ТОО «САУТС-ОЙЛ»

ТОО «Geoscience Consulting»

УТВЕРЖДАЮ:

Президент ТОО «САУТС-ОЙЛ»

_____Сейтжанов С.

«____»_____2025 г.

ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ KRSO-1 ГЛУБИНОЙ 2850 м (ПО ВЕРТИКАЛИ) С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ НА КАРАГАНСАЙСКОМ УЧАСТКЕ НЕТРАДИЦИОННЫХ ИСТОЧНИКОВ УГЛЕВОДОРОДОВ, РАСПОЛОЖЕННОГО В УЛЫТАУСКОЙ И КЫЗЫЛОРДИНСКОЙ ОБЛАСТЯХ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Директор

ТОО «Geoscience Consulting» **Ебрашева А. Е.**

г. Астана – 2025 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель проекта	Ебрашева А.Е.
Ответственный исполнитель	Асеев Г. В.
Геолог	Нукенов М.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ОГЛАВЛЕНИЕ 3
СПИСОК ТАБЛИЦ 5
СПИСОК ИЛЛЮСТРАЦИЙ 8
СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ 8
РЕФЕРАТ 9
1. ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА 11
2. ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ 13
3. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ 14
4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА 16
4.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины 19
4.2. Нефтегазоводоносность по разрезу скважины 23
4.3. Возможные осложнения по разрезу скважины 25
4.4. Исследовательские работы 27
4.5. Работы по испытанию в эксплуатационной колонне и освоение скважины, сведения по эксплуатации 30
5. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ 34
6. ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ 42
7. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ 43
8. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ 52
9. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН 60
9.1. Обсадные колонны 60
9.2. Цементирование обсадных колонн 69
9.3. Оборудование устья скважины 74
10. ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИНЫ 75
10.1. Испытание пластов в процессе бурения 75
10.2. Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне 76
11. ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА 79
12. СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ 82
12.1. Подготовительные работы к строительству скважины (скважин) 83
12.2. Объемы строительных и монтажных работ для бурения скважины 84
13. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ 88
14. МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ 89
15. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИН 92
15.1. Общие положения 92
15.2. Ликвидация скважины 92
15.3. Порядок организации работ по ликвидации скважины 93
15.4. Консервация скважины 95
16. Технология установки аварийного цементного моста 97
17. Техника безопасности, промышленная санитария и противопожарная техника 100
17.1. Общие положения 100
17.2. Классификация взрывоопасных зон 100
17.3. Пожарная безопасность на объектах 103
17.4. Организационные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности 107
17.5. Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда 109
18. Мероприятия по безопасности ведения работ при бурение скважин 119
18.1. Общие положения 119
18.2. Порядок обеспечения промышленной безопасности при бурении скважин 119

18.3. Порядок обеспечения промышленной безопасности при креплении ствола скважины 120
18.4. Обустройство устья скважины 121
18.5. Испытание, гидродинамические исследования и освоение скважин 122
19. Предупреждение нефтегазоводопроявлений и открытого фонтанирования....125
19.1. Общие положения....125
19.2. Подготовка, монтаж и эксплуатация устьевого оборудования и ПВО 126
19.3. Особенности предупреждения и ликвидация аварий, инцидентов на скважинах .128
20. СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ПРИНЯТИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ И БУРЕНИИ СКВАЖИН 131
21. ОРГАНИЗАЦИЯ БУРЕНИЯ 133
21.1. СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ....133
21.2. СВЕДЕНИЯ РАСХОДА ГСМ 134
ПРИЛОЖЕНИЯ....135

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.1 Основные проектные данные 11
Таблица 1.2 Общие сведения о конструкции скважины 12
Таблица 1.3 Сведения об условиях эксплуатации скважины 12
Таблица 2.1 Список документов, которые являются основанием для проектирования 13
Таблица 3.1 Сведения о районе буровых работ 14
Таблица 3.2 Сведения о площадке строительства буровой 14
Таблица 3.3 Размеры отводимых во временное пользование земельных участков 14
Таблица 3.4 Источник и характеристики водо- и энергоснабжения, связи и местных стройматериалов 15
Таблица 3.5 Сведения о подъездных путях 15
Таблица 3.6 Сведения о магистральных дорогах и водных транспортных путях 15
Таблица 4.1 Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов 19
Таблица 4.2 Литологическая характеристика разреза скважины 20
Таблица 4.3 Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины 21
Таблица 4.4 Геокриологическая характеристика разреза скважины 22
Таблица 4.5. Нефтеносность 23
Таблица 4.6. Газоносность 23
Таблица 4.7. Водоносность 24
Таблица 4.8. Давление и температура по разрезу скважины 24
Таблица 4.9. Поглощение бурового раствора 25
Таблица 4.10. Осыпи и обвалы стенок скважины 25
Таблица 4.11. Нефтегазоводопроявления 25
Таблица 4.12. Прихватоопасные зоны 26
Таблица 4.13 Текучие породы 26
Таблица 4.14 Прочие возможные осложнения 26
Таблица 4.15 Отбор керна, шлама и грунтов 27
Таблица 4.16. Геофизические исследования 28
Таблица 4.17. Прочие виды исследований 29
Таблица 4.18. Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины) в эксплуатационной колонне 30
Таблица 4.19 Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (освоении) 30
Таблица 4.20 Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости пласта в нагнетательной скважине 31
Таблица 4.21 Дополнительные работы при испытании (освоении) 32
Таблица 4.22 Данные по эксплуатационным объектам 32
Таблица 4.23 Дополнительные данные для определения продолжительности испытания (освоения) скважины 33
Таблица 4.24 Данные по нагнетательной скважине 33
Таблица 4.25. Сведения об осложнениях по пробуренным скважинам – аналогам 33
Таблица 5.1 Характеристика и устройство шахтового направления 35
Таблица 5.2 Глубина спуска и характеристика обсадных колонн 37
Таблица 5.3 Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн 38
Таблица 5.4 Технико-технологические мероприятия, предусмотренные при строительстве скважины по проектной конструкции 39

