Вид монтажа	Ед. изм.	Номер вариан.	Кол-во	Примечание
1	2	3	4	5	6	7
1	Мобильная буровая установка «KB – 200», номинальная грузоподъемность - 100 тн	кр. бл.	к-т	1;2	1	
2	Мачта 2-х секционная, телескопическая, наклонная, высота 33,22 м	кр. бл.	к-т	1;2	1	
3	Буровая лебедка «KB - 200», N-376 квт (505 л.с), грузоподъемность 100 тн	агр	к-т	1;2	1	
3.1	Дизельный двигатель «Сат -3408», для привода буровой лебедки, N-376 квт (505 л.с)	агр	к-т	1;2	1	
3.2	Коробка передач S-6600 привода буровой лебедки	агр	к-т	1;2	1	
3.3	Противозатаскиватель – предохранитель кронблока	агр	к-т	1;2	1	
3.4	Гидравлический двигатель	агр	к-т	1;2	2	
4.	Вспомогательный тормоз (воздушно-гидравлический сдвоенный дисковый тормоз со сдвоенным пружинным тормозом)	агр	к-т	1;2	2	
5	Подвышечное основание : т. ч	агр	к-т	1;2	1	
5.1	Емкость для воды	агр	к-т	1;2	1	
5.2	Будка (бытовка на рабочей площадке)	агр	к-т	1;2	1	
5.3	Боковые мостки	агр	к-т	1;2	1	
6	Дизельный двигатель «Сат -3412», номинальной мощностью N-428 квт, в т.ч.	агр	к-т	1;2	1	
6.1	Дизель-генератор «Сат -3406», 256 квт, один резервный	агр	к-т	1;2	2	
6.2	Привод буровой лебедки	агр	к-т	1;2	1	
6.3	Привод буровых насосов PZG-7	агр	к-т	1;2	1	
7	Буровой насос триплексный одностороннего действия, модель PZG-7 с двойным ШПМ	агр	к-т	1;2	1	
8	Галевый блок					
8.1	Крюкоблок, модель УТВ-110-24, mod'С' грузоподъемность 110 тн	агр	к-т	1;2	1	
9	Вертлюг, грузоподъемность 110 тн	агр	к-т	1;2	1	
11	Вертлюг 15МВ-40, грузоподъемность 150 тн, рабочее давление 35 мПа	агр	к-т	1;2	1	
12	Стояк наружный (диаметр 102 мм, рабочее давление 35 мПа) с манифольдом	узел	к-т	1;2	1	
13	Шланг грязевый наружным диаметром 108 мм, рабочее давление 35 мПа	узел	к-т	1;2	1	
14	Гидрораскрепитель для свинчивания и развинчивания труб	агр	к-т	1;2	1	
15	Основной вкладыш под отверстие 12 дюймов	агр	к-т	1;2	1	
16	Пневмоблок					
16.1	Пневматическая система в комплекте с воздушным компрессором и ресивером (для обеспечения работы системы подачи воздуха и тормозной системы)	агр	к-т	1;2	1	
16.2	Осушитель воздуха (для удаления влаги из воздушной системы)	агр	к-т	1;2	1	

Продолжение таблицы 12.6

1	2	3	4	5	6	7
17	Вспомогательная лебедка (планетарного типа) с канатом 9/16 дюйма	агр	к-т	1;2	1	
18	Вспомогательная лебедка (планетарного типа) с канатом 1/2 дюйма	агр	к-т	1;2	1	
19	Активная система циркуляции бурового раствора					
19.1	Емкость для подготовки бурового раствора , (общий используемый объем 48 м3)	агр	к-т	1;2	4	
19.2	Действующая система (емкость шламовая, приемная, доливная, отстойник)	агр	к-т	1;2	1	
20	Вибросита «Брандт» модель ST,	агр	к-т	1;2	2	
21	Пескоотделитель (гидроциклонная установка), «Брандт» модель SRS-2	агр	к-т	1;2	1	
22	Дегазатор «Брандт» модель DG	агр	к-т	1;2	1	
23	Центрофуга Брандт, Илоотделитель Брандт					
24	Центробежный насос 5х6 с двигателем 37 квт, производительность 3600 л/мин	агр	к-т	1;2	2	
25	Гидроворонка засыпная смесительная 102 мм	агр	к-т	1;2	1	
26	Центробежный насос гидроворонки, мощность 37 квт, 1450 об/мин	агр	к-т	1;2	1	
27	Мешалка бурового раствора «Брандт» модель МА-10	агр	к-т	1;2	4	
28	Струйный перемешиватель	агр	к-т	1;2	4	
29	Противовыбросовое оборудование, в том числе:					
29.1	Универсальный превентор	агр	к-т	1;2	1	
29.2	Двойной превентор с глухими и трубными плашками	агр	к-т	1;2	1	
29.3	Переходная катушка 9 дюймов, с 2-мя фланцевыми выходными отверстиями	агр	к-т	1;2	1	
29.4	Катушка 9 дюймов	агр	к-т	1;2	1	
29.5	Задвижка к линии глушения 3 1/2 дюйма	агр	к-т	1;2	1	
29.6	Задвижка к линии глушения 1 1/8 дюйма	агр	к-т	1;2	1	
29.7	Задвижка к штуцерной линии 2 1/16 дюйма	агр	к-т	1;2	4	
30	Аккумуляторный блок системы управления превенторами	агр	к-т	1;2	1	
31	Манифольд дросселирования	агр	к-т	1;2	1	
32	Линия дросселирования	агр	к-т	1;2	1	
33	Линия глушения	агр	к-т	1;2	1	
33	Линия глушения	агр	к-т	1;2	1	
34	Штуцерная линия глушения	агр	к-т	1;2	1	
35	Газосепаратор	агр	к-т	1;2	1	
36	Контрольно-измерительные приборы, в том числе					

Продолжение таблицы 12.6

1	2	3	4	5	6	7
36.1	Индикатор веса	агр	к-т	1;2	1	
36.2	Диаграммный самописец	агр	к-т	1;2	1	
36.3	Каротажное оборудование (инклинометр TOTCO до 8 градусов)	агр	к-т	1;2	1	
36.4	Индикатор уровня доливной емкости	агр	к-т	1;2	1	
36.4	Сумматор объемов бурового раствора в емкостях	узел	к-т	1;2	1	
37	Пульт бурильщика	агр	к-т	1;2	1	
38	Осветительная система: кабели, кабельные хомуты, подводящие провода и фитинги для размещения световой арматуры.	узел	к-т	1;2	1	
39	Аварийное освещение от бортовой системы напряжением 24 вольт	агр	к-т	1;2	1	
40	Паровой котел	агр	к-т	1;2	1	
41	Доска отворота для размеров 12 1/4 и 8 3/4 дюйма	агр	к-т	1;2	1	
42	Боковые мостки основания:					
42.1	Приемные мостки, размеры 12 м x 1,50 м	кр. бл.	к-т	1;2	1	
42.2	Стеллажи для труб	кр. бл.	к-т	1;2	1	
43	Манифольд буровых насосов высокого давления диаметром 102 мм и линиями стравливания диаметром 50 мм (на каждом насосе), в комплекте с тройником для подключения двух насосов	агр	к-т	1;2	1	
44	Погрузчик универсальный в комплекте (ковш, гидрозажим, стрела грузоподъемная)	агр	к-т	1;2	1	
45	Сварочный аппарат	агр	к-т	1;2	1	
46	Резак	агр	к-т	1;2	1	
47	Вспомогательный паровой агрегат с топливным баком и емкостью для воды 15,35 м3	м. бл.	к-т	1;2	1	
48	Грязевая «юбка» с вкладышами для всех размеров труб	агр	к-т	1;2	1	
49	Ручной инструмент (механические инструменты по нормам IPS, промышленная электродрель, промышленный точильный станок, тали грузоподъемностью 3 тонны, гидравлические домкраты мощностью 25 тонн, ключи трубные, ключи для превенторов, ключи цепные мерные ленты, калибры внутреннего и внешнего диаметров, гидросъемник седла клапана, тиски)	агр	к-т	1;2	1	
50	Водоструйная система	агр	к-т	1;2	1	
51	Диафрагменный насос Wilden, вход и выход 2 дюйма	агр	к-т	1;2	2	
52	Запасные части в количестве, достаточном для непрерывной работы в течение 6 месяцев	агр	к-т	1;2	1	

Таблица 12.7 - Спецификация оборудования бурового станка МБУ – 125

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Един. измер.	№ ва рианта	К-во	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)	
					первичный	повторный
1	2	3	4	5	6	7
	Буровая установка МБУ-125. Дизельный двигатель САТ С-18, N-382 кВт - 1 к-т Дизельный двигатель САТ 3412, N-403 кВт - 2 к-та Дизель-генератор ТЯМЗ-8424 N – 168 кВт. 1 к-т Резервный дизель - генератор ТЯМЗ-8424 N – 168 кВт 1 к-т					
1	Агрегатно-вышечный блок	К-т	1; 2	1	Самоходный шасси КЗКТ-8014	
	В том числе: - вышка 2-х секционная телескопическая	К-т	1; 2	1	ТраILER-ураган	Совместно с блоком
2	- лебедка буровая – однобарабанная в сборе с трансмиссией, гидравлическим тормозом, редукторами и карданными валами	-"-	1; 2	1	-"-	-"-
3	- Механизм подъема вышки-самоподъемная 40 т	-"-	1; 2	1	-"-	-"-
4	- Механизм крепления неподвижного конца талевого каната, индикатора веса и аварийный выключатель (противозатаскиватель)	-"-	1; 2	1	-"-	-"-
5	- аппарат под шасси, мостки с перилами и ограждением, в т.ч. укрытие для ВЛБ	-"-	1; 2	1	Трал – 25 тн, кран –10 тн	
6	Компрессор К-30	шт	1; 2	2		
7	Воздухосборник	-"-	1; 2	1	-"-	-"-
8	Воздухосушитель	-"-	1; 2	1	-"-	-"-
9	Эл. Двигатель 40 квт для компр.	-"-	1; 2	1	-"-	-"-
10	Вспомогательная лебедка гр.3т	-"-	1; 2	1	-"-	-"-
11	Площадка МБУ-125	К-т	1; 2	1	Кран-25 тн,Кран-10 тн,Трал-25 тн	
12	-ротор ПКР-560 с клиновым захватом	-"-	1; 2	1	Кран-10 тн, автомашина	
	- будка бурильщика	-"-	1; 2	1	-"-	-"-
	- вертлюг	-"-	1; 2	1	-"-	-"-
13	Насосный блок в том числе:	к-т	1; 2	1	Трал-25 тн, Кран-25 тн	
	- насос 8Т-650П	-"-	1; 2	2	Совместно с блоком	
14	- дизельный двигатель САТ 3412, N-403 кВт	-"-	1; 2	1	-"-	-"-
14.1	- дизельный двигатель САТ 3412, N-403 кВт	-"-	1; 2	1	-"-	-"-
15	-манифольд буров. насосов	-"-	1; 2	1	-"-	-"-
16	- нагнетательная линия от насоса до манифольда	К-т	1; 2	1	-"-	-"-

Продолжение таблицы 12.7

1	2	3	4	5	6	7
17	- всасывающая линия	-"-	1; 2	1	-"-	-"-
18	- задвижка нагнетательной линии	-"-	1; 2	1(2)	-"-	-"-
19	- задвижка на всасывающей линии	-"-	1; 2	1(2)	-"-	-"-
20	- гидросмеситель	к-т	1; 2	1	-"-	-"-
21	- Емкость блока очистки V=40 м3	-"-	1; 2	1	-"-	-"-
22	- ц/б насосы	-"-	1; 2	2	-"-	-"-
23	Блок очистки цирк.сист. МБУ-125	К-т	1; 2	1		
24	вибросито типа СВ-1 ЛМ-02	шт.	1; 2	1		
25	- пескоотделитель ИПС	-"-	1; 2	1	-"-	-"-
26	- илоотделитель ИИС	-"-	1; 2	1	-"-	-"-
27	- вакуумный дегазатор ДВС-2	-"-	1; 2	1	-"-	-"-
28	- центрифуга -МБ-125	шт.	1; 2	1	-"-	-"-
29	- перемешиватель гидр. 4УПГ	-"-	1; 2	2		
30	- перемешиватель мех.лоп.ПБР-Т-5,5	шт.	1; 2	2	-"-	
31	- шламовый насос 6-Ш8-2	шт.	1; 2	1	Кран –10 тн, авт.	
32	Воздухопроводами водопровод-ми	к-т	1; 2	1	-"-	
33	Заземление оборудования	-"-	1; 2	1	-"-	-"-
34	Буровые рукава	шт.	1; 2	3	-"-	-"-
35	Тележка прицеп	К-т	1; 2	1	-"-	-"-
36	Гидравлические перемешиватели бур. раствора	-"-	1; 2	2	-"-	-"-
37	Лестницы ограждения					
38	Дизельная гидроустановка типа	-"-	1; 2	1	-"-	-"-
39	Сепаратор ПВО	-"-	-"-	1	Кран, автомашина	
40	Блок приготовления раствора				Кран-25 тн, сд.тягач	
41	В том числе: - емкость –40 м3				Совместно с блоком	
42	- смесительная воронка для бурового раствора	шт.	1; 2	1	-"-	
43	- ц/б насос	-"-	1; 2	1	-"	

Продолжение таблицы 12.7

1	2	3	4	5	6	7
43	Подсвечник	-"-	1; 2	1	-"-	-"-
44	- механич. Мешалка ПБР-Т-5,5	-"-	1; 2	2	-"-	-"-
45	- гидроперемешиватель 4УПГ	-"-	1; 2	2	-"-	-"-
46	- лестницы, ограждения	К-т	1; 2	1	-"-	-"-
47	- система обвязки	-"-	1; 2	1	-"-	-"-
48	- полуприцеп	-"-	1; 2	1	-"-	-"-
49	Приемный мост В том числе: - верхний козырек	-"- шт.	1; 2	1 1	Кран-10 тн, сед. Тягач	
50	- лестница с перилами	К-т		1	-"-	
51	Стеллажи	шт		6	Кран-10 тн, авт. Полупр-п или тр-воз	
52	Станция энергоснабжения МБУ-125, Дизель-генератор ТЯМЗ-8424 N – 168 кВт. 1 к-т Резервный дизель - генератор ТЯМЗ-8424 N – 168 кВт 1 к-т	К-т шт		1 1 1	Кран-25 тн, трал-25 тн совместно с блоком	
53	- распределительный центр	К-т		1	-"-	-"-
54	- центр управления двигателями	-"-		1	-"-	-"-
55	Блок ГСМ в том числе: - емкость для диз.топливо	К-т шт		1 1	Кран-25 тн, Трал-25 тн совместно с блоком	
56	- кабина бурильщика	шт		1	-"-	-"-
57	- емкость V-2,8 м3 для масел и антифриза	шт		4	-"-	-"-
58	- система фильтрования д/топлива	К-т		1	-"-	-"-
59	Емкость гидротормоза В том числе: - емкость V-1,8 м3	К-т шт		1 1	Кран-10 тн, автомашина совместно с блоком	
60	- насос центробежный с электродвигателем	К-т		1	-"-	-"-
61	Паровой котел	К-т	1; 2	1	-"-	-"-
62	Контур заземления	К-т	1; 2	1	-"-	-"-
63	Места установки датчиков стационарных газосигнализаторов определяются проектом обустройства месторождения с учетом плотности газов, параметров применяемого оборудования, его размещения и рекомендаций поставщиков. На буровой они устанавливаются: у ротора, в начале желобной системы, у вибросита, в нас. помещении – (2 шт), у приемных емкостей (2 шт) и в помещении отдыха персонала.	к-т	1;2	8	-"-	-"-

Таблица 12.8 – Объёмы работ по монтажу бурового и силового оборудования "HRI-700"

№№ п/п	Наименование работ	Вид Монтажа		Ед. изм.	Номер вариан.	Кол-во	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8
	Буровая установка " HRI-700 " Грузоподъемность – 200 тн			к-т		1	
	Привод буровой установки - ДВС						
	Дизельный двигатель CAT – 3406 DITA, N-429 кВт			-"-		1	
	Дизельный двигатель CAT 3512, N - 400 кВт					2	
	Дизель-генератор Caterpillar C-15, N-360 кВт.					1	
1	Буровая автоплатформа 6,2 м х 3,2 м.						
1.1	Вышка мачтовая 116/350К высотой 35,4 м	кр. бл.	кр. бл.	к-т	1;2	1	
1.2	Кронблок грузоподъемностью (г/п) 200 тн.	-"-	-"-	-"-	-"-	1	
1.3	Крюкоблок г/п 200 тн.	агр.	-"-	-"-	-"-	1	
1.4	Вертлюг г/п 272 тн на рабочее давление 320 ат.	-"-	-"-	-"-	-"-	1	
1.5	Балкон верхового рабочего	кр. бл.	-"-	-"-	-"-	1	
1.6	Страховочный канат верхового рабочего	агр.	агр.	-"-	-"-	1	
1.6.1	Система аварийного спуска верхового рабочего	агр.	агр.	-"-	-"-	1	
1.7.	Буровая лебедка HRI 750-42/12	кр.бл.	кр.бл.	-"-	-"-	1	
1.7.1	главный тормоз	агр.		-"-	1	1	в к-кте
1.7.2	вспомогательный гидротормоз "Parmac" SR22	-"-		-"-	-"-	1	-"-
1.7.3	гидравлическая катушка	-"-		-"-	-"-	1	-"-
1.7.4	тартальный барабан, противозатаскиватель	-"-		-"-	-"-	1	-"-
1.8	Приспособление для крепления мертвого конца талевого каната	-"-	агр.	-"-	1;2	1	
1.9	Лебедка гидравлическая г/п 3,6 тн.	-"-	-"-	-"-	-"-	1	
1.10	Коробка передач ALLISON S-750	агр.	-"-	-"-	-"-	1	
1.11	Пневматическая система с компрессором SULLAIR LS12-50ННАС и воздухохранилищем 1,25м3	-"-	-"-	-"-	-"-	2	
1.12	Регенеративный осушитель сжатого воздуха ADH-6/10	-"-	-"-	-"-	-"-	1	
1.13	Основание по вышку	кр.бл.	кр.бл.	-"-	-"-	1	
1.14	Система подъема вышки	агр.	агр.	-"-	-"-	1	
2	Рабочая площадка 5 м х 8 м с основанием высотой 4,5м (4,22 м - подротором)	агр.	кр.бл.	к -т	1;2	1	
2.1	Ротор Н-20.5 г/п 300 тн	-"-	-"-	-"-	-"-	1	
2.2	Гидравлический трубный ключ с приводом и моментомером	-"-	агр.	-"-	-"-	2	
2.3	Стояк стальной Ø - 114 мм высокого давления 350 кгс/см для подачи бурового раствора	-"-	-"-	-"-	-"-	1	
2.4	Подсвечник для бурильных труб	-"-	кр.бл.	-"-	-"-	1	
2.5	Шурф для квадрата	-"-	агр.	-"-	-"-	1	

Продолжение таблицы 12.8

1	2	3	4	5	6	7	8
2.6	Шурф для бурильной свечи (двухтрубки)	-"	-"	-"	-"	1	
2.7	Тельфер для смены ПВО, грузоподъемностью - 9 тн	агр.	агр.	-"	-"	1	
2.8	Модуль бурильщика:						
2.8.1	Пульт управления бурильщика:	кр. бл.	кр. бл.	-"	-"	1	
2.8.2	индикатор веса на крюке	агр.		-"	1	1	в к-те
2.8.3	индикатор давления на стояке	-"		-"	-"	1	-"
2.8.4	индикатор числа ходов поршня бурового насоса	-"		-"	-"	1	-"
2.8.5	индикатор числа оборотов ротора	-"		-"	-"	1	-"
2.8.6	индикатор уровня в доливной емкости	-"		-"	-"	1	-"
2.8.7	регистратор объема бурового раствора	-"		-"	-"	1	-"
2.8.8	пульт управления ПВО (дублирующий)	-"	агр.	-"	1;2	1	
3	Датчики: веса, числа оборотов ротора, крутящего момента ротора, числа ходов насоса, уровня бурового раствора, крутящего момента трубных ключей, скорости противотока бурового раствора, газа	-"		-"	1	1	-"
4	Контрольно-измерительное оборудование для контроля основных параметров оборудования (дизельные двигатели, редукторный механизм, генераторы, компрессоры, буровые насосы и т. д.)	-"		-"	-"	1	-"
5	Средства телеметрии (по условиям контракта)	агр.	агр.	к-т	1;2	1	
6	Энергетический модуль:	м .бл.	м.бл.	-"	-"	1	
6.1	Дизельный двигатель CAT-3406 DITA, N-429 кВт для привода лебедки и ротора	-"		-"	1;2	1	
6.2	Дизельный генератор Caterpillar C-15, N-360 кВт.	-"	м.бл.	-"	-"	1	
6.3	электрокомпрессор с электродвигателем N- 37 кВт	-"		-"	-"	1	
7	воздухосборник с устройством для осушки воздуха в металлическом контейнере	-"		-"	-"	1	-"
7.2	буровой насос F-1000, N-735 кВт Continental EMSCO	м .бл.	м.бл.	-"	1;2	2	
7.3	Дизельный двигатель CAT 3512, N - 400 кВт для привода насосов	-"		-"	-"	2	
7.4	металлическая рама (сани)	-"	-"	-"		2	
7.5	всасывающая линия низкого давления бурового раствора буровых насосов Ø-305 мм	узел	узел	-"	-"	2	
7.6	задвижки низкого давления на всасывающей линии Ø -300 мм	агр.	агр.	шт	-"	4	
7.7	выкидная линия бурового насоса высокого давления Ø -75 мм (от насоса до манифольда)	узел	узел	к-т	-"	2	
7.8	Линия высокого давления Ø -75 мм 350 кгс/см для подачи бурового раствора от насоса в циркуляционную систему	-"	-"	-"	-"	1	
7.9	задвижки высокого давления на манифольде	агр.	агр.	шт.	-"	2	
7.10	выкидная линия бурового раствора (скважина - вибросито)	узел	узел	м	1;2	10	
7.11	Емкость для бурового раствора на V- 156 м³	м .бл.	м .бл.	-"	-"	1	

Продолжение таблицы 12.8

1	2	3	4	5	6	7	8
7.11.1	вибросито сдвоенное Brandt Dual Cobra™	агр.		-"	1	1	в к-те
7.11.2	дегазатор вакуумного типа	-"		-"	-"	1	-"
7.11.3	шламовый насос с эл.двигателем	-"		-"	-"	2	-"
7.11.4	перемешиватель бурового раствора лопастной с эл/двигателем N-5,5кВт	-"		-"	-"	1	-"
7.11.5	центрифуга 518 MI Swaco	-"	м .бл.	-"	1;2	1	
7.12	Емкость для сбора отходов бурения	-"	-"	-"	-"	1	
7.13	Емкость рабочая (всасывающая)V- 40 м3:	-"	-"	-"	-"	1	
7.13.1	Пескоотделитель Brandt с одним гидроциклонным конусом 12 дюймов (304 мм)	-"		-"	1	1	в к-те
7.13.2	Илоотделитель Brand с 12 воронками	-"		-"	-"	1	
8	Система приготовления бурового раствора:			-"			
8.1	Бункер (контейнер) для материалов	м .бл.	м .бл.	-"	-"	1	
8.2	Емкость V=2,5- 4 м3 на смешительной емкости			-"	-"	1	
8.3	Центробежный насос с эл/двигателем N-55 кВт	агр.	агр.	-"	1;2	2	
8.4	Гидроворонка	-"	-"	-"	-"	2	в к-те
8.5	Шламовый насос с эл/двигателем к нему N- 5,5 кВт	-"	-"	-"	-"	1	-"
9	Насос с электроприводом к нему N- 55 кВт для подачи воды	-"	-"	-"	-"	1	-"
10	Шламовый насос с электродвигателем N-30 кВт для откачки жидкости из шахты с обвязкой трубопроводом с циркуляционной системой (по требованию заказчика)						
11	Емкость для технической воды V- 40м с центробежным насосом и эл/двигателем к ним N-7,5кВт	-"	-"	-"	-"	2	
12	Емкость для дизтоплива расходная V-2 м 3 с центробежным насосом и электроприводом к нему N - 7,5кВт	-"	-"	-"	1	1	в к-те
13	Бак для дизтоплива расходная V-2 м3	-"	-"	-"	-"	1	
14	Бак двухсекционный для смазочного масла	-"	-"	-"	1	1	
15	Обвязка емкостей трубопроводами (воды, топлива)	узел	узел	-"	-"	4	
16	Противовибросовое оборудование, в том числе:	агр.	агр.	-"	-"	1	
16.1	Кольцевой превентор	-"	-"	-"	1	1	в к-те
16.2	Превентор плащечный два сдвоенных плащечных	-"	-"	-"	-"	1	-"
16.3	Одна катушка бурильная 11" (280mm) x 5000psi (350kg/cm2)	-"	агр.	-"	1;2	1	-"
16.4	Блок управления ПВО	-"	-"	-"	-"	1	-"
16.5	Дистанционная панель управления	-"	-"	-"	1;2	1	
16.6	Манифольд дросселирования и глушения: 3-1/8 дюйма (79мм) x 5000 psi (350 кг/см2).	узел	узел	к-т	1;2	1	
16.7	Манифольд для глушения скважины на рабочее давление 350кгс/см2 - 50м	-"	-"	-"		1	
16.8	Штуцерный манифольд на рабочее давление 350 ат (1гидравлический)	-"	-"	-"	-"	1	
16.8	Пульт управления гидравлическим штуцером	-"	-"	-"	-"	1	
16.9	Газосепаратор атмосферный 4' OD x 12' high Poorboy Mud Gas Separator с 6"	-"	-"	-"	-"	1	
16.10	Аккумулятор для закрытия превентора	-"	-"	-"	-"	1	
16.11	Электрический насос	-"	-"	-"	-"	1	
16.12	Воздушный насос	-"	-"	-"	-"	1	

Продолжение таблицы 12.8

1	2	3	4	5	6	7	8
16.13	Гидравлическая лебедка г/п 3,6 тн	-"	-"	-"	1	1	
16.14	гидравлические линии к пультам управления ПВО 35 мм х 25 м	узел	узел	-"	-"	2	
17	Приемный мост металлический горизонтальный	м .бл.	м .бл.	-"	1;2	1	
18	Приемный мост наклонный	-"	-"	-"	-"	1	
19	Стеллажи металлические для труб со стойками на обоих концах высотой 1,25 м			-"		6	
20	Инструментальная площадка	-"	-"	-"	-"	1	
21	Электрокотел 100 кВт	-"	-"	-"	-"	2	
22	Обвязка оборудования коммуникациями:			-"	-"		
23	Водопроводы	узел	узел	-"	-"	1	
24	Топливопроводы	-"	-"	-"	-"	1	
25	Воздухопроводы	-"	-"	-"	-"	1	
26	Паропроводы	-"	-"	-"	-"	1	
27	Металлические ограждения бурового оборудования	агр.	агр.	-"	-"	1	
28	Металлические кожухи для укрытия коммуникаций	-"	-"	-"	-"	1	
29	Электромонтаж оборудования	-"	-"	-"	-"	1	
30	Электроосвещение буровой установки	-"	-"	-"	-"	1	
31	Транспортировка бурового оборудования со скважины на скважину			-"	-"	1	
32	Бойлер 125 НР в контейнере промышленного типа с топливным баком 3 м3 и резервуаром для воды 15 м3			-"	1;2	1	
33	24” паровые обогреватели типа Ruffneck с электродвигателем 380 Volt 50 Hz.			-"	1;2	10	
	Оборудование для освоения скважин						
1	Установка мобильная для освоения скважин г/п 60 тн (УПА-60)	кр.бл.	кр.бл.	-"	-"	1	
2	Оттяжки к вышке	узел	узел	-"	-"	4	
3	Дизельный двигатель 176 кВт	м.бл	м.бл	-"	-"	1	
4	Прожектор	агр.	агр.	-"	-"	4	
5	Фонтанная арматура: АФК1-65-21	агр.	агр.	-"	-"	1	
6	Выкидная линия 73мм.для промывки скважины на металл. стойках в бетоне	-"	-"	-"	-"	30/1	
7	Задвижка д.-80 мм высокого давления на выкидных линиях	м .бл.	м .бл.	шт.	-"	4	
8	Приемные мостки со стеллажами для НКТ	агр.	агр.	-"	-"	1	
9	Приемная емкость V- 50 м3 для раствора	м .бл.	м .бл.	-"	-"	2	
10	Емкость V- 50 м 3 для запаса воды	-"	-"	-"	-"	2	
11	Обвязка емкостей трубопроводами	узел	узел	-"	-"	7	

Сокращенные термины: г /п-грузоподъемность; к-т - комплект; шт - штук; агр/оп - агрегато-операции; к-ур - контур; а/м - автомобиль; кр.бл.-крупно-блочный монтаж;агр - агрегатный монтаж; м.бл - мелкоблочный монтаж.№№ вариантов - 1; 2; 1 - первичный монтаж, 2 - повторный монтаж. При повторном монтаже предусмотрен ремонт или замена узлов, агрегатов.

Таблица 12.9 – Объёмы работ по монтажу бурового и силового оборудования «IRI-5000 MR»

№ п/п	Наименование работ	Вид монтажа		Единица измерения	Номер варианта	Коли- чество	Приме- чание
		Перв.	Повт.				
1	2	3	4	5	6	7	8
	Буровая установка «IRI-5000» Грузоподъемность – 185 т			к-т		1	
	Привод буровой установки - ДВС						
	Дизель генераторная станция Caterpillar CAT 15, N-400 кВт			-"		1	
	Дизельный двигатель Caterpillar 3512, N-400 кВт					2	
	Дизельный двигатель DETROIT-60, N-355 кВт					1	
	Дизель-генератор DETROIT-60, N-355 кВт (резервный)					1	
1	Буровая вышка						
1.1	Раздвижная мачта IRI INTERNATIONAL высотой 23 м, ширина основания 3,0 м.	кр. бл.	кр. бл.	к-т	1; 2	1	
1.2	Кронблок IRI грузоподъемностью (г/п) 185 т	-"	-"	-"	-"	1	
1.3	Крюкоблок IRI Dresco- г/п 185 т	агр.	-"	-"	-"	1	
1.4	Вертлюг SL160 г/п 160 т на рабочее давление 350 атм.	-"	-"	-"	-"	1	
1.5	Балкон верхового рабочего	кр. бл.	-"	-"	-"	1	
1.6	Страховочный канат верхового рабочего	агр.	агр.	-"	-"	1	
1.6.1	Система аварийного спуска верхового рабочего	агр.	агр.	-"	-"	1	
1.6.1.	Верхний привод модель BOWEN S 250 TPA	агр.	агр.	-"	-"	1	
1.7	Буровая лебедка IRI INTERNATIONAL, N-410 кВт; г/п 200 т:	кр.бл.	кр.бл.	-"	-"	1	
1.7.1	главный тормоз (ленточный)	агр.		-"	1	1	в к-кте
1.7.2	вспомогательный гидротормоз модель 202	-"		-"	-"	1	-"
1.7.3	гидравлическая катушка	-"		-"	-"	1	-"
1.7.4	тартальный барабан, противозатаскиватель	-"		-"	-"	1	-"
1.8	Приспособление для крепления мертвого конца талевого каната	-"	агр.	-"	1; 2	1	
1.9	Лебедка гидравлическая планетарного типа г/п 3 и 5 т	-"	-"	-"	-"	1	
1.10	Аварийное силовое устройство N-55 кВт	-"	кр.бл.	-"	-"	1	
1.11	Коробка передач ALLISON S6600	агр.	-"	-"	-"	1	
1.12	Угловая приводная коробка передач E630-09	-"	-"	-"	-"	1	
1.13	Пневматическая винтовые компрессора SULLAIR LS12-50HHAC	-"	-"	-"	-"	1	

Продолжение таблицы 12.9

1	2	3	4	5	6	7	8
1.14	Гидравлическая система с масляным насосом (227 л/мин.)	-"	-"	-"	-"	1	
1.15	Электрическая система	-"	-"	-"	-"	1	
1.16	Основание по вышку	кр.бл.	кр.бл.	-"	-"	1	
1.17	Система подъема вышки	агр.	агр.	-"	-"	1	
2	Рабочая площадка 5,50 м×8 м с основанием высотой 4,55 м (3,89 м - подротором)	агр.	кр.бл.	к -т	1;2	1	
2.1	Ротор BOWEN S 250 ТРА г/п 250 т.	-"	-"	-"	-"	1	
2.2	Гидравлический трубный ключ с приводом и моментомером	-"	агр.	-"	-"	2	
2.3	Стойка стальной Ø 75 мм высокого давления 350 кгс/см2, для подачи бурового раствора	-"	-"	-"	-"	1	
2.4	Подсвечник для бурильных труб	-"	кр.бл.	-"	-"	1	
2.5	Шурф для квадрата	-"	агр.	-"	-"	1	
2.6	Шурф для бурильной свечи (двухтрубки)	-"	-"	-"	-"	1	
2.7	Тельфер для смены ПВО, грузоподъемностью 9 т	агр.	агр.	-"	-"	1	
2.8	Модуль бурильщика:						
2.8.1	Пульт управления бурильщика:	кр. бл.	кр. бл.	-"	-"	1	
2.8.2	индикатор веса на крюке	агр.		-"	1	1	в к-те
2.8.3	индикатор давления на стояке	-"		-"	-"	1	-"
2.8.4	индикатор числа ходов поршня бурового насоса	-"		-"	-"	1	-"
2.8.5	индикатор числа оборотов ротора	-"		-"	-"	1	-"
2.8.6	индикатор уровня в доливной емкости	-"		-"	-"	1	-"
2.8.7	регистратор объема бурового раствора	-"		-"	-"	1	-"
2.8.8	пульт управления ПВО (дублирующий)	-"	агр.	-"	1;2	1	
3	Датчики: веса, числа оборотов ротора, крутящего момента ротора, числа ходов насоса, уровня бурового раствора, крутящего момента трубных ключей, скорости противотока бурового раствора, газа	-"		-"	1	1	-"
4	Контрольно-измерительное оборудование для контроля основных параметров оборудования (дизельные двигатели, редукторный механизм, генераторы, компрессоры, буровые насосы и т. д.)	-"		-"	-"	1	-"
5	Средства телеметрии (по условиям контракта)	агр.	агр.	к-т	1;2	1	
6	Энергетический модуль:	м .бл.	м.бл	-"	-"	1	
6.1	Дизель-генератор DETROIT-60, N-355 кВт (один резервный)	-"		-"	-"	2	в к-те