Таблица 5.5 Максимально-допустимые гидродинамические давления в открытом стволе скважины при выполнении технологических операций 41
Таблица 6.1. Профиль ствола скважины 42
Таблица 7.1. Типы и параметры буровых растворов 44
Таблица 7.2 Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент 45
Таблица 7.3 Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработки и утяжеления 47
Таблица 7.4 Потребность воды или компонентов для обработки бурового раствора при разбуривании цементных станков 49
Таблица 7.5 Потребность компонентов для обработки бурового раствора при спуске обсадных колонн 49
Таблица 7.6 Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину 50
Таблица 7.7 Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов 51
Таблица 8.1 Способы, режимы бурения, расширки (проработки) ствола скважины и применяемые КНБК 52
Таблица 8.2 Компоновка низа бурильных колонн (КНБК) 53
Таблица 8.3. Потребное количество элементов КНБК 55
Таблица 8.4 Бурильные трубы 56
Таблица 8.5. Конструкция бурильных колонн 57
Таблица 8.6. Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения 58
Таблица 8.7. Оснастка талевой системы 59
Таблица 8.8 Режим работы буровых насосов 59
Таблица 8.9. Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой 59
Таблица 8.10. Гидравлические показатели промывки 59
Таблица 9.1. Способы расчеты наружных давлений и опрессовки обсадных колонн 60
Таблица 9.2. Распределение давлений по длине колонны 60
Таблица 9.3 Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб 64
Таблица 9.4 Параметры обсадных труб 64
Таблица 9.5 Суммарная масса обсадных труб 65
Таблица 9.6. Технологическая оснастка обсадных колонн 66
Таблица 9.7 Режим спуска обсадных труб 67
Таблица 9.8. Опрессовка обсадных труб натяжение эксплуатационной колонны 68
Таблица 9.9. Общие сведения о цементировании обсадных колонн 69
Таблица 9.10. Характеристика жидкостей для цементирования 70
Таблица 9.11 Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов 71
Таблица 9.12 Технологические операции при цементировании и режим работы цементировочных агрегатов (буровых насосов) 72
Таблица 9.13. Потребное для цементирования обсадных колонн количество цементировочной техники 73
Таблица 9.14. Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов 73
Таблица 9.15. Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО) 74
Таблица 10.1 Продолжительность работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах 75
Таблица 10.2 Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле 75
Таблица 10.3. Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ) 76
Таблица 10.4. Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов 76
Таблица 10.5. Потребное количество цементировочной техники для установки цементных мостов 76

Таблица 10.6. Потребное количество материалов для установки цементных мостов 76
Таблица 10.7. Продолжительность освоения объектов в эксплуатационной колонне.....77
Таблица 10.8. Продолжительность работы агрегатов при испытании (освоении) объектов в эксплуатационной колонне.....77
Таблица 10.10. Потребное количество материалов для испытания (освоения) скважины в эксплуатационной колонне.....78
Таблица 11.1. Методы проверки износа и контроля коррозионного состояния ведущих труб, НКТ и всех элементов бурильных колонн (обусловлены стандартом DS-1) 79
Таблица 11.2. Перечень деталей бурового оборудования, подлежащих дефектоскопии 80
Таблица 11.3 Опрессовка оборудования и используемая техника 81
Таблица 12.1 Сварочные работы при монтаже бурового оборудования 83
Таблица 12.2 Объемы подготовительных работ к бурению скважины (скважин) 83
Таблица 12.3 Перечень топографо-геодезических работ 83
Таблица 12.4. Объемы работ по комплекту оборудования 84
Таблица 12.5 Объемы работ под конструктивные узлы вышки и привышечных сооружений к комплекту 85
Таблица 12.6 Объемы работ по фундаментам под комплект (и вышку) 86
Таблица 12.7. Объем работ по перечню оборудования, включаемого при испытании (освоении) первого и последующих объектов.....87
Таблица 13.1 Продолжительность бурения скважины 88
Таблица 13.2 Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин 88
Таблица 14.1 Средства механизации и автоматизации.....89
Таблица 14.2 Средства контроля.....91
Таблица 14.3 Средства диспетчеризации.....91
Таблица 17.1 Классификация основных сооружений и установок по взрыво - и пожароопасности.....103
Таблица 17.2 Спецодежда, спецобувь и средства индивидуальной защиты.....110
Таблица 17.3 Средства коллективной защиты от шума и вибраций.....111
Таблица 17.4 Нормы освещённости 112
Таблица 17.5 Средства контроля воздушной среды 116
Таблица 17.6. Первичные средства пожаротушения 118
Таблица 20.1.Список литературы 131
Таблица 21.1. Расход ГСМ при бурении скважины.....134

СПИСОК ИЛЛЮСТРАЦИЙ

Рисунок 4-1 Обзорная карта района работ....18
Рисунок 5-1. График совмещённых давлений....36
Рисунок 6-1. Профиль и план скважины....42
Рисунок 9-1. Распределение избыточных давлений (кондуктор)....61
Рисунок 9-2. Распределение избыточных давлений (промежуточная колонна)....62
Рисунок 9-3. Распределение избыточных давлений (эксплуатационная колонна)....63

СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ

Приложение 1. Техническое задание....136
Приложение 2. Протокол ГТС....140
Приложение 3. Схема расположениия оборудования буровой установки....142
Приложение 4. Схема обвязки устья скважины ПВО при бурении скважины....143
Приложение 5. Схема ПВО при испытании скважины....144
Приложение 6. Геолого-технический наряд....145

РЕФЕРАТ

«Индивидуальный технический проект на строительство оценочной скважины KRSO-1 глубиной 2850 м (по вертикали) с горизонтальным окончанием на Карагансайском участке нетрадиционных источников углеводородов, расположенного в Улытауской и Кызылординской областях Республики Казахстан» разработан в соответствии с «Методическими рекомендациями по разработке проектной документации на бурение (строительство) скважин на нефть и газ».

Технический проект является основным документом, регламентирующим процесс бурения скважин. Все операции по бурению скважин проводятся в соответствии с требованиями утвержденного технического проекта на бурение скважин.

Технический проект на бурение скважины составлен в соответствии с требованиями, изложенными в нормативно-технической документации на бурение скважин, утверждёнными уполномоченным органом в области углеводородов. Не допускается проведение работ по бурению скважин без утвержденного технического проекта.

В проекте предусматривается качественное вскрытие продуктивных пластов, крепление и надежность скважин, выполнение всех требований базового проектного до-кумента.

Технический проект составлен на основании задания на проектирование бурения скважин и базового проектного документа. В техническом задании на проектирование в числе параметров указано содержание сероводорода в пластовом флюиде месторождения.

В соответствии со статьей 146 Кодекса Республики Казахстан о недрах и недро-пользовании проектом не предусматривается при бурении скважины отделение газа из бурового раствора с последующим отводом на сжигание. Сжигание газа возможно при испытании объектов в соответствии с утвержденным недропользователем планом испытания объектов скважины.

Бурение скважины осуществляется на основе подрядных договоров между буровой организацией и недропользователем или самим недропользователем при наличии соответствующей лицензии.

Изменения к техническому проекту в целях повышения качества и безопасности работ производятся по требованиям уполномоченных органов в области охраны окружающей среды, в области углеводородов, а также иных государственных органов в пределах их компетенции.

В соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр» допускается, без внесения изменений в технический проект по согласованию с проектной организацией, отклонение глубины по стволу скважины и длины обсадной колонны от предусмотренных в техническом проекте в пределах ±250 м (для наклонно-направленных и горизонтальных скважин ±300 м).

1. ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Таблица 1.1 Основные проектные данные

п/п №	Наименование	Значение
1	Номера скважин, строящаяся по данному типовому проекту	KRSO-1
2	Площадь (месторождение)	контрактная территория ТОО «САУТС-ОЙЛ»
3	Расположение (суша, море)	Суша
4	Глубина Балтийского моря на точке бурения, м	-
5	Цель бурения и назначенные скважины	оценка залежей нефти и газа в отложениях карагансайской свиты средней юры (J_2kr)
6	Проектный горизонт:	отложения карагансайской свиты средней юры (J_2kr)
7	Средняя проектная глубина (от уровня моря), м по вертикали по стволу	 2850 4000±300
8	Число объектов испытания: в колонне: в открытом стволе	1
9	Вид скважины (вертикальная, наклонно-направленная, кустовая)	Наклонно-направленная
10	Тип профиля	наклонно-направленная, с горизонтальным участком ствола
11	Азимут бурения, град	38.15
12	Максимальный зенитный угол, град	90
13	Максимальная интенсивность изменения зенитного угла, град/10 м	2
14	Глубина по вертикали кровли продуктивного (базисного) пласта, м	2850
15	Допустимое отклонение заданной точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта от проектного положения (радиус круга допуска), м	5
16	Способ бурения	Роторный (или верхний привод), ВЗД
17	Вид привода	Дизельэлектрический
18	Класс буровой установки	7
19	Максимальная масса колонны, т: обсадной бурильной	 150 151
20	Тип установки для испытаний	УПА-60/80
21	Продолжительность цикла бурения скважин, сут.: в том числе:	265
	строительно-монтажные работы	6,0
	подготовительные работы к бурению	4,0
	бурение и крепление	222
	освоение всего:	33
	ГРП	12,0
	в эксплуатационной колонне:	21

Таблица 1.2 Общие сведения о конструкции скважины

Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска, м			
		по вертикали		по стволу	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Кондуктор	339,7	0	800	0	400
Промежуточная колонна	244,5	0	2000	0	2000
Пилотный ствол	215,9	2000	3200	2000	3200
Эксплуатационная колонна	139,7	0	2850	0	4000±300

Примечание:

- В секции 215,9 мм будет производиться бурение пилотного для детального изучения продуктивного горизонта
- Глубина спуска эксплуатационной колонны будет уточнена в ходе строительства скважины. Глубина спуска башмака эксплуатационной колонны уточняется по ГИС.