Продолжение таблицы 12.9

1	2	3	4	5	6	7	8
7	воздухосборник с устройством для осушки воздуха в металлическом контейнере	-"		-"	-"	1	-"
7.1	Циркуляционная система:						
7.2	Буровой насос PZ-7, (резервный).	м .бл.	м.бл.	-"	1;2	1	
7.2.1	Буровой насос EMSCO, модель F-1000 – 875 л.с.	-"	-"	-"	1;2	1	
7.2.2	Буровой насос EMSCO, модель F-1000 – 800 л.с.	-"	-"	-"	1;2	1	
7.3	металлическая рама (сани)	-"	-"	-"		2	
7.4	всасывающая линия низкого давления бурового раствора буровых насосов Ø 305 мм	узел	узел	-"	-"	2	
7.5	задвижки низкого давления на всасывающей линии Ø 300 мм	агр.	агр.	шт	-"	4	
7.6	выкидная линия бурового насоса высокого давления Ø 75 мм (от насоса до манифольда)	узел	узел	к-т	-"	2	
7.7	линия высокого давления Ø 75 мм 350 кгс/см, для подачи бурового раствора от насоса в циркуляционную систему	-"	-"	-"	-"	1	
7.8	задвижки высокого давления Ø 75 мм на манифольде	агр.	агр.	шт.	-"	2	
7.9	выкидная линия бурового раствора Ø 406 мм (скважина - вибросито)	узел	узел	м	1;2	10	
7.10	Емкость для очистки бурового раствора на 5 отсеков V-40 м3	м .бл.	м .бл.	-"	-"	1	
7.10.1	вибросито сдвоенное L48-96F-3 Derrick эл. двигателем к нему N-11 кВт	агр.		-"	1	1	в к-те
7.10.2	дегазатор Roog Boy, с эл. двигателем к нему N-55 кВт	-"		-"	-"	1	-"
7.10.3	шламовый насос SB-6×8-12 с эл. двигателем к нему N-55 кВт	-"		-"	-"	2	-"
7.10.4	перемешиватель бурового раствора лопастной с эл. двигателем N-5,5 кВт	-"		-"	-"	1	-"
7.10.5	центрифуга LW450×842NA производ. 40 м3/час (по требованию заказчика)	-"	м .бл.	-"	1;2	1	
7.11	Емкость 25 м3 для сбора отходов бурения	-"	-"	-"	-"	1	
7.12	Емкость рабочая (всасывающая) V-40 м3:	-"	-"	-"	-"	1	
7.12.1	пескоотделитель Derrick Co с эл. двигателем к нему N-55 кВт	-"		-"	1	1	в к-те
7.12.2	Илоотделитель Derrick Co с ц/бежным насосом и эл. двигателем к нему N-55 кВт	-"		-"	-"	1	
7.12.3	перемешиватель бурового раствора лопастной с эл/двигателем N-11кВт	-"		-"	1	2	
7.12.4	гидроперемешиватель	-"		-"	-"	1	
7.12.5	емкость дозировочная для химреагентов V=2,5 м3	-"		-"	-"	1	
7.12.6	емкость для смешивания бурового раствора на два отсека V=40 м3	-"	-"	-"	-"	1	
7.12.7	перемешиватель бурового раствора лопастной с эл/двигателем N-11 кВт	-"		-"	1	2	в к-те

Продолжение таблицы 12.9

1	2	3	4	5	6	7	8
7.12.8	емкость V=7 м3 для приготовления бурового раствора	-"		-"	-"	1	-"
7.12.9	перемешиватель бурового раствора лопастной с эл/двигателем N-11 кВт	-"		-"	-"	1	-"
7.13	емкость для запаса бурового раствора V=40 м3	-"	м .бл.	-"	1;2	1	
7.13.1	перемешиватель бурового раствора лопастной с эл/двигателем N-11 кВт	-"		к-т	1	2	в к-те
7.13.2	Гидроперемешиватель	м .бл.		к-т	1	2	
7.14	Емкость доливная V= 7-12 м3	-"	м .бл.	-"	1;2	1	
7.15	Обвязка емкостей трубопроводами	узел	узел	-"	-"	6	
8	Система приготовления бурового раствора:			-"			
8.1	Бункер (контейнер) для материалов	м .бл.	м .бл.	-"	-"	1	
8.2	Емкость V=2,5-4 м3 на смешительной емкости			-"	-"	1	
8.3	Центробежный насос с эл/двигателем N-55 кВт	агр.	агр.	-"	1;2	2	
8.4	Гидроворонка	-"	-"	-"	-"	2	в к-те
8.5	Шламовый насос с эл/двигателем к нему N-5,5 кВт	-"	-"	-"	-"	1	-"
9	Насос с электроприводом к нему N-55 кВт для подачи воды	-"	-"	-"	-"	1	-"
10	Шламовый насос с электродвигателем N-30 кВт для откачки жидкости из шахты с обвязкой трубопроводом с циркуляционной системой (по требованию заказчика)						
11	Емкость для сбора пластового флюида V-50 м3 на концах линий ПВО	-"	-"	-"	-"	2	
12	Емкость для технической воды V-40 м3 с центробежным насосом и эл/двигателем к ним N-7,5 кВт	-"	-"	-"	-"	2	
13	Емкость для дизтоплива расходная V-2 м3 с центробежным насосом и электроприводом к нему N-7,5 кВт	-"	-"	-"	1	1	в к-те
14	Бак для диз. топлива расходная V-2 м3	-"	-"	-"	-"	1	
15	Бак двух секционный для смазочного масла	-"	-"	-"	1	1	
16	Обвязка емкостей трубопроводами (воды, топлива)	узел	узел	-"	-"	4	
17	Противовыбросовое оборудование (аналог ОП 45-230/80×35 ГОСТ 13862-2003) в том числе:	агр.	агр.	-"	-"	1	
17.1	универсальный (кольцевой) превентор	-"	-"	-"	1	1	в к-те
17.2	превентор плащечный (два плащечных (сдвоенный)	-"	-"	-"	-"	2+1	-"

Продолжение таблицы 12.9

1	2	3	4	5	6	7	8
17.3	четырёх ходовой переводник	-"	агр.	-"	1;2	1	-"
17.4	Блок управления ПВО FKQ640-7	-"	-"	-"	-"	1	-"
17.5	дистанционная панель управления JY-35A	-"	-"	-"	1;2	1	
17.6	Манифольд линии дросселирования на рабочее давление 350 кгс/см2	узел	узел	к-т	1;2	1	
17.7	Манифольд для глушения скважины на рабочее давление 350 кгс/см2 –50 м	-"	-"	-"		1	
18.1	Штуцерный манифольд на рабочее давление 700 ат (1 гидравлический)	-"	-"	-"	-"	1	
18.2	Пульт управления гидравлическим штуцером (тип манометра Y40, на 400 ат с)	-"	-"	-"	-"	1	
18.3	Сепаратор газа 4' OD x 12' high Poorboy Mud Gas Separator	-"	-"	-"	-"	1	
18.4	Аккумулятор для закрытия превентора FKQ6404	-"	-"	-"	-"	1	
18.5	Электрический насос QB-21.80	-"	-"	-"	-"	1	
18.6	Воздушный насос QYB-40.60L	-"	-"	-"	-"	1	
18.7	Гидравлическая лебедка г/п 3 тн	-"	-"	-"	1	1	
18.8	гидравлические линии к пультам управления ПВО 35 мм × 25 м	узел	узел	-"	-"	2	
18.9	Контрольно измерительные приборы: - Гидравлический индикатор веса модель DEFLECTION TYPE. - Drill Lab – DAS – контрольно-измерительная система для сбора, записи и визуализации параметров бурения. - Иклинометр TOTCO до 8°, со всеми принадлежностями и запасными частями. - КИП на пульте бурильщика, включает в себя: индикатор веса, 3 шт манометра насоса, 3 шт ходов в минуту, 1 моментомер ротора, 1 об в минуту ротора и 1 шт моментомер УМК.	-"	-"	-"	-"	1	
18.10	Бойлер 80 НР в контейнере промышленного типа с топливным баком и резервуаром для воды.	-"	-"	-"	-"	1	
19	Приемный мост металлический горизонтальный	м .бл.	м .бл.	-"	1;2	1	
20	Приемный мост наклонный	-"	-"	-"	-"	1	
21	Стеллажи металлические для труб со стойками на обоих концах высотой 1,25 м			-"		6	
22	Инструментальная площадка	-"	-"	-"	-"	1	
23	Парокотел	-"	-"	-"	-"	2	
24	Емкость V-20 м3 для воды (питание котла) с центробежным насосом и электроприводом к нему	-"	-"	-"	-"	1	
25	Емкость V-4 м3 для дизтоплива (питание котла) с центробежным насосом	-"	-"	-"	-"	1	

26	Обвязка оборудования коммуникациями:			-"	-"		
26.1	Водопроводы	узел	узел	-"	-"	1	
26.2	Топливопроводы	-"	-"	-"	-"	1	
26.3	Воздухопроводы	-"	-"	-"	-"	1	
26.4	Паропроводы	-"	-"	-"	-"	1	
27	Металлические ограждения бурового оборудования	агр.	агр.	-"	-"	1	
28	Металлические кожухи для укрытия коммуникаций	-"	-"	-"	-"	1	
29	Электромонтаж оборудования	-"-.	-"-.	-"	-"	1	
30	Электроосвещение буровой установки	-"	-"	-"	-"	1	
31	Контур заземления	узел	узел	к-тур	-"	3	
32	Опрессовка обвязки буровых насосов			агр/оп	-"	1	
33	Центрирование вышки в процессе бурения	опер	опер	вышка	-"	1	
34	Радиостанция в режиме диспетчерской связи	-"	-"	к-т	-"	1	
35	Система внутренней связи	узел	узел	к-т	1;2	1	
36	Демонтаж бурового оборудования	-"	-"	-"	2	1	
37	Подготовительные работы к транспортировке вышечно-лебедочного блока	кр.бл.	кр.бл.	-"	-"	1	
38	Пневмоблок: Компрессорная станция, включающая: - винтовые компрессора SULLAIR LS12-50HHC – 2 шт, - регенеративный осушитель сжатого воздуха ADH-6/10 – 1шт, - воздухосборники V-1.25 куб.м - 2 шт. Компрессорная станция смонтирована на низкорамном трейлере. Пневматическая система подъемника БУ в комплекте с воздушным компрессором, ресивером емкостью не менее 60 галл. (227л.)	м .бл.	м .бл.	-"	1;2	1	

Таблица 12.10– Объёмы работ под конструктивные узлы вышки и привышечных сооружений для оборудования " ZJ-20, TXJ-100, KB-200, МБУ-125, IRI-5000 MR, HRI-700 "

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Количество
1	2	3	4	5
1	Обшивка балкона верхового рабочего синтетической тканью	балкон	1; 2	1
2	Обшивка рабочей площадки металлическими щитами или синтетической тканью	площадка	-"	1
3	Обшивка подвышечного основания синтетической тканью	осн	-"	1
4	Сарай (навес для бур. насоса с приводом 8 м×4,0 м×2,6 м (каркас металл., обшивка синтетической тканью	сарай	-"	1
5	Сарай для котельной 2,5 м×4 м×3 м обтянут синтетической тканью	-"	-"	1
6	Лестницы на буровой установке согласно схеме:			
6.1	- для прохода на рабочую площадку со стороны приемного моста	лестница		1
6.2	- для прохода с рабочей площадки на поверхность земли	-"	-"	1
6.3	- для прохода с платформы на поверхность земли	-"	-"	2
6.4	- для прохода с циркуляционной системы на поверхность земли	-"	-"	2
7	Аварийный спуск	желоб	-"	1
8	Оттяжки к вышке с устройством якорей	оттяж.	-"	4
9	Санитарно-бытовые помещения (за пределами буровой площадки на расстоянии-высота вышки+10 м.)	к-т	-"	13
9.1	Офис со складским отделением	-"	-"	1
9.2	Электромонтаж помещения (вагончиков)	-"	-"	2
9.3	Модуль лаборатории буровых растворов	-"	-"	1

Таблица 12.11– Объёмы работ по фундаментам под буровое оборудование " ZJ-20, TXJ-100, KB-200, МБУ-125, IRI-5000 MR, HRI-700 "

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единицы измерения	Номер варианта	Количество
1	2	3	4	5
1*	Фундамент из железобетонных плит 3 м×1,5 м×0,2 м под:	плита	1; 2	
1.1	вышечное основание	-"	-"	7
1.2	автоплатформу	-"	-"	8
1.3	емкости циркуляционной системы	-"	-"	8
1.4	блок приготовления бурового раствора	-"	-"	5
1.5	буровой насос и привод к нему	-"	-"	6
1.6	энергоблок	-"	-"	5
1.7	склад ГСМ	-"	-"	8
2	Фундамент из железобетонных блоков 2 м×1 м×0,6 м под КПБ-3	-"	-"	4
3	Изоляция синтетической пленкой площадок под вышечным блоком, блоком приготовления раствора, насосами	м ²	-"	100
4	Металлические стойки через 10 м, забетонированные в земле.	-"	-"	10

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

13 ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ

Таблица 13.1 – Продолжительность строительства скважины

Строительно-монтажные работы для перевозки вышкомонтажной бригады, сут	Продолжительность цикла строительства скважины, сут						
	всего	в том числе					
		строительно-монтажные работы	подготовительные работы к бурению	бурение и крепление	испытание		
					всего	в открытом стволе	в эксплуатационной колонне
1	2	3	4	5	6	7	8
	41,0	3,0	2,0	23,0	13,0	-	13,0
		Техническое задание	Техническое задание	Техническое задание			табл. 10.8

$$T_{\text{бур.}} = \frac{1400 \times 30}{1826} = 23,0 \text{ сут}$$

$T_{\text{бур.}}$ – продолжительность бурения и крепления, сут.

1826 – проектная скорость бурения, м/ст. мес.

Таблица 13.2 – Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин

Номер обсадной колонны	Название колонны	Продолжительность крепления, сут	Интервал бурения		Продолжительность бурения, сут		
			от (верх)	до (низ)	забойными двигателями	роторным способом	совмещённым способом
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Направление	1,0	0	30	-	1,0	-
2	Кондуктор	2,0	30	220	-	3,0	-
3	Эксплуатационная	3,0	220	1400	-	-	13,0
Итого:	23,0	6,0			-	4,0	13,0

14 МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ

Средства механизации и автоматизации при бурении и креплении скважины должны соответствовать «Спецификации основного оборудования буровой установки».

Кроме этого, проектом предусматривается оснащение буровой установки при бурении скважины средствами, повышающими безопасность труда в соответствии с ПОПБОПО НГОП по следующему перечню:

Таблица 14.1 – Основные требования и мероприятия по технике безопасности и противопожарной технике

№ п/п	Наименование средств безопасности	Наименование объекта	Количество
1	2	3	4
1	Лебедка вспомогательная или безопасная шпилевая катушка с направляющим роликом	БУ	1 шт.
2	Грузоподъемное устройство (кран, тельфер) с комплектом тарированных грузозахватных приспособлений	приемный мост	1 комплект
3	Тали ручные для ремонта гидравлической части буровых насосов и замены дизелей	БУ	1 шт.
4	Притовозатаскиватель талевого блока (ограничитель переподъема) и ограничитель нагрузки талевой системы ОБЛ и др.	БУ	по 1 комплекту
5	Якорь или крюк для вспомогательных работ	БУ	1 шт.
6	Механизм для крепления и перепуска неподвижной ветви талевого каната	БУ	1 комплект
7	Приспособление для правильной навивки талевого каната на барабан лебедки (успокоитель типа УТК-1 и др.)	БУ	1 шт.
8	Приспособление для безопасной рубки стальных канатов	БУ	1 шт.
9	Приспособление для безопасного бурения шурфа под ведущую трубу	БУ	1 шт.
10	Приспособление для установки ведущей трубы в шурф	БУ	1 комплект
11	Устройство для безопасного выброса бурильных труб (желоб и т.п.)	БУ	1 комплект
12	Инструмент для замера износа замковых соединений бурильных труб	БУ	1 комплект
13	Приспособление для очистки от глинистого раствора труб при подъеме их из скважины	БУ	1 комплект
14	Предохранительное устройство против падения бурильных свечей в направлении привышечного сарая и приемного моста	БА	2 комплекта
15	Система обогрева в зимнее время (паровой котел, эл. калорифер, и т.п.) подсвечника, подставки для бурильщика, ПВО	БУ	1 комплект
16	Крючок для подвески штропов	БУ	1 шт.
17	Пневматический раскрепитель бурильных труб	БУ	1 комплект
18	Автоматический ключ буровой (АКБ) или пневматический буровой ключ (ПБК) в комплекте с ПКР	БУ	1 комплект
19	Приспособление для завинчивания и отвинчивания долот	БУ	1 шт.
20	Блокирующие устройства ротора при поднятых клиньях ПКР, а также произвольное открывание дверей кожуха лебедки с ее приводом	БУ	по 1 комплекту



Продолжение таблицы 14.1

1	2	3	4
21	Моментмер для замера крутящего момента на роторе	БУ	1 шт.
22	Сигнальное или переговорное устройство между постом бурильщика, люлькой верхового рабочего и насосным отделением	БУ	1 шт.
23	Патрубки подъемные по диаметрам УБТ	БУ	2 комплекта
24	Обратный клапан и шаровой кран для бурильных труб с ключом и комплектом переводников по размерам труб	БУ	1 комплект (по 2 переводника на типоразмер труб)
25	3 - фазная розетка для подключения промыслово-геофизической аппаратуры	БУ	1 шт. на всех типах буровых
26	Вилка для захвата вкладышей ротора	БУ	1 шт.
27	Устройство против разбрызгивания бурового раствора при СПО	БУ	1 шт.
28	Устройство для долива скважины при подъеме бурильных свечей (доливочная емкость с уровнем и др.)	БУ	1 комплект
29	Струбцины (стяжки) и зажимы («невольки») для растяжек вышек и мачт	БУ	по 1 стяжке и по 3 зажима на канатную растяжку
30	Шаблон для обсадных труб по диаметрам	БУ	по 1 шт. на каждый диаметр
31	Колпачок для безопасного перемещения долот	БУ	1 комплект
32	Комплект приборов для измерения параметров бурового раствора	БУ	1 комплект (полевая лаборатория)
33	Устройство для перемешивания бурового раствора в резервуарах	БУ	1 комплект
34	Комплект механизмов для очистки бурового раствора от твердых частиц и газонасыщения (вибросита, пескоилоотделители и др.)	БУ	1 комплект
35	Защитные очки и др. СИЗ для приготовления бурового раствора с химреагентами	БУ	по 1 шт. на рабочего
36	Страховочный канат для подвески и защиты нагнетательного шланга	БУ	1 шт.
37	Приспособление для быстроразъемного соединения и разъединения нагнетательного шланга со стояком (фланцевое соединение и пр.)	БУ	1 шт.
38	Устьевое противовыбросовое оборудование	БУ	1 комплект
39	Запас сжатого азота для заправки гидроаккумуляторов превенторных установок	БУ	не < 2 заправки
40	Комплект ключей во взрывобезопасном исполнении для фланцевых соединений превенторной установки	БУ	1 комплект
41	Указатель «Открыто», «Закрыто» к задвижке высокого давления	БУ	1 шт.
42	Демпфер (предохранитель) к манометру буровых насосов	БУ	по 1 шт. на манометр
43	Пусковая задвижка с дистанционным управлением	БУ	1 шт.
44	Приспособление для снятия поршней со штоков буровых насосов и выемки втулок	БУ	1 комплект
45	Устройство для безопасной замены резинового разделителя для блока воздушных колпаков буровых насосов	БУ	1 шт.
46	Гидравлический съемник для выпрессовки седел клапанов буровых насосов	БУ	1 шт.



Продолжение таблицы 14.1

1	2	3	4
47	Автоматический сигнализатор уровня промышленной жидкости в емкости	емк.	1 шт. на насос
48	Устройство по предупреждению перегрузки бурового насоса	насос	1 шт.
49	Ключ патронный для загибания втулочно-роликовых цепей	БУ	1 шт.
50	Машинка для стягивания втулочно-роликовых цепей	БУ	1 шт.
51	Отводные крючки	БУ	4-5 шт.
52	Устройство, предупреждающее падение посторонних предметов в скважину	устье скв.	1 шт.
53	Комплект аварийного ловильного инструмента	БУ	1 комплект
54	Пояс предохранительный для верхового рабочего	БУ	2-3 шт.
55	Влагоотделитель для пневмосистемы	БУ	1 комплект
56	Автоматическое устройство по отключению компрессоров	компр.	1 комплект
57	Искрогаситель выхлопных газов с выводом его в емкость с водой (гидрозатвор)	ДВС	по 1 шт. на выхлопную трубу
58	Стеллажи для хранения баллонов с газов высокого давления	БУ	1 комплект
59	Приспособление против скатывания труб со стеллажей (съёмные упоры и др.)	БУ	1 комплект
60	Верстак столярный с тисками и набором слесарных инструментов	БУ	1 комплект
61	Ограничитель напряжения холостого хода эл/сварочного трансформатора	эл/свар. трансф.	1 шт.
62	Газоанализатор (переносной или его аналог) для своевременного контроля ПДК вредных веществ при вскрытии горизонта: на устье, выброситах, емкостях и территории (сероводород, окись углерода, окись азота и др.)	БУ	3 шт. (2 рабочих и 1 резервный).
63	Светильник переносной во взрывозащищенном исполнении напряжением 12 В.	БУ	2 шт.
64	Диэлектрические средства защиты от поражения эл/током (перчатки, подставки, коврики, боты)	БУ	1 комплект
65	Защитные каски с подшлемниками	БУ	1 на работающего
66	Вкладыши противозумные “Беруши” или противозумные наушники	БУ	1 на работающего
67	Средства связи с базой (рация, телефон)	БУ	1 комплект
68	Контрольно-измерительные приборы	БУ	1 комплект

Примечание – Допускается работа буровой или отдельного ее оборудования при замене перечисленных в настоящих “Нормативах” средств защиты их аналогами, не снижающими уровня безопасности труда.

С учетом типа установки, используемой при испытании скважины производится ее оснащение дополнительными средствами, предусмотренными ПОПБОПО НГОП по следующему перечню:



Таблица 14.2 – Средства механизации и автоматизации

№ п/п	Наименование средств безопасности	Наименование объекта	Количество
1	2	3	4
1	Механизмы или приспособления для свинчивания и развинчивания НКТ и штанг	БУ	1 комплект
2	Механизированный ключ буровой или приспособление для регулировки высоты его подвески	“	“
3	Ключ круговой для насосных штанг	“	“
4	Безопасный ключ буровой для отвинчивания насосных штанг	“	“
5	Воронки для направления труб и спуска насосных штанг	“	“
6	Вилки для подтаскивания НКТ	“	“
7	Траверса для погрузки и разгрузки насосных штанг	“	2 шт.
8	Приспособление для выброса труб (салазки, лоток, желоб)	“	1 шт.
9	Подсвечник с обогревом в зимнее время	“	“
10	Вилка подкладная	“	“
11	Штангодержатель разрезной	“	“
12	Индикатор веса колонны труб	“	“
13	Ограничитель переподъема крюкоблока	“	“
14	Ролик оттяжной с ограждением	“	“
15	Ролик предохранительный 1-го пояса	ВБ	“
16	Якорь для вспомогательных работ	“	“
17	Безопасная шпилевая катушка с направляющим роликом	Лебедка	“
18	Устройство против разбрызгивания бурового раствора	БУ	“
19	Устьевое противовыбросовое оборудование	“	“
20	Вилка для захвата вкладышей ротора	“	“
21	Ключ для разгибания шплинтов втулочно-роликовых цепей	“	“
22	Приспособление для отвинчивания и завинчивания долот	“	“
23	Колпачок для безопасного перемещения долот	“	“
24	Приспособление для безопасной рубки стальных канатов	“	“
25	Приспособление для снятия фонтанной арматуры с устья скважины	“	“
26	Крючок для подвески и надевания штропов на однорогий крюк	“	“
27	Струбцины и зажимы для растяжек	вышка, мачта	по 1 и 3 для растяжки
28	Предохранительная пластина или шпилька	поршневой насос	5 шт. на каждую ступень
29	Страховочный канат для подвески и защиты промывочного шланга	БУ	1 шт.
30	Приспособление для быстроразъемного соединения и разъединения промывочного шланга	БУ	“
31	Сигнализатор уровня жидкости в емкостях	Емкости	“
32	Клапан обратный в обвязке “устье-компрессор”	БУ	“
33	Клапан предохранительный многократного действия	насос поршневой	“
34	Устройство по предупреждению перегрузки бурового насоса	стационарный насос	“
35	Указатель “Открыто”, ”Закрыто”	Задвижка	“
36	Шаблоны на каждый диаметр труб	БУ	1 комплект
37	Комплект контрольно-измерительных приборов (КИП) согласно перечня	“	“
38	Лубрикатор для спуска КИП под давлением	“	“
39	Задвижка с катушкой и патрубком для герметизации пространства между колонной и НКТ	“	“
40	Воронка, не дающая искрения над верхней задвижкой фонтанной арматуры	“	1 шт.



Продолжение таблицы 14.2

1	2	3	4
41	Патрубки подъемные для каждого диаметра труб	“	1 комплект
42	Патрубки монтажные на каждый диаметр труб	“	“
43	Пояса предохранительные	“	“
44	Искрогаситель выхл. труб ДВС с выводом его в емкость с водой (гидрозатвор)	ДВС	2 шт. на каждую выхл. трубу
45	Успокоитель талевого каната	лебедка БУ	1 шт.
46	Газоанализатор ПДК вредных веществ (сероводорода) переносной	БУ	3 комплекта
47	Противогазы фильтрующие с запасными коробками типа К2, В, КФ и др.	“	12 комплектов
48	Аварийное освещение (аккумуляторные лампы)	“	2 шт.
49	Диэлектрические средства защиты (перчатки, подставки, коврики, боты)	“	“
50	Средства связи (рация, телефон)	“	“
51	Комплект СИЗ: защитные очки, каски с подшлемниками, вкладыши “Беруши” или противошумные наушники (при работе на объектах с повышенным шумом)	“	1 шт. на каждого работника

Примечания

- 1) Объекты нефтяной и газовой промышленности оснащаются средствами защиты, серийно выпускаемыми промышленностью.
- 2) Перечисленные средства эксплуатируются в соответствии с инструкциями изготовителя и производственными инструкциями, разработанными в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (ПОПБОПО НГОП).

Таблица 14.3 – Средства контроля

№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	ГОСТ, ТУ на изготовление	Количество, шт.
1	2	3	4
1	Гидравлический индикатор веса	импортные	1
2	Индикаторы давления, показывающие (манометры)	импортные	4
3	Роторный моментомер	-	1
4	Шаблоны для контроля за износом центраторов и калибраторов	-	2
5	Мерные скобы для контроля диаметров буровых труб и УБТ	-	4
6	Уровнемер в доливной емкости	-	1
7	Газоанализатор CH ₄ на 8 точек	импортные	1
8	Газоанализатор H ₂ S на 3 точки	импортные	1
9	Портативный газоанализатор горючего газа (3 шт), кислорода (2 шт), H ₂ S (2 шт)	импортные	7
10	Лаборатория буровых растворов	-	1
10.1	Прибор для определения удельного веса	-	1
10.2	Прибор для определения условной вязкости	-	1
10.3	Вискозиметр	-	1
10.4	Вискозиметр FANN	-	1
10.5	Секундомер	-	1
10.6	Прибор для определения содержания песка	-	1
10.7	Фильтропресс со сжатым CO ₂	-	1
10.8	Высокотемпературный фильтропресс высокого давления со сжатым воздухом	-	1
11	Станция геолого-технологического контроля (с глубины 50 м)	-	1

Примечание – Допускается замена средств контроля зарубежными аналогами.



15 ПРОМЫШЛЕННАЯ И ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ, ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА ТРУДА, САНИТАРНО-ГИГИЕНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН

При проектировании и строительстве скважин выполняются требования законодательства, нормативных актов и документов, стандартов Республики Казахстан по промышленной, пожарной, экологической безопасности, чрезвычайным ситуациям природного и техногенного характера, охране труда, санитарно-гигиеническим условиям, лицензирования, технического регулирования в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (ПОПБОПО НГОП). Перечень документов указан в разделе 19. Мероприятия и проектные решения по промышленной безопасности (ПБ) разработаны с целью защиты от опасных, аварийных и чрезвычайных ситуаций и их последствий при строительстве скважины и включают организационные, технические условия предупреждения аварий, пожаров, ЧС, воздействия опасных и вредных факторов.

Таблица 15.1– Мероприятия и проектные решения по промышленной безопасности

№ п/п	Наименование и содержание производственного процесса, мероприятия ПБ	Ответственное лицо
1	2	3
1	Общие требования к строительству опасного объекта	
1.1	Выполнение условий технического регулирования по допуску оборудования и выдачи разрешений на его применение.	Руководитель организации (службы)
1.2	Наличие на объекте утвержденной и согласованной проектной документации с мероприятиями ПБ и оценки риска опасных ситуаций, декларации безопасности.	Руководитель организации (службы) Руководитель объекта
1.3	Обеспечение объекта производственными инструкциями, плакатами, знаками безопасности, журналами, схемами	служба ТБ, Руководитель объекта
1.4	Разработка плана ликвидации возможных аварий и действий персонала	служба ТБ, Руководитель объекта
1.5	Приемка объекта в эксплуатацию, составление документации	Руководитель организации (службы)
1.6	Режимный доступ на объект, защита от несанкционированного воздействия, терактов	Руководитель объекта
1.7	Осуществление производственного контроля	
1.8	Производство работ по наряду-допуску, газоопасных и огнеопасных работ	Руководитель объекта
1.9	Контроль воздуха рабочей зоны	Руководитель объекта
1.10	Ремонтные работы	Руководитель объекта



Продолжение таблицы 15.1

1	2	3
1.11	Ведение технической документации по опасным работам	Руководитель объекта
2	Строительные работы	Руководитель объекта
2.1	Организация строительной площадки, рабочих мест, эксплуатация машин и механизмов, инструмента, транспорт, электрогазосварочные и газопламенные работы	Руководитель объекта
2.2	Безопасность земляных работ	Руководитель объекта
2.3	Безопасность погрузочно-разгрузочных и высотных работ	Руководитель объекта
2.4	Электромонтажные и пуско-наладочные работы	Руководитель объекта
3	Подготовительные и вышкомонтажные работы	Руководитель объекта
3.1	Безопасность монтажа-демонтажа буровой установки, согласование трассы	Руководитель объекта
3.2	Комплектация буровых установок средствами безопасности, механизации	Руководитель объекта
3.3	Безопасность при строительстве буровых установок	Руководитель объекта
3.4	<p>Взрывозащита бурового оборудования.</p> <p>Территория и помещения буровой распределяется по классу взрывоопасности на В-1 и В-1г. К классу В-1 относятся: устьевая шахта, буровая с редукторным блоком, желобная система, ёмкости для бурового раствора, насосный блок.</p> <p>К классу В-1г относятся все остальные помещения, территория вокруг закрытых устройств и фонтанной арматуры, ограниченная расстоянием 3 м и территория вокруг открытых устройств ограниченной расстоянием 5 м. В котельных помещениях не допускается хранение легковоспламеняющихся и горючих жидкостей. Запрещается сушка на котлах и возле них лесоматериалов, одежды, а также устройство на котлах и над ними деревянных помостов.</p> <p>Дымовые трубы котлов следует очищать от сажи не реже 3 раз в месяц.</p> <p>Запрещается работа котлов одновременно на смеси газа и нефти в одной топке, а также на топливе, не освобожденном предварительно от воды и твердых примесей. Расходный бак с топливом должен находиться снаружи котельной в специальном помещении с выходом наружу.</p> <p>Запрещается подогрев топлива выше допустимой температуры, а температура нагрева должна быть не менее чем на 100° С ниже температуры вспышки паров нефтепродукта. При сжигании жидкого топлива должен быть предусмотрен отвод вытекающего из форсунок топлива, исключающий возможность попадания его на пол котельной. Не разрешается подавать топливо при потухших форсунках или газовых горелках.</p>	Руководитель объекта
4	Безопасность при строительстве скважин	Руководитель объекта
4.1	Применение буровых растворов, в т.ч. на углеводородной основе	Руководитель объекта
4.2	Охранные зоны	Руководитель объекта
4.3	Безопасность технологических процессов	Руководитель объекта
4.4	Безопасность при бурении наклонно-направленных и горизонтальных стволов	Руководитель объекта
4.5	Безопасность при наличии сероводорода	Руководитель объекта
4.6	Безопасность конструкции скважин и крепления ствола	Руководитель объекта
4.7	Безопасность монтажа и эксплуатации противовыбросового оборудования	Руководитель объекта
4.8	Безопасная эксплуатация бурильного инструмента	Руководитель объекта



Продолжение таблицы 15.1

1	2	4
4.9	Безопасность спуско-подъемных операций	Руководитель объекта
4.10	Безопасность при освоении и испытании скважин	Руководитель объекта
4.11	Безопасность ремонтных работ на скважине	Руководитель объекта
4.12	Безопасность геофизических работ и исследований	Руководитель объекта
4.13	Безопасность по предупреждению и ликвидации осложнений и аварий	Руководитель объекта
4.14	Безопасная эксплуатация бурового оборудования и инструмента	Руководитель объекта
	Примечание: Проектные решения предусматривают соблюдение промышленной безопасности по указанным работам и подробно указаны в соответствующих разделах и положениях технического проекта в соответствии с п.п. 4.6-4.8 ТР БСНО и в главах с 1 по 8 ТПБ НГДО	Руководитель объекта
5	Пожарная безопасность при строительстве скважин	Руководитель объекта
5.1	Мероприятия по пожарной безопасности регламентируются специальным регламентом, правилами и нормами	Руководитель организации, объекта, службы
5.2	Оформление разрешения на огневые работы	Руководитель объекта
5.3	Установка предупредительных и запрещающих знаков на объекте	Руководитель объекта
5.4	Обеспечение пожарных проездов и безопасных расстояний, хранение грузов, пожарные гидранты	Руководитель объекта
5.5	Огнезащитные средства	Руководитель объекта
5.6	Безопасность при осмотре резервуаров, отопров оборудования	Руководитель объекта
5.7	Проверка герметичности оборудования	Руководитель объекта
5.8	Допуск автотранспорта, спецтехники с искрогасителями, размещение служебных и бытовых помещений на безопасном расстоянии	Руководитель объекта
5.9	Требования к помещениям	Руководитель объекта
5.10	Обеспечение средствами пожаротушения	Руководитель объекта
5.11	Хранение горючих веществ и материалов, очистка помещения и площадок	Руководитель объекта
5.12	Средства связи и сигнализации	Руководитель объекта
6.	Предупреждение и ликвидация чрезвычайных ситуаций. Оценки вероятности ЧС	Руководитель объекта
6.1	Система оповещения	Руководитель объекта
6.2	Схема места эвакуации	Руководитель объекта
6.3	Действия персонала по ПЛВА при ЧС	Руководитель объекта
7	Экологическая безопасность	
7.1	Мероприятия предусматривают защиту окружающей среды согласно ОВОС	Руководитель объекта
7.2	Применение безопасного метода	Руководитель объекта
7.3	Природоохранные мероприятия	Руководитель объекта
7.4	Оценки рисков ЧС воздействия на ОС	Руководитель объекта
8	Безопасность и охрана труда	
8.1	Мероприятия по безопасности и охране труда (БОТ) разработаны с целью защиты работников от воздействия опасных производственных факторов и включают организационно-технические, санитарно-гигиенические условия и требования	Руководитель организации, руководитель объекта
8.2	Проведение мониторинга ОТ	служба ТБ Руководитель объекта
8.3	Учет и расследование травматизма	служба ТБ Руководитель объекта
8.4	Медицинский осмотр персонала	служба ТБ Руководитель объекта