Таблица 1.3 Сведения об условиях эксплуатации скважины

Данные о способах эксплуатации			Срок перевода скважины в нагнетательную от начала эксплуатации, год	Максимальные габаритные размеры спускаемых инструментов и приборов при освоении и эксплуатации скважины		Коррозия		Глубина установки пакера, м	Жидкость за НКТ	
Название (ФОНТАННЫЙ, ШГН ЭЦН, ГАЗЛИФТНЫЙ)	период от начала эксплуатации, год			глубина, м	диаметр, мм	вид (сероводородная, сульфидная и пр.)	активность пластового флюида, мм/год		тип	плотность г/см^3
	от	до								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
УЭЦН	В течении всего срока эксплуатации		Не предусматривается	4000	88	Общая коррозия	незначительная*	При необходимости после ГРП	флюид	0,7

2. ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Таблица 2.1 Список документов, которые являются основанием для проектирования

№ пп	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 сланцевой нефти карагансайского участка нетрадиционных источников углеводородов, расположенного в Улытауской и Кызылординской областях Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.01.2024 г.)
2	Техническое задание на составление проекта Индивидуальный технический проект на строительство оценочной скважины KRSO-1 глубиной 2850 м (по вертикали) с горизонтальным окончанием на Карагансайском участке нетрадиционных источников углеводородов, расположенного в Улытауской и Кызылординской областях Республики Казахстан» ТОО «САУТС-ОЙЛ»

3. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Таблица 3.1 Сведения о районе буровых работ

Наименование	Значение (текст, название, величина)
1	2
Площадь (месторождение)	контрактная территория ТОО «САУТС-ОЙЛ»
Блок (номер или название)	-
Административное расположение: Республика Область (край) Район	 Казахстан Кызылординская и Улытауская Республики
Год ввода, г: месторождения в эксплуатацию площади в бурение	- - 1973
Расположение (суша, море)	Суша
Температура воздуха, ^{0}C среднегодовая наибольшая летняя наименьшая зимняя	 + 15°C + 45°C - 40°C
Животный мир	паукообразными и парнокопытными (сайгаками, джейранами), а также волками, лисицами и зайцами.
Среднегодовое количество осадков, мм	150
Продолжительность отопительного периода в году, сут.	180
Азимут преобладающего направления ветра, град	летом западные и юго-западные, в остальные время года – северные и северо-восточные, в зимнее время часты метели и бураны

Таблица 3.2 Сведения о площадке строительства буровой

Наименование	Значение (текст, названия, величина)
1	2
Рельеф местности	барханный
Состояние местности	полупустынная равнина
Толщина снежного покрова, см	30 (максимально на зиму)
Почвенного слоя	отсутствует
Растительный покров (гумус)	Ковыльно-полынная
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 оборудования и техники для бурения эксплуатационной скважины.	3,5	Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин, 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**
Водоснабжение:			
Техническая вода для бурения	Водяная скважина		Автотранспорт
Пресная вода: 1. Для котельной и хозбытовых нужд; 2. Для питьевых целей	Водяная скважина г. Кызылорда	 120	Автотранспорт
Энергоснабжение	Дизель электростанция	На буровой площадке	
Местные стройматериалы:			
а) грунт	Местный карьер	85	Автосамосвал
б) песчано-гравийная смесь	Местный карьер	85	Автосамосвал
Связь	Спутниковая, радиостанция,	-	Связь с головным офисом и представительством

Таблица 3.5 Сведения о подъездных путях

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

Примечание: Подъездные пути будут определены во время переезда станка.

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**
Ближайшими станциями железной и автомобильной дороги являются Жосалы на юго-запад и областной центр Кызылорда на юг от южной границы участка, расположенные в 125 км и административно относящиеся к Кызылординской области. Расстояние до города Жезказган 210 км к северо-востоку.					

4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Исходные геологические данные для составления: «Индивидуальный технический проект на строительство оценочной скважины KRSO-1 глубиной 2850 м (по вертикали) с горизонтальным окончанием на Карагансайском участке нетрадиционных источников углеводородов, расположенного в Улытауской и Кызылординской областях Республики Казахстан»

Цель бурения: оценка залежей нефти и газа в отложениях карагансайской свиты средней юры (J_2kr)

Проектная глубина: по вертикали (с пилотным стволом) – 3200 м
по вертикали без пилотного ствола 2850 м
по длине ствола – 4000 ±300 м

Проектный горизонт: отложения карагансайской свиты средней юры (J_2kr)

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Карагансайский участок ТОО «САУТС-ОЙЛ» расположен на территории Кызылординской и Улытауской областей Республики Казахстан (рис. 1). В географическом отношении площадь работ расположена в южной части Торгайской низменности. В непосредственной близости к контрактной территории имеется достаточно хорошо развитая инфраструктура. В северной части контрактной территории проходят нефтепровод Арыскум-Кумколь и Каракайын-Кумколь, а далее экспортный нефтепровод Казахстан-Китай и Шымкентский НПЗ. Также на юге проходит республиканский магистральный газопровод «Бейнеу-Бозой-Шымкент». Ближайшими станциями железной и автомобильной дороги являются Жосалы на юго-запад и областной центр Кызылорда на юг от южной границы участка, расположенные в 125 км и административно относящиеся к Кызылординской области. Расстояние до города Жезказган 210 км к северо-востоку.

В орографическом отношении район участка представляет собой слабовсхолмленную равнину, покрытую типичной для полупустынь ксерофильной растительностью. Абсолютные отметки рельефа составляют 150-200 м над уровнем моря.

Растительный мир состоит в основном из плотнодерновинных злаков: типчака и ковыля-тырсы. Субдоминантами выступают дерновинные злаки и полынь.

Климат района резко континентальный, со значительными колебаниями суточных и сезонных температур. Максимальные температуры в летний период достигают +45 0С, минимальные зимой -40 0С. Их среднегодовое количество не превышает – 150 мм.

Для рассматриваемого района характерны сильные ветры: летом западные и юго-западные, в остальные время года – северные и северо-восточные, в зимнее время часты метели и бураны. Водные артерии на площади участка отсутствуют.

Источник технической воды - из пробуренной водяной скважины, питьевая вода – бутилированная, из г. Кызылорда в 120 км. Район не сейсмоактивный.

Залежи нефти и газа были выявлены в результате испытания скважины № 40 в 2018 году после проведенной солянокислотной обработки (СКО) в верхней части карагансайской свиты. По результатам аналитических работ выявленная залежь нефти отнесена к категории трудноизвлекаемых. Площадь распространения определена по результатам сейсморазведочного материала 3Д, отработанного в 2006-2007 гг. и уточнена по данным геофизического исследования скважин (ГИС) открытого ствола.

Согласно «Проекту разработки сланцевой нефти карагансайского участка нетрадиционных источников углеводородов, расположенного в Улытауской и Кызылординской об-

ластях Республики Казахстан», рассмотренного и утвержденного Министерством Энергетики (протокол №57/14 от 21-22 ноября 2024 г.) предусмотрено бурение одной эксплуатационной (ГС-1) и десяти оценочных скважин (KRSO-1 – KRSO-10) с горизонтальным окончанием в целевом горизонте. Настоящий Индивидуальный тех. проект рассматривает бурение оценочной скважины KRSO-1.