Продолжение таблицы 15.1

1	2	3
8.5	Обучение, инструктаж и проверка знаний персонала	служба ТБ Руководитель объекта
8.6	Применение оборудования соответствующего допустимому уровню шума и вибрации	служба ТБ Руководитель объекта
8.7	Применение системы управления охраной труда	Руководитель объекта, службы ТБ
8.8	Контроль и информация по охране труда	Руководитель объекта, службы ТБ
8.9	Требования по допуску персонала, применение средств защиты	Руководитель объекта, службы ТБ
8.10	Системы отопления и вентиляции	Руководитель объекта, службы ТБ
8.11	Обеспечение инструкциями, плакатами и знаками по ТБ	Руководитель объекта, службы ТБ
8.12	Безопасное обустройство территории объекта, площадок	Руководитель объекта, службы ТБ
8.13	Контроль воздуха рабочей зоны, шума, вибрации	Руководитель объекта, службы ТБ
8.14	Устройство и безопасное содержание ограждений, лестниц, площадок	Руководитель объекта, службы ТБ
8.15	Безопасная эксплуатация оборудования и инструмента	Руководитель объекта, службы ТБ
8.16	Опрессовка трубопроводов, арматуры на пробное давление	Руководитель объекта, службы ТБ
8.17	Техническое освидетельствование оборудования, сосудов, грузоподъемных механизмов	Руководитель объекта, службы ТБ
8.18	Мероприятия по электробезопасности	Руководитель объекта, службы ТБ
8.19	Контроль стальных канатов	Руководитель объекта, службы ТБ
8.20	Контроль безопасности при монтаже–демонтаже буровой установки	Руководитель объекта, службы ТБ
8.21	Безопасные условия погрузочно-разгрузочных работ и транспорта	Руководитель объекта, службы ТБ
8.22	Контроль ответственности персонала	Руководитель объекта, службы ТБ
8.23	Комплектное содержание буровой установки	Руководитель объекта, службы ТБ
8.24	Опрессовка пневматической системы	Руководитель объекта, службы ТБ
8.25	Опрессовка манифольда бурового насоса	Руководитель объекта, службы ТБ
8.26	Установка предохранительного устройства на буровых насосах	Руководитель объекта, службы ТБ
8.27	Безопасная подвеска и крепление машинных ключей рабочим и страховым канатом	Руководитель объекта, службы ТБ
8.28	Обеспечение комплектности буровой бригады	Руководитель объекта, службы ТБ
8.29	Проверка исправности оборудования перед спуском обсадной колонны	Руководитель объекта, службы ТБ
8.30	Применение средств механизации и автоматизации при СПО	Руководитель объекта, службы ТБ
8.31	Безопасная эксплуатация противозатаскивателя	Руководитель объекта, службы ТБ
8.32	Ежесменный контроль оборудования	Руководитель объекта, службы ТБ



Продолжение таблицы 15.1

1	2	3
8.33	Безопасность при спуско-подъемных операциях (СПО)	Руководитель объекта, службы ТБ
8.34	Проведение осмотра буровой вышки и регистрация в журнале	Руководитель объекта, службы ТБ
8.35	Безопасное проведение работ по ликвидации отложений, аварий, газонефтеводопроявлений	Руководитель объекта, службы ТБ
8.36	Безопасность при опробовании и испытании скважин	Руководитель объекта, службы ТБ
8.37	Безопасность при геофизических работах	Руководитель объекта, службы ТБ
8.38	<p>Для создания безопасных условий труда при строительстве скважины необходимо оснастить буровую установку техническими средствами (устройствами и приспособлениями), позволяющими устранять опасные и трудоёмкие производственные факторы, а также обеспечить рабочих и инженерно-технический персонал необходимой документацией по безопасности труда, для обеспечения безопасности работающих на случай пожара при строительстве скважины. Строящаяся буровая должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения, приспособлениями и устройствами согласно "Нормативов...", и нормативно-технической документацией по пожарной безопасности и технике безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности (ПОПБОПО НГОП); – Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр. РК, Астана, 2018 г; – Отраслевая инструкция по безопасности труда при бурении с использованием газообразных агентов РД-08-47-94; – Отраслевая инструкция по безопасности труда при проводке скважин роторным и турбинным способом РД-08-44-94; – Отраслевая инструкция по безопасности труда при приготовлении бурового раствора РД-08-43-94; – Отраслевая инструкция по безопасности труда при спуске в скважину колонны обсадных труб РД-08-46-94; – Отраслевая инструкция по безопасности труда при эксплуатации буровых насосов и их обвязок РД-08-01-94; – Сборник типовых инструкций по безопасному ведению работ для рабочих буровых бригад РД-08-22-94; – Сборник типовых инструкций по технике безопасности при обслуживании и ремонте бурового оборудования; – Отраслевая инструкция по технике безопасности при исследованиях скважин и пластов РД-08-41-94; – Сборник типовых инструкций по технике безопасности по видам работ при глубоком бурении и креплении скважин; – Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда при строительно-монтажных работах в бурении; – Инструкция по предупреждению открытых фонтанов; – План ликвидации возможных аварий при ГНВП; – Практические действия членов буровой вахты при НГВП и выбросах; – Обязанности должностных лиц предприятий по обеспечению безопасных и здоровых условий труда (ЕСУОТ) в нефтяной промышленности; – Правила пожарной безопасности в нефтегазодобывающей промышленности. ППБС РК-10-98. 	Руководитель объекта, службы ТБ
8.39	Наличие средств индивидуальной и коллективной защиты, медицинской аптечки, газоанализаторов, средств связи	Руководитель объекта, службы ТБ



ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРОМЫШЛЕННОЙ САНИТАРИИ И ГИГИЕНЕ ТРУДА

Таблица 15.2 – Требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда

№ № п/п	Основные требования и мероприятия (ссылкой на действующие документы)
1	2
1	Для обеспечения безопасных условий труда при строительстве и выполнении требований по промышленной санитарии и гигиене труда рабочий должен быть обеспечен: санитарно-бытовыми помещениями, средствами индивидуальной защиты, спецодеждой, спец. обувью, средствами защиты от шума и вибрации, средствами защиты органов дыхания, а также средствами контроля воздушной среды и необходимым уровнем освещённости.
2	Для обеспечения безопасности работающих на буровых установках и профилактики профессиональных заболеваний необходимо предусмотреть средства индивидуальной защиты: спецодежду, спец. обувь, средства защиты органов дыхания, органов слуха, рук, лица, головы. Применение средств индивидуальной защиты предусмотрено в обязательном порядке отраслевыми правилами техники безопасности. Выдача спецодежды, спец. обуви и других индивидуальных средств защиты регламентировано "Отраслевыми нормами выдачи спецодежды, спец. обуви и других средств защиты". Согласно указанным документам весь рабочий персонал, участвующий в строительстве скважины, должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты, представленными в таблице 15.4.
3	Учитывая наличие паров органических веществ: углеводородов, эфиров, спиртов, альдегидов в воздухе рабочей зоны и в соответствии с каталогом "Промышленные противогазы и респираторы" члены буровой бригады опробования для защиты органов дыхания должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты - противогазами марки А, коричневая краска, время защитного действия (коробка без фильтра) - 120 минут при максимальном содержании вредных веществ в диапазоне 24000 - 26000 мг/м ³ (по бензолу) (см. таблицу 15.4)
4	Учитывая, что в процессе бурения работающие подвергаются воздействию повышенного уровня шума и вибрации и в соответствии с требованиями СанПиН РК № 167 от 25.01.12 по ограничению действующих уровней шума и вибрации буровая установка должна быть оснащена коллективными средствами снижения уровня шума и вибрации, представленными в таблице 15.3.
5	Для создания необходимого и достаточного уровня освещённости на рабочих местах с целью обеспечения безопасных условий труда необходимо руководствоваться "Отраслевыми нормами проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности, а также соблюдать требования СНиП РК 2.04-05-2002. "Естественное и искусственное освещение", "Инструкции по проектированию осветительного электрооборудования промышленных предприятий", "Правила устройства электроустановок (ПУЭ РК 2003)", "Инструкции по монтажу электрооборудования силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон".
6	Необходимо предусмотреть следующие виды освещения: рабочее и аварийное. Рабочее освещение должно быть предусмотрено во всех помещениях и на неосвещённых территориях для обеспечения нормальной работы, прохода людей и движения транспорта во время отсутствия или недостатка естественного освещения. Аварийное освещение для продолжения работ должно быть предусмотрено для рабочих поверхностей, нормы освещённости которых представлены в таблице 15.7. Для общего освещения помещений основного производственного назначения (высечно-лебёдочный блок, силовое и насосное помещение, циркуляционная система, противовыбросовое оборудование, место зарядки прострелочных и взрывных аппаратов, операторная, склад взрывных материалов) следует применять газоразрядные источники света, для подсобных и административных помещений - лампы накаливания или люминесцентные лампы. Допускается для освещения помещений основного производственного назначения, применение ламп накаливания. Для освещения производственных площадок - не отапливаемых производственных помещений, проездов следует также применять газоразрядные источники света. Выбор типа светильников производится с учётом характера светораспределения окружающей среды высоты помещения. В помещениях, на открытых площадках, где могут по условиям технологического процесса образовываться взрыво- и пожароопасные смеси, светильники должны иметь взрыво-непроницаемое, взрывозащищённое исполнение, в зависимости от категории взрыво-и пожароопасности помещения по классификации ПУЭ (правила устройства электроустановок).
7	Для улучшения условий видения и уменьшения слепимости, световые приборы на буровых вышках должны иметь жалюзные насадки или козырьки, экранирующие источники света или отражатель от бурильщика и верхового рабочего.



Продолжение таблицы 15.2

1	2
	При устройстве общего освещения для пультов управления источники света необходимо располагать таким образом, чтобы отражённые от защитного стекла измерительных приборов блики не попадали в глаза оператора. При освещении производственных помещений газоразрядными лампами, питаемыми переменным током промышленной частоты 50 Гц, коэффициент пульсации освещённости не должен превышать 20 %. Светильники производственных помещений следует чистить не реже раз в год. Для всех остальных помещений чистить светильники необходимо не реже 4 раза в год.
8	В соответствии с СанПиН «Санитарно-эпидемиологические требования к проектированию производственных объектов» и СанПиН «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам нефтедобывающей промышленности», строящаяся буровая при стационарном, вахтовом и вахтово-экспедиционном методе организации труда должна быть обеспечена санитарно-бытовыми помещениями, представленными в таблице 15.10.

ЗАЩИТА ОТ ШУМА И ВИБРАЦИИ

Замеры шума, вибрации, других опасных и вредных производственных факторов производить по плану исполнителя работ (владельца оборудования). Уровень звукового давления регламентируется СанПиН РК № 167 от 25.01.12 г. «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам нефтедобывающей промышленности».

Основными источниками шума на буровой площадке являются оборудование буровой установки, установка для приготовления цементных растворов, насосы бурового раствора, центрифуга, вибросита, платформа дегазатора, дизель-генераторы, подъемные механизмы, транспортные средства и др. (действительные замеры уровня шума будут проводиться в разных местах на буровых установках с помощью шумомера после монтажа станка на месте).

Допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах в производственных помещениях и на территории буровой следует принимать в соответствии с «Шум. Общие требования безопасности».

С целью снижения уровня звукового давления, все работники должны быть обеспечены средствами защиты органов слуха, а также пройти курс обучения по воздействию вредных факторов высоких уровней шума.

Основные мероприятия по уменьшению уровней шума предусматривают:

- уменьшение шума в его источнике (замена шумных технологических процессов и механизмов бесшумными или менее шумными);
- систему сборки деталей агрегата, при которой сводятся к минимуму ошибки в сочленениях деталей (перекосы, неверные расстояния между центрами и т.п.);
- широкое применение смазки соударяющихся деталей вязкими жидкостями;
- оснащение агрегатов, создающих чрезмерный шум вследствие вихреобразования или выхлопа воздуха и газов (вентиляторы, воздуходувки, пневматические инструменты и машины, ДВС и т.п.) специальными глушителями;



- изменение направленности излучения шума (рациональное ориентирование источников шумообразования относительно рабочих мест);
- уменьшение шума на пути распространения (устройство звукоизолирующих ограждений, кожухов, экранов);
- применение для защиты органов слуха средств индивидуальной защиты (беруши, наушники, шлемы).

Выполненные расчеты уровня звукового давления при проведении буровых работ на расстоянии 100 м равен 56 дБ, 150 м равен 50.12 дБ, и 200 м равен 45.96 дБ от источника шума, а также в офисе на расстоянии 50 м равен 39 дБ удовлетворяют санитарным нормам, т.е. меньше допустимых уровней шума на рабочих местах (80 дБ).

СРЕДСТВА КОЛЛЕКТИВНОЙ ЗАЩИТЫ ОТ ШУМА И ВИБРАЦИИ

Таблица 15.3 – Средства индивидуальной защиты, спецодежда

№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	Место установки на буровой
1	2	3
1	Кожух (ДБА 20031-25)	Вертлюжки-разрядники шинно-пневматических муфт пневмосистемы
2	Виброизолирующая площадка	У пульта бурильщика

Принятые технологические решения, обеспечивают допустимый уровень звука (шума) на рабочих местах не выше 80 дБ (согласно СанПиН № 167 от 25.01.12 г.). Согласно проектным данным все работники в соответствии с «Санитарными правилами и нормами по гигиене труда в промышленности» будут обеспечены специальной одеждой, обувью и средствами индивидуальной защиты (СИЗ).

СРЕДСТВА ИНДИВИДУАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ

Проектом предусматривается обеспечение членов бригады по «Типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и др. средств индивидуальной защиты» (Инструкция РД 08-33-94).

Настоящая инструкция определяет средства индивидуальной защиты (СИЗ), которые используются для защиты от вредных факторов, воздействие которых на организм человека нельзя предотвратить иными способами, а также в случаях, когда по соображениям практичности невозможно использовать иной вид защиты.

Помимо СИЗ данная инструкция рассматривает также Стандартизированное защитное оборудование, используемое в компании АО «ОзенМунайГаз».

НАЗНАЧЕНИЕ

В настоящей инструкции приведены основные положения по определению случаев, в которых требуется использование СИЗ, а также описаны методы ухода за ними. В



инструкции также предлагается список защитного оборудования, одобренного компанией АО «ОзенМунайГаз» для закупки.

СФЕРА ПРИМЕНЕНИЯ

Действие настоящей инструкции распространяется на всех сотрудников компании АО «ОзенМунайГаз», подрядчиков и посетителей, находящихся с визитом на объектах компании АО «ОзенМунайГаз» Ссылки:

ТБ Защита органов дыхания;

ТБ Знаки безопасности и сигнальные цвета.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕРМИНОВ

Средства индивидуальной защиты (СИЗ) – оборудование или одежда, которые разработаны таким образом, чтобы предохранять организм человека от воздействия вредных факторов в процессе выполнения работ, когда невозможно применить методы инженерного контроля.

Непроницаемые одежда и перчатки защищают от проникновения химических веществ, углеводородов и других жидких веществ.

Защитное оборудование – оборудование, используемое для защиты персонала от вредного воздействия на рабочем месте или в случае аварийной ситуации.

РОЛИ И ОБЯЗАННОСТИ

Все сотрудники:

- Соблюдают требования настоящей инструкции и рекомендации изготовителя.
- Проводят визуальные проверки СИЗ ежедневно или непосредственно перед их использованием.
- Заменяют порванные или поврежденные СИЗ.
- Обеспечивают надлежащий уход и условия хранения для используемых СИЗ.
- По всем вопросам, связанным с использованием СИЗ, обращаются к своему непосредственному руководителю.

Руководители:

- Обеспечивают, наличие необходимых СИЗ, и отвечают за их правильное использование персоналом.
- Принимают решение о замене или чистке СИЗ, которые были подвержены воздействию химических веществ.



Отдел закупок:

- Приобретает защитное оборудование, утвержденное Менеджером по технике безопасности. Вопросы по типу перчаток, приобретаемых для отдельных видов работ, следует решать со специалистами по технике безопасности.

Служба материального обеспечения:

- Ведет учет запасов СИЗ и защитного оборудования.

ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

Подбор СИЗ и оборудования:

Руководитель обеспечивает правильный подбор наиболее подходящих СИЗ и защитного оборудования, при условии невозможности применения методов инженерного контроля. При подборе СИЗ и оборудования следует опираться на следующие критерии:

- Уровень защиты каждого отдельного наименования СИЗ, должен соответствовать реальным условиям работы;
- СИЗ, должны быть просты в обращении, не в ущерб эффективности защиты.

Обязательное использование СИЗ:

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

Для объектов, расположенных на территории компании АО «ОзенМунайГаз» таких как: объекты, строительные участки, складских помещений и баз, - обязательно ношение следующих видов СИЗ:

- каска;
- защитные очки;
- защитная обувь.

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

Утвержденный список защитного оборудования

Защитное оборудование должно быть стандартизовано для того, чтобы облегчить контроль затрат и обеспечить требуемое качество защиты.

Все СИЗ, должны быть разрешены для использования и отвечать иным установленным Казахстанским и международным стандартам.



Соответствие СИЗ определенным видам опасных факторов.

СИЗ, должны обеспечивать защиту от воздействия опасных факторов, выявленных для определенного вида работ.

Требования, предъявляемые к посетителям.

Требования к посетителям производственной зоны идентичны требованиям, которые соблюдают и выполняют рабочий персонал и персонал ИТР на объектах подконтрольных компании АО «ОзенМунайГаз».

Невыполнение данных положений может быть санкционировано менеджером того отдела, к кому прибыл посетитель, или его/её уполномоченным представителем.

Замена СИЗ

Замена защитной обуви производится в соответствии с процедурой отдела ТБ по выдаче рабочей одежды сотрудникам компании АО «ОзенМунайГаз».

СРЕДСТВА ЗАЩИТЫ ГОЛОВЫ

Общие положения

Каски предохраняют голову от воздействия и проникновения, падающих или летящих предметов, а также от удара током, если каска изготовлена из токонепроводящего материала. Каски должны отвечать требованиям ГОСТ 12.4084-2000 Казахстанским стандартам.

Общие требования по использованию касок:

Запрещается изменять конструкцию внутренней оснастки каски. Несущая лента всегда должна быть застегнута соответствующим образом. Нельзя использовать пустое пространство меж корпусом каски и несущей лентой для хранения перчаток, сигарет, берушей и т.д. Дизайн каски предусматривает наличие пустого пространства для того, чтобы несущая лента смягчила силу удара.

Запрещается делать отверстия в корпусе каски.

Запрещается красить каски.

Необходимо регулярно проводить осмотр касок. При обнаружении трещин, вмятин или иных повреждений, необходимо заменить каску.

Каски, которые нельзя использовать, необходимо уничтожить.

Запрещается использовать спортивные каски вместо защитных касок.

Каски следует чистить с использованием мыла и теплой воды. Для чистки касок нельзя использовать растворители, химические вещества, бензин и другие подобные вещества.



Запрещается длительное хранение касок под воздействием прямого солнечного света.

Каски должны храниться в сухом и чистом помещении с соблюдением умеренного температурного режима, так как воздействие сильного холода или высокой температуры может повлиять на срок эксплуатации каски.

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

Утепляющие подшлемники

Сотрудникам, работающим вне помещений в холодное время года, выдаются утепляющие подшлемники универсального размера.

Утепляющие подшлемники могут использоваться многократно, и при загрязнении их необходимо стирать.

СРЕДСТВА ЗАЩИТЫ ГЛАЗ И ЛИЦА

Общие положения

Использование средств защиты глаз и лица требуется, когда в процессе работы сотрудники подвергаются риску получить травму лица и глаз от отлетающих твердых частиц, обрабатываемых материалов, или агрессивных жидкостей, раздражающих газов. На объектах компании АО «ОзенМунайГаз», разрешается использование только защитных очков, защитных лицевых щитков и шлемов сварщиков, отвечающих требованиям стандарта РК "Защита глаз и лица" или иных признанных казахстанских стандартов.

Очки для защиты от воздействия химических веществ и закрытые защитные очки.

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

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

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

Закрытые защитные очки выполнены таким образом, что могут выдержать удары мелких частиц, и используются для защиты глаз при колке, дроблении камня, резке



металла, при шлифовании или сверлении с использованием ручного инструмента, при ручной клепке и т.д.

При проведении шлифовальных и подобных видов работ (работы со щеточной электрической машинкой или проволочной дисковой щеткой), минимальный набор СИЗ, должен включать лицевой щиток и закрытые ударопрочные очки.

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

Защитные лицевые щитки.

Защитные лицевые щитки должны использоваться для защиты лица и шеи от частиц и брызг агрессивных жидкостей и горячих растворов.

Использование только лицевых защитных щитков не обеспечивает соответствующей защиты глаз. Защитный лицевой щиток должен быть использован в комбинации с другими средствами защиты глаз, такими как защитные очки или защитные очки от воздействия химических веществ.

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

Очки сварщика.

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

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

Если требуется использование затемнения с показателем, превышающим номер 8, необходимо использовать шлем сварщика с фильтрующим стеклом для того, чтобы предохранить кожу лица и глаза от ожогов.

Запрещается надевать лицевой щиток поверх очков сварщика.

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

Шлем сварщика.

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



Фильтрующее стекло должно иметь показатель затемнения, обеспечивающий защиту от ожогов при проведении дуговой сварки. Показатель затемнения стекол изменяется от номера 8 до номера 14, в зависимости от типа сварки и тока дуги.

Рекомендуется использовать шлемы с откидывающимся вверх стеклом.

Сварщики несут ответственность за техническое обслуживание, текущий ремонт и хранение своих шлемов.

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

Защитные очки, шлемы сварщиков и лицевые щитки следует промыть мыльной водой, тщательно прополоскать и высушить, прежде чем положить их на хранение.

Для чистки стекол необходимо использовать мягкую или неабразивную ткань.

Закрытые защитные очки следует хранить в футлярах. Запрещается подвешивать очки за ремни.

Стекла в шлемах сварщиков необходимо заменять, если они сломаны или, если царапины и прожоги от сварки затрудняют работу.

Замена оборудования

Защитные очки необходимо заменять, если стекла потрескались, на них образовались вмятины, царапины или, если уплотнение очков стало хрупким и ломким. Очки также необходимо заменять, если повреждены боковые части очков или, если ремешки не удерживают очки в нужном положении.

Лицевые щитки необходимо заменять, когда они покрываются царапинами, когда появляются трещины, а также, когда материал становится хрупким от времени.

Шлемы сварщиков необходимо заменять при появлении трещин или признаков деформации, а также когда стекло держатель и/или внутренняя оснастка повреждены и/или не работают должным образом.

СРЕДСТВА ЗАЩИТЫ РУК

Общие положения

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

Типы защитных перчаток

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



проводимых работ, после чего выбрать соответствующий тип перчаток:

Перчатки с кожаными накладками

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

Непроницаемые перчатки (из неопрена, поливинилхлорида, нитрила)

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

Хлопчатобумажные перчатки

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

Латексные перчатки

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

Одноразовые перчатки

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



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

Различные типы защитных перчаток

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

- Перчатки сварщиков изготовлены из обработанной кожи, которая обеспечивает защиту от высоких температур, искр от сварки, и горячего шлака.
- Перчатки пожарных изготовлены из кожи и обшиты жароотталкивающим, неплавким текстильным материалом с ворсом.
- Перчатки электриков используются для защиты от удара электрическим током, который может произойти в результате случайного контакта с электрооборудованием, находящимся под напряжением. Перчатки электриков состоят из двух частей. Внутренняя часть изготовлена из резины, а внешняя из кожи.

Примечания:

1. Перчатки категории 0, типа 1 обеспечивают защиту до 1000 В.
2. Перчатки категории 4, типа 1 обеспечивают защиту до 36000 В.

Проверка состояния защитных перчаток

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

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

Чистка и уход

Загрязненные непроницаемые перчатки можно мыть в горячем мыльном растворе. При мытье перчаток запрещается использовать растворители, за исключением случаев, когда известно, что перчатки устойчивы к воздействию данного материала.

Для снижения воздействия пота внутренняя часть перчаток может быть покрыта талькообразным порошком.

Если перчатки загрязнились или пропитались маслом настолько, что загрязнение попадает на кожу рабочего, то такие перчатки следует уничтожить.



ЗАЩИТНАЯ ОДЕЖДА

Общие положения

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

Непроницаемая защитная одежда

Непроницаемая одежда (например, водонепроницаемый или противокислотный костюм) обеспечивает защиту от брызг и должна использоваться во время проведения работ, при которых возможен контакт с кислотными или коррозирующими материалами или жидкими углеводородами.

Непроницаемую защитную одежду требуется использовать при открытии линий, вскрытии оборудования, а также во время проведения работ, при которых возможно разбрызгивание коррозирующих или углеводородных материалов.

Непроницаемую защитную одежду требуется использовать в условиях повышенной влажности, при проведении ремонтных работ, когда возможно воздействие коррозирующих материалов, а также при очистке резервуаров от жидкого материала.

Порванная или поврежденная защитная одежда должна быть незамедлительно заменена на новую.

Одноразовые комбинезоны и костюмы

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

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

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

Защитные фартуки

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

Опознавательные жилеты

При проведении работ на проезжей части дорог или вдоль них рабочие должны использовать яркие опознавательные дорожные жилеты, изготовленные из сетчатой ткани.



Таковыми жилетами могут также пользоваться наблюдатели, пожарные наблюдатели и ответственные за эвакуацию персонала, чтобы их можно было легко узнать.

ЗАЩИТНАЯ ОБУВЬ

Общие положения

При проведении работ на тех участках, где существует потенциальная опасность получения травмы ног от падающих и катящихся предметов сотрудники АО «ОзенМунайГаз», должны носить защитную обувь со стальным носком. Участки и виды работ, требующие использования защитной обуви определяются руководителем объекта. Если использование защитной обуви не требуется, сотрудники АО «ОзенМунайГаз», должны носить обувь, соответствующую условиям на рабочем месте.

Сотрудники подрядных организаций должны использовать защитную обувь, если во время выполняемой ими работы существует потенциальная опасность получения травмы ног.

От посетителей и представителей контролирующих органов не требуется ношение защитной обуви, если только их работа не связана с потенциальной опасностью получить травму ног. Однако посетители должны носить обувь, соответствующую условиям объекта, который они посещают.

На объектах, базах, в складских помещениях и на внешних объектах запрещается ношение следующей обуви:

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

Требования, предъявляемые к защитной обуви

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

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



Право на получение защитной обуви

Защитная обувь будет выдаваться тем сотрудникам и подрядчикам АО «ОзенМунайГаз», которые работают на участках, где ношение защитной обуви является обязательным.

Офисные сотрудники, которые не работают постоянно в производственной зоне, защитной обувью не обеспечиваются.

Резиновые сапоги

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

Сапоги из пожарного снаряжения

Специальные сапоги выдаются персоналу пожарной бригады для использования вместе с боевым снаряжением. Эти сапоги изготовлены из огнестойкого материала (например, номекс, кевлар и т.д.) и имеют стальные вставки в носке и подошве.

АВАРИЙНЫЕ ДУШИ И ПУНКТЫ ДЛЯ ПРОМЫВАНИЯ ГЛАЗ

Общие положения

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

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

Требования к аварийным душам и пунктам для промывания глаз

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

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



Аварийные души и пункты для промывания глаз следует располагать в местах свободного доступа и иметь опознавательные знаки (Инструкция «Знаки Безопасности и сигналы света»).

Их следует располагать внутри производственных объектов, там, где это возможно, но не ближе 3 метров и не дальше 15 метров от потенциально опасного места получения воздействия агрессивной среды.

Надземные линии водоснабжения или не обогреваемые здания должны быть оснащены теплоизоляцией, для того чтобы не допустить их нагревания (летом) или замерзания (зимой).

Температура воды, подаваемой в аварийные души / пункты промыва глаз, должна быть примерно 24 °C (75 °F) но могут быть отклонения +/- 5.5 °C (10 °F).

Ответственность за исправное техническое состояние

Руководитель объекта или специально назначенное лицо, должны регулярно (по крайней мере, еженедельно) следить за исправным состоянием аварийного душа и пунктом для промывания глаз, обеспечивая своевременное техническое обслуживание или, при необходимости, их замену.

Требования к пересмотру инструкции

Менеджер по ТБ, как представитель АО «ОзенМунайГаз» является владельцем данной инструкции и несет ответственность за внесение необходимых изменений.

Инструкция должна пересматриваться через каждые 5 лет для внесения необходимых изменений.

Таблица 15.4 – Средства индивидуальной защиты, спецодежда

№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т. д.	ГОСТ, ТУ, и т.д. на изготовление	Потребное количество для буровой бригады
1	2	3	4
1	Куртка, брюки х/б от пониженных температур с пропиткой	Европейский стандарт EN - 531	б/мастер, бурильщик, пом. бурильщики, электромонтер, слесарь по обсл. буровой, дизелист
2	Летний костюм; куртка, брюки, части которых выполнены из лавсано-вискозной ткани	Европейский стандарт EN - 531	б/мастер, бурильщик, пом. бурильщики, электромонтер, слесарь по обсл. буровой, дизелист
3	Куртка утеплённая	Европейский стандарт EN - 531	электромонтёр, дизелист, слесарь по обсл. буровой
4	Брюки утеплённые	Европейский стандарт EN - 531	электромонтёр, дизелист, слесарь по обсл. буровой
5	Летний костюм; куртка, полукOMBинезон и рубаха со съёмным капюшоном	Европейский стандарт EN - 531	б/мастер



1	2	3	4
6	Куртка, брюки с пропиткой отпониженных температур (женские)	Европейский стандарт EN - 531	лаборант-коллектор
7	Куртка, брюки из х/б с пропиткой (женские)	Европейский стандарт EN - 531	лаборант-коллектор
8	Валенки	ГОСТ 18724-88	всем
9	Сапоги резиновые	ТУ 38.306004-95	всем
10	Сапоги нефтемаслозащитные	ГОСТ 5394-89	всем
11	Респиратор противопылевой У-2К		всем
12	Фартук прорезиненный		то же (2шт)
13	Каска защитная с подшлемником	ТУ 13-983-93	всем
14	Рукавицы нефтеморозостойкие	Европейский стандарт EN - 531	всем
15	Плащ непромокаемый	ГОСТ 12.4.131.83	б/мастерам
16	Противогазы фильтрующие, с запасными коробками типа В, КД, БКФ и др.	ГОСТ 12.4.121.83	Всем
17	Шланговые противогазы марки ПШ-1 или ПШ-2		При работе в ёмкостях, резервуарах и т.п. местах
18	Дыхательные аппараты АСВ 2М или фирмы "Дрэгер" типа РА 80/1800-1		2 шт. аварийный запас
19	Аппарат искусственного дыхания переносной		1 шт на объект
20	Противогазы изолирующие (ИП-4) или дыхательные аппараты АВС-2М или фирмы "Дрэгер" типа РА 80/1800-1	ГОСТ 12.4.121.83	всем при освоении
21	Шкаф-аптечка		1

Примечания

Рабочим, которым по нормам предусмотрена выдача костюма брезентового или х/б с водоотталкивающей пропиткой, в зависимости от производственных и климатических условий, могут выдаваться одновременно два костюма – брезентовый и х/б с в/о пропиткой сроком носки 24 месяца.

Рабочим, занятым на работах по бурению, освоению и ремонту скважин по добыче нефти и газа, которым по нормам предусмотрена выдача валенок в случае необходимости и по условиям работы могут выдаваться галоши на валенки со сроком носки 12 мес.

Рабочим, занятым на работах по бурению, освоению и ремонту скважин, при работе с буровыми растворами на УВ-основе, вместо костюма х/б с в/о пропиткой выдается костюм из лавсано-вискозной ткани с нефтемаслозащитной пропиткой на этот же срок носки.

Работникам всех профессий, занятых бурением и добычей нефти и газа, в летнее время может выдаваться костюм летний для нефтяников на сезон с увеличением срока носки костюма х/б или брезентового, предусмотренного указанным работникам по нормам, с 12 до 16 мес.

В зависимости от условий работы, администрация предприятия по согласованию с профсоюзной организацией и техническим инспектором труда устанавливает конкретные виды перечисленных средств индивидуальной защиты рабочим и служащим.