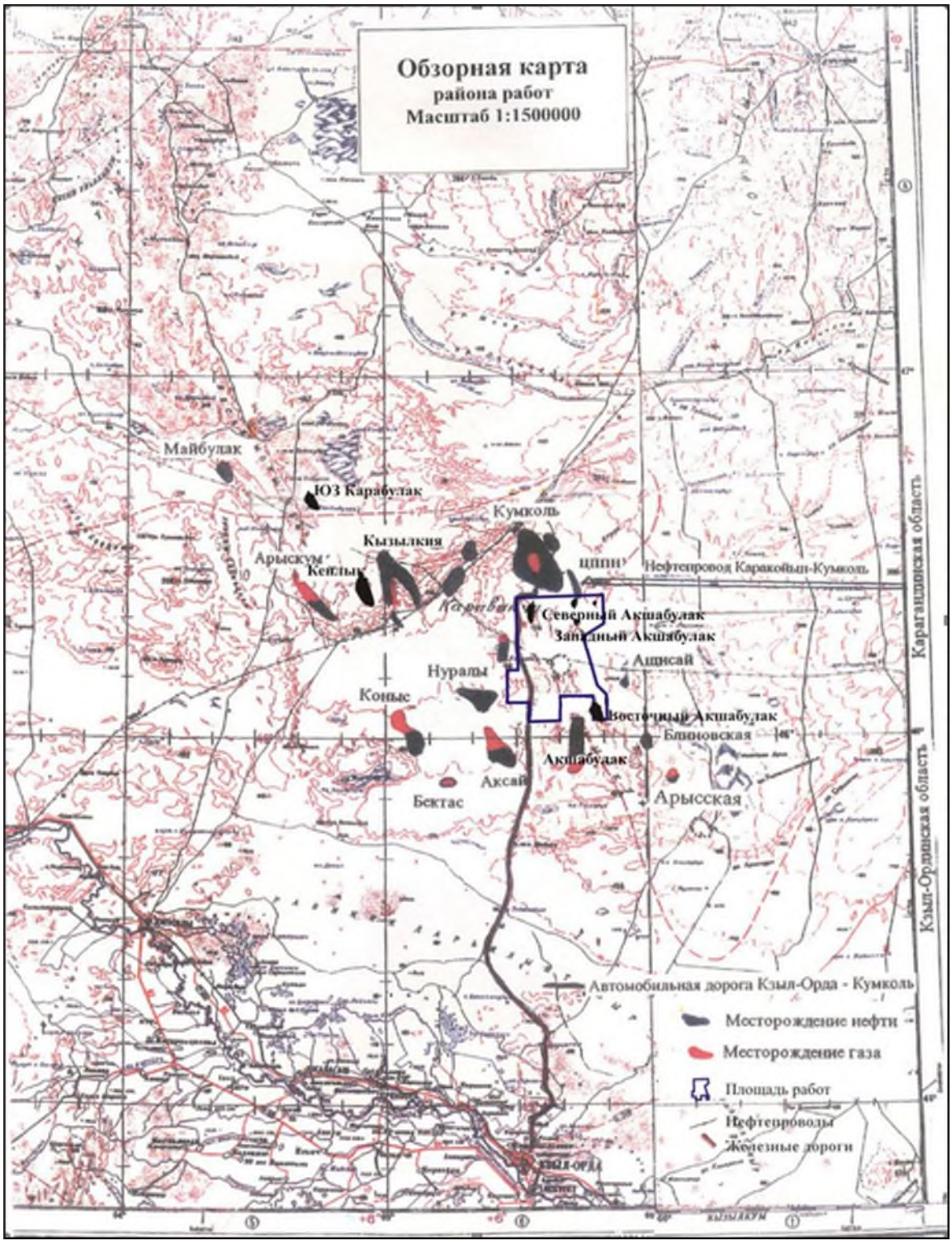


Рисунок 4-1 Обзорная карта района работ

4.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины

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

Глубина залегания (по вертикали), 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	1520	Палеоген	Q+P			1,15
		Нижний мел	K_1a-al			
			K_1nc_2			
			K_1nc_1			
			K_1nc_1ar			
1520	2650	Верхняя юра	J_3ak			
			J3km			
2650	3150	Средняя-нижняя юра	J_2kr			
3150	3200		$J_{1-2}ds$			

Таблица 4.2 Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения			Интервал (по вертикали), м		Горная порода		
			от (верх)	до (низ)	краткое название	% в интервале	Описание породы
KZ	Q+P	Палеоген	0	1520	Глина	80	Серо-зеленая глина, известковый бентонит
					Песчаник	20	Кварц-доломитовый песок
MZ	K_1a-al	Нижний мел			Песчаник	50	Кварц-полевошпатовый песок
					Глина	50	Пластичная глина
	K_1nc_2				Песчаник	40	Зеленовато-серые, мелко-среднезернистые, слюдистые
					Глина	60	Пластичная глина
	K_1nc_1				Глина	60	Красная глина
					Песчаник	40	Серый слабоцементированный песок
	K_1nc_1ar				Гравелит, Алевролит	90	Светло-серые, зеленоватые, хлоритизированные, неравномерно-разнообломочные, слабо сцементированы карбонатным и песчано-глинистым цементом, состоят из окатанных и полуокатанных обломков аргиллитов, алевролитов и кварцитов
					Песчанник	10	серые, серо-зеленые, буровато-серые, кварц-полевошпатовые, мелко-среднезернистые до грубозернистых с пропластками гравелитов, на карбонатном цементе
	J_3 ak	Верхняя юра, Акшабулакская свиты	1520	2650	Глина	80	Красная, пестроцветная, серая глина и глинистый алевролит
					Песчаник	20	Серый, мелкозернистый слабоцементированный песок
	J_3 km	Верхняя юра, Кумкольская свита			Аргиллит	30	Сине-серый аргиллит с прослоями алевролитов
					Песчанник	70	В кровле песчанистый известняк, в подошве разнозернистый серый песчаник
	J_2kr	Средняя юра, Карагансайская свита	2650	3150	Сланец	90	Темно-серый и черный аргиллит с прослоями алевролитов и песчаников
					Песчаник	10	массивный сине-серый песчаник с прослойками гравия и алевролита
	$J_{1-2}ds$	Средняя-нижняя юра, Дощанская свита	3150	3200	Глина	60	Угольный сланец, уголь, битумы
					Алевролит	40	

Таблица 4.3 Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см^3	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость, %	Карбонатность, %	Соленость, %	Сплошность породы	Твердость, кгс/мм^2	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы по промысловой классификации (мяг-	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга, кгс/мм^2	Гидратационное разуплотнение (набухание) породы
	от (верх)	до (низ)															
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Q+P	0	1520	Глина														
			Песчаник														
K_1a-al			Глина														
			Песчаник														
K_1nc_2			Глина														
			Песчаник														
K_1nc_1			Глины	2,15												0,27	200
			Алевролиты	2,1	13	>500	10	3								0,37	500
K_1nc_1ar			Гравелит, Алевролит														
			Песчаник														
J_3ak	1520	2650	Глина														
			Песчаник														
J_3km			Аргиллит	2,2													
			Песчаник														
J_2kr	2650	3150	Сланец, глины	2,2													
			Алевролиты, песчаник	2,1	11	>500	10	2									
$J_{1-2}ds$	3150	3200	Глины	2,3													
			Алевролиты	2,1	10	>500	10	2									

Таблица 4.4 Геокриологическая характеристика разреза скважины

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

Примечание: В разрезе проектной скважины многолетнемерзлые породы отсутствуют.

4.2. НЕФТЕГАЗОВОДОНОСНОСТЬ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ

Таблица 4.5. 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
J_2kr	2925.7	3160	Низкопроницаемый порово-трещинный	0,808	0,832		0,3	15,6	9,8*	2	отс	0,243	1,18	16,8 * 10^4	30,7

Примечание: согласно Проекту разработки предусмотрено проведение МГРП. Соответственно приведен дебит после проведения МГРП

Таблица 4.6. Газоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м (по вертикали)		Тип коллектора	Содержание в % по объему			Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент отклонения газа в пластовых условиях	Свободный дебит тыс. м^3/сут.	Параметры конденсата	
	от (верх)	до (низ)		H_2S	He	CO_2				в пластовых условиях г/см^3	на устье скважины кг/м^3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Примечание: - в оценочной скважине вскрытие газовых залежей не ожидается.

Таблица 4.7. Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ^{3}	Свободный дебит, м ^{3} /сут	Фазовая проницаемость, мД	Химический состав воды в мг-эквивалентной форме						Степень минерализации, мг-экв/л	Тип воды по Сулину СФН-сульфатонатриевый ГКН-гидрокарбонатнонатриевый ХЛМ-хлормагниевый ХЛК-хлоркальциевый
							анионы			катионы				
	от (верх)	до (низ)					Cl^-	SO_4^{--}	HCO_3^-	Na^+	Mg^{++}	Ca^{++}		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
K1nc1	200	1520	поро-	1.04			35847	17	85	18667	600	3000	58216	ХК
J_3- J_2	1520	3150	вый	1.04			56 319	2420	1030	22456	833	4910	87420	

Таблица 4.8. Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления, кгс/см^2 на м				Температура в конце интервала, градус
	от (верх)	до (низ)	пластового*	порового	гидроразрыва пород	горного	
1	2	3	4	5	6	7	8
Q+P	0	240	0.1	0.1	0.185	0.172	20
K_1a-al	240	1060	0.1	0.1	0.185	0.18	35
K_1nc_2	1060	1340	0.1	0.1	0.185	0.18	42
K_1nc_1	1340	1460	0.1	0.1	0.185	0.18	49
K_1nc_1ar	1460	1520	0.102	0.102	0.185	0.188	51
J_3ak	1520	1800	0.103	0.103	0.185	0.188	58
J_3km	1800	2650	0.104	0.104	0.185	0.19	68
J_2kr	2650	3150	0.104	0.104	0.185	0.19	80
J_{1-2}ds	3150	3200	0.104	0.104	0.185	0.19	80

4.3. Возможные осложнения по разрезу скважины

Таблица 4.9. Поглощение бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, $м^3/ч$	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции (ДА, НЕТ)	Градиент давления поглощения, $кгс/(см^2 \cdot м)$		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
K_{1-2}	200	1520						При несоблюдении тех. параметров бурения
J_{3-1}	1520	3200						

Таблица 4.10. Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	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, $г/см^3$	дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород		
1	2	3	4	5	6	7	8
K_{1-2}	0	1520					

Таблица 4.11. Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Длина столба газа при ликвидации газопроявления, м	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, $г/см^3$		Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т.д.)
	от (верх)	до (низ)			внутреннего	наружного		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
J_{3-1}	2650	3200						

Таблица 4.12. Прихватоопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальнико-образования 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^3/30 мин	смазывающие добавки (названия)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
J_{3-1}	2650	3200							При несоблюдении тех. параметров бурения

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

Примечание: В разрезе проектных скважин текучие породы не ожидаются.

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

4.4. Исследовательские работы

Таблица 4.15 Отбор керна, шлама и грунтов

Отбор керна						Отбор шлама				Отбор грунта			
Индекс стратиграфического подразделения	Параметры отбора керна		Интервал, м		Метраж отбора керна, м	Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Частота отбора шлама через, м	Индекс стратиграфического подразделения	Глубина отбора грунта, м	Тип бокового грунтоноса	Количество образцов пород, шт.
	минимальный диаметр, мм	максимальная проходка за рейс, м	от (верх)	до (низ)			от (верх)	до (низ)					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
J2			2650	2850	200	K_1-J_{1-2}	800*	3200	5	Не предусматриваются			

Примечание: Отбор шлама планируется начать при бурении под тех. колонну

Таблица 4.16. Геофизические исследования

Наименование исследований	Масштаб вывода диаграмм)	Замеры производятся в интервале, м		Примечание
		от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5
В процессе бурения в горизонтальном стволе: ГК; Инклинометрия; Плотностной; Нейтронная проистость; УЭС	1:200	2400	2850*	
Детальные исследования: КС (N0.5M2A; A2M05N); ПС; БК; МБК; МГЗ; МПЗ;Резистивиметрия, ГК; ННК-т, большой и малый зонд, нейтронная пористость; ГГК-п; ГС, АК; Кавернометрия, Профилометрия, Микрокавернометрия, Термометрия; Инклинометрия; АКЦ	1:200	2000	3200	Детальные ГИС всей продуктивной толщи для выделения углеводородонасыщенных объектов
ГТИ, Газовый каротаж.	1:200	800	2850	Для определения углеводородонасыщенных интервалов в процессе бурения
Акустическая цементометрия (АКЦ), СГДТ, ЭМДС-Т, ЛМ	1:500	30 800	800 2000	После бурение секции для определения качества цементного камня за колонной

Примечание:

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

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

Примечание: Испытание в процессе бурения не планируется.