Таблица 15.5 – Оборудование для безопасности и средства индивидуальной защиты

№ пп	Оборудование для безопасности и средства индивидуальной защиты
1	2
1	Лазарет / аптечка первой медицинской помощи: минимальный набор материалов
2	Линии аварийного спуска с вышки / ремни безопасности
3	Станции для промыва глаз / Душевые
4	Одежда пожарных
5	Одеяла для тушения
6	Лицевые маски
7	Пылевые маски
8	Ремни безопасности
9	Звуковые ушные протекторы



1	2
10	Наглазники
11	Спасательный набор
12	Индивидуальное защитное оборудование
13	Переносной кислород
14	Одеяла
15	Стетоскоп
16	Электрокардиограмма (переносная)
17	Диагностический набор
18	Сумка
19	Персональные дыхательные аппараты
20	Резиновые сапоги
21	Перчатки резиновые
22	Перчатки для работ с буровым раствором
23	Запасные цилиндры
24	Компрессор для воздушных цилиндров
25	Резиновые фартуки



КЛАССИФИКАЦИЯ ПОМЕЩЕНИЙ И ОТКРЫТОГО ПРОСТРАНСТВА ПО КЛАССУ ВЗРЫВОБЕЗОПАСНОСТИ (ПУЭ, ТБП НГДО-2010)

Таблица 15.6 – Классификация помещений и открытого пространства по классу взрывобезопасности

№ п/п	Помещения и пространства	Класс
1	2	3
1	Закрытые помещения, в которых установлены открытые технологические устройства для бурового раствора, содержащего нефть и нефтяные газы.	В-1
2	Внутренние объемы шахт, каналов и других подобных конструкций, которые могли бы быть отнесены к зоне В-1 а, но в которых затруднена возможность рассеивания газов.	В-1
3	Закрытые помещения, в которых установлены закрытые технологические устройства, оборудование, аппараты, трубопроводы, узлы регулирующих и отключающих устройств для бурового раствора, содержащего нефть и нефтяные газы, легковоспламеняющиеся жидкости, нефть и горючие газы, а также помещения насосных для сточных вод.	В-1 а
4	Пространство, простирающееся во все стороны от устья бурящейся скважины до обшивки.	В-1 г
5	Открытые пространства вокруг открытых технологических устройств, оборудования, аппаратов, узлов отключающихся устройств для бурового раствора, содержащего нефть и нефтяные газы, или для легковоспламеняющихся жидкостей, ограниченные расстоянием 5 м во все стороны.	В-1 г
6	Открытые пространства вокруг закрытых технологических устройств, оборудования, аппаратов, узлов отключающих устройств для бурового раствора, легковоспламеняющихся жидкостей, а также вокруг фонтанной арматуры, ограниченные расстоянием 3 м во все стороны.	В-1 г
7	Полузакрытые пространства в которых установлены технические устройства, оборудование, аппараты, узлы отключающих устройств для бурового раствора, содержащего нефть и нефтяные газы, или для легковоспламеняющихся жидкостей, - в пределах ограждения.	В-1 г
8	Полузакрытые пространства в которых расположена арматура, - в пределах ограждения	В-1 г

ОСВЕЩЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ РАБОЧИХ МЕСТ

Проектом устанавливаются нормы электрического освещения оборудования рабочих мест в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» от 30.12.2014 г. № 355, следующего значения:



Таблица 15.7 – Нормы освещённости

№ п/п	Рабочие места	Рабочая поверхность, на которой нормируется освещённость	Плотность формирования освещённости: Г-горизонтальная; В-вертикальная	Разряд и под разряд зрительной работы	Рабочее освещение			Аварийное освещение
					освещённость, лк		показатель ослеплённости не более, %	
					при лампах накаливания	при газоразрядных лампах		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Измерительная аппаратура, пульт и щит управления с измерительной аппаратурой	Шкала приборов, кнопки управления	Г; В	IV в	150	200	40	10
2	Пульт и щит управления без измерительной аппаратуры, стол оператора	Рычаги, рукоятки	Г; В	VI	75	150	60	10
3	Стол оператора, машиниста аппаратчика, дежурного	Стол	Г	IV г	100	150	40	10
4	Задвижка насоса, штурвал задвижки насоса, рукоятка и рычаг управления, контрольный сифонный кран, клапан предохранительный, места замены манжет клапанов и набивки сальников	Задвижка, штурвал, рукоятка, рычаг, кран, клапан, манжета, сальник	Г; В	VIII	30	75	80	10
5	Стеллажи, приёмный мост	Бурильные трубы, обсадные колонны, приёмный мост	Г	XI	10	10		
6	Лестничные марши, площадки, сходы с рабочей площадки. Вышечно-лебёдовый блок	Ступени, пол, площадки	Г	XI	10	10		
7	Рабочая площадка	Пол	Г		30	50	60	10
8	Роторный стол	Роторный стол	В		100	100	Освещённость установлена эксперимен- тально	
9	Буровая лебёдка	Барабан	В	X	30	30		
10	Подсвечник	Место установки свеч	Г	X	30	30		
11	Путь движения талевого блока	Талевый блок	В	X	30	30		
12	Механизм спуска и подъёма бурильных труб (МСП)	Механизм захвата	Г	IX	50	50		

Продолжение таблицы 15.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
13	Элеватор на уровне площадки верхнего рабочего, магазин для свеч	Замковое устройство, место установки свеч	В	IX	50	50		
14	Рабочее место верхнего рабочего (люлька, балкон)	Пол	Г	IX	50	50		10
15	Кронблочная площадка, кронблок	Рабочие блоки	Г; В	X	30	30		
16	Силовое помещение Редуктор (коробка скоростей)	Места замера уровня масла	В	VIII а	30	75		
17	Раствор провод (желобная система)	Поверхность раствора	Г	XI	10	10		
18	Глиномешалка, смеситель, сепаратор, сито, пескоотделитель	Рабочая поверхность	В	VIII а	30	75		
19	Ёмкость (резервуар) для хранения запасного раствора	Место замера уровня раствора	В	VIII в	20	50		
20	Насосное помещение. Воздушный компенсатор бурового насоса	Диафрагменный разделитель	В	VI	75	150	Во время смены разделителя	5
21	Дизельное помещение (освещённость снижена на одну ступень шкалы освещённости)	0,8 м от стола	Г	VI	50	100		5
22	Противовыбросовое оборудование. Превентор, штурвал, дистанционное управление превентором	Превентор, штурвал	В	VIII а	30	75		
23	Пульт дистанционного управления превентором (освещённость снижена на одну ступень шкалы освещённости)	Пульт	В	IV г	75	100		10
24	Цементировочная головка (освещённость повышена на одну ступень шкалы освещённости)	Кран	В	X	50	50		
25	Мерный бак цементировочного агрегата, бочек для цементного раствора	Поверхность раствора	Г	X	30	30		
26	Место зарядания протрелочных и взрывных аппаратов (ПВД)	Место зарядания	Г	V г	75	100		
27	Каротажный подъёмник Путь движения геофизического кабеля: от каротажного подъёмника до блок	Барaban, пульт кабины машиниста	Г В	X	30 50	30 50	Освещённость установлена эксперимен-	

Продолжение таблицы 15.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	баланса от подвешного ролика до устья скважины	Кабель	Г	XI	10	10	тально	
28	Блок-баланс	Кабель Блок-баланс	В	X	30	30		
29	Рабочее место у устья скважины	Рабочее место	В	X	30	30		
30	Каротажная лаборатория	0,8 м от пола	Г		75	75	Освещённость установлена эксперимен- тально	
31	Путь переноса заряженных ПВА	Земля, пол мостков	Г	XI	10	10		
32	Территория опасной зоны при проведении прострелочных и взрывных работ	Земля, пол мостков	Г		2	2		

СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ ВОЗДУШНОЙ СРЕДЫ

В процессе вскрытия продуктивного горизонта предусматривается контроль воздушной среды стационарными и переносными газоанализаторами для обнаружения признаков ГНВП (поступление пластового флюида в скважину).

Порядок контроля определяется «Отраслевой инструкцией по контролю воздушной среды на предприятиях нефтяной промышленности». «Предельно допустимые концентрации и ориентировочные безопасные уровни вредных веществ в воздухе рабочей зоны». Для контроля иметь на объекте стационарный и не менее 3 (2 основных, один резервный) переносных газоанализаторов.

Предельно-допустимая концентрация (ПДК) углеводородных газов в воздухе рабочей зоны составляет 300 мг/м³, окиси углерода – 20 мг/м³, сероводорода – 1 мг/м³. При превышении ПДК весь персонал обязан применять СИЗ ОД (фильтрующие противогазы).

Таблица 15.8 – Средства контроля воздушной среды

№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т. д.	Количество, шт.	Место установки датчиков стационарного газоанализатора
1	2	3	4
1	Газоанализатор-универсальный для контроля ПДК вредных веществ (сероводород, окись углерода, окись азота и др.) переносной или стационарный	1	сито, выкидная линия, направляющий патрубок, пол буровой, шурф, отстойник, штуцерный манифольд
2	Датчики стационарных газосигнализаторов, имеют звуковой и световой сигналы с выходом на диспетчерский (пульт управления) и по месту установки датчиков.	8	У ротора, в начале желобной системы, у вибросита, в насосном помещении – (2 шт.), у приемных емкостей (2 шт.) и в помещении отдыха персонала.
3	Карманный газоанализатор ES-80 HS	всем	БУ
4	Индикатор ФЛП-2,1 переносной, Газосигнализатор УГ-2, Газоопределитель ГХ-2	Каждый по 1 шт.	БУ

Примечание – Допускается замена приборов контроля воздушной среды зарубежными или отечественными аналогами не снижающими уровня безопасности труда.



МЕРОПРИЯТИЯ ПО ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ

Проектом предусматривается выполнение следующих основных мероприятий по технике безопасности:

Таблица 15.9 – Мероприятия по технике безопасности

№ пп	Наименование, содержание мероприятия	Исполнитель
1	2	3
1	Общие МТБ при всех видах работ	-
1.1	Наличие на объекте согласованных и утвержденных инструкций по ТБ по профессиям и видам работ, плакатов и предупредительных знаков.	руководитель объекта, служба ТБ
1.2	Комиссионный пуск объектов и наличие пусковой документации.	руководитель предприятия
1.3	Обеспечение объекта средствами пожаротушения.	“
1.4	Наличие на объекте плана ликвидации возможных аварий.	руководитель объекта, служба ТБ
1.5	Допуск персонала к производству работ после обучения, инструктажа, проверки знаний правил безопасности.	“
1.6	Соблюдение проектной документации и обустройство территории объекта.	“
1.7	Организация и проведение контроля опасных и вредных производственных факторов.	руководитель предприятия
1.8	Обеспечение освещенности рабочих мест по действующим нормам.	руководитель объекта
1.9	Устройство и исправное содержание ограждений оборудования, лестниц, площадок.	“
1.10	Организация безопасной эксплуатации оборудования и инструмента.	“
1.11	Проведение опрессовки нагнетательных трубопроводов арматуры и деталей трубопроводов после сборки на заводе, а также ремонта с применением сварки на пробное давление.	“
1.12	Обеспечение грузоподъемных машин и механизмов, сосудов, работающих под давлением обозначениями и надписями о предельной грузоподъемности, давлении, температуре и сроках проведенного и следующего технического освидетельствования и гидравлического испытания.	Ответственное лицо, руководитель объекта
1.13	Обеспечение эл./безопасности в соответствии с требованиями инструкции и правил.	руководитель объекта
1.14	Регулярный контроль и отбраковка стальных канатов.	“
1.15	Выполнение технических условий монтажа буровой вышки.	руководитель ВМБ, руководитель объекта
1.16	Обеспечение безопасности при погрузочно-разгрузочных работах, перемещении тяжестей и транспортировании грузов.	“
1.17	Контроль за соблюдением правил безопасности на объекте и привлечение к ответственности работников, виновных в допущенных нарушениях.	руководитель предприятия,
2	МТБ при строительстве скважин (монтаж, бурение)	-
2.1	Наличие документации и инструкции изготовителя бурового оборудования.	главный механик, руководитель объекта
2.2	В период эксплуатации содержать буровую установку в комплектном состоянии.	руководитель объекта



Продолжение таблицы 15.9

1	2	3
2.3	Опрессовка пневматической системы не менее 3 мин на давление $P_{опр}=1,25 P$ расч. раб.	главный механик, руководитель объекта
2.4	Опрессовка манифольда буровых насосов, стояка не менее 5 минут на давление $P_{опр}=1,5 P$ макс. раб.	“
2.5	Установка предохранительного устройства на буровом насосе, на 10 %превышающем рабочее давление.	руководитель объекта
2.6	Подвеска и крепление машинных ключей рабочим и страховым канатом диаметром не менее 17,5мм.	“
2.7	Обеспечение комплектности буровой бригады.	руководитель предприятия, руководитель объекта
2.8	Проверка исправности буровой установки перед спуском обсадных колонн.	руководители объекта, вахт
2.9	Монтаж и эксплуатация противовыбросового оборудования.	“
2.10	Обеспечение СПО средствами механизации и автоматизации.	“
2.11	Постоянное включение и исправность противозатаскивателя, ежедневный контроль (осмотр, отключение-включение).	“
2.12	Ежедневный профилактический осмотр подъемного оборудования (лебедка, талевая система, вышка, ротор, вертлюг, штропа, элеваторы, спайдеры и др.) с записью в регистрационном журнале.	руководитель объекта, вахт
2.13	В процессе СПО строго запрещается: - производить раскрепление резьбовых соединений ротором; - использовать неисправный спускоподъемный инструмент; - находиться в опасной зоне при использовании ключей УМК, АКБ; - использовать ПРС без направляющего ролика; - переключать скорости на ходу и при нагруженной талевой системе.	“
2.14	Производить осмотр вышки механиком и руководителем буровой каждые 3 месяца с записью в Журнале, а также после экстремальных условий и предельных нагрузок.	руководитель объекта, главный механик
2.15	Ликвидацию аварий, осложнений, ГНВП проводить при непосредственном участии руководителя объекта с вызовом ответственного ИТР предприятия;	руководитель объекта, вахт, предприятия
2.16	Перед вскрытием продуктивного горизонта проводить обучение и тренировку бригады практическим действиям по ликвидации ГНВП и открытых фонтанов.	руководитель объекта
2.17	При обнаружении ГНВП буровая вахта обязана герметизировать устье скважины, канал бурильных труб, немедленно информировать руководителя объекта, руководство предприятия, противофонтанную службу и действовать по ПЛА.	руководитель объекта, вахт
3	Освоение и испытание скважины производить в соответствии с требованиями ПОПБОПО НГОП.	руководитель объекта

МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРОМЫШЛЕННОЙ САНИТАРИИ

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

Производственные помещения должны иметь:

- удобные и безопасные входы и выходы;
- твердый, ровный пол, удобный для очистки и ремонта;
- размещение оборудования, позволяющее производить беспрепятственный и безопасный осмотр, обслуживание, ремонт, монтаж и демонтаж;



- устройства для естественного освещения и проветривания;
- искусственное освещение.

При бурении скважины предусмотрена круглосуточная работа. Максимальное количество технического персонала, обслуживающих буровые работы составляет – 30 человек (в одну смену – 15 человек).

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

Состав санитарно-бытовых помещений определяется в соответствии с группой производственных процессов по классификации, в составе которой заложены признаки загрязнения тела и спецодежды.

При отсутствии на буровой вахтового комплекса, вне буровой на безопасном расстоянии (высота вышки + 10 м) размещается вагон бурового мастера, культбудка - помещение для обогрева и отдыха персонала, устройство кипячения воды, аптечка с набором медикаментов и материалов для оказания первой доврачебной помощи, комната для приема пищи, туалетная комната, комната для переодевания, хранения и сушки спецодежды. В его состав входит: 5 жилых вагонов для персонала общей вместимостью 30 человек, душевая (туалет) для 1 рабочей смены (15 человек) – 5 душевых сеток, 2 умывальника согласно табл. 15.12 (СанПин РК от 25.01.12 г. № 167 «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам нефтедобывающей отрасли»), продуктовый склад для хранения продуктов питания, столовая на 15 мест. Количество гардеробных отделений на 1 человека – 2 отделения.

Уборные и места утилизации отходов размещаются на расстоянии не менее 30м от помещений.

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

1. Водоснабжение

Расчет расхода воды выполнен в соответствии с СНиП РК 4.01-41-2006 г. – см. раздел 2 «ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА».

2. Вентиляция

Вагончики оборудуются системой кондиционирования воздуха.

3. Отопление

В жилых вагончиках отопление осуществляется от электрокаминов или электрокалориферов.



САНИТАРНО-БЫТОВЫЕ ПОМЕЩЕНИЯ

Таблица 15.10 – Санитарно-бытовые помещения

№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр, число мест и т.д.	Количество, шт
1	2	3
1	Вагон-домик буровых мастеров	1
2	Сушилка	1
3	Слесарка	1
4	Душевая-раздевалка	1
5	Вагон-склад	1
6	Жилой вагон-домик для вахты, тампонажников, геофизиков	6
7	Вагон-домик женского персонала	1
8	Вагон-культбудка	1
Итого:		13

Примечания

1. Допускается замена типов и количества санитарно-бытовых помещений зарубежными аналогами.
2. На период вышкостроения, бурения и крепления, освоения 1 объекта – одинаковое количество вагон-домиков.
3. Вагончики оборудуются необходимой мебелью, бытовыми электроприборами, сушилкой, кондиционерами, водопроводной системой, фильтрационной установкой для воды и установкой для очистки сточных вод, туалетами и канализацией.
4. На территории устанавливаются емкости под жидкие и твердые отходы.

ОТОПЛЕНИЕ, ВЕНТИЛЯЦИЯ И КОНДИЦИОНИРОВАНИЕ ВОЗДУХА

Вентиляцию, отопление и кондиционирование воздуха производственных зданий и сооружений (включая помещения пультов управления, кабины крановщиков и др. изолированные помещения) проектируется из расчета на обеспечение в рабочей зоне (на постоянных и не постоянных рабочих местах) во время проведения основных и ремонтно-вспомогательных работ метеорологических условий и содержание вредных веществ в воздухе.

При естественной или механической вентиляции в производственных помещениях обеспечивается подача наружного воздуха на одного работающего в соответствии с таблицей 15.11.



МИНИМАЛЬНЫЙ РАСХОД НАРУЖНОГО ВОЗДУХА

Таблица 15.11 – Минимальный расход наружного воздуха

Помещение с естественным проветриванием, расход в м³/ч на человека	Без естественного проветривания			Приточные системы
	Расход			
	м³/ч на человека	об/ч	% общего воздухо-обмена, не более	
1	2	3	4	5
30* 20**	60	1	-	Без рециркуляции или с рециркуляцией при кратности воздухообмена 10 обменов в час и менее.
	60 90 120	- - -	20 15 10	С рециркуляцией при кратности общего воздухообмена менее 10 обменов в час.

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

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

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

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

Нагревательные приборы в производственных помещениях с пылевыделениями надлежит предусматривать с гладкими поверхностями, допускающими легкими очистку. Применение лучистого отопления с инфракрасными газовыми излучениями допускается предусматривать только с удалением продуктов сгорания непосредственно от газовых горелок наружу.

В системах водяного отопления со встроенными в строительные конструкции нагревательными элементами и стояками (системы панельного и панельно-лучистого отопления) средняя температура на обогреваемой поверхности не должно превышать (градусов Цельсия):

- для полов с постоянными рабочими местами – 26 °С;
- для полов с временным пребыванием людей – 3 °С;
- для потолков при высоте помещения от 2,5 до 2,8 м – 28 °С;
- для потолков при высоте помещения от 2,8 до 3,0 м – 30 °С;
- для потолков при высоте помещения от 3,0 до 3,5 м – 33 °С;
- для потолков при высоте помещения от 3,5 до 4,0 м – 36 °С;



- для потолков при высоте помещения от 4,0 м до 6,0 м – 38 °С.

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

Отчистка от пыли наружного и рециркулируемого воздух, подаваемого в помещения, должно быть предусмотрена:

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

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

Воздушное и воздушно-тепловые завесы следует рассчитывать так, чтобы на время открывания ворот, дверей и технологических проемов температура смеси воздуха, поступающего в помещение, была не ниже:

- 14 °С при легкой физической работе;
- 12 °С при работе средней тяжести;
- 8 °С при тяжелой работе.

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

Аварийную вентиляцию в производственных помещениях, в которых возможно внезапное поступление в воздух рабочей зоны больших количеств вредных или пожароопасных веществ, предусматривается в соответствии с нормами технологического проектирования и требованиями ведомственных нормативных документов, утвержденных в установленном порядке.



Аварийную вентиляцию следует ставить, руководствуясь требованиями главы СНиП по проектированию отопления, вентиляция и кондиционирования воздуха, а также другими утвержденными нормативными документами.

Включение аварийной вентиляции и открывание проемов для удаления воздуха следует проектировать дистанционным из доступных мест как изнутри, так и снаружи помещений.

Предусматриваются специальные помещения мастерских, оборудованных для ремонта, наладки и контроля систем отопления, вентиляции, кондиционирования и установок очистки вентиляционных выбросов.

ПРОТИВОПОЖАРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ И МЕРОПРИЯТИЯ

Планировка производственной площади должна обеспечить сток технологической жидкости от устья скважины, очистных устройств. Под силовым блоком и в насосном блоке предусматривается сбор и отвод отходов ГСМ. Бетонирование площадок предусматривается под основанием вышки насосами и их приводами дизельными эл/станциями. Для сбора пластового флюида при бурении испытании или ГНВП устанавливаются ёмкости 50 м³ в конце выкидных линий с ограждением (обозначением). Вокруг блоков хранения ГСМ устраивается обвалование соответственно объему хранения с установкой знаков пожарной опасности. Для пожарного водоснабжения используется напорная ёмкость объемом не менее 50 м³. На линиях подачи воды устраиваются 2 пожарных стояка с пожарными рукавами длиной по 20 м, вблизи вышечно-силового блока и насосного блока. На объекте устанавливаются 3 щита с противопожарным инвентарем один в вахтовом комплексе, второй в силовом, насосном блоке буровой установки, третий возле склада ГСМ. Места установки должны иметь свободный доступ.

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

Таблица 15.12 – Первичные средства пожаротушения

№ п/п	Наименование	ГОСТ, ТУ, и т.д. на изготовление	Кол-во, шт.	Примечания
1	2	3	4	5
1	Ящики с песком вместимостью 0,5 м ³	ППБС РК 10-98	4	V=0,5 м ³
2	Ёмкость пожарная	стальная	2	V=50 м ³
3	Щит пожарный деревянный ЩПД	ТУ 220	2	
4	Лопаты	ГОСТ-19586-87	4	
5	Лом пожарный лёгкий	ГОСТ-16714-71	2	
6	Топоры	ГОСТ-18587-89	2	
7	Багор пожарный	ГОСТ-16714-71	2	
8	Ведро пожарное	ТУ 220	4	



Продолжение таблицы 15.12

9	Кошма размером 2×2 м (или асбестовое полотно)		4	
10	Ящик с песком вместимостью 1,0 м ³	ППБС РК 10-98	1*	V=1,0 м ³
11	Переносные огнетушители размещаемые:			
	1) на площадке ГСМ	ГОСТ-51057-97	2	порошковые по 100 кг
	2) на площадке дизельного генератора		2	СО ₂ (углекислотные) по 5 кг
	3) в электрощитовой		2	порошковые по 50 кг
	4) на участке резервуаров бурового раствора		2	СО ₂ (углекислотные) по 5 кг
	5) на участке буровых насосов		4	порошковые по 12 кг
	6) площадке аккумулятора ПВО		2	порошковые по 12 кг
	7) на участке пола буровой		1	порошковые по 12 кг
	8) офисных и жилых модулях		2	СО ₂ (углекислотные) по 5 кг
			2	порошковые по 12 кг
			3	СО ₂ (углекислотные) по 5 кг
			3	СО ₂ (углекислотные) по 5 кг
* На центральном пожарном щите.				

В насосном блоке должен находиться передвижной огнетушитель ОВП-100 (ОП-10).

При выполнении огневых и сварочных работ на объекте в обязательном порядке должны выполняться требования «Инструкция по организации безопасного проведения газоопасных работ».

При выполнении всех видов работ на объекте должны выполняться следующие основные мероприятия по противопожарной безопасности:

- запрещение курения и разведения открытого огня в производственных помещениях, под основанием буровой.
- отведение для курения специально оборудованных мест вне буровой,
- наличие на объекте «Табеля боевого расчета» и тренировки вахт, инструктаж по ППБ,
- запрещение использования оборудования, инвентаря для всех работ кроме прямого назначения.

ОЦЕНКА ВЕРОЯТНОСТИ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ

Общие положения

Чрезвычайная ситуация – состояние, при котором в результате возникновения источника чрезвычайной ситуации на объекте (буровой), определенной территории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения и приводящее к разрушению зданий,



сооружений, оборудования и транспортного процесса, а также народному хозяйству и окружающей среде.

Под источником чрезвычайной ситуации понимают опасное природное явление, аварию или опасное техногенное происшествие.

Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков. Так, по происхождению ЧС можно подразделять на ситуации техногенного, антропогенного и природного характера. ЧС можно классифицировать по типам и видам событий, лежащих в основе этих ситуаций, по масштабу распространения, по сложности обстановки, тяжести последствий.

Ликвидация ЧС – спасательные, аварийно-восстановительные и другие неотложные работы, проводимые при возникновении чрезвычайных ситуаций и направленные на спасение жизни и сохранение здоровья людей, снижение размеров ущерба и материальных потерь, а также на локализацию зон чрезвычайных ситуаций.

Законодательство Республики Казахстан в области чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера основывается на Конституции Республики Казахстан, а также иных нормативных правовых актов РК.

ПЛАНЫ ДЕЙСТВИЙ ПРИ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ

Законодательство Республики Казахстан о чрезвычайных ситуациях стихийного и техногенного характера, требует проведения эвакуации населения, проживающего в посёлках и в районе месторождения при чрезвычайной ситуации для защиты населения от потенциальных воздействий вредных и токсичных веществ, выбросом которых может сопровождаться такое происшествие.

Ответственность за определение масштабов потенциальной проблемы возложена на компанию АО «ОзенМунайГаз», которая определяет сценарий выбросов и вероятное расширение площади воздействий инцидента, на окружающую территорию исходя из экологических условий. В случае эскалации инцидента до уровня, требующего эвакуации населения, компания АО «ОзенМунайГаз», оповестит районного Акима (начальника по Гражданской Обороне) или сельского районного Акима в соответствии с Директивой Областного Акима «О порядке оповещения о Чрезвычайных Происшествиях», который принимает решение об эвакуации.

По получении аварийного сигнала местный Аким должен принять все меры для оповещения сельского населения, а также частных компаний и рабочих, находящихся внутри или в непосредственной близости от опасной зоны. С целью оказания содействия в своевременной эвакуации населения соответствующих населенных пунктов, Областной



Аким может направить дополнительные местные эвакуационные команды и оборудование из соседних районов, также обеспечит содействие Акиму в такой эвакуации по запросу Акима (Акимов).

Поселки, расположенные вокруг площади будут обеспечены системой дистанционного звукового аварийного оповещения с тем, чтобы иметь прямую связь с населением в случае возникновения внештатной ситуации, будет осуществлять управление и техническое обслуживание вышеуказанной системы для оперативного оповещения жителей населенных пунктов, находящихся в зоне вероятной чрезвычайной ситуации. Эффективность системы увеличена за счет дистанционного мониторинга станций слежения за состоянием объектов окружающей среды, расположенных по всему периметру месторождения. 24 часа в сутки, 365 дней в году состояние окружающей среды вокруг площади работ будет отслеживаться постоянно с автоматической трансляцией на панель управления центрального контрольного пункта, операторы которого оперативно реагируют на изменения показаний детекторов. В случае превышения допустимого уровня концентрации операторы принимают необходимые меры по проверке, уточнению информации и принятию аварийных мер безопасности, включая запуск системы аварийной связи и оповещения близлежащих населенных пунктов. Кроме того, использует приборы замера для контроля за концентрацией углеводородов, сероводорода и двуокиси, серы в атмосферном воздухе в районе осуществления буровых работ и ремонта скважин на месторождении. Применение данных приборов нацелено на обеспечение первичного предупреждения о наличии утечки газа и задействования цепочки оперативного прекращения мероприятий, ставших причиной утечки, либо внесения изменений в регламент осуществления данных мероприятий. В случае недостаточности принимаемых мер оперативного реагирования и дальнейшего ухудшения ситуации предусматривается ускоренное включение системы аварийного реагирования. Это даст возможность более быстрого реагирования на внештатную ситуацию, поскольку идет опережение аварийной сигнализации при помощи портативных средств слежения.

АО «ОзенМунайГаз», несет ответственность за поддержание процедур и процессов в случае возникновения чрезвычайных ситуаций в отношении всех сотрудников и персонала, организаций-подрядчиков, работающих или проживающих на объектах или вблизи месторождения. В случае возникновения инцидента, способного оказать негативное воздействие на сотрудников компании или подрядчиков, эвакуация будет произведена в соответствии с Чрезвычайным эвакуационным планом (планами), принятыми АО «ОзенМунайГаз».



Все планы действий в чрезвычайных ситуациях будут анализироваться, поддерживаться и тестироваться на регулярной основе и в соответствии с требованиями законодательства РК и методическими рекомендациями АО «ОзенМунайГаз».

ОПОВЕЩЕНИЕ НАСЕЛЕНИЯ

Информация о загрязнении, атмосферного воздуха углекислым газом и дискретные сигналы о превышении пороговых значений концентрации CO_2 поступают уполномоченному лицу (диспетчеру).

Используя поступающую информацию, диспетчер осуществляет непрерывный мониторинг уровня загрязнения CO_2 контролируемой и смежной территорий, и в случае высоких концентраций:

- принимает меры по обнаружению источника газопроявления;
- оценивает уровень опасности для персонала и населения;
- оповещает должностных лиц согласно аварийного расписания;
- оповещает, в необходимых случаях, население.

При аварийном сигнале персонал обязан использовать средства индивидуальной защиты органов дыхания и действовать по должностной инструкции, а население покинуть опасную зону в соответствии с «Планом совместных действий...».

МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ АВАРИЙ

Бурильщики должны знать глубину залегания и характер поведения горизонтов с аномально высокими или аномально низкими пластовыми давлениями.

Не допускать снижения плотности раствора от предусмотренной ГТН.

При подъеме инструмента следить за соответствием объема поднимаемых труб и доливаемой жидкости.

Не допускать поршневания при подъеме инструмента.

Принять меры для ликвидации сальника.

Обучить обслуживающий персонал действиям при НГВП.

Поддерживать в работоспособном состоянии противовыбросовое оборудование.

При резком увеличении механической скорости бурения следить за уровнем жидкости в циркуляционной системе и ограничить скорость бурения.

При увеличении веса на крюке и уменьшении давления на стояке, что является косвенными признаками НГВП, сопоставить другие показатели процесса бурения для раннего обнаружения проявления.

Иметь запас раствора.



Параметры раствора необходимо выравнять по всему циклу.

Не допускать утяжеления раствора «пачками».

Включать технические и технологические средства для раннего обнаружения НГВП.

Поддерживать в работоспособном состоянии оборудование для дегазации раствора.

Проводить учебные тревоги по сигналу «Выброс» с применением средств индивидуальной защиты от сероводорода.

Не проводить кратковременных промежуточных промывок при наличии газированных забойных пачек.

Промежуточные промывки во время спуска инструмента производить по длительности, позволяющей убедиться в отсутствии пластового флюида в скважине.

Длительные ремонтные работы, не связанные с ремонтом устья, необходимо производить при нахождении бурильной колонны в башмаке обсадной колонны с обязательной установкой шарового крана.

При необходимости продолжительного ремонта устья и невозможности промывки скважины необходимо устанавливать отсекающий цементный мост.

К подъему инструмента приступать только после выравнивания параметра раствора по всему объему до установленной величины.



16 ПРОТИВОФОНТАННАЯ И ГАЗОВАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению газонефтеводопроявлений

Перед вскрытием пласта с возможным флюидопроявлением необходимо провести:

- Инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при ликвидации газонефтепроявлений согласно “Инструкции по организации и проведению профилактической работы по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых газовых и нефтяных фонтанов на территории РК“, Алматы 2002 г.
- Проверку состояния буровой установки, ПВО, инструмента и приспособлений;
- Учебную тревогу «Выброс». Дальнейшая периодичность учебных тревог устанавливается буровым предприятием;
- Оценку готовности объекта к оперативному утяжелению бурового раствора, пополнению его запасов путем приготовления или доставки на буровую.

Вскрытие продуктивного пласта должно производиться после проверки и установления готовности буровой к проведению этих работ комиссией под представительством главного инженера бурового предприятия с участием представителей военизированного отряда и органов департамента по ЧС. В процессе вскрытия продуктивного пласта и испытания скважины на буровой должен находиться представитель АСС, противопофонтанной службы.

По результатам проверки составляется акт готовности и военизированным отрядом выдается письменное разрешение на вскрытие и бурение продуктивного пласта.

Запрещается углубление скважины после крепления её 244,5 мм колонной без составления акта готовности и без письменного разрешения АСС, военизированного отряда.

Рабочие буровой бригады должны быть обучены методам раннего обнаружения ГНВП, практическим действиям по герметизации устья скважины и её глушению, правилам эксплуатации ПВО, использованию средств индивидуальной защиты, оказанию до врачебной помощи.

Обучение рабочих буровой бригады производится инженерно-техническими работниками бурового предприятия по программе, утвержденной главным инженером с проверкой знаний комиссией бурового предприятия при участии представителя военизированного отряда.

К работам на скважинах с возможными газонефтепроявлениями допускаются



бурильщики и специалисты, прошедшие подготовку по курсу “Контроль скважины.

Управление скважиной при газонефтеводопроявлениях” в специализированных учебных центрах (комбинатах), имеющих соответствующую лицензию. Проверка знаний и переподготовка этих кадров проводятся не реже одного раза в 3 года.

При разработке раздела использованы основные положения инструкций по противofонтанной и газовой безопасности.

ПРИЗНАКИ РАННЕГО ОБНАРУЖЕНИЯ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ (ГНВП)

Прямые признаки в процессе углубления:

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

Косвенные признаки в процессе углубления:

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

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

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

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

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



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

Показатель	Диапазон измерений	Допустимое отклонение, +/-	Тип подачи исходной информации			
			Показ	Запись	Свет.с игн.	Звук. Сигн.
Уровень бурового раствора в приемных емкостях, м	1,6	0,02	+	+	+	+
Расход бурового раствора на выходе от расхода на входе, %	0-100		+	-	+	+
Разность между теоретическим и фактическим объемом долитого в скважину бурового раствора, м ³	0-1,0	0,1	+	-	+	+
Разность между теоретическим и фактическим объемом вытесненного из скважины бурового раствора, м ³	0-1,0	0,1	+	-	+	+
Газосодержание, %	1-60	4	+	-	+	+
Механическая скорость проходки, м/ч	0-50	0,2	+	+	-	-
Давление на стояке, МПа	0-40	0,2	+	+	-	-
Крутящий момент на роторе, кгс х м	0-3000	75	+	+	-	-
Плотность бурового раствора, г/см ³	0,8-2,4	0,01	+	+	-	-

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

Первое сочетание признаков (интенсивное проявление):

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

Второе сочетание признаков (проявление средней интенсивности)

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

Третье сочетание признаков (слабое проявление):

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



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

При СПО и при остановках признаки проявлений не являются косвенными.

Технологические мероприятия по предупреждению ГНВП

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

Перед подъемом инструмента после отработки долота или проведения других технологических операций промыть скважину в течение одного цикла. Если параметры бурового раствора отличаются от предусмотренных ГТН, а также при различии параметров входящего и выходящего растворов продолжить промывку до приведения раствора в соответствие с требованиями ГТН и выравнивания его параметров.

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



Порядок работы по предупреждению развития ГНВП при бурении

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

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

При снижении давления в нагнетательной линии немедленно определить его причину.

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

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

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

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

При возникновении открытого фонтана на объектах персонал обязан:

- оповестить руководство предприятия и соответствующие службы;



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

Порядок герметизации скважины при бурении:

- остановить вращение привода (ротора);
- поднять долото над забоем на 0,5 м;
- зафиксировать тормоз буровой лебедки;
- остановить насос без открытия ДЗУ;
- открыть гидроуправляемую задвижку крестовины превентора на линии, ведущей к открытому дросселю;
- закрыть универсальный превентор;
- закрыть задвижку перед дросселем.

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

Блок ПВО должен быть предварительно испытан на рабочее давление. На устье скважины блок ПВО, манифольд и колонная головка должны быть опрессованы на рабочее давление с использованием опрессовочной пробки. Испытание ПВО на герметичность следует проводить:

- после его монтажа на устье и спуска обсадных колонн на рабочее давление;
- перед вскрытием продуктивного горизонта и после каждого соединения и отсоединения секций направляющей от блока превенторов на ожидаемое устьевое давление;
- опрессовку следует проводить в присутствии представителя ВЧ. Результаты опрессовки оформляются актом.
- Проверку элементов ПВО на функционирование следует проводить:
- до вскрытия продуктивного горизонта -плащечный превентор 1 раз в неделю, универсальный – 1 раз в месяц;
- при разбуривании продуктивного горизонта -плащечный превентор 2 раза в неделю, универсальный – 2 раза в месяц.



- Функциональную проверку глухого срезного превентора без срезки труб следует проводить 1 раз в квартал.

Технологические операции по контролю за поступлением флюида в процессе бурения

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

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

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

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

Проектные решения предусматривают недопущение ГНВП в процессе строительства скважины. Основными из таких решений и мероприятий являются:

- выбранная конструкция скважины (при получении в процессе углубления дополнительных данных о пластовых и поровых давлений имеется возможность корректировать конструкцию скважины);
- буровой раствор выбран в соответствии с горно-геологическими условиями;
- перед подъемом бурильного инструмента предусмотрена дополнительная промывка с целью раннего обнаружения ГНВП;
- углубление скважины в интервалах, где возможно ГНВП, осуществлять в присутствии ИТР, владеющих методикой раннего обнаружения проявлений.

Мероприятия по предупреждению ГНВП при СПО

Проведение СПО в бурении вызывает изменение давления в скважине вследствие движения колонны бурильных труб в ограниченном пространстве, заполненном буровым



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

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

Во избежании снижения давления на пласт, подъем инструмента на высоту 300 м от кровли вскрытого коллектора производить на 1-ой скорости.

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

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

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

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

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



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

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

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

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

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

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

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

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



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

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

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

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

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

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

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

При выполнении ПВР в составе сложных технологий испытания и освоения скважины, требующих непосредственного взаимодействия персонала Подрядчика и



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

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

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

- замены бурового раствора на раствор меньшей плотности или техническую воду (с разницей в плотностях не более 0,5-0,6 г/см³, при большей разнице плотностей должны быть ограничены темпы снижения противодавления на пласт)
- использования пенных систем.
- Снижение уровня жидкости в эксплуатационной колонне посредством свабирования, использования скважинных насосов, нагнетанием инертного или природного газа производится в соответствии с инструкциями по безопасному ведению работ, разработанными предприятием.

Работы по освоению скважины осуществлять после выполнения следующих работ:

- эксплуатационная колонна прошаблонирована, опрессована совместно с колонной головкой и ПВО на расчетное давление,
- фонтанная арматура до установки на устье скважины опрессована на величину пробного давления, а после установки – на давление, равное опрессовки эксплуатационной колонны,
- устье с превенторной установкой, манифольдный блок и выкидные линии оборудованы и обвязаны в соответствии с утвержденной схемой,



- установлен сепаратор, емкости для сбора флюида и глушения скважины.

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

Мероприятия по предупреждению ГНВП при спуске эксплуатационной колонны

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

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

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

Запрещается начинать цементирование скважины при наличии признаков газонефтепроявления. Если в процессе цементирования будут обнаружены признаки газонефтепроявлений, то цементирование необходимо продолжить при закрытых превенторах с регулированием противодавления в затрубном пространстве. ОЗЦ при этом должно проходить с противодавлением в межколонном пространстве. После ОЗЦ посадка колонны на клинья и оборудование устья с установкой ПВО. Опрессовка колонны производится в соответствии с таблицей 9.17.

Долiv скважины

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

Для непосредственного периодического контроля положения уровня бурового раствора в емкостях с целью контроля тарировки поплавковых уровнемеров должна



использоваться мерная рейка, градуированная через 0,25-0,5 м³, а емкость долива должна иметь поплавковый уровнемер с измерительной шкалой.

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

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

Бурильщик должен иметь таблицу объемов металла элементов бурильной колонны через каждую свечу с нарастающим итогом снизу вверх (для спуска инструмента) и сверху вниз (для подъема инструмента); чтобы сравнивать объем спущенных труб с объемом вытесняемого бурового раствора или объем металла поднятых труб с объемом долитого бурового раствора. В связи с невозможностью учета объема бурового раствора, потерянного при подъеме, бурильщик периодически должен делать остановки и после заполнения скважины наблюдать за уровнем в течение 5-7 минут. Газосодержание бурового раствора при циркуляции должно непрерывно контролироваться газокаротажной станцией или станцией геолого-технологического контроля. Оператор станции (ГТК) должен иметь телефонную связь с постом бурильщика и мастером, и оповещать персонал буровой бригады об увеличении газосодержания в буровом растворе на 1 % по сравнению с фоновыми показаниями.

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

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

Тревожная сигнализация желобного индикатора измерения расхода должна срабатывать при увеличении или уменьшении расхода бурового расхода на выходе из



скважины на 10% от исходной величины (нормальной производительности насосов). Эта сигнализация включается только на время циркуляции с постоянной производительностью буровых насосов. Во всех случаях организация работ при бурении должна обеспечить обнаружение притока и герметизацию устья скважины, таким образом, чтобы объем притока был минимальным и не превышал $0,5 \times V_{\text{пред}}$, но не более $1,5 \text{ м}^3$, от момента начала ГНВП до момента герметизации устья ПВО.

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

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

где: K – максимальное допустимое количество свечей, поднимаемых без долива

$$K = \frac{D^2 - d_{\text{н}}^2}{d_{\text{н}}^2 - d_{\text{вн}}^2} \times \frac{\Delta h}{l_{\text{св}}}$$

D – внутренний диаметр обсадной колонны, мм

$d_{\text{н}}$, $d_{\text{вн}}$ – наружный и внутренний диаметры бурильных труб соответственно

$l_{\text{св}}$ – длина свечи в метрах

Δh – глубина безопасного опорожнения затрубного пространства

$\Delta h = 0,3 \text{ Н}$ для скважины глубиной до 1000 м

$\Delta h = 0,02 \text{ Н}$ -" до 2500 м

$\Delta h = 0,01 \text{ Н}$ -" свыше 2500 м

Н – глубина кровли горизонта с возможным ГНВП

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

Подъем труб немедленно должен быть прекращен, если для заполнения скважины до устья будет долито менее $0,5 \text{ м}^3$ бурового раствора от контрольной величины.

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

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



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

Чтобы снизить износ обсадных колонн необходимо предусмотреть следующие мероприятия:

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

Оснащение буровой средствами технологического контроля раннего обнаружения

На буровой установлена станция геолого-технологического контроля (см. табл.14.3), позволяющая контролировать (с регистрацией в память) следующие параметры:

- Вес на крюке, т;
- нагрузка на долото, т;
- удельное электрическое сопротивление на входе и выходе, Ом/м;
- положение талевого блока, м;
- подача инструмента, м/с;
- скорость перемещения талевого блока, м/с;
- частота вращения ротора, об/мин;
- крутящий момент на роторе, кН х м;
- давление в буровом манифольде, МПа;
- число ходов в буровом насосе, ход;
- расход на выходе, л/с;
- уровень бурового раствора в рабочей и запасных емкостях, м;
- температура бурового раствора на входе и выходе, °С;
- плотность бурового раствора на входе и выходе, кг/м³;
- газосодержание на выходе, %;
- содержание сероводорода, %.

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



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

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

Наличие средств дегазации, вентиляции

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



17 ПРОГНОЗ ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ. ИНСТРУКЦИИ ПО ДЕЙСТВИЮ ПЕРСОНАЛА

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

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

Таблица 17.1 – Прогноз возможных аварийных ситуаций. Мероприятия по их предотвращению и ликвидации Инструкции по действию персонала

№ п/п	Возможные аварийные ситуации	Мероприятия по предотвращению аварий	Мероприятия по ликвидации аварий	Действие персонала по предупреждению и ликвидации аварий и осложнений
1	2	3	4	5
1	Слом бурильной (утяжелённой) трубы	1.1. Не допускать вибрации колонны при бурении. 1.2. При появлении вибрации необходимо изменить нагрузку на долото. 1.3. Во время спуско-подъёмных операций не допускать посадок и затяжек инструмента свыше собственного веса. 1.4. Нагрузку на долото создавать не более 75 % веса УБТ. 1.5. Контролировать момент на роторе при роторном бурении. 1.6. При ведении аварийных работ не допускать приложения усилий, превышающих прочность труб. 1.7. Проводить дефектоскопию бурильных и утяжелённых труб.	1.1. Определить конфигурацию «головы» сломанной трубы. 1.2. При необходимости произвести зачистку (торцевание). 1.3. Спустить труболовку, метчик или колокол, в зависимости от места слома, и соединиться с аварийной частью. 1.4. Произвести расхаживание и подъём аварийного инструмента. 1.5. В случае прихвата аварийных труб установить ванну.	1.1. Строго соблюдать проектные компоновки низа бурильной колонны. 1.2. При изменении КНБК ствол скважины тщательно проработать с принятием мер против заклинивания колонны бурильных труб и забуривания нового ствола. 1.3. При появлении вибрации необходимо выйти из зоны критических колебаний, уменьшив или увеличив нагрузку на долото. 1.4. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
2	Прихват инструмента	1.1. Выделить прихватоопасные зоны. 1.2. Спускоподъёмные операции в интервалах сужений, осыпей, обвалов производить на пониженных скоростях.	2.1 Определить верхнюю границу прихвата геофизическими методами или по величине вытяжки свободной части колонны.	2.1 Знать зоны осложнений. 2.2 Поддерживать в работоспособном состоянии систему очистки раствора.

Продолжение таблицы 17.1

1	2	3	4	5
		<p>1.3. Обеспечить качественную очистку бурового раствора от выбуренной породы.</p> <p>1.4. Вводить в раствор смазывающие противоприхватные добавки.</p> <p>1.5. Не оставлять инструмент без движения и промывки на длительный срок.</p> <p>1.6. Не допускать образования на стенках скважины толстой фильтрационной корки за счёт соблюдения параметров промывочной жидкости.</p> <p>2.7. Не изменять КНБК в сторону увеличения её жидкости. В случае необходимости изменения КНБК провести поэтапное увеличение её жёсткости с тщательной проработкой ствола каждой компоновкой.</p> <p>2.8. В компоновку бурильной колонны включать яссы необходимого размера.</p>	<p>2.2 Рассчитать объём и установить ванну (нефтяную, водную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата. При расчёте ванны учесть снижение давления на пласт и компенсировать его увеличением плотности раствора (при необходимости)</p> <p>2.3 Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание инструмента.</p> <p>2.4 После освобождения инструмента вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.</p>	<p>2.3 При длительных перерывах в работе инструмент поднять в башмак колонны.</p> <p>2.4 Параметры раствора поддерживать согласно ГТН.</p> <p>2.5 Аварийные работы выполняются по плану, утверждённому директором по производству, под руководством бурового супервайзера.</p>
3	Заклинивание инструмента	<p>3.1. Выделить зоны осыпей, обвалов, желобных выработок.</p> <p>3.2. Исключить падение посторонних предметов в скважину.</p> <p>3.3. Параметры раствора поддерживать на уровне, обеспечивающем устойчивость стенок скважины.</p> <p>3.4. Допуск долота к забою производить осторожно с проработкой призабойной зоны.</p> <p>3.5. Места посадок и затяжек тщательно прорабатывать.</p>	<p>3.1 Определить место заклинки.</p> <p>3.2 Провести работы по сбиванию инструмента вниз или подъёму вверх с одновременным проворотом.</p> <p>3.3 Рассчитать объём и установить ванну (водную, нефтяную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата. При расчёте ванны учесть снижение давления на пласт и компенсировать его увеличением плотности раствора (при необходимости). Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание инструмента.</p> <p>3.4 После освобождения инструмента вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.</p>	<p>3.1. Использовать устройства и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину.</p> <p>3.2. Систематически проверять состояние клиньев ротора, фиксирующие устройства ключей – АКБ, УМК и др.</p> <p>3.3. Не оставлять на столе ротора различные инструменты.</p> <p>3.4. При отсутствии инструмента в скважине закрывать устье.</p> <p>3.5 Аварийные работы выполняются по плану, утверждённому директором по производству, под руководством бурового супервайзера.</p>

Продолжение таблицы 17.1

1	2	3	4	5
4	Прихват обсадных колонн	<p>4.1 Тщательно прорабатывать интервалы сужений.</p> <p>4.2 Не оставлять колонну без движения на длительный срок.</p> <p>4.3 Перед спуском колонны вводить смазывающие добавки.</p>	<p>4.1 Определить место прихвата.</p> <p>4.2 Рассчитать объём и установить ванну (нефтяную, водную, кислотную и др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата. При расчёте ванны учесть снижение давления на пласт и компенсировать его увеличением плотности раствора (при необходимости).</p> <p>4.3 Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание колонны.</p> <p>4.4 После освобождения колонны вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.</p> <p>4.5 Продолжить спуск колонны.</p> <p>4.6 В случае безрезультатности установки ванн или опасности разрушения колонны рассмотреть вопрос цементирования колонны на достигнутой глубине с последующим спуском «хвостовика».</p>	<p>4.1 Строго выполнять план подготовки ствола к спуску.</p> <p>4.2 Не оставлять колонну без движения на длительное время.</p> <p>4.3 Использовать устройства и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину.</p> <p>4.4 Систематически проверять состояние клиньев ротора, фиксирующие устройства ключей АКБ, УМК и др.</p> <p>4.5 Не оставлять на столе ротора различные инструменты.</p> <p>4.6 Аварийные работы выполняются по плану, утверждённому директором по производству, под руководством бурового супервайзера.</p>
5	Полёт обсадных труб	<p>5.1. Перед спуском колонны проверить центровку вышки, состояние клиньев ротора, элеваторов.</p> <p>5.2. Контролировать усилия закрепления резьбовых соединений.</p> <p>5.3. Не допускать наворота резьбы наперекос.</p>	<p>5.1 Спустить трубоводку, метчик, колокол.</p> <p>5.2 Спуск производить замедленно для определения местонахождения «головы» обсадных труб.</p> <p>5.3 Соединиться с аварийными трубами, промыть скважину.</p> <p>5.4 Поднять аварийные трубы.</p> <p>5.5 Произвести переподготовку ствола скважины.</p>	<p>5.1. Поддерживать в исправном состоянии клинья ротора, элеваторы.</p> <p>5.2. При навороте труб первые 3-4 оборота делать вручную.</p> <p>5.3. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.</p> <p>5.4. Переподготовку ствола выполнить согласно плана работ на спуск колонны.</p>
6	Оставление шарошек долота (слом долота)	<p>6.1. Спускать долота с вооружением, соответствующим твёрдости разбуриваемых пород.</p> <p>6.2. Не допускать передержки долота на забое (момент подъёма долота определяется по показаниям контрольно-измерительных приборов и изменению скорости</p>	<p>6.1. Спустить магнитный фрезер или «паук».</p> <p>6.2. При безрезультатности работ по п. 6.1. спустить торцовый фрезер в комплексе с металлошламоуловителем.</p> <p>6.3. Произвести разбуривание шарошки или части долота при нагрузке 4-6 т. При разбуривании металла отрыв</p>	<p>6.1. Не допускать несоответствия типа спускаемого долота твёрдости разбуриваемых пород.</p> <p>6.2. Анализировать показания контрольно-измерительных приборов (момент на роторе, скорости бурения для определения момента подъёма долота).</p>

Продолжение таблицы 17.1

1	2	3	4	5
		механического бурения). 6.3 Не допускать резких посадок и ударов долота о забой. 6.4 Перед спуском долота в скважину производить тщательный осмотр на предмет состояния сварных швов и наличие трещин.	инструмента от забоя производить через 15 мин.	6.3 Аварийные работы выполняются по плану, утверждённому директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
7	Падение посторонних предметов в скважину	7.1 Применять приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину. 7.2 Каждую смену тщательно проверять состояние и фиксирующие приспособления автоматических и машинных ключей, клиньев ротора. 7.3 Не оставлять на столе ротора инструменты и посторонние предметы. 7.4 При отсутствии инструмента в скважине не оставлять открытым устье.	7.1. Спустить магнитный фрезер или «паук». 7.2. При безрезультатности работ по п. 6.1 спустить торцовый фрез в комплексе с металлошламоуловителем. 7.3. Произвести разбуривание постороннего предмета при нагрузке 4-6 т. При разбуривании металла отрыв инструмента от забоя производить через 15 мин.	7.1. При спуско-подъёмных операциях применять обтиратеры и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов. 7.2. Аварийные работы выполняются по плану, утверждённому директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
8	Проявления пластовых флюидов	8.1. Бурильщики должны знать глубину залегания и характер поведения горизонтов с аномально высокими или аномально низкими пластовыми давлениями. 8.2. Не допускать снижения плотности раствора от предусмотренной ГТН. 8.3. При подъёме инструмента следить за соответствием объёма поднимаемых труб и доливаемой жидкости. 8.4. Не допускать поршневания при подъёме инструмента. Принять меры для ликвидации сальника. 8.5. Поддерживать в работоспособном состоянии противовыбросовое оборудование. 8.6. При резком увеличении механической скорости бурения следить за уровнем	8.1. Спустить инструмент на возможно большую глубину. 8.2. Установить обратный клапан под квадрат. 8.3. Герметизировать устье и восстановить циркуляцию. 8.4. Приступить к вымыву разгазированного раствора с противодавлением и дегазацией. 8.5. По величине давления в трубном и затрубном пространстве рассчитать необходимую плотность раствора для задавки проявления и утяжелить раствор до необходимой плотности.	8.1. При бурении в горизонтах с аномально высокими пластовыми давлениями ограничивать скорость бурения с целью обеспечения дегазации раствора. 8.2. Дополнительно проинструктировать вахту о действиях при НГВП с применением средств индивидуальной защиты. 8.3. Сообщить руководителю буровых работ о начавшемся проявлении. 8.4. Навернуть обратный клапан и герметизировать устье. 8.5. Члены буровой вахты действуют согласно расписания по сигналу «Выброс».

Продолжение таблицы 17.1

1	2	3	4	5
		<p>жидкости в циркуляционной системе и ограничить скорость бурения.</p> <p>8.7 При увеличении веса на крюке и уменьшении давления на стояке, что является косвенными признаками НГВП, сопоставить другие показатели процесса бурения для раннего обнаружения проявления.</p> <p>8.8 Иметь запас раствора согласно пункта 280 ТПБ НГДО.</p> <p>8.9 Параметры раствора необходимо выравнивать по всему циклу.</p> <p>8.10 Не допускать утяжеления раствора «пачками».</p> <p>8.11 Включать технические и технологические средства для раннего обнаружения НГВП.</p> <p>8.12 Проводить учебные тревоги по сигналу «Выброс».</p> <p>8.13 Промежуточные промывки во время спуска инструмента производить по длительности, позволяющей убедиться в отсутствии пластового флюида в скважине.</p> <p>8.14 Длительные ремонтные работы, не связанные с ремонтом устья, необходимо производить при нахождении бурильной колонны в башмаке обсадной колонны с обязательной установкой шарового крана.</p> <p>8.15 При необходимости продолжительного ремонта устья и невозможности промывки скважины необходимо устанавливать отсекающий цементный мост.</p> <p>8.16 К подъёму инструмента приступать</p>		

Продолжение таблицы 17.1

1	2	3	4	5
		только после выравнивания параметров раствора по всему объёму до установленной величины.		
9	Поглощения	<p>9.1 Определить и знать зоны дренирования, тектонических нарушений, карстовых образований, горизонтов с высокой пористостью и проницаемостью.</p> <p>9.2 Не допускать превышения давления раствора над пластовым более величин, предусмотренных ЕТП РК.</p> <p>9.3 Спуск инструмента производить со скоростью, при которой сумма гидростатического и гидродинамического давлений должна быть больше пластового давления и меньше давления поглощения.</p> <p>9.4 При опасности возникновения поглощений предусмотреть ввод наполнителей, закачку вязко-упругих смесей, установку цементных мостов, стальных пластырей и т. д.</p> <p>9.5 В случае возможности возникновения поглощений предусмотреть уменьшение производительности насосов, возможность уменьшения диаметра КНБК для увеличения кольцевого зазора с целью уменьшения гидродинамических сопротивлений с минимальным ущербом для технологического процесса.</p> <p>9.6 Восстановление циркуляции производить при возможно минимальной производительности насосов с постепенным доведением до рабочей и вращением инструмента.</p> <p>9.7 Поддерживать в исправном состоянии компенсирующей устройства насосов для исключения резких колебаний давления при циркуляции.</p>	<p>9.1 При начавшемся поглощении поднять инструмент в башмак колонны или прихватобезопасный интервал с постоянным доливом скважины.</p> <p>9.2 Ввести наполнители (слюда, кордное волокно, целлофановая стружка, опилки, скорлупа, резиновая крошка и т. д.</p> <p>9.3 При полном или катастрофическом поглощении произвести намыв наполнителей через открытый конец бурильных труб, с применением гидромеханического пакера или установить цементный мост.</p>	<p>9.1 Поднять инструмент в башмак колонны с постоянным доливом скважины.</p> <p>9.2 Ввод наполнителей осуществлять при снятых сетках вибросит.</p> <p>9.3 Бурение с частичным поглощением или без выхода циркуляции допускается только по специальному плану, утверждённому директором по производству.</p>

Организационные требования по предупреждению газонефтеводопроявлений (ГНВП)

Перед вскрытием и в процессе бурения продуктивного пласта на буровой имеется:

- 1) запас химреагентов и утяжелителя в количестве, установленном проектом на строительство скважины;
- 2) два шаровых крана (один под квадратом, второй на аварийной трубе или подвешенный на тросике в буровой);
- 3) аварийная сборка, состоящая из переводника, задвижки высокого давления с фланцем под манометр и краном высокого давления, быстросъемной полумуфтой для подсоединения цементирующего агрегата;
- 4) обеспечено круглосуточное дежурство цементирующего агрегата, автомашины, ответственного лица, представителей АСС, связь буровой (предприятием).

- 1) К работам на скважинах с возможным ГНВП допускаются бурильщики и специалисты, прошедшие подготовку по курсу "Контроль скважины. Управление скважиной при газонефтеводопроявлениях" в специализированных учебных центрах (комбинатах), оснащенных специальными тренажерами и имеющих соответствующую лицензию департамента по ЧС. Переподготовка специалистов проводится через три года, а бурильщиков через год. При необходимости сроки переподготовки должен быть сокращен.
- 2) Программы подготовки бурильщиков и специалистов по курсу "Контроль скважины. Управление скважиной при газонефтеводопроявлениях" должны включать разделы по изучению теории и обучению практическим действиям по использованию стандартных методов ликвидации ГНВП (способ двухстадийного глушения скважины, метод ожидания утяжеления и др.).
- 3) Программы подготовки рабочих кадров в специализированных учебных центрах (комбинатах) должны включать обучение практическим действиям при появлении признаков ГНВП при бурении и ремонте скважин.
- 4) Производственные инструкции рабочих кадров, задействованных в бурении или ремонте нефтяных и газовых скважин, должны включать конкретные обязанности при возникновении ГНВП и открытых фонтанов.
- 5) На каждую скважину с возможностью возникновения ГНВП или открытого фонтана должен быть составлен план ликвидации аварий, содержащий:
 - виды возможных аварий на данном объекте, мероприятия по спасению людей, ответственных за выполнение этих мероприятий, и конкретных исполнителей, места нахождения средств для спасения людей и ликвидации аварий;
 - распределение обязанностей между работниками, участвующими в ликвидации



ГНВП

- список должностных лиц и учреждений, которые должны быть немедленно извещены об аварии;
 - списки инструментов, средств индивидуальной защиты, материалов, находящихся в установленных местах хранения, с указанием их количества и основных характеристик;
 - способы оповещения об аварии (сирена, световая сигнализация, громкоговорящая связь и др.), пути выхода людей из опасных мест и участков;
 - режим работы вентиляции при возникновении ГНВП;
 - необходимость и последовательность выключения электроэнергии, остановки оборудования, аппаратов, перекрытия источников поступления вредных и пожароопасных веществ;
 - первоочередные действия производственного персонала при появлении признаков ГНВП, порядок проведения штатных операций по предупреждению развития аварии.
- 6) Ознакомление производственного персонала с планом ликвидации аварий должно быть оформлено документально в личных картах инструктажа под расписку. План ликвидации аварий должен быть вывешен на видном месте, доступном каждому работнику.
- 7) Планирование аварийной готовности объекта к возможному возникновению ГНВП следует проводить в соответствии с требованиями правил безопасности и инструкции. Объем и периодичность контроля за аварийной готовностью объекта к возникновению ГНВП устанавливаются системой оперативного производственного контроля, разработанного предприятием.
- 8) Перед вскрытием пласта или нескольких пластов с возможными флюидо-проявлениями необходимо разработать мероприятия по предупреждению ГНВП и провести:
- инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при появлении признаков ГНВП и предельно допустимым параметрам (давление опрессовки противовыбросового оборудования, скорость спускоподъемных операций, порядок долива и т.п.);
 - проверку состояния буровой установки, противовыбросового оборудования, инструмента и приспособлений;
 - учебную тревогу (дальнейшая периодичность учебных тревог устанавливается буровым предприятием);



- оценку готовности объекта к оперативному утяжелению бурового раствора, пополнению его запасов путем приготовления и доставки на буровую.
- 9) Для предупреждения ГНВП и обвалов стенок в процессе подъема колонны бурильных труб следует производить долив бурового раствора в скважину. Режим долива должен обеспечивать поддержание уровня на устье скважины. Свойства бурового раствора, доливаемого в скважину, должны соответствовать требованиям проекта.
- 10) Оборудование, специальные приспособления, инструменты, материалы, спецодежда, средства страховки и индивидуальной защиты, необходимые для ликвидации ГНВП и открытых фонтанов, должны находиться всегда в полной готовности на складах аварийного запаса предприятий или специализированных организаций (служб).

Перед вскрытием горизонта с возможным ГНВП и при наличии во вскрываемом разрезе нефтегазосодержащих пластов на объекте вывешиваются предупреждающие надписи: "Внимание! В скважине вскрыт проявляющий пласт", "Недолив скважины приводит к выбросу!", "В контроле за скважиной перерывы недопустимы!" и др.

Технико-технологические требования по предупреждению ГНВП и фонтанов

Для беспрепятственного доступа обслуживающего персонала к установленному на устье противовыбросовому оборудованию (ПВО) под буровой должен быть сделан твердый настил.

Все схемы противовыбросовой обвязки устья скважины в верхней части должны включать фланцевую катушку и разъемные воронку и желоб для облегчения работ по ликвидации открытых фонтанов.

При строительстве скважин на ограниченной площадке линии глушения и дросселирования могут быть выполнены с поворотами. Повороты следует выполнять с применением кованных угольников на резьбах, фланцах или тройниках с буферными устройствами. Допускается применение армированных резиновых шлангов высокого давления, изготовленных в соответствии с прочностной характеристикой превенторной установки, рассчитанной на максимальное давление, ожидаемое на устье;

Блок противовыбросового оборудования и его манифольд должны быть опрессованы на устье скважины с колонной головкой согласно программе испытания компании Заказчика.

Обвязка буровых насосов должна обеспечивать возможность приготовления, обработки и утяжеления бурового раствора с одновременной промывкой скважины.



Если горизонты с возможным газонефтеводопроявлением вскрываются при работе 2 насосов, то необходимо предусмотреть возможность их одновременной работы из одной емкости. В обвязке между емкостями циркуляционной системы должны быть запорные устройства.

На буровой должна быть мерная емкость для контролируемого долива скважины, оборудованная уровнемером. Геометрия емкости и шкала ее градуировки должна обеспечивать возможность фиксации предельно допустимой разницы между объемами доливаемого раствора и металла поднятых труб.

Объемы вытесняемого из скважины при спуске бурильных труб и доливаемого раствора при их подъеме должны контролироваться и сопоставляться с объемом поднятого или спущенного металла бурильных труб.

При разнице между объемом доливаемого бурового раствора и объемом металла поднятых труб более 0,5 м³ подъем должен быть прекращен и приняты меры, предусмотренные инструкцией по действию вахты при газонефтеводопроявлениях.

При вскрытии газоносных горизонтов и дальнейшем углублении скважины (до спуска очередной обсадной колонн) должен проводиться контроль бурового раствора на газонасыщенность.

Запрещается производить подъем бурильной колонны до выравнивания свойств бурового раствора по всему циклу циркуляции.

При бурении в продуктивном газовом пласте механическая скорость должна ограничиваться значениями, при которых обеспечивается полная дегазация бурового раствора.

Работы по освоению и испытанию скважин могут быть начаты при обеспечении следующих условий:

- высота подъема цементного раствора за эксплуатационной колонной и качество сформировавшейся крепи отвечают проекту и требованиям охраны недр;
- эксплуатационная колонна прошаблонирована, опрессована совместно с колонной головкой и превенторной установкой, герметична при максимально ожидаемом давлении на устье скважины;
- устье с превенторной установкой, манифольдные блоки выкидные линии оборудованы и обвязаны в соответствии с утвержденной схемой.
- комплекс работ по освоению скважины должен предусматривать меры, обеспечивающие:
- предупреждение прорыва пластовой воды и газа из газовой шапки;



- предотвращение неконтролируемых ГНВП и открытых фонтанов;
- охрану недр и окружающей среды.

Первоочередные действия производственного персонала при возникновении ГНВП и фонтанов

При возникновении открытого фонтана на объектах персонал обязан:

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

17.1 Ликвидация и консервация скважин

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

Скважина в случае принятия решения о ликвидации относится к I категории ликвидируемых скважин, как выполнившие задачи, предусмотренные проектом строительства.

Конкретный план действий по ликвидации скважины, законченной строительством, разрабатывается пользователями недр с учетом местных условий, и других нормативных документов и согласовывается с территориальным органом Управления охраны и использования недр (ТУ «ЗапКазНедра»).

ПОРЯДОК ОФОРМЛЕНИЯ МАТЕРИАЛОВ НА ЛИКВИДАЦИЮ СКВАЖИНЫ

1. Для рассмотрения материалов на ликвидацию скважины Заказчик, на балансе которого она находится, своим приказом создает постоянно действующую комиссию из главных специалистов предприятия под председательством его руководителя. По скважине, ликвидируемой после окончания строительства, подготовку материалов и



согласование ее ликвидации с территориальными органами охраны недр проводит исполнитель работ по согласованию с Заказчиком.

2. В постоянно действующую комиссию на рассмотрение представляются следующие материалы:
 - справка с краткими сведениями из истории бурения (с обязательным указанием дат начала и прекращения бурения, испытания, проектной и фактической конструкции, причин отступления от проекта, причин ликвидации скважины (с обоснованием);
 - выкопировка из структурной карты с указанием проектного и фактического положения устья и забоя;
 - справка о том, когда и кем составлен проект строительства этой скважины и кто его утверждал, фактической стоимости скважины;
 - диаграммы стандартного каротажа с разбивкой на горизонты и заключениями по всем вскрытым продуктивным пластам, а также заключение по проверке качества цементирования (АКЦ и др.);
 - акты опрессовки колонн и цементных мостов, подписанные исполнителями работ;
 - акт проверки технического состояния обсадной колонны.
3. По результатам проверки технического состояния составляется план изоляционно-ликвидационных работ. К плану прилагаются протокол постоянно действующей комиссии, каротажная диаграмма и заключение по геофизическим исследованиям скважины.
4. Все работы по проверке технического состояния по результатам выполнения работ оформляются актами за подписью их исполнителей, материалы должны быть сброшюрованы, заверены печатью и подписями. Первый экземпляр хранится в делах организации Заказчика, на балансе которого находится скважина, второй экземпляр - в территориальном органе «ЗапКазНедра».
5. По скважине, указанные материалы представляются для заключения в ТУ «ЗапКазНедра». Согласованный план изоляционно-ликвидационных работ является основанием для проведения работ по ликвидации объекта.
6. Ответственность за своевременное и качественное проведение работ несет организация Заказчика, на балансе которого находится ликвидируемая скважина.
7. Учет, ежегодный контроль за состоянием устьев ликвидируемых скважин и необходимые ремонтные работы при обнаружении неисправностей и нарушений требований охраны недр возлагаются на организацию Заказчика, на балансе которого находится ликвидируемая скважина.
8. Восстановление ранее ликвидированных скважин проводится при положительном решении предприятия, на учете которого находится скважина. Ремонтно-восстановительные работы производятся по плану, согласованному с противоблужетной военизированной частью.



ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЯ И СТВОЛА СКВАЖИНЫ ПРИ ЕЕ ЛИКВИДАЦИИ

1. Все работы по оборудованию устья и ствола скважин и при их ликвидации должны проводиться в строгом соответствии индивидуальным планом изоляционно-ликвидационных работ по скважине, разработанным в соответствии с проектом на ликвидацию скважины.
2. Осложнения и аварии, возникшие в процессе проведения изоляционно-ликвидационных работ или в процессе исследования технического состояния скважины, ликвидируются по дополнительным планам, согласованным с противофонтанной службой и территориальными органами «ЗапКазНедра».
3. Скважины, подлежащие ликвидации, должны быть заполнены буровым раствором с плотностью, позволяющей создать гидростатическое давление, превышающее пластовое на 15 % (при отсутствии поглощения).



17.2 Надежность

Надежность- это свойство скважины сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность скважины выполнять свое целевое назначение в заданных режимах при строительстве, эксплуатации, техническом обслуживании и ремонте.

Надежность характеризуется сочетанием следующих свойств: долговечности, ремонтпригодности и сохраняемости.

На надежность влияют геологические условия, принятые технические и технологические решения по строительству и возможности дальнейшей эксплуатации скважины, а также качество исполнения этих решений.

Надежность скважины может быть снижена из-за механического или коррозионного износа обсадных колонн, их смятия, низкого качества цементированья и, как следствие, наличия заколонных или межколонных перетоков, течения солей, несоответствия ПВО или его отказа, искривления ствола, возникновения НГВП и поглощений, прихвата колонн.

В таблице 17.2 приведены факторы, влияющие на надежность скважины и мероприятия, направленные на предупреждение причин, снижающих надежность

Таблица 17.2 – Надежность

№ п.п.	Факторы, влияющие на надежность скважины при бурении и эксплуатации	Мероприятия, направленные на предупреждение причин, снижающих надежность скважины
1	2	3
1	Механический износ обсадных колонн	1.1. Применение долот типа PDC, TSP, позволяющих увеличить проходку на долото, сокращая тем самым количество спускоподъемных операций. 1.2. Использование бурильных труб с замками без твердосплавного покрытия. 1.3. Оснащение бурильной колонны протекторными кольцами во избежание протирания обсадной колонны при бурении и СПО. 1.4. Использование забойных двигателей (турбобур, винтовые двигатели) при бурении протяженных участков с твердыми, крепкими породами, что позволяет проводить бурение без постоянного вращения бурильной колонны. 1.5. Контроль остаточной прочности обсадных колонн перед вскрытием пластов с АВПД по результатам замеров толщины- или калиброммером.
2	Коррозионный износ обсадных колонн	2.1. Введение в буровой раствор нейтрализаторов и поглотителей углекислого газа для предотвращения коррозионного воздействия CO ₂ на обсадную колонну.

Продолжение таблицы 17.2

1	2	3
2	Коррозионный износ обсадных колонн	<p>2.2. Выбор обсадных труб в соответствии с условиями бурения и возможностью эксплуатации согласно требованиям нормативных документов (Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин; Стандарты API 5CT и NACE)</p> <p>2.3. Применение рецептур тампонажных растворов и технологии цементирования, обеспечивающих получение непроницаемого для пластовых флюидов цементного камня, стойкого к сульфатной и сероводородной агрессии</p> <p>2.4. Применение добавок ингибиторов коррозии в составе рецептур надпакерной жидкости для предотвращения коррозионного разрушения.</p>
3	Смятие обсадных колонн	<p>3.1. Применение соленасыщенных ингибированных буровых растворов, соответствующей плотности, предотвращающих течение солей в соленосных пластах.</p> <p>3.2. Перекрытие соленосных пластов двумя цементируемыми обсадными колоннами с соответствующими прочностными характеристиками.</p> <p>3.3. Вызов пластового притока должен производиться путем создания плавной депрессии на пласт.</p>
4	Заколонные перетоки и межколонное давление газа	<p>4.1. Подготовку ствола скважины перед спуском обсадных колонн производить компоновками, позволяющими качественно очистить стенки скважины от рыхлой фильтрационной корки для создания плотного контакта между цементом и породой. Прокачивать пачку (3-4 м³) высоковязкого раствора той же плотности, что и буровой раствор, с целью дополнительной очистки ствола скважины от выбуренной породы, особенно в кавернозной части его. Использовать специальные буферные жидкости перед закачкой цемента.</p> <p>4.2. Изоляция склонов к поглощению горизонтов для обеспечения подъема цемента до проектной высоты.</p> <p>4.3. Применение рецептур тампонажных растворов и технологии цементирования, обеспечивающих получение непроницаемого для пластовых флюидов цементного камня, стойкого к сульфатной и сероводородной агрессии.</p> <p>4.4. Применение добавок в цементы, способствующих увеличению седиментационной устойчивости и снижению водоотдачи цементных растворов.</p> <p>4.5. Применение добавок солей в составе рецептур тампонажных растворов для цементирования интервалов с соляными пропластками.</p> <p>4.6. Применение цементных растворов с минимальным разрывом времени между началом и концом схватывания (в особенности порций раствора, располагающихся против напорных горизонтов).</p> <p>4.7. Применение технических средств, улучшающих качество замещения промывочной жидкости цементным раствором, способствующих центрированию колонны в скважине и улучшающих контакт цементного камня с колонной и породой.</p> <p>4.8. Использование надежных эксплуатационных пакеров и НКТ, предотвращающих переток пластового флюида из трубного в затрубное пространство.</p> <p>4.9. Применение смазок для резьбовых соединений обсадных и насосно-компрессорных труб согласно требованиям нормативно-технической документации.</p> <p>4.10. В процессе цементирования колонны не допускать поглощения цементного раствора.</p> <p>4.11. Герметизация устья во время ОЗЦ с постоянным контролем за изменением давления в трубном и затрубном пространствах.</p> <p>4.12. Осуществление постоянного контроля за состоянием межколонного пространства скважин.</p> <p>4.13. Применение обсадных труб с высокогерметичными резьбовыми соединениями типа «металл-металл».</p>

Продолжение таблицы 17.2

1	2	3
		4.14. Использование в обвязке устья колонных головок, исключаящих переток флюида из затрубного пространства в межколонное и устойчивых к сероводородной и углекислотной агрессии.
5	Противовыбросовое и устьевое оборудование	<p>5.1. Использование оборудования, устойчивого к сероводородной и углекислотной агрессии.</p> <p>5.2. Импортное оборудование должно иметь сертификат РК на безопасность.</p> <p>5.3. Установленная колонная головка должна опрессовываться воздухом или газом и обеспечивать возможность контроля за появлением газа в межколонном пространстве и закачку в него жидкости в течение всего периода эксплуатации.</p> <p>5.4. Производить опрессовку превентора и фонтанной арматуры после установки их на устье на давление опрессовки эксплуатационной колонны.</p>
6	Искривление ствола	<p>6.1. Выбирать КНБК, необходимой жесткости и центрирующей способности, препятствующую искривлению.</p> <p>6.2 Проведение периодического контроля за траекторией ствола.</p>
7	Нефтегазоводо-проявления	<p>7.1. Выделение пластов с аномально-высоким пластовым давлением.</p> <p>7.2. Обеспечение превышения давления раствора над пластовым.</p> <p>7.3. При подъеме инструмента следить за соответствием объема поднимаемых труб и объема доливаемой жидкости.</p> <p>7.4. Не допускать поршневания при подъеме инструмента. Принять меры для разрушения «сальника».</p> <p>7.5. Поддержание в работоспособном состоянии противовыбросового оборудования и оборудования для дегазации раствора.</p> <p>7.6. При резком увеличении механической скорости бурения сопоставить другие показатели процесса бурения (вес на крюке, давление на стояке и др.), уровень раствора в циркуляционной системе для раннего обнаружения проявления.</p> <p>7.7. Установка индикаторов уровня бурового раствора на рабочих емкостях.</p> <p>7.8. Иметь запас раствора.</p> <p>7.9. При вскрытии продуктивных пластов и дальнейшем углублении скважин структурно-механические и реологические показатели необходимо поддерживать на минимально допустимом уровне, исходя из технологических соображений.</p> <p>7.10. Перед вскрытием горизонтов, представляющих опасность выброса, на буровой должен быть создан запас материалов и хим. реагентов, который при дальнейшем бурении необходимо поддерживать, в количестве, обеспечивающем работу не менее, чем на 5 суток.</p> <p>Запрещается вскрывать указанные горизонты при отсутствии на буровой обсадных труб, необходимых для их перекрытия.</p> <p>7.11. Бурение, промывку и проработку скважин в интервале ожидаемых нефтегазопроявлений необходимо осуществлять при максимально возможной производительности.</p> <p>7.12. В интервалах ожидаемых выбросов продолжительность возможных остановок должна быть сведена к минимуму. Во всех случаях простоев устье скважины должно быть герметизировано ПВО и установлено наблюдение за давлением в скважине.</p> <p>7.13. Обучение обслуживающего персонала действиям при НГВП в условиях выделения сероводорода.</p> <p>7.14. Проведение учебных тревог по сигналу «Выброс» с применением средств индивидуальной защиты от сероводорода.</p> <p>7.15. Обучение обслуживающего персонала действиям при НГВП в условиях выделения сероводорода.</p> <p>7.16. Проведение учебных тревог по сигналу «Выброс» с применением средств индивидуальной защиты от сероводорода.</p>

Продолжение таблицы 17.2

1	2	3
8	Поглощения	<p>8.1. Точный прогноз пластовых давлений и правильный выбор плотности промывочной жидкости.</p> <p>8.2. Определение зон дренирования, тектонических нарушений, карстовых образований, горизонтов с высокой пористостью и проницаемостью.</p> <p>8.3. Не допускать превышения давления раствора над пластовым более величин, предусмотренных требованиями правил.</p> <p>8.4. Предусмотреть запас и ввод наполнителей, закачку вязкоупругих смесей, установку цементных мостов и т.д.</p> <p>8.5. При вскрытых интервалах, склонных к поглощению, ограничивать скорость спуска инструмента.</p> <p>8.6. Уменьшение гидродинамических сопротивлений путем снижения производительности насосов, увеличения кольцевых зазоров за счет уменьшения диаметра КНБК.</p>
9	Прихват обсадных колонн	<p>9.1. Выделение прихватоопасных зон.</p> <p>9.2. Тщательная проработка интервалов сужений и прихватоопасных зон.</p> <p>9.3. Ввод в буровой раствор смазывающих добавок перед спуском колонны.</p> <p>9.4. Приведение параметров раствора перед спуском колонны в соответствие с ГТН.</p> <p>9.5. Обеспечение качественной очистки бурового раствора от выбуренной породы.</p> <p>9.6. Не оставлять колонну без движения на длительный промежуток времени.</p> <p>9.7. Не допускать падения в скважину посторонних предметов.</p>

17.3 Охрана недр

1. Общие положения

Недропользователь в лице «ОзенМунайГаз» несет полную ответственность за состояние охраны недр на площади, как в процессе бурения скважин, так и в процессе возможной эксплуатации. Ответственность за соблюдение требований законодательств в области охраны недр несет непосредственно руководитель компании, осуществляющей пользование недрами.

Мероприятия по охране недр, в процессе строительства предусматривают:

- обеспечение полноты геологического изучения для достоверной оценки месторождения, предоставленной в недропользование;
- осуществление комплекса мероприятий по обеспечению полноты извлечения из недр нефти;
- обеспечение рационального и комплексного использования ресурсов недр на всех этапах недропользования;
- сохранение свойств энергетического состояния верхних частей недр на уровне, предотвращающем появление техногенных процессов;
- защита недр от обводнения, пожаров и других стихийных факторов, осложняющих производство работ при строительстве скважины;
- предотвращение загрязнения подземных водных источников вследствие межпластовых перетоков нефти и воды в процессе бурения, освоения и последующей пробной эксплуатации скважины, а также вследствие утилизации отходов производства и сточных вод;
- достоверный учет извлекаемых и оставляемых в недрах запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов;
- осуществление комплекса мероприятий, направленных на предотвращение потерь нефти в недрах, вследствие низкого качества проводки скважин, нарушений технологии разработки нефтяных залежей и эксплуатации скважины, приводящих к преждевременному обводнению или дегазации пластов, перетокам жидкости между горизонтами;
- соблюдение установленного порядка приостановления, прекращения нефтяных операций, консервации и ликвидации объектов недропользования;
- предотвращение открытого фонтанирования, поглощения промывочной жидкости, грифообразования, обвалов стенок скважины и межпластовых перетоков нефти и воды в процессе проводки, освоения и последующей пробной



эксплуатации скважины;

- надежную изоляцию в пробуренной скважине нефтеносных и водоносных горизонтов по всему вскрытому разрезу;
- надежную герметичность обсадных колонн, спущенных в скважину, их качественное цементирование;
- предотвращение ухудшения коллекторских свойств продуктивных пластов, сохранение их естественного состояния при вскрытии, креплении и освоении;
- предусмотреть мероприятия по предупреждению осложнений в процессе строительства скважины и проведения ремонтно-изоляционных работ при некачественном креплении обсадных колонн.

Работы по освоению добывающих скважин на месторождении Узень должны проводиться на высоком технико-экономическом уровне, с использованием всех достижений науки и техники, при достаточно высоком уровне экологических знаний работающего персонала.

При этом при бурении добывающих скважин на месторождении повышенное внимание руководства недропользователя должно быть обращено не только на технологию бурения, но и на организацию работ и технологическую дисциплину исполнителей с целью предотвращения образования межпластовых перетоков.

Таким образом, на всех этапах строительства скважин – при строй-монтажных работах, бурении, креплении, освоении и эксплуатации необходимо обращать особое внимание на охрану недр.

2. Мероприятия по охране недр при строймонтажных работах

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

Ликвидация водозаборных скважин в соответствии с действующим законодательством по охране подземных вод или передача их для эксплуатации местным организациям.

3. Выбор конструкции скважины и охрана недр

Конструкция скважин в части надежности, технологичности и безопасности обеспечивает условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь, за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и



перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности.

При проектировании конструкции скважин на месторождении Узень проектировщики исходили, прежде всего из «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности, от 30 декабря 2014 года № 355», горно-геологических условий проводки скважин и из опыта бурения скважин с аналогичными горно-геологическими условиями. Конструкция проектной скважин приведена в таблице 5.2 настоящего проекта. Перед спуском колонн, ствол скважины тщательно прорабатывается. Для равномерного распределения цементного раствора в кольцевом пространстве на обсадной колонне устанавливаются специальные центраторы. При цементации применяются режимы закачки, обеспечивающие максимальное вытеснение бурового раствора из кольцевого пространства. Все эти мероприятия обеспечивают качественное разобщение пластов друг от друга, что обеспечивает отсутствие перетоков из пласта в пласт и из пласта в скважину, то есть надежно гарантирует охрану недр.

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

Направление $\varnothing 324 \text{ мм} \times 30 \text{ м}$ устанавливается с целью предотвращения размыва устья при бурении под кондуктор и возврата восходящего потока бурового раствора из скважины в циркуляционную систему. ВПЦ до устья.

Кондуктор $\varnothing 244,5 \text{ мм} \times 220 \text{ м}$ устанавливается с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений. Устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием. ВПЦ до устья.

Эксплуатационная колонна $\varnothing 168,3 \text{ мм} \times 1400 \text{ м}$ по стволу устанавливается с целью разобщения, испытания и эксплуатации продуктивных горизонтов. ВПЦ до устья.

Обсадные колонны подвешиваются в колонной головке ОКК1 на рабочее давление 21 МПа. На устье устанавливается фонтанная арматура типа АФК1 на рабочее давление 21 МПа.

4. Охрана недр в процессе бурения

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



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

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

С целью предупреждений прогнозируемых осложнений и для максимально возможного сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов при первичном вскрытии предусматривается:

- применение ингибированного бурового раствора, обработанного биоразлагаемыми полимерами, не засоряющими коллектор;
- ввод наполнителей в случае возникновения поглощения;
- точное соблюдение проектных параметров бурового раствора для недопущения нефтегазопроявлений;
- ввод в буровой раствор нейтрализаторов CO_2 ;
- использование точной системы обнаружения газов (газовые анализаторы);
- обеспечение приемных емкостей уровнемерами.

Предусмотренные в проекте системы бурового раствора отвечают основным экологическим требованиям, предъявляемым к буровым растворам при вскрытии продуктивных пластов.

5. Охрана недр в процессе крепления

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

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



- использование тампонажных растворов с пониженной водоотдачей, что определяется следующими факторами:
 - наличием в разрезе скважин пород с различной проницаемостью (глины, песчаники), при прохождении которых степень обезвоживания цементного раствора будет не одинакова;
 - набуханием глин под действием фильтрата;
 - снижением проницаемости пристволенной зоны скважины (загрязнением продуктивной части) в результате отфильтровывания жидкой фазы.

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

- использование реагентов – регуляторов сроков схватывания тампонажных растворов для цементирования направления, кондуктора введение хлорида кальция, а для цементирования эксплуатационной колонны добавка замедлителя схватывания;
- применение центраторов в количестве, обеспечивающем необходимую степень центрирования обсадной колонны, с целью лучшего замещения бурового раствора тампонажным, образования равномерного цементного кольца за обсадной колонной и обеспечения плотного контакта цементного камня, как с поверхностью обсадной колонны, так и с различными горными породами в стволе скважины;
- использование специальных утяжеленных буферных жидкостей для предотвращения смешения и загрязнения цементного и бурового растворов, обеспечения максимально возможной полноты вытеснения промывочной жидкости цементным раствором, а также для удаления со стенок скважины толстой глинистой корки;
- применение режима закачки при цементировании обсадных колонн, обеспечивающей максимальное вытеснение бурового раствора из кольцевого пространства.

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



6. Охрана недр в процессе испытания пластов

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

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

Вызов притока производят заменой бурового раствора в скважине на техническую воду на расчетную глубину, создающую условия для притока пластового флюида, сбор нефти производится в установленные для этой цели емкости.

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

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

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

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

Испытание дефектных скважин (с нарушенной герметичностью эксплуатационных колонн, отсутствием цементного камня за колонной и т.д.) не допускается.

После окончания бурения, испытания (освоения) скважины и демонтажа оборудования необходимо проведение мероприятий по восстановлению (рекультивации) земельного участка в соответствии с существующими требованиями.



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

7. Прогноз возможных осложнений и аварийных ситуаций, мероприятия по их предотвращению и ликвидации

Основными видами аварий в процессе строительства скважин являются:

- авария с бурильной колонной: слом бурильной трубы, УБТ, прихват, заклинивание инструмента при спуско-подъемных операциях;
- оставление шарошек долота на забое;
- падение посторонних предметов в скважину;
- осложнения: нефтегазопроявления, поглощения бурового раствора.

В целях предупреждения аварий с бурильной колонной:

1. Строго придерживаться проектных компоновок низа бурильной колонны, в случае изменения (КНБК) ствол скважины тщательно проработать и принять меры против заклинивания колонны бурильных труб.
2. Не допускать вибрации колонны при бурении, при появлении вибрации выйти из зоны критических колебаний, для чего уменьшить или увеличить нагрузку на долото. Во время спуско-подъемных операций не допускать посадок и затяжек инструмента свыше собственного веса на 10 т.
3. Для предупреждения оставления шарошек не передерживать долото на забое, для чего определять момент подъема долота по показаниям контрольно-измерительных приборов и изменению скорости механического бурения.
4. Для предупреждения падения посторонних предметов использовать устройство, предотвращающее падение посторонних предметов в скважину.

Ликвидация аварий, связанных со сломом бурильной колонны, прихватом инструмента, извлечением посторонних предметов, шарошек производится по отдельному плану, утвержденному главным инженером АО «ОзенМунайГаз».

Наиболее сложными и трудоемкими по затратам средств являются аварии, связанные с нефтегазоводопроявлениями и поглощениями бурового раствора.

Персонал, работающий на буровой, где ожидаются нефтегазоводопроявления, должен быть обучен соответствующим правилам ведения работ и обязан знать характер и глубину залегающих горизонтов, способных поглощать промывочную жидкость или при вскрытии которых возможны нефтегазоводопроявления.

Все члены буровой бригады должны знать признаки проявлений, к числу которых относятся:



прямые:

- снижение плотности бурового раствора и разгазирование его;
- увеличение объема циркулирующей жидкости в приемных емкостях;
- перелив промывочной жидкости из скважины при прекращении циркуляции;
- увеличение газопоказаний на станциях газокаротажа;

косвенные:

- увеличение механической скорости бурения;
- уменьшение гидравлических сопротивлений на стояке;
- увеличение веса на крюке по показаниям ГИВ.

Основным средством, предупреждающим нефтегазоводопроявления в бурящейся скважине, является применение бурового раствора с соответствующими параметрами (плотность, вязкость, водоотдача, СНС и др.).

Плотность бурового раствора должна быть повышена, если поступление пластового флюида во время проявления приводит к увеличению уровня в приемных емкостях и появлению избыточного давления в бурильных трубах при закрытой скважине.

В целях предотвращения и ликвидации осложнений в скважине при различной интенсивности поглощений, или при полном прекращении циркуляции промывочной жидкости, предпринимаются следующие меры:

1. Подъем инструмента производить только после выравнивания показателей бурового раствора до установленной величины.
2. В технологический цикл углубления скважины включать мероприятия, предусматривающие предотвращение и ранее обнаружение нефтегазоводопроявлений с учетом конкретных геолого-технических условий.
3. При начавшемся поглощении поднять бурильную колонну в прихватобезопасный интервал и приступить к его ликвидации путем закупорки каналов пласта специальными наполнителями, вводимых в буровой раствор, или закачки цементных растворов и пласт.
4. Бурить с частичной потерей циркуляции или без выхода циркуляции можно только по специальному плану, утвержденному руководством предприятия.
5. При появлении, в процессе бурения и промывки, в буровом растворе газа, не приводящего к увеличению уровня в приемных емкостях, немедленно установить интенсивность его поступления. Для этого углубление скважины прекратить и вести промывку в течение одного цикла циркуляции. Если при этом поступление газа прекратилось, то это означает, что газ поступает в раствор из выбуренной



- породы. При поступлении газа из выбуренной породы повышать плотность бурового раствора не требуется.
6. Долив скважины при подъеме бурильной колонны необходимо производить систематически после подъема расчетного количества свечей.
 7. При появлении признаков начавшегося проявления при подъеме труб необходимо остановить подъем. При отсутствии перелива сразу же приступить к спуску труб в башмак обсадной колонны.
 8. Подъем и спуск бурильной колонны производить с такой скоростью, при которой сумма гидростатического и гидродинамического давлений была бы выше пластового давления и меньше давления гидроразрыва пород.
 9. Не следует проводить кратковременных промежуточных промывок при наличии газированных забойных пачек. Промежуточные промывки во время спуска производить по длительности, позволяющей убедиться в отсутствии пластового флюида в скважине.
 10. Длительные ремонтные или профилактические работы, не связанные с ремонтом устья скважины, необходимо производить при нахождении бурильной колонны в башмаке обсадной колонны с обязательной установкой шарового крана. Если ремонт устья скважины или противовыбросового оборудования продолжителен и нет возможности промыть скважину, то нужно установить отсекающий цементный мост.
 11. О замеченных признаках нефтегазоводопроявлений необходимо немедленно поставить в известность инженерную службу предприятия.
 12. После закрытия превентора и стабилизации давления необходимо принять меры по ликвидации проявления.



18 ОЦЕНКА СТЕПЕНИ РИСКА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИНЫ

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

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

Заложенная технология строительства скважин соответствует требованиям ПОПБОПО НГОП.

АНАЛИЗ И ОЦЕНКА СТЕПЕНИ РИСКА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИНЫ

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

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

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

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

При строительстве скважин основные причины риска следующие:

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



- нефтегазопроявления с выходом флюида на поверхность из-за отказа оборудования, недостаточной геологической изученности, человеческого фактора;
- аварии с нанесением больших материальных затрат предприятию.

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

Разработка экологического обоснования "Охрана окружающей среды" (ООС) и "Оценка воздействия на окружающую среду" (ОВОС) к рабочим проектам на строительство скважин, учитывают особенности окружающей среды, природного и растительного мира, позволяет более рационально разместить оборудование. Раздел ООС и ОВОС проходят согласование в местных органах по охране окружающей среды.

АНАЛИЗ ВИДОВ И ПОСЛЕДСТВИЙ ОТКАЗОВ

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

Критерии отказов по тяжести последствий:

Первый – катастрофический – приводит к смерти людей, наносит существенный ущерб объекту и невосполнимый ущерб окружающей среде;

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

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

Категории отказов (степень риска отказов):

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

B – желателен детальный анализ риска, требуются меры безопасности;

C – рекомендуется проведение анализа риска и принятие мер безопасности;

D – анализ и принятие мер безопасности не требуются.



МАТРИЦА “ВЕРОЯТНОСТЬ – ТЯЖЕСТЬ ПОСЛЕДСТВИЙ

Таблица 18.1 – Матрица – вероятность – тяжесть последствий

Частота возникновения (1/год)	Тяжесть последствия			
	Катастрофический отказ	Критический отказ	Некритический отказ	Отказ с пренебрежимо малыми последствиями
Частый отказ >1	A	A	A	C
Вероятный отказ $1-10^{-2}$	A	A	B	C
Возможный отказ $10^{-2} - 10^{-4}$	A	B	B	C
Редкий отказ $10^{-4} - 10^{-6}$	A	B	C	D
Невероятный отказ $< 10^{-6}$	B	C	C	D

На основе анализа, в таблице 18.2 приводятся вероятности возникновения аварийных ситуаций на 1000 м проходки (в целом по нефтегазовой отрасли):

Таблица 18.2 – Вероятность возникновения аварийных ситуаций

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

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

P_t – примерная вероятность возникновения аварийных ситуаций на 1000 м;

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

L – проектная глубина скважины с данной аварией.

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

Первый этап – проектирование.

Здесь целью риск-анализа может быть:



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

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

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

Третий этап – освоение скважины или вызов притока. Здесь целью риск-анализа может быть выявление опасностей и оценка последствий аварий.

Для уменьшения риска на каждом этапе делается следующее:

На первом этапе проектирования

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

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

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

На этапе строительства

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

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

К организационным мероприятиям относятся:

- обязательная подготовка кадров в специализированных УКК;



- стажировка на буровых под руководством опытных инструкторов;
- сдача экзаменов по профессии и видам работ;
- периодическая проверка знаний;
- инструктаж перед опасными видами работ;
- проведение учебных тревог по ликвидации ГНВП и противопожарной безопасности, умение пользоваться средствами индивидуальной защиты;
- ознакомление с передовым опытом и безопасным ведением работ на других предприятиях.

За этими организационными причинами осуществляется контроль:

- администрацией бурового предприятия;
- круглосуточный контроль со стороны ИТР за действиями вахты и обстановкой на скважине;
- проверка буровых комиссиями бурового предприятия, санитарными врачами, инспекторами военизированного отряда, инспекторами департамента по ЧС, комитетом по охране окружающей среды Республики Казахстан.

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

К техническим мероприятиям относятся:

1. проведение дефектоскопии бурового оборудования и инструмента;
2. опрессовка бурильных и обсадных колонн;
3. испытание вышки;
4. совместная опрессовка обсадных колонн с установленным на них противовыбросовым оборудованием на расчетное давление, соответствующее полному замещению бурового раствора пластовым флюидом;
5. применение высококачественных материалов и хим. реагентов;
6. применение высокотехнологического и безопасного оборудования (гидравлических ключей, спайдер-элеваторов, превенторов, гидравлических манометров, индикаторов веса и др.);
7. автоматизация процессов бурения;
8. механизация трудоемких работ;
9. вскрытие пласта с применением качественного бурового раствора с минимальным превышением гидростатического столба жидкости над текущим пластовым давлением, максимальным сокращением между вскрытием объекта и его испытанием;



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

Оборудование устья скважины:

- обвязка ПВО должна обеспечивать промывку скважины при избыточном давлении на устье с выходом бурового раствора в желобную систему через систему очистки;
- обеспечивать закачку бурового раствора в межтрубье буровым насосом или цементировочным агрегатом, обратную промывку через специальную линию в желобную систему;
- отвод пластовой жидкости из бурильных труб с дегазацией бурового раствора и сжиганием пластового флюида на безопасном расстоянии.

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

На этапе освоения

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

Заключение

Во всех геологических зонах осадочная толща горных пород вскрыта полностью, можно считать, что геологический разрез изучен не достаточно. Тектоническое строение спокойное, так что при ведении дальнейших работ могут ожидать встреча с какими-либо аномальными явлениями. В течение последних 10 лет ежегодно геолого-технические службы рассматривают реальные геологические условия площади на которых ведутся работы по бурению скважин с целью исключить возможность риска возникновения ГНВП. Знание геолого-технических условий, знание персоналом буровых бригад своих обязанностей, принятые проектные решения, проведение организационно-технических мероприятий при строительстве скважин, контроль со стороны вышестоящих органов и систематический анализ производственной деятельности предполагает обеспечение уровня



приемлемого индивидуального и коллективного риска и достаточную безопасность производства.

18.1 Определение степени риска строительства скважины

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

В результате этих аварий наносится огромный материальный ущерб. Начавшаяся в виде проявлений аварийная ситуация может перейти в открытый фонтан с возгоранием, уничтожением скважины, гибелью людей. Аварии, переходящие в катастрофы, отрицательно сказываются на окружающей среде, деятельности близлежащих промышленных объектов.

Количественная оценка безопасности бурения скважин связана с определением степени риска. Под степенью риска понимается вероятность возникновения открытого фонтана, полученная на стадии проектирования и строительства. Степень риска рассчитана по «Методике определения степени риска при проектировании и строительстве нефтяных и газовых скважин», утвержденной Комитетом индустриального развития и промышленной безопасности Министерства по инвестициям и развитию РК.

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

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

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



Идентификация опасностей

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

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

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

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

Можно выделить три группы факторов приводящих к возникновению открытого фонтана.

Первая группа – факторы характеризующие состояние оборудования.

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

Третья группа – факторы связанные с нефтегазопроявлениями.

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



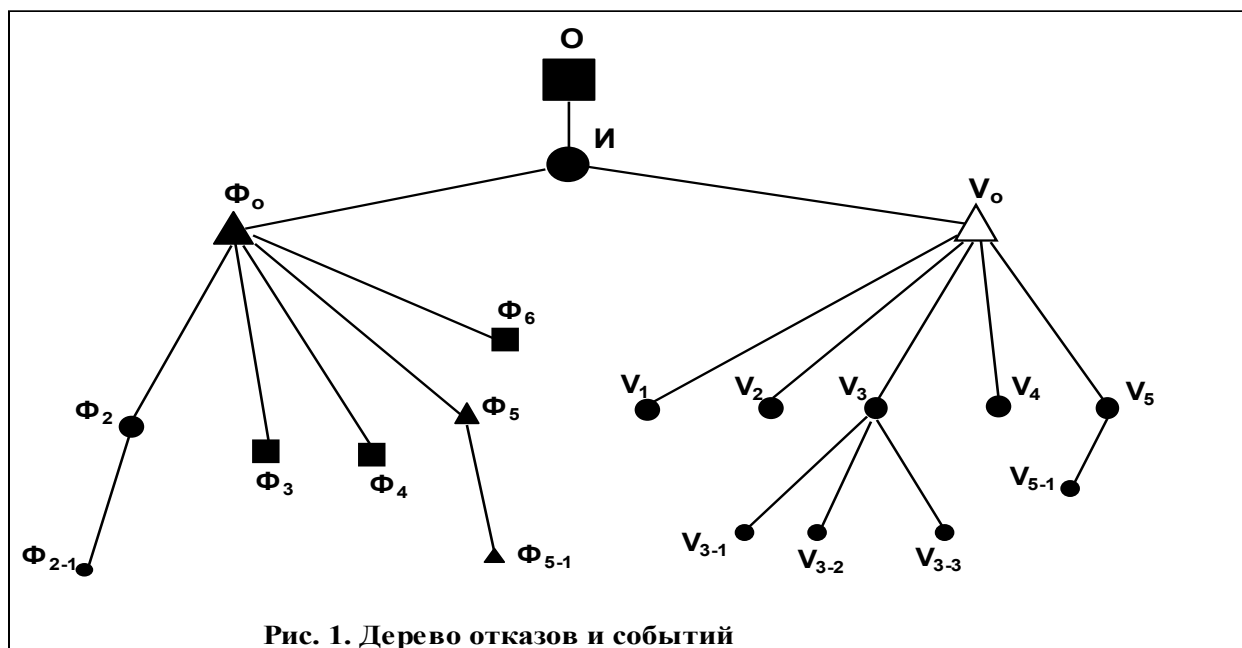


Рис. 1. Дерево отказов и событий

	Наименование событий	Условные обозначения	Расчетные значения
О	Открытый фонтан (вероятность головного события)	■	0,001260
И	Логическое событие	●	0,001260
	Наличие факторов аварийности (вероятность отказа оборуд.)	▲	0,003790
	Газонефтепроявления	△	0,332890
Φ ₁	Отсутствие превенторного оборудования (ПВО)	▲	0,000000
Φ ₁₋₁	Не предусмотрено проектом	▲	0,000000
Φ ₁₋₂	Не установлено перед началом бурения	▲	0,000000
Φ ₂	Неисправность превенторного оборудования	●	0,000500
Φ ₂₋₁	Негерметичность плашек превентора	●	0,000500
Φ ₂₋₂	Неисправность системы управления ПВО	●	0,000000
Φ ₃	Отсутствие или неисправность шарового крана на БТ	■	0,001100
Φ ₄	Отсутствие или неисправность обратного клапана на ОК	■	0,001100
Φ ₅	Разрушение обсадной колонны	▲	0,000800
Φ ₅₋₁	Отсутствие контроля за состоянием обсадной колонны	▲	0,000800
Φ ₅₋₂	Отсутствие контроля за давлением в обсадной колонне	▲	0,000000
Φ ₆	Неправильные действия буровой бригады	■	0,000300
V ₁	Недостаточная плотность раствора в скважине	●	0,100000
V ₂	Принятие пластового давления без должного обоснования	●	0,010000
V ₃	Поглощение бурового раствора	●	0,070000
V ₃₋₁	Несоответствие конструкции скважины геологическим условиям	●	0,020000
V ₃₋₂	Завышение плотности бурового раствора	●	0,020000
V ₃₋₃	Несоответствие других параметров раствора	●	0,030000
V ₄	Отсутствие методики и приборов контроля за давлением в скважине	●	0,050000
V ₅	Недолив скважины	●	0,160000
V ₅₋₁	При подъеме инструмента	●	0,060000
V ₅₋₂	При спуске обсадной колонны	●	0,100000

Рисунок 18.1 – Дерево отказов событий



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

Таблица 19.1 – Список используемой литературы

№ п/п	Наименование материала	Номера разделов проекта
1	2	3
Нормативные и инструктивно-методические материалы		
1	Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ (ВСН 39-86).	Реферат Раздел 1, подраздел 13 Раздел 2, подраздел 2
2	Макет рабочего (технического) проекта на строительство скважин на нефть и газ.	Реферат
3	Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр. Астана, 2018 год	Раздел 1, подраздел 5 Раздел 1, подраздел 15
4	Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности, Астана, 30.12. 2014г. № 355.	Раздел 1, подраздел 5, подраздел 7, подраздел 9, подраздел 15, подраздел 16 Раздел 3, подраздел 1
5	Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин СН 459-74.	Раздел 1, подраздел 3 Раздел 3, подраздел 2
6	Типовые и обязательные комплексы геофизических исследований поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, бурящихся на нефть и газ.	Раздел 1, подраздел 4
7	РД 39-2-803-82. Инструкция по раннему обнаружению газодонефтепроявлений и их предупреждению. Краснодар, ВНИИКРнефть, 1983г.	Раздел 1, подраздел 5
8	Методика глушения при НГП. М, 1979 г.	Раздел 1, подраздел 5
9	Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые. ЦБНТ ГК СССР, Москва, 1987.	Раздел 1, подраздел 8
10	РД 39-013-90. Инструкция по эксплуатации бурильных труб. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1990 г.	Раздел 1, подраздел 8
11	РД Инструкция по расчёту бурильных колонн для нефтяных и газовых скважин. Москва, ВНИИТнефть, 1997 г.	Раздел 1, подраздел 8
12	РД 39-0147009-516-86. Инструкция по составлению гидравлической программы бурения скважин. Краснодар, ВНИИКРнефть, 1986 г.	Раздел 1, подраздел 8
13	РД 39-2-686-82. Инструкция по бурению вертикальных скважин роторным способом. Москва, ВНИИБТ, Гипровостокнефть, 1982 г.	Раздел 1, подраздел 8
14	Стандарт АНИ 16А.	Раздел 1, подраздел 8
15	СТ РК 1746-2008. Промышленность нефтяная и газовая. Методика по креплению нефтяных и газовых скважин. Астана., Регламент КМГ. Регламент по креплению нефтяных и газовых скважин АО НК КМГ. Астана, 2016г.	Раздел 1, подраздел 9
16	Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность. АООТ "ВНИИТнефть", Москва, 1999 г.	Раздел 1, подраздел 9
17	РД Инструкция по расчёту обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. Москва, ВНИИТнефть, 1997 г.	Раздел 1, подраздел 9
18	ГОСТ 1581-96. Портландцементы тампонажные.	Раздел 1, подраздел 9, подраздел 16

Продолжение таблицы 19.1

1	2	3
19	РД 39-2-132-78. Инструкция по подготовке обсадных труб к спуску в скважину. Куйбышев, ВНИИТнефть.1980 г.	Раздел 1, подраздел 9
20	ГОСТ 13862-2003. Оборудование противовыбросовое.	Раздел 1, подраздел 9
21	ГОСТ 30895-2003. Оборудование устьевое добычное. Особые технические требования. Классификация.	Раздел 1, подраздел 9
22	ГОСТ 13846-2003. Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.	Раздел 1, подраздел 9
23	ГОСТ 30196-94 Колонные головки. Типы, основные параметры, присоединительные резьбы.	Раздел 1, подраздел 9
24	Инструкция по расчету колонн насосно-компрессорных труб. М, 1998 г.	Раздел 1, подраздел 10
25	Правила пожарной безопасности в Республике Казахстан ППБ РК-2006.	Раздел 1, подраздел 15
26	РД-08-44-94. Отраслевая инструкция по безопасности труда при проводке скважин роторным и турбинным способом. Алматы, МНП РК, 1994 г.	Раздел 1, подраздел 15
27	РД-08-43-94. Отраслевая инструкция по безопасности труда при приготовлении бурового раствора. Алматы, МНП РК, 1994 г.	Раздел 1, подраздел 15
28	РД-08-46-94. Отраслевая инструкция по безопасности труда при спуске в скважину колонны обсадных труб. Алматы, МНП РК, 1994 г.	Раздел 1, подраздел 15
29	РД-08-01-94. Отраслевая инструкция по технике безопасности при эксплуатации буровых насосов и их обвязок. Алматы, МНП РК, 1994 г.	Раздел 1, подраздел 15
30	РД-08-22-94. Сборник типовых инструкций по безопасному ведению работ для рабочих буровых бригад. Алматы, 1995.	Раздел 1, подраздел 15
31	Сборник типовых инструкций по технике безопасности при обслуживании и ремонте бурового оборудования.	Раздел 1, подраздел 15
32	РД-08-41-94. Отраслевая инструкция по технике безопасности при исследованиях скважин и испытании пластов. Алматы, МНП РК, 1994.	Раздел 1, подраздел 15
33	Сборник типовых инструкций по технике безопасности по видам работ при глубоком бурении и креплении скважин.	Раздел 1, подраздел 15
34	Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда при строительно-монтажных работах в бурении.	Раздел 1, подраздел 15
35	Инструкция по предупреждению открытого фонтанирования при бурении скважин. Москва, ВНИИ природного газа.	Раздел 1, подраздел 15
36	СНиП РК 2.04-05-2002 «Естественное и искусственное освещение»	Раздел 1, подраздел 15
37	Правила устройства электроустановок Республики Казахстан (ПУЭ). Астана, 2003	Раздел 1, подраздел 15
38	Постановление Правительства Республики Казахстан от 30.09.1999 г. № 1509 по защите отечественных товаропроизводителей.	Раздел 2, подраздел 4
39	Кодекс Республики Казахстан О НЕДРАХ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИИ (с изменениями и дополнениями по состоянию на 02.04.2019 г.)	Раздел 3 подраздел 1
40	СВОД ПРАВИЛ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН СП РК 4.01-101-2012 Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений (от 25.12.2017 г.)	Раздел 3, подраздел 2
41	ШУМ. Общие требования безопасности МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ ГОСТ 12.1.003-2014	Раздел 3, подраздел 2
42	Закон Республики Казахстан от 11 апреля 2014 года № 188-V - О гражданской защите. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 13.06.2017 г.)	Раздел 1

РАЗДЕЛ II. ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА



1 СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ

Таблица 1.1 – Водоснабжение

Расчётная потребность в технической воде, м³/сут	Объём запасных ёмкостей для воды, м³	Необходимо ли: (да, нет)				Характеристика источника водоснабжения				Характеристика водопровода	
		бурить скважину для водоснабжения	строить водопровод	подключить водопровод к источнику снабжения	подвозить воду цистернами	наименование (магистральный водопровод, водовод, водозабор, артезианская скважина и т. д.)	место- расположение	рабочий расход, м³/ч	расстояние до буровой, км	диаметр, мм	длина, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Для технических нужд 8,0	100	нет	нет	да	да	магистральный водопровод	г. Узень	-	10,0	-	-
Для хозяйственно бытовых нужд и котельной 3,6	5 (питьевая) 20 (котельная)	нет	нет	нет	да			-	10,0	-	-

РАСЧЁТ РАСХОДА ВОДЫ

Таблица 1.2 – Водопотребление

Потребитель	Водопотребление на 1 скважину, м ³ /цикл	Водопотребление на 107 скважин, м ³ /цикл
Питьевая вода, в том числе:	100,779	10783,353
- на хоз-бытовые нужды	100,779	10783,353
Вода на технические нужды, в том числе:	393,452	42099,364
- основа жидкости освоения	23,9	2557,3
- для смены жидкости освоения на воду и промывки	49,430	5289,01
- на нужды котельной в зимнее время	49,347	5280,129
- на противопожарные нужды	40,000	4280
- для приготовления бурового раствора	165,595	17718,665
- для цементного раствора	65,09	6964,63
Всего	494,231	52882,717

Примечания

Организация работ по содержанию объектов, оборудования для хозяйственно-бытового водоснабжения, санитарно-бытовым помещениям будет производиться в соответствии с "Санитарно-эпидемиологические требования к объектам нефтедобывающей промышленности" ППРК № 167 25.01.2012 г.

Объём технической воды для приготовления бурового раствора, цементного раствора и при испытании скважины на продуктивность определяется по расчету (см. таблицы 7.6., 9.16., 10.10 тех. проекта).

Расход воды на питьевые нужды для одного человека - 25,0 л/сут (СНиП РК 4.01-41-2006 г., прил.3, табл. 3.1).

Расход пресной воды для хоз. бытовых нужд (приготовления пищи и душевых установок) для одного человека составляет соответственно 36,0 л/сут и 100,0 л/сут (СНиП РК 4.01- 41-2006 г., прил. 3 табл. 3.1).

На скважине одновременно будут находиться по (СЭСН-49 т. 49-401, 49-402) при:

- подготовительных работах, перед бурением скважины – 16 человек;
- строительстве и монтаже буровой установки – 20 человек;
- бурении и креплении – 16 человек;
- испытании скважины на продуктивность – 12 человек.

Расход воды для котельной установки составляет – 3,0 м³/сут (паспортные данные).



2 СВЕДЕНИЯ ОБ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИИ

Таблица 2.1- Электроснабжение

Количество потребляемой электроэнергии, кВт	Заявленная мощность, кВт		Источник электроснабжения		Характеристика линий передачи электроэнергии		
	Системы электро снабжения буровой	транс-форматоров	наименование (энергосистема, электростанция и т.д.)	расстояние до буровой, км	ЛЭП, Кв	подземный (подводный) кабель, кВ	длина, км
1	2	3	4	5	6	7	8
ZJ -20							
1. Дизельный двигатель САТ -18, N - 440 кВт , 1- комплект 2. Дизельный двигатель САТ – 3406 DITA, N-320 кВт-2шт. 3. Дизельный генератор C-15, N - 360 кВт , 2- комплекта (один резервный).							
TXJ-100							
Источником электроэнергии являются: 1. Дизельный двигатель САТ 3408, N-376 кВт - 1 комплект. 2. Дизельный двигатель САТ 3412, N-428 кВт - 2 комплект. 3. Дизель-генератор САТ 3456, N-428 кВт - 1 комплект. 4. Резервный дизель - генератор САТ 3456, N-428 кВт, 1 комплект.							
KB-200							
Источником электроэнергии являются: 1. Дизельный двигатель САТ 3408, N-376 кВт - 1 комплект. 2. Дизельный двигатель САТ 3412, N-428 кВт - 1 комплект. 3. Дизель-генератор САТ 3406, N-256 кВт - 1 комплект. 4. Резервный дизель - генератор САТ 3406, N-256 кВт - 1 комплект (резервный).							
МБУ-125							
1. Дизельный двигатель САТ C-18, N-382 кВт - 1 комплект. 2. Дизельный двигатель САТ 3412, N-403 кВт - 2 комплекта. 3. Дизель-генератор ТЯМЗ -8424, N - 168 кВт - 1 комплект. 4. Резервный дизель - генератор ТЯМЗ -8424, N - 168 кВт, 1 комплект - (резервный)							
IRI-5000							
Источником электроэнергии являются: 1. Дизельный двигатель САТ 15, N-400 кВт, 1-шт. 2. Дизельный двигатель САТ 3512, N-400 кВт, 2-шт. 3. Дизельный двигатель DETROIT-60, N-355 кВт, 1-шт. 4. Дизель-генератор DETROIT-60, N-355 кВт, 1-резервный.							
HRI-700							
Источником электроэнергии являются: 1. Дизельный двигатель САТ 3406 DITA, N-429 кВт, 1-шт. 2. Дизельный двигатель САТ 3512, N-400 кВт, 2-шт. 3. Дизель-генератор Caterpillar C-15, N-360 кВт, 1-шт.							
Станок освоенияУПА-60							
1.Дизельный двигатель ЯМЗ-238 (подъемникУПА-60), N - 176 кВт, 1 - комплект							



Таблица 2.2- Потребность в ГСМ

Наименование установки	Потребность в ГСМ для двигателей буровой установки, т				Потребность в ГСМ для котельной теплофикаци- онной установки, тн	База снабжения ГСМ	
	Всего	в том числе				наимено- вание	расстояние до буровой, км
		топлива	масла	смазки			
1	2	3	4	5	6	7	8
ZJ-20							
ZJ-20	93,066	89,953	3,113	-	5,584	г. Узень	35,0
Освоение УПА-60	12,044	11,641	0,403	-	-		
Всего	105,110	101,595	3,516	-	5,584		
TXJ-100							
TXJ-100	131,030	126,647	4,383	-	5,584	г. Узень	35,0
Освоение УПА-60	12,044	11,641	0,403	-	-		
Всего	143,074	138,288	4,785	-	5,584		
KB-200							
KB-200	75,946	73,406	2,540	-	5,584	г. Узень	35,0
Освоение УПА-60	12,044	11,641	0,403	-	-		
Всего	87,991	85,048	2,943	-	5,584		
МБУ-125							
МБУ-125	113,295	109,506	3,789	-	5,584	г. Узень	35,0
Освоение УПА-60	12,044	11,641	0,403	-	-		
Всего	125,339	121,147	4,192		5,584		
IRI-5000 MR							
IRI-5000 MR	117,886	113,943	3,943		5,584	г. Узень	35,0
Освоение УПА-60	12,044	11,641	0,403				
Всего	129,930	125,584	4,346		5,584		
HRI-700							
HRI-700	120,361	116,335	4,026		5,584	г. Узень	35,0
Освоение УПА-60	12,044	11,641	0,403				
Всего	132,405	127,977	4,429		5,584		

ZJ –20

При подготовительных работах, бурении и креплении:

Дизельный двигатель CAT -18, N - 440 кВт- 1 комплект

Дизельное топливо: $(122,8 \cdot 0,86) / 1000 \cdot 24 \cdot (2+23) \cdot 0,44 = 27,881 \text{ т}$

Масло: $(27,881 / 0,86) \cdot 0,032 \cdot 0,93 = 0,965 \text{ т}$

где: 122,8 - расход топлива г/(кВт ч) (паспорт дизель-генератора Caterpillar C-18)

0,44 – коэффициент использования дизель-генератора, согласно СНиП 4.02.91 определен по сборнику 49 «Скважины на нефть и газ» таб. 49-485 на основании письма проектной академии ТОО «ПА «KAZGOR» № 09-552-218 от 17.04.2013 г. (Приложение).

Дизельный двигатель CAT 3406 - 320 кВт 2шт.

Дизельное топливо: $2 \cdot (80 \cdot 0,86) / 1000 \cdot 24 \cdot (2+23) \cdot 0,44 = 36,33 \text{ т}$



где: 80 л/ч – расход топлива (паспорт на дизельный генератор САТ 3406 - 320 кВт)

Масло: $(36,33/0,86)*0,032*0,93 = 1,26$ т

Дизель-генератор САТ -15, N - 360 кВт- 1 комплект

Дизельное топливо: $(92,4*0,86)/1000*24*(2+23)*0,44 = 20,978$ т

Масло: $(20,978/0,86)*0,032*0,93 = 0,726$ т

где: 92,4 - расход топлива л/час (паспорт дизель-генератора С-15, N-360 кВт)

Резервный дизель-генератор САТ -15, N - 360 кВт- 1 комплект

Дизельное топливо: $(92,4*0,86)/1000*60=4,77$ т

Масло: $(4,77/0,86)*0,032*0,93 = 0,165$ т

где: 92,4 - расход топлива л/час (паспорт дизель-генератора С-15, N-360 кВт)

Оборудование для обогрева:

Котельная установка для обогрева в зимний период. Согласно паспортной характеристике расход топлива – 25,0 л/час.

Расход топлива составит: $(25*0,86)/1000*24*(2+23)*158/365 = 5,584$ т

УПА-60, При испытании объекта

Дизельный двигатель ЯМЗ-238

Дизельное топливо: $0,000212*176*24*13=11,641$ т

Масло: $(11,641/0,86)*0,032*0,93 = 0,403$ т

где: 212 г/кВт/час - удельный расход топлива

ТХЖ-100

При подготовительных работах, бурении и креплении:

Дизельный двигатель САТ 3408, N-376 кВт - 1 комплект

Дизельное топливо: $(106*0,86)/1000*24*(2+23)*0,44 = 24,066$

Масло: $(24,066/0,86)*0,032*0,93 = 0,833$ т

где: 106 - расход топлива л/час

Дизельный двигатель САТ 3412, N-428 кВт - 2 комплекта

Дизельное топливо: $2*(140*0,86)/1000*24*(2+23,5)*0,44 = 63,571$ т

Масло: $(63,571/0,86)*0,032*0,93 = 2,200$ т

где: 140 - расход топлива л/час

Дизельный генератор САТ 3456, N-428 кВт - 1 комплект

Дизельное топливо: $(140*0,86)/1000*24*(2+23)*0,44 = 31,786$ т

Масло: $(31,786/0,86)*0,032*0,93 = 1,100$ т

где: 140 - расход топлива л/час

Резервный дизель - генератор САТ 3456, N-428 кВт - 1 комплект

Дизельное топливо: $(140*0,86)/1000*60 = 7,224$ т

Масло: $(7,224/0,86)*0,032*0,93 = 0,250$ т

где: 140 - расход топлива л/час

60 час – время работы резервного дизель генератора



Оборудование для обогрева:

Котельная установка для обогрева в зимний период. Согласно паспортной характеристике расход топлива – 25,0 л/час

Расход топлива составит: $(25 \cdot 0,86) / 1000 \cdot 24 \cdot (2+23) \cdot 158 / 365 = 5,584 \text{ т}$

УПА-60, При испытании объекта

Дизельный двигатель ЯМЗ-238

Дизельное топливо: $0,000212 \cdot 176 \cdot 24 \cdot 13 = 11,641 \text{ т}$

Масло: $(11,641 / 0,86) \cdot 0,032 \cdot 0,93 = 0,403 \text{ т}$

где: 212 г/кВт/час - удельный расход топлива

КВ-200

При подготовительных работах, бурении и креплении:

Дизельный двигатель САТ 3408, N-376 кВт - 1 комплект

Диз. топливо: $(106 \cdot 0,86) / 1000 \cdot 24 \cdot (2+23) \cdot 0,44 = 24,066 \text{ т}$

Масло: $(24,066 / 0,86) \cdot 0,032 \cdot 0,93 = 0,833 \text{ т}$

106 – расход топлива л/час

Дизельный двигатель САТ 3412, N-428 кВт, 1 комплект

Дизельное топливо: $(140 \cdot 0,86) / 1000 \cdot 24 \cdot (2+23) \cdot 0,44 = 31,786 \text{ т}$

Масло: $(31,786 / 0,86) \cdot 0,032 \cdot 0,93 = 1,100 \text{ т}$

140 – расход топлива л/час

Дизель-генератор САТ 3406, N-256 кВт - 1 комплект

Диз. топливо: $(63 \cdot 0,86 / 1000) \cdot 24 \cdot (2+23) \cdot 0,44 = 14,304 \text{ т}$

Масло: $(14,304 / 0,86) \cdot 0,032 \cdot 0,93 = 0,495 \text{ т}$

63 – расход топлива л/час

Резервный дизель-генератор САТ 3406, N-256 кВт - 1 комплект

Диз. топливо: $(63 \cdot 0,86) / 1000 \cdot 60 = 3,251 \text{ т}$

Масло: $(3,251 / 0,86) \cdot 0,032 \cdot 0,93 = 0,112 \text{ т}$

60 – работа резервного дизель-генератора (час).

Оборудование для обогрева:

Котельная установка для обогрева в зимний период. Согласно паспортной характеристике расход топлива – 25,0 л/час

Расход топлива составит: $(25 \cdot 0,86) / 1000 \cdot 24 \cdot (2+23) \cdot 158 / 365 = 5,584 \text{ т}$

УПА-60, При испытании объекта

Дизельный двигатель ЯМЗ-238

Дизельное топливо: $0,000212 \cdot 176 \cdot 24 \cdot 13 = 11,641 \text{ т}$

Масло: $(11,641 / 0,86) \cdot 0,032 \cdot 0,93 = 0,403 \text{ т}$

где: 212 г/кВт/час - удельный расход топлива



МБУ-125

При подготовительных работах, бурении и креплении:

Дизельный двигатель САТ С-18, N-382 кВт - 1 комплект.

Диз. топливо: $(125 \times 0,86) / 1000 \times 24 \times (2+23) \times 0,44 = 28,380 \text{ т}$

Масло: $(28,380 / 0,86) \times 0,032 \times 0,93 = 0,982 \text{ т}$

125 – расход топлива л/час

Дизельный двигатель САТ 3412, N-403 кВт, 2 комплекта

Дизельное топливо: $2 \times (140 \times 0,86) / 1000 \times 24 \times (2+23) \times 0,44 = 63,571 \text{ т}$

Масло: $(63,571 / 0,86) \times 0,032 \times 0,93 = 2,200 \text{ т}$

140 – расход топлива л/час

Дизель-генератор ТЯМЗ -8424, N - 168 кВт - 1 комплект

Диз. топливо: $(63 \times 0,86 / 1000) \times 24 \times (2+23) \times 0,44 = 14,304 \text{ т}$

Масло: $(14,304 / 0,86) \times 0,032 \times 0,93 = 0,495 \text{ т}$

63 – расход топлива л/час

Резервный дизель-генератор ТЯМЗ -8424, N - 168 кВт - 1 комплект

Диз. топливо: $(63 \times 0,86) / 1000 \times 60 = 3,251 \text{ т}$

Масло: $(3,251 / 0,86) \times 0,032 \times 0,93 = 0,112 \text{ т}$

60 – работа резервного дизель-генератора (час).

Оборудование для обогрева:

Котельная установка для обогрева в зимний период. Согласно паспортной характеристике расход топлива – 25,0 л/час

Расход топлива составит: $(25 \times 0,86) / 1000 \times 24 \times (2+23) \times 158 / 365 = 5,584 \text{ т}$

УПА-60, При испытании объекта

Дизельный двигатель ЯМЗ-238

Дизельное топливо: $0,000212 \times 176 \times 24 \times 13 = 11,641 \text{ т}$

Масло: $(11,641 / 0,86) \times 0,032 \times 0,93 = 0,403 \text{ т}$

где: 212 г/кВт/час - удельный расход топлива

БУ – «IRI-5000 »

При подготовительных работах, бурении и креплении объекта:

Дизельный двигатель САТ 15, N-400 кВт, 1-шт.

Дизельное топливо: $(147 \times 0,86) / 1000 \times 24 \times (2+23) \times 0,44 = 33,375 \text{ т}$

Масло: $(33,375 / 0,86) \times 0,032 \times 0,93 = 1,155 \text{ т}$

где: 147 – расход дизельного топлива, л/ч;

Дизельный двигатель САТ 3512, N-400 кВт, 2-шт.

Дизельное топливо: $2 \times (140 \times 0,86) / 1000 \times 24 \times (2+23) \times 0,44 = 63,571 \text{ т}$

Масло: $(63,571 / 0,86) \times 0,032 \times 0,93 = 2,200 \text{ т}$

где: 140 – расход дизельного топлива, л/ч;



Дизельный двигатель DETROIT-60, N-355 кВт, 1-шт.

Дизельное топливо: $(61 \times 0,86) / 1000 \times 24 \times (2+23) \times 0,44 = 13,849$ т

Масло: $(13,849 / 0,86) \times 0,032 \times 0,93 = 0,479$ т

где: 61 – расход дизельного топлива, л/ч;

Дизель-генератор DETROIT-60, N-355 кВт, 1-шт. (резервный).

Дизельное топливо: $(61 \times 0,86) / 1000 \times 60 = 3,148$ т

Масло: $3,148 / 0,86 \times 0,032 \times 0,93 = 0,109$ т

Оборудование для обогрева:

Котельная установка для обогрева в зимний период. Согласно паспортной характеристике расход топлива – 25,0 л/час

Расход топлива составит: $(25 \times 0,86) / 1000 \times 24 \times (2+23) \times 158 / 365 = 5,584$ т

УПА-60, При испытании объекта

Дизельный двигатель ЯМЗ-238

Дизельное топливо: $0,000212 \times 176 \times 24 \times 13 = 11,641$ т

Масло: $(11,641 / 0,86) \times 0,032 \times 0,93 = 0,403$ т

где: 212 г/кВт/час - удельный расход топлива

БУ – «HRI-700»

При подготовительных работах, бурении и креплении

Дизельный двигатель CAT- 3406, N-429 кВт, 1-шт.

Дизельное топливо: $(140 \times 0,86) / 1000 \times 24 \times (2+23) \times 0,44 = 31,786$ тн

Масло: $(31,786 / 0,86) \times 0,032 \times 0,93 = 1,100$ тн

где: 140 – расход дизельного топлива, л/ч;

Дизельный двигатель CAT -3512, N-400 кВт, 2-шт.

Дизельное топливо: $2 \times (140 \times 0,86) / 1000 \times 24 \times (2+23) \times 0,44 = 63,571$ тн

Масло: $(63,571 / 0,86) \times 0,032 \times 0,93 = 2,200$ тн

где: 140 – расход дизельного топлива, л/ч;

Дизель-генератор CAT-15, N-360 кВт, 1-шт.

Дизельное топливо: $(92,4 \times 0,86) / 1000 \times 24 \times (2+23) \times 0,44 = 20,978$ т

Масло: $(20,978 / 0,86) \times 0,032 \times 0,93 = 0,726$ т

где: 92,4 - расход топлива л/час (паспорт дизель-генератора C-15, N-360 кВт)

Оборудование для обогрева:

Котельная установка для обогрева в зимний период. Согласно паспортной характеристике расход топлива – 25,0 л/час

Расход топлива составит: $(25 \times 0,86) / 1000 \times 24 \times (2+23) \times 158 / 365 = 5,584$ т.



УПА-60, При испытании объекта

Дизельный двигатель ЯМЗ-238

Дизельное топливо: $0,000212 \cdot 176 \cdot 24 \cdot 13 = 11,641 \text{ т}$

Масло: $(11,641 / 0,86) \cdot 0,032 \cdot 0,93 = 0,403 \text{ т}$

где: 212 г/кВт/час - удельный расход топлива



3 СХЕМА ТРАНСПОРТИРОВКИ ГРУЗОВ И ВАХТ

Таблица 3.1 – Маршруты транспортировки грузов и вахт

Пункты размещения промышленных баз предприятий и организаций- исполнителей, карьеров по добыче местных материалов и местожительства персонала		Номера маршрутов	Характеристика маршрута						
			общая протяжён- ность, км	пункты следова- ния по маршруту	расстоя- ние между пунктами, км	вид транспорта (наземный, морской, речной, железно- дорожный, авиа)	наземные пути подвоза		
							тип дороги (асфальтирован- ная грунтовая, лежневая и т. д.)	вид транспорт- ного средства (автомобиль, вездеход, трактор, и т. д.)	требуется ли сопровождение автотранспорта тракторами или вездеходами (да, нет)
наименование организации, промышленной базы, карьера и т. д.	пункт								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Маршруты транспортировки грузов и вахт определяет буровой подрядчик по контракту									

4 ПОТРЕБНОСТЬ В МАТЕРИАЛАХ, ОБОРУДОВАНИИ И ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВАХ

Таблица 4.1 – Ведомость потребности в материалах и оборудовании

№ п/п	Наименование материалов, инструмента, оборудования	Единица измерения	Всего на скважину	В том числе по этапам строительства					
				подготовитель- ные работы к строительству	строительно- монтажные работы	бурение и крепление		испытание (освоение)	
						название колонны	значение	в процессе бурения	в экс. колонне
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Материалы и оборудование доставляет буровой подрядчик по контракту									

Таблица 4.2 – Ведомость потребности в строительных машинах и спец. агрегатах

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

Таблица 4.3 – Ведомость потребности в транспортных средствах для доставки грузов

Наименование (шифр, марка) транспортных средств	Номер маршрута	Номера грузов по табл. 4.1	Масса груза на единицу транспортного средства, т	Количество рейсов по этапам строительства					
				подготовитель- ные работы к строительству	строительно- монтажные работы	бурение и крепление		испытание (освоение)	
						название колонны	значение	в процессе бурения	в экс. колонне
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Доставку грузов осуществляет буровой подрядчик по контракту.									

Таблица 4.4 – Ведомость потребности в транспортных средствах для доставки вахт

Наименование (шифр, марка) транспортных средств	Номер маршрута	Количество вызовов по этапам строительства					
		подготовитель- ные работы к строительству	строительно- монтажные работы	бурение и крепление		испытание (освоение)	
				название колонны	значение	в процессе бурения	в экс. колонне
1	2	3	4	5	6	7	8
Доставку вахт осуществляет буровой подрядчик по контракту.							

ПАСПОРТ

**ГРУППОВОГО ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОЕКТА
С ОВОС НА СТРОИТЕЛЬСТВО ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ
ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ВНЕ ГАЗОВОГО КОНТУРА
ПРОЕКТНОЙ ГЛУБИНОЙ 1400 МЕТРОВ
НА МЕСТОРОЖДЕНИИ УЗЕНЬ**

На площади (месторождении): Узень

Цель бурения: *Добыча углеводородного сырья*

Назначение скважины (скважин): эксплуатационная

Вид скважины (скважин): вертикальные



Таблица 0.1 – Показатели для оценки ПДС строительства

Наименование показателей	Единица измерения	Значение показателей	
		Базового	проектного
1	2	3	4
Стоимость 1 м проходки	Тенге		-
Скорость бурения	м/ст. мес.		1826
Удельная металлоемкость	кг/м		45,7

Таблица 0.2 – Сравнительные технико-экономические показатели

Наименование показателя	Ед. изм.	Значение показателя		Примечание
		Проектного	Факт.	
1	2	3	4	5
1. Глубина скважины	м			
по вертикали	- " -	1400		
по стволу	- " -	-		
2. Стоимость строительства скважины, всего	тыс. тенге	договорная		
в том числе по этапам:				
строительство и монтаж		-//-		
подготовительные работы к строительству скважин		-//-		
бурение и крепление		-//-		
испытание (освоение)		-//-		
3. Продолжительность цикла строительства скважины, всего:	сут.	41,0		
в том числе по этапам				
строительные и монтажные работы	- " -	3,0		
подготовительные работы к бурению	- " -	2,0		
бурение и крепление	- " -	23,0		
испытание (освоение):	- " -	13,0		
4. Глубина спуска обсадных колонн: направление Ø 324 мм	м	30		
кондуктор Ø 245 мм	- " -	220		
эксплуатационная Ø 168 мм	- " -	1400		
5. Затраты времени на работы по проходке при бурении под колонны: направление Ø 324 мм	сут.	1,0		
кондуктор Ø 244,5мм	- " -	3,0		
эксплуатационная Ø 168 мм	- " -	13,0		
6. Затраты времени на работы по креплению колонн: направление Ø 324 мм	сут.	1,0		
кондуктор Ø 244,5мм	- " -	2,0		
эксплуатационная Ø 168,3 мм	- " -	3,0		
7. Расход долот по типоразмерам	шт.			
Долото Ø 393,7 мм	- " -	1		
Долото Ø 295,3 мм	- " -	1		
Долото Ø 215,9мм	- " -	3		
Бурильная головка 215,9/101,6 мм	- " -	5		



Продолжение таблицы 0.2

1	2	3	4	5
8. Затраты времени на испытание (освоение) скважины в экс. колонне:	сут.	13,0		
9. Материалы для бурового раствора:	тн			
Вода	- " -	165,595		
Каустическая сода NaOH	- " -	0,588		
Кальцинированная сода Na ₂ CO ₃	- " -	0,242		
Бентонит	- " -	2,500		
Ксантановый биополимер порошок	- " -	0,102		
Полианионная целлюлоза низковязкая	- " -	1,108		
Полианионная целлюлоза высоковязкая	- " -	0,102		
Разжижитель-дефлокулянт лигносульфонатный	- " -	1,596		
Разжижитель-дефлокулянт танниновый бесхромовый	- " -	0,193		
Жидкость гидрофобизирующая кремнийорганическая	- " -	0,998		
Сульфированный битум порошок	- " -	0,399		
Пеногаситель кремнийорганический	- " -	0,190		
Биоцид	- " -	0,197		
Смазочная добавка жидкая	- " -	0,584		
Смазочная добавка твёрдая (графит)	- " -	0,362		
Карбонат кальция (молотый мрамор) фракционированный	- " -	61,565		
Бикарбонат натрия	- " -	0,196		
Лимонная кислота		0,044		
10. Потребное количество материалов для цементирования обсадных колонн:				
Цемент ПЦТ-G-CC-1 (ПЦТ ДО-100)	т	55,1		
Ускоритель схватывания (CaCl ₂)	кг	305,06		
Замедлитель схватывания (НТФ)	- " -	22,10		
Расширяющаяся добавка (НРС)	т	2,188		
ТПФН	кг	82,40		
Каустическая сода NaOH	- " -	37,08		
водн. р-р ПАА	- " -	5,15		
RICHMOLE BUFFER	- " -	80,34		
Понизитель водоотдачи	- " -	627,27		
Пеногаситель	- " -	118,67		
11. Питиевая и техническая вода:	м ³	453,34		
при подготовительных работах	- " -	7,75		
при строительстве и монтаже	- " -	9,66		
при бурении и креплении	- " -	319,80		
при испытании на продуктивность	- " -	116,13		
Суммарный расход воды для котельной установки, м ³	- " -	49,35		
Суммарный расход воды на хоз. бытовые нужды, м ³	- " -	99,18		
Суммарный расход воды на технические нужды, м ³	- " -	304,82		



ПРИЛОЖЕНИЯ
РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ (СХЕМЫ, ПЛАНЫ, ТЗ И ДР.)



«УТВЕРЖДАЮ»

Заместитель генерального директора
по геологии и разработке

Главный геолог АО «Озенмунайгаз»

Пангереева Ш.С.

«___» _____ 2021 г.

**Техническая задания
на разработку группового технического проекта на строительство эксплуатационных
добывающих скважин вне газового контура проектной глубиной 1400 метров на
месторождении Узень с разделом ООС.**

1. Проектно-сметная документация на строительство скважин

1. Тип проекта: групповой
2. Месторождение: Узень.
3. Административное расположение: Республика Казахстан, Мангистауская область, Каракиянский район.
4. Цель бурения: добыча нефти.
5. Проектный горизонт: средняя юра.
6. Проектная глубина: вертикальная 1400 метров.
- 6.1 Содержание сероводорода в пластовом флюиде месторождения-сероводород отсутствует
7. Геолого-техническая информация: проект разработки месторождения Узень.
8. Объем подготовительных работ:
9. Строительно-монтажные работы:
- 9.1. Тип буровой установки: мобильная буровая установка с грузоподъемностью не ниже расчетной (ZJ-20, TXJ-100, KB-200, МБУ-125, IRI-5000, HRI-700).
- 9.2. Установка для испытания: мобильная буровая установка или подъёмный агрегат с грузоподъемностью не ниже расчетной.
- 9.3. Вид строительства: повторный
- 9.4. Способ бурения: турбинно - роторный.
- 9.5. Вид привода - электро - дизельный.
10. Источники:
- 10.1. Электроснабжения: ЛЭП/ДЭС.
- 10.2. Водоснабжения: питьевая и техническая вода для бурения - привозная.
- 10.3. Связи: Радиостанция, мобильная (сотовая).
- 10.4. Местных строительных материалов – глина и песок для отсыпки подъездных дорог и площадки под буровую из карьера.
11. Транспортная схема: транспортировка буровых вахт осуществляется вахтовым автобусом с г. Жанаозен до месторождения; материалы, трубы, химические реагенты, тампонажный цемент, ГСМ автотранспортом из г. Жанаозен.

2. Промыслово-геофизические исследования:

Проведение ГИС в интервале под спуск направления не запланирован.

Комплекс методов ГИС в интервале скважины под спуск кондуктора (в скважинах с кондуктором 220м. нет необходимости регистрации методов: КС, ПС и ИК):

- 1) кавернометрия (КВ+ПР),
- 2) гамма каротаж (ГК),
- 3) нейтронный-гамма каротаж (НГК),
- 4) инклинометрия (непрерывный),



- 5) термометрия,
- 6) акустический цементомер (АКЦ) в интервале спуска кондуктора.

Комплекс ГИС в интервале скважины под спуск эксплуатационной колонны:

- 1) стандартный каротаж кажущегося сопротивления (КС),
- 2) самопроизвольная поляризация пород (ПС),
- 3) кавернометрия (КВ+ПР),
- 4) гамма каротаж (ГК),
- 5) спектральный гамма-каротаж (СГК),
- 6) двухзондовый нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННК-Т),
- 7) боковой каротаж (БК),
- 8) высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ);
- 9) плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК-П),
- 10) микробоковой каротаж (МБК) + микрокаверномер (МКВ),
- 11) микрозондирование,
- 12) акустический каротаж (АК),
- 13) резистивиметрия,
- 14) инклинометрия (непрерывный),
- 15) термометрия,
- 16) акустический цементомер (АКЦ) в интервале экс/колонны.

Комплекс ГИС в эксплуатационной колонне:

- 1) запись радиальным сенсорным цементомером и СГДТ или АКЦ с ФКД и СГДТ.
- 2) Импульсный нейтронный гамма-каротаж (ИНГК) или импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК).

Предусмотреть проведение геофизических исследований оптимальной сборкой геофизических модулей, позволяющей уменьшить количество спуско-подъемных операций.

3. Противовыбросовое оборудование:

1. 2SZ -230х350
2. 2SZ -280х350
3. ОП 45-230-210

4. Сведения об освоении и испытании:

4.1. Предполагаемый интервал испытания в колонне: согласно геологического проекта на бурение эксплуатационных скважин (уточненный по результату геофизических исследований):

- Шаблонирование скважины;
- Установку перфорационного заряда напротив продуктивного интервала провести в следующей последовательности:
 1. Произвести одновременную запись ГК и ЛМ, используя сборку приборов регистрирующих ГК и ЛМ. Осуществить привязку ЛМ к геологическому разрезу с помощью ГК
 2. Произвести сборку прибора ЛМ совместно с перфоратором
 3. Выполнить установку перфорационного заряда на заданную глубину по ЛМ;
- Вскрытие пласта производится корпусным перфоратором диаметром 89мм, 102мм, 114мм, плотность выстрелов не менее 16 на 1 метр (за один спуск заряда), фазировка зарядов 60/70 градусов, пробивная способность не менее 1150 мм (по стандарту API 19), диаметр входного отверстия не менее 10 мм; Возраст зарядов не более 1 года;
- Контроль качества перфорации: ЛМ, ГК и Т
- Предусмотреть перфорацию на кабеле и НКТ (на депрессии) и по технологии гидромеханической щелевой перфорации (ГМЩП);



- Вызов притока производится аэрацией с использованием инертного газа или свабированием;
- Устье скважины оборудуется колонной головкой следующего типоразмера – ОКК1-168х245х210 и фонтанной арматурой АФК1-65-210 (с трубодержателем).
- В скважину спускается подвеска НКТ следующего типоразмера – НКТ 73х5,5 «К» на глубину 30 метров выше кровли интервала перфорации.

5. Отбор керна: В соответствующих разделах проекта на выборочных скважинах предусмотреть отбор керна и соответствующие геолого-технические мероприятия (количество и уточненные номера скважин-кандидатов, а также интервалы отбора керна будут предоставлены Заказчиком непосредственно при разработке проекта). Подчеркнуть в тексте о том, что в процессе строительства скважины возможны изменения интервалов отбора керна (глубины в абсолютных отметках с учетом альтитуды). **При бурении с отбором керна буровой подрядчик должен обеспечить обязательно наличие станции ГТИ (геолого-технические исследования).**

6. Продолжительность строительства скважины: 1800 м/ст. месяц.

6.1. Продолжительность цикла строительства скважины:

В том числе: В сутках:

строительно-монтажные работы - 3

подготовительные работы к бурению- 2

бурение и крепление - по расчету

освоение (испытание) - 13

При расчете сроков строительства скважин учитывать увеличение механической скорости при использовании долот PDC и винтового забойного двигателя (ВЗД).

7. Конструкция скважины

7.1. Предполагаемая конструкция скважины (конструкция скважины уточняется расчетным путем):

№	Наименование колонны	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка стали	Тип резьбы	Глубина спуска, м	Высота подъема цемента
1	Направление	323,9	9,5	Д	ОТТМ	0-30м	До устья
2	Кондуктор	244,5	7,9	Д	ОТТМ	0-220м	До устья
3	Эксплуатационная	168,3	8,9	Е	ОТТМ	0-1400м	До устья

Примечание:

1. Глубина спуска кондуктора уточняется расчетным путем по графику совмещенных давлений.

2. С целью повышения точности привязки ЛМ перед перфорацией колонны необходимо при спуске эксплуатационной колонны предусмотреть спуск одной «короткой» обсадной трубы, отличающейся по длине от выше и нижестоящих труб, с установкой ее на 20м выше 13 продуктивного горизонта.

8. Тип бурового раствора:

Ингибированный полимерный раствор на водной основе в интервале 0-220м.

Ингибированный полимерный раствор в интервале 220м-до проектной глубины.

Примечание:

- плотность бурового раствора рассчитывается по интервально, согласно графика совмещённых давлений, учитываются сведения о ранее допущенных осложнениях;
- разработать мероприятия по предупреждению и эффективной борьбе с поглощением промывочной жидкости при бурении по кондуктору;



- разработать мероприятия по цементированию экс.колон с применением различных хим.добавок, улучшающих реологические свойства цементного раствора и физико-механические свойства цементного камня.

9. КНБК

1. Для качественной проводки скважины компоновка низа бурильной колонны выбирается расчетным путем для турбинного и роторного способа бурения.
2. В случае необходимости предусмотреть применение в КНБК бурового ЯССа.
3. Допускается применение различных типов долот, при бурении под эксплуатационную колонну предусмотреть применение долот Ф-215,9мм и Ф-220мм.

10. Смета на строительство

Стоимость скважины рассчитать в тенге с учетом коэффициента инфляции (приложить к проекту).

11. Проект согласовывается с:

- РГУ «Департамент Комитета промышленной безопасности Министерства по чрезвычайным ситуациям РК по Мангистауской области».

12. Раздел «Охрана окружающей среды»

п/п	Перечень основных данных и требований	Основные данные и требования
1	Наименование проекта	Раздел «Охрана окружающей среды»
2	Основание для разработки проекта	<ul style="list-style-type: none"> - Экологический кодекс РК от 02.01.2021 г. №400-VI ЗРК; - Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280 «Об утверждении Инструкции по организации и проведению экологической оценки»; - Групповой технический проект на строительство эксплуатационных добывающих скважин вне газового контура проектной глубиной 1400 метров на месторождении Узень.
3	Месторасположение объекта	Республика Казахстан, Мангистауская область, зона деятельности месторождения Узень АО «Озенмунайгаз».
4	Заказчик	АО «Озенмунайгаз».
5	Сведения о предшествующей и планируемой деятельности	Проведение экологической оценки группового технического проекта в связи со строительством эксплуатационных скважин на месторождении Узень.
6	Состав и порядок подготовки ООС	<ul style="list-style-type: none"> Выполнить в соответствии с нормативными требованиями РК, действующими (и актуальными) законодательными и иными нормативно-правовыми актами. - Сбор материалов; - Анализ материалов, нормативно-правовых и нормативно-методических документов; - Оценка современного состояния окружающей среды и социальной сферы; - Оценка воздействия на окружающую среду и социальную среду; - Подготовка рекомендаций по природоохранным мероприятиям; - Составление раздела ООС и при необходимости заявления о



		намечаемой деятельности в целях проведения скрининга в соответствии с требованиями ЭК РК.
7	Содержание отчета	<p>Введение</p> <p>В разделе описываются цели и задачи проекта, приводятся сведения об инициаторе проекта (Заказчике) и исполнителях, разработчиках отчета.</p> <p>1. Краткое описание проектных решений</p> <p>В разделе приводятся общие сведения, характеризующие проектируемые работы. Описываются в полном объеме намечаемая хозяйственная деятельность. Даются сведения по используемой технике и технологии, с указанием объемов и сроков проведения планируемых операций. Дается описание источников загрязнений окружающей среды, производственных работ и процессов, сопровождающихся воздействиями (сбросы, выбросы, отходы) на компоненты окружающей среды, учитывается продолжительность и интенсивность указанных воздействий. Приводятся методы обращения с производственными и бытовыми отходами (транспортировка, переработка, складирование и утилизация) и методы утилизации сточных вод.</p> <p>2. Обзор законодательных и нормативно-методических документов.</p> <p>3. Современное состояние окружающей среды.</p> <p>В разделе приводится характеристика компонентов окружающей среды, полученные в результате исследований фоновое состояние окружающей среды, согласно отчетам ПЭК предприятия, а также сведения, полученные из литературных источников. Дается анализ состояния окружающей среды на современном этапе.</p> <p>4. Природно-климатическая характеристика района работ.</p> <p>5. Оценка воздействия планируемой хозяйственной деятельности на окружающую среду.</p> <p>Приводятся основные направления изменений характеристик компонентов окружающей среды и прогнозные оценки изменения природных ресурсов на рассматриваемой территории при реализации проектов. Воздействие должно быть оценено отдельно по компонентам и по видам воздействия, а также комплексно, с учетом интенсивности, периода времени и масштаба воздействия.</p> <p>6. Оценка экологического риска.</p> <p>Проводится анализ возможности возникновения чрезвычайной ситуации при проведении планируемых работ, предлагаемые меры по предотвращению и ликвидации последствий аварийных ситуаций.</p> <p>7. Комплексная оценка воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду.</p> <p>8. Природоохранные мероприятия.</p> <p>В данном разделе должен быть разработан комплекс мер по предотвращению и снижению воздействия на окружающую среду при проведении планируемых операций, предусмотренных техническим проектом.</p> <p>9. Программа производственного экологического мониторинга за состоянием окружающей среды.</p> <p>Программа должна включать мониторинг источников загрязнения окружающей среды, мониторинг состояния окружающей среды и</p>



		мониторинг при чрезвычайных ситуациях на всех стадиях планируемых операций, предусмотренных техническим проектом. 10. Оценка экологических платежей. Приводится расчет платежей за загрязнение окружающей среды и использование природных ресурсов при штатной ситуации. 11. Заявление об экологических последствиях. 12. Заключение.
8	Методика подготовки ОВОС	Раздел ООС подготавливается в соответствии с Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280 «Об утверждении Инструкции по организации и проведению экологической оценки».
9	Экспертиза и согласование проекта	1. Участие в общественных слушаниях, организованных Заказчиком. Организацию проведения общественных слушаний проводит Заказчик согласно «Правил проведения общественных слушаний» (Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № 286). Проведение общественных слушаний по проекту обязательно (ст. 96 ЭК РК). 2. Согласование раздела ООС с Заказчиком. 3. Сопровождение Заказчика при согласовании раздела ООС в составе проекта нормативов эмиссий в уполномоченном органе в области охраны окружающей среды.

13. Представление отчета заказчику

Приложить к проекту следующие дополнительные разделы: геолого-технический наряд, схему расположения бурового оборудования, схему оборудования устья скважины.

Проектно-сметную документацию с разделом ООС отчет должен быть представлен в 4 экземплярах на бумажном носителе и на 2-х электронных носителях.

Директор департамента
геологии и геофизики
АО «Озенмунайгаз»

А. Джандосов

Директор департамента
бурения и ремонта скважин
АО «Озенмунайгаз»

С. Бокенов



№ п/п	Проектный номер скважины	Физи- ческий номер скважины	Тип сква- жины	Назна- чение	Проектные координаты устья		Проектная глубина, м (проходка)	Проектный горизонт
					Х	У		
1	1120_13_5	7836	верт.	добыв.	12144066,00	3987968,00	1245	13
2	0421_13_03	7812	верт.	добыв.	57197,00	84690,00	1270	13
3	0721_13_46	7816	верт.	добыв.	57641,00	84682,00	1270	13
4	0721_14_02	7830	верт.	добыв.	48114,00	86074,00	1270	13
5	0521_14_05	7833	верт.	добыв.	56013,00	83873,00	1265	14
6	0821_15_09	7835	верт.	добыв.	54405,00	83170,00	1320	15
7	0621-15-28	7834	верт.	добыв.	3977193,80	12163179,97	1360	15
8	0821_13_06	7840	верт	добыв	63436	79316	1 390	13
9	0821_13_07	7842	верт	добыв	65844	76992	1 320	13
10	0821_13_08	7845	верт	добыв	65606	77098	1 320	13
11	0821_13_09	7854	верт	добыв	62002	78745	1 340	13
12	0221_13_03	7855	верт	добыв	66475	76537	1 320	13
13	0319_2_01	7857	верт.	добыв.	12161874,05	3977325,58	1 390	16
14	0419_7_д01	7858	верт	добыв	12142950,13	3986146,09	1 260	14
15	0719_10_д01	7859	верт	добыв	12136384,00	3987360,96	1 300	13
16	0821_13_15	7861	верт	добыв	56564,00	84158,00	1 240	13
17	P_719	7867	верт	добыв	52216,00	79145,10		14
18	C_1	7879	верт	добыв	53440,00	88116,00		13
19	C_1006	7882	верт	добыв	56763,00	82460,00		16
20	C_1008	7883	верт	добыв	57876,00	82010,00		16
21	C_1010	7884	верт	добыв	58247,00	81860,00		16
22	C_1012	7886	верт	добыв	60101,00	81111,00		15
23	C_1014	7887	верт	добыв	60472,00	80961,00		15
24	C_1023	7897	верт	добыв	63810,00	79613,00		13
25	C_1027	7899	верт	добыв	36105,00	90590,00		13
26	C_1029	7903	верт	добыв	36476,00	90441,00		13
27	C_103	7913	верт	добыв	61892,00	83407,00		13
28	C_1032	7915	верт	добыв	37217,00	90141,00		13
29	C_105	7916	верт	добыв	62262,00	83258,00		13
30	C_1066	7925	верт	добыв	55019,00	82948,00		15
31	C_1068	7930	верт	добыв	55390,00	82799,00		15
32	C_107	7937	верт	добыв	62633,00	83108,00		13
33	C_1075	7939	верт	добыв	58357,00	81600,00		16
34	C_1082	7954	верт	добыв	62066,00	80101,00		14
35	C_1086	7958	верт	добыв	63549,00	79502,00		13
36	C_1088	7962	верт	добыв	63920,00	79352,00		13



37	C_1091	7964	верт	добыв	36215,00	90330,00		13
38	C_1096	7967	верт	добыв	37699,00	89731,00		13
39	C_11	7968	верт	добыв	53661,00	87596,00		13
40	C_111	7972	верт	добыв	63375,00	82808,00		13
41	C_1117	7974	верт	добыв	45858,00	86434,00		14
42	C_1119	7982	верт	добыв	46229,00	86284,00		14
43	C_112	7993	верт	добыв	49022,00	88392,00		13
44	C_1121	8076	верт	добыв	47712	85685		14
45	C_1124	8086	верт	добыв	49196	85086		14
46	C_1134	8087	верт	добыв	52905	83587		15
47	C_1138	8088	верт	добыв	54759	82838		16
48	C_114	8091	верт	добыв	49392	88242		13
49	C_1153	8105	верт	добыв	61805	79991		14
50	C_1157	8106	верт	добыв	62918	79541		13
51	C_1158	8107	верт	добыв	63289	79392		13
52	C_116	8108	верт	добыв	51247	87493		13
53	C_1160	8109	верт	добыв	63660	79242		13
54	C_1169	8110	верт	добыв	37438	89620		13
55	C_1170	8111	верт	добыв	37809	89470		13
56	C_1212	8120	верт	добыв	57466	81529		16
57	C_1220	8122	верт	добыв	63029	79281		13
58	C_1268	8127	верт	добыв	57947	81118		16
59	C_1282	8130	верт	добыв	62768	79171		13
60	C_1284	8131	верт	добыв	63139	79021		13
61	C_1286	8132	верт	добыв	63510	78871		13
62	C_129	8133	верт	добыв	56068	85545		13
63	C_1291	8134	верт	добыв	38030	88950		13
64	C_1292	8135	верт	добыв	38401	88800		14
65	C_1294	8136	верт	добыв	38772	88650		14
66	C_1313	8137	верт	добыв	49898	84155		15
67	C_1322	8138	верт	добыв	53607	82656		16
68	C_1327	8139	верт	добыв	55461	81907		17
69	C_1332	8140	верт	добыв	57316	81158		16
70	C_1338	8141	верт	добыв	61395	79510		14
71	C_134	8142	верт	добыв	57181	85095		13
72	C_1342	8143	верт	добыв	62137	79210		14
73	C_1345	8144	верт	добыв	63250	78760		13
74	C_136	8146	верт	добыв	57923	84795		13
75	C_1381	8147	верт	добыв	50009	83894		15

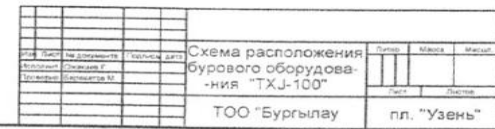


76	0921_13_00	7862	верт	доб	62719	79102	1390	13
77	0921_13_01	7865	верт	доб	65373	74694	1280	13
78	0921_13_02	7866	верт	доб	62687	78706	1370	13
79	0921_13_03	7871	верт	доб	56357	84132	1250	13
80	0921_13_04	7874	верт	доб	62967	79188	1390	13
81	0921_13_06	7875	верт	доб	66170	74845	1320	13
82	0921_14_01	7881	верт	доб	41257	83691	1250	14
83	0921_14_02	7888	верт	доб	39264	87221	1280	14
84	0921_14_03	7892	верт	доб	39871	87430	1260	14
85	0921_14_08	7918	верт	доб	48438	81007	1290	14
86	0921_14_09	7947	верт	доб	48301	80818	1295	14
87	0921_14_10	8097	верт	доб	59408	74900	1370	14
88	0921_14_11	8098	верт	доб	59624	74903	1370	14
89	0921_14_12	8099	верт	доб	50344	85270	1280	14
90	0921_14_13	8100	верт	доб	50516	85379	1280	14
91	0921_14_16	8101	верт	доб	55872	83686	1260	14
92	0921_14_17	8103	верт	доб	56888	83628	1270	14
93	0921_14_18	8112	верт	доб	55294	84052	1310	14
94	0921_15_01	8113	верт	доб	62623	77680	1370	15
95	0921_15_02	8115	верт	доб	59905	81022	1400	15
96	0921_15_03	8116	верт	доб	60183	71429	1400	15
97	0921_15_04	8117	верт	доб	58897	82295	1370	15
98	1020_15_01	8118	верт	доб	57772	82630	1380	15
99	1021_13_01	8119	верт	доб	62315	81305	1370	13
100	1021_13_02	8121	верт	доб	63265	80575	1380	13
101	1021_13_03	8123	верт	доб	57417	85037	1280	13
102	1021_13_04	8124	верт	доб	44418	81180	1210	13
103	1021_13_05	8125	верт	доб	66167	74877	1210	13
104	1021_13_07	8126	верт	доб	62110	78989	1210	13
105	1021_13_07	8128	верт	доб	55328	86611	1280	13
106	1021_13_08	8129	верт	доб	62349	78918	1220	13
107	1021_14_02	8145	верт	доб	60226	82526	1400	14



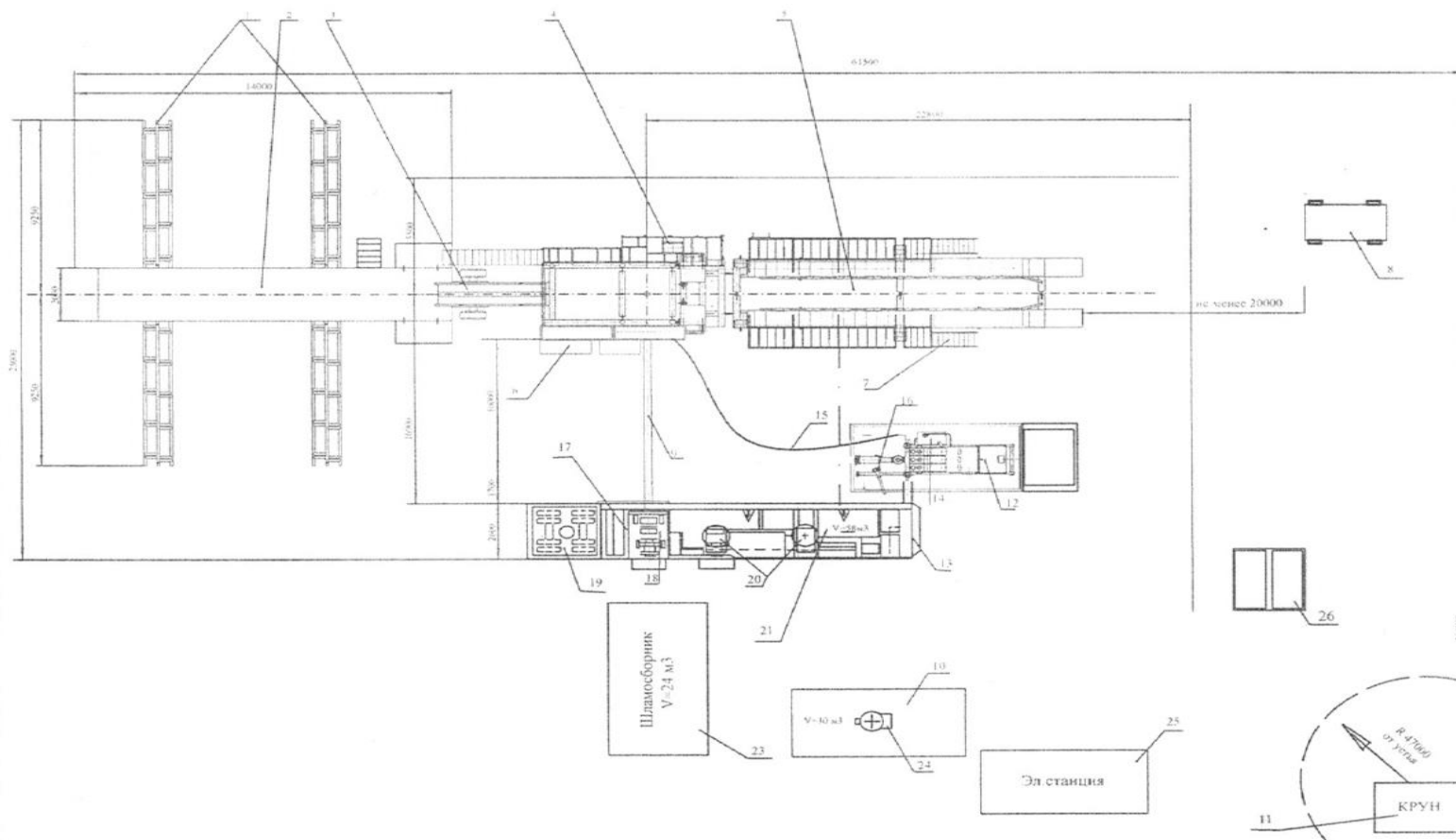
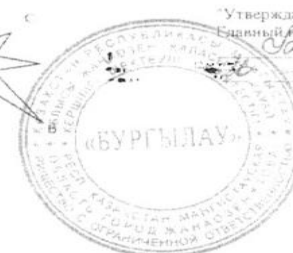
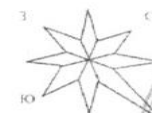
278

279



280

Схема расположения бурового оборудования МБУ-125(КМЗ)
для бурения под кондуктор



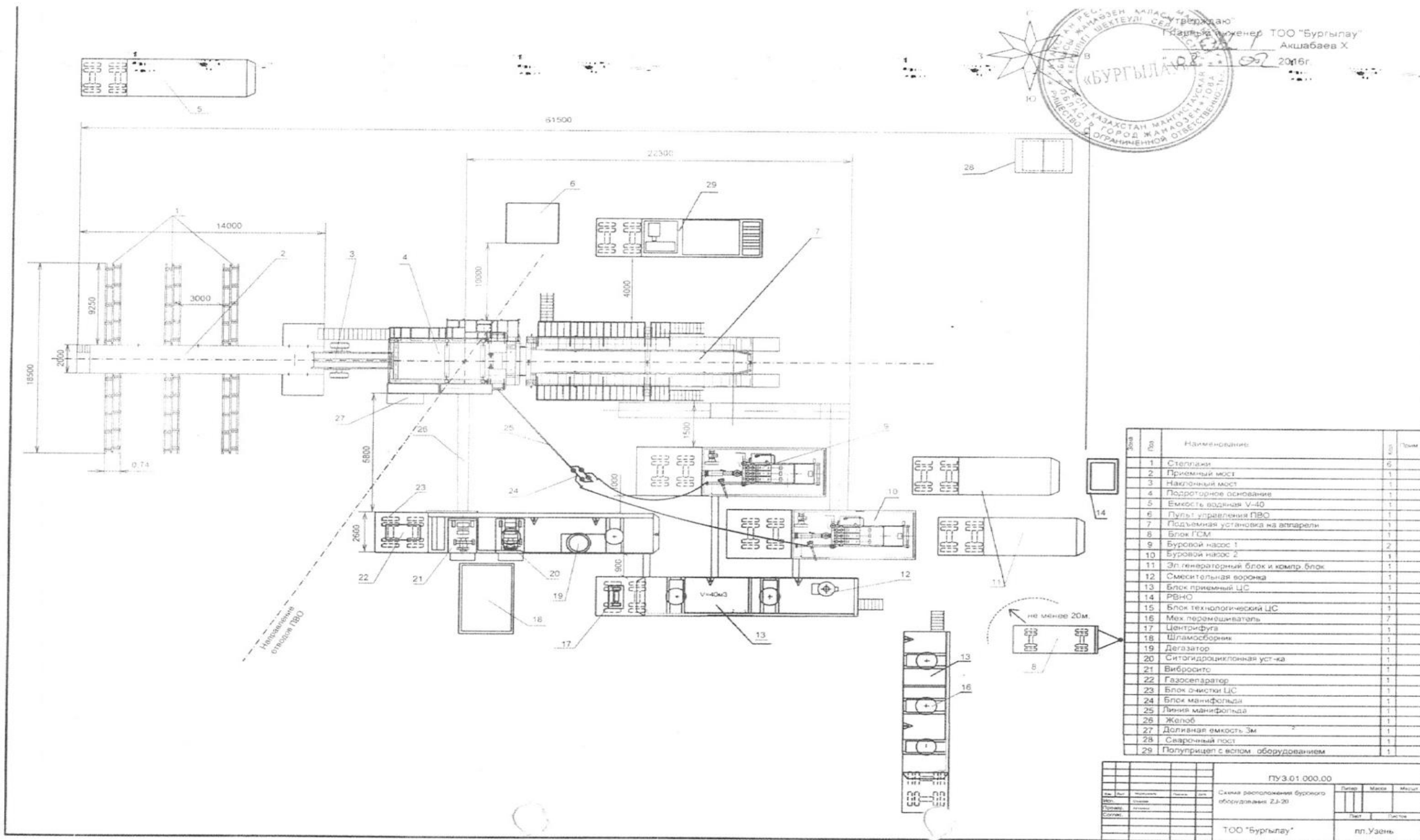
— Кабель электропитания
— Пневмолиния

Код	Наименование	Кол	Прим
1	ПУЗ.01.000.01	6	
2	ПУЗ.01.000.02	1	
3	ПУЗ.01.000.03	1	
4	ПУЗ.01.000.04	1	
5	ПУЗ.01.000.05	1	
6	ПУЗ.01.000.06	1	
7	ПУЗ.01.000.07	1	
8	ПУЗ.01.000.08	1	
9	ПУЗ.01.000.09	12	
10	ПУЗ.01.000.10	1	
11	ПУЗ.01.000.11	1	
12	ПУЗ.01.000.12	1	
13	ПУЗ.01.000.13	1	
14	ПУЗ.01.000.14	7	
15	ПУЗ.01.000.15	1	
16	ПУЗ.01.000.16	1	
17	ПУЗ.01.000.17	1	
18	ПУЗ.01.000.18	1	
19	ПУЗ.01.000.19	1	
20	ПУЗ.01.000.20	1	
21	ПУЗ.01.000.21	1	
22	ПУЗ.01.000.22	1	
23	ПУЗ.01.000.23	1	
24	ПУЗ.01.000.24	1	
25	ПУЗ.01.000.25	1	
26	ПУЗ.01.000.26	1	

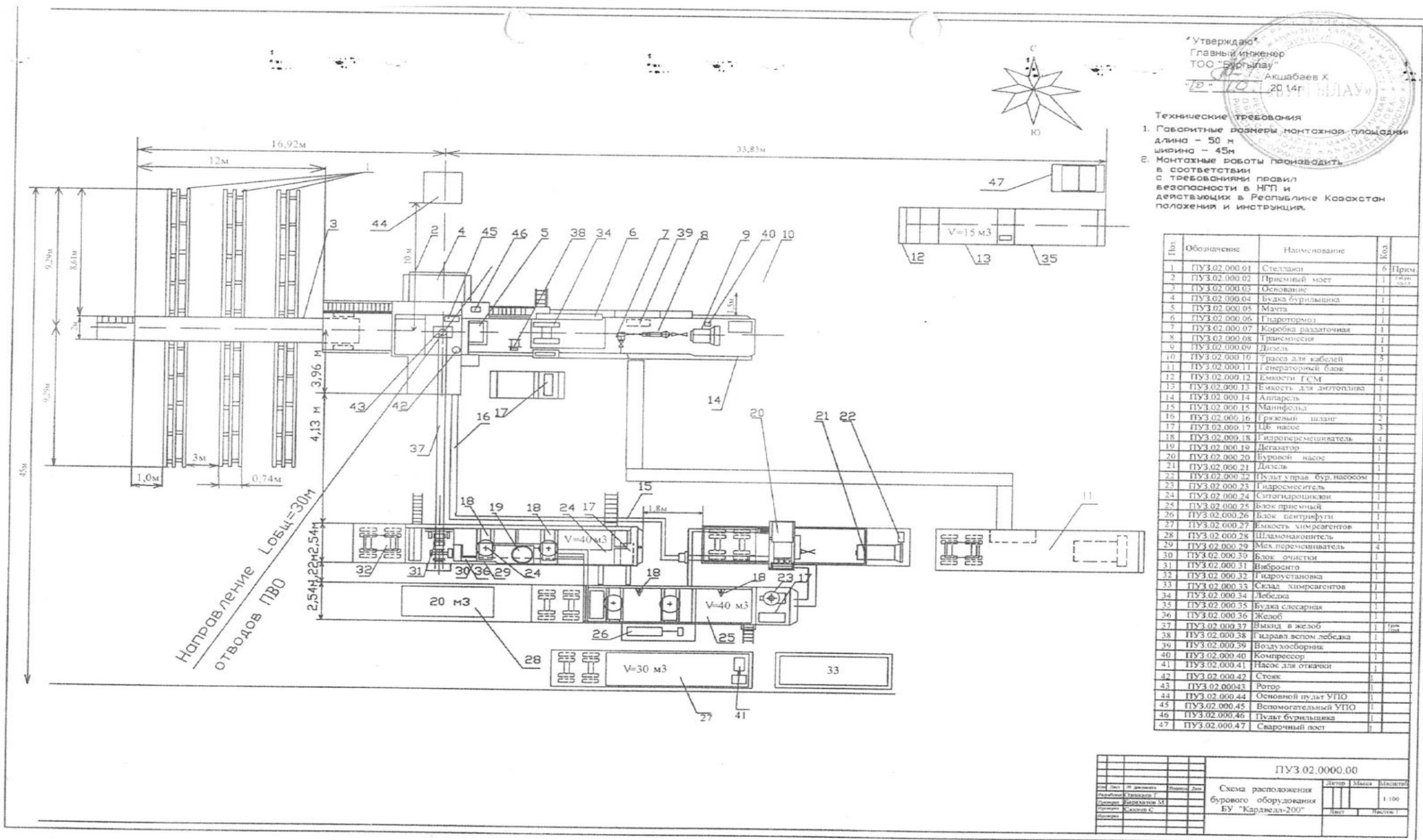
Схема расположения бурового оборудования МБУ-125(КМЗ)	Лист	Масштаб	Дата
пл. "Узень"			



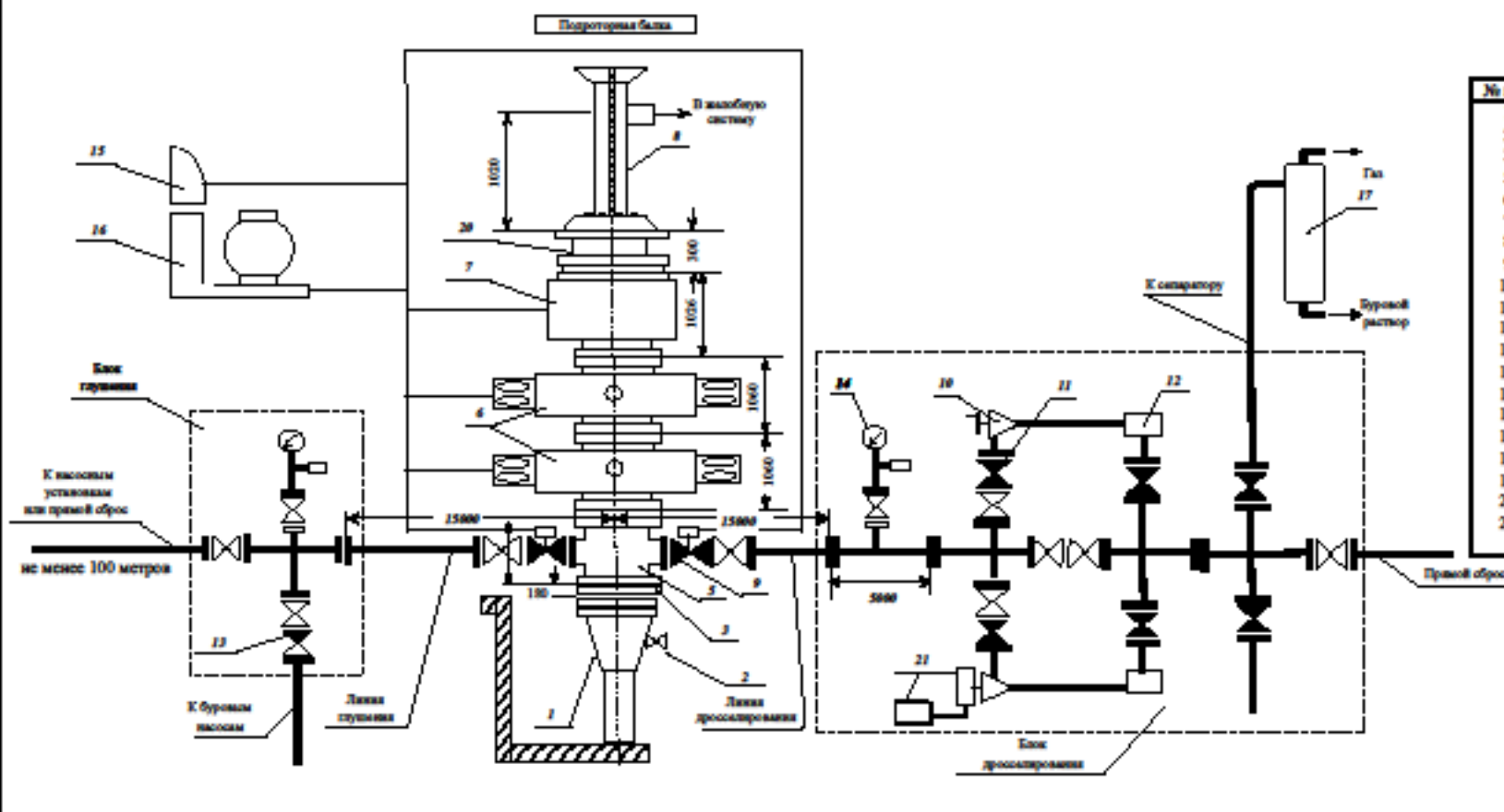
ПРИЛОЖЕНИЯ



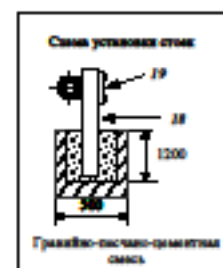
ПРИЛОЖЕНИЯ



ТИПОВАЯ СХЕМА МОНТАЖА ПРОТИВОВЫБРОСОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН



№ поз.	Наименование	Кол-во
1	Головка колонны	1
2	Задвижка	2
3	Адаптер	1
4	Крестовина	1
5	Планочный превентор	2
6	Универсальный превентор	1
7	Разъемная устьевая воронка	1
8	Задвижка с гидравлическим приводом	2
9	Дроссель с ручным управлением	2
10	Задвижка	12
11	Манометр	2
12	Обратный клапан	1
13	Манометр	2
14	Вспомогательный насос	1
15	Станция гидравлического привода	1
16	Газосепаратор	1
17	Стойка линии правого сброса	20
18	Крепежный хомут	20
19	Катушка надпревенторная	1
20	Регулируемый дроссель с гидравлическим приводом	1



Технические условия:

- Обвязка устья скважины противобросовым оборудованием принята по типовой схеме № 45 (ГОСТ 13862-2003 "Оборудование противобросовое").
- Для обвязки устья используется стандартное оборудование. Как исключение допускается изготовление отдельных узлов и деталей по техническим условиям, утвержденным в установленном порядке.
- Сливная воронка должна быть разъемной и при необходимости свободно демонтироваться с устья.
- Манifold должен содержать устройство для продувки его сжатым воздухом. Длина выходящих линий должна быть не менее 100 м.
- Крепление выходящих линий к стойкам производится при помощи хомутов через 8-10 м и не более 0.5 м от конца выхода.
- После монтажа ПВО на устье производится его опрессовка совместно с тех. колонной на давление, указанное в тех. проекте на строительство скважины. Выходящие линии опрессовываются давлением в 100 кг/см².
- Основной пульт управления ПВО устанавливается на расстоянии не менее 10 м от устья скважины в удобном и безопасном месте. Вспомогательный - непосредственно возле пульта буровишки.
- Вокруг устья скважины делается площадка из твердого покрытия по всем узлам устьевого оборудования.
- При искривлении коллекторов, насыщенных нефтью и газом, один шаровый клапан устанавливается между рабочей трубой и ее предохранительным переводником, второй - является запасным.
- Задвижки должны быть постоянно открыты.
- Задвижки должны быть постоянно закрыты.