Таблица 4.17. Прочие виды исследований

Название работы	Единица измерения	Объем работы
1	2	3

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

Таблица 4.18. Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины) в эксплуатационной колонне

Индекс стратиграфического 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): ПЕРЕДВИЖНАЯ, СТАЦИОНАРНАЯ	Пласт фонтанирующий (ДА, НЕТ)	Количество режимов (штуцеров) испытания, шт.	Диаметр штуцеров, мм	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения нагнетательной скважины: смена раствора на воду (РАСТВОР-ВОДА), смена раствора на нефть (РАСТВОР-НЕФТЬ), смена воды на нефть (ВОДА-НЕФТЬ), аэрация (АЭРАЦИЯ), понижение уровня компрессорами (КОМПРЕССОР)	Опорожнение колонны при испытании (освоении)	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)							максимальное снижение уровня, м	плотность жидкости, г/см^3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
J_2kr	1-40*	2850**		Спуск ЭК с портами***		ЦК	передвижная	нет					

Примечание: * предусматривается до 40 операций ГРП
** - глубина по вертикали, испытание предусмотрено в горизонтальном стволе
*** - разделение объектов с помощью портов

Таблица 4.19 Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (освоении)

Номер объекта (см. табл. 4.19)	Перфорационная среда		Мощность перфораций, м	Вид перфораций: КУМУЛЯТИВНАЯ, ПУЛЕВАЯ, СНАРЯДНАЯ, ГИДРОПЕСКОСТРУЙНАЯ, ГИДРОСТРУЙНАЯ	Типоразмер перфоратора	Количество отверстий на 1 м, шт.	Количество одновременно спускаемых зарядов, шт.	Количество спусков перфоратора	Предусмотрен ли спуск перфоратора на НКТ? (ДА, НЕТ)	Насадки для гидропескоструйной перфорации	
	вид: РАСТВОР, НЕФТЬ, ВОДА	плотность, г/см^3								диаметр, мм	количество, шт.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

1. **Примечание:** После обсадки колонны с портами предусматривается проведение МГРП. Перфорация не предусматривается

Таблица 4.20 Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости пласта в нагнетательной скважине

Номер объекта (см. табл. 4.19)	Название процесса: СОЛЯНОКИСЛОТНАЯ ОБРАБОТКА, ОБР, КЕРОСИНО-КИСЛ. ЭМУЛЬС., УСТАНОВКА КИСЛОТНОЙ ВАННЫ, ДОБАВ. КУМУЛЯТ. ПЕРФОР., ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА, ГИДРОПЕСКОСТРУЙН. ПЕРФОР., ОБРАБОТКА ПАВ., МЕТОД ПЕРЕМЕННЫХ ДАВЛЕНИЙ, ЗАКАЧКА ИЗОТОПОВ и другие операции, выполняемые по местным нормам	Количество операций, установок, импульсов, спусков перфоратора	Плотность жидкости в колонне, г/см^3	Давление на устье, кгс/см^2	Температура закачиваемой жидкости, °С	Глубина установки пакера, м	Мощность перфорации, м	Типоразмер перфоратора	Количество отверстий на 1 м, шт.	Количество одновременно спускаемых зарядов, шт.	Местные нормы времени, сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1-40	ГРП		1,01	Определяется дизайном ГРП по результатам интерпретации ГИС открытого ствола и корректируется мини ГРП непосредственно на устье			Не предусматривается				

Примечание:

- в соответствии с п. 315 «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» Выбор конкретного метода воздействия осуществляется недропользователями на основе комплекса исследований, направленных на изучение состояния призабойной зоны пласта, состава пород и жидкостей, а также систематического обобщения и изучения результатов применения различных методов воздействия по скважинам и рассматриваемому объекту подрядными или сервисными организациями по ремонту скважин. В следствие чего конкретные методы интенсификации притока пластового флюида в рамках проекта не рассматриваются.

Таблица 4.21 Дополнительные работы при испытании (освоении)

Номер объекта	Название работ: промывка песчаной пробки; повышение плотности бурового раствора; повторное понижение уровня аэрацией; температурный прогреб колонны (при освоении газового объекта); виброобработка объекта; частичное разбуривание цементного моста; и другие дополнительные работы, выполняемые по местным нормам	Единица измерения	Количество	Местные нормы времени, сут.
1	2	3	4	5
I	СПО пакера для проведения ГРП, освоение скважины после ГРП	операция	1	12

Таблица 4.22 Данные по эксплуатационным объектам

Номер объекта	Плотность жидкости в колонне, г/см^3		Пластовое давление на период поздней эксплуатации, кгс/см^2	Максимальный динамический уровень при эксплуатации, м	Установившаяся при эксплуатации температура, ^{0}C		Данные по объекту, содержащему свободный газ		Заданный коэффициент запаса прочности на смятие в фильтровой зоне
	на период ввода в эксплуатацию	на период поздней эксплуатации			в колонне на устье скважины	в эксплуатационном объекте	Длина столба газа по вертикали, м	Коэффициент сжимаемости газа в стволе скважины	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I	газ	-	122,7	-	30	114,1	3510	0,85	1,15

Таблица 4.23 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. скважине	освоение, очистку и гидродинам. исследован.	шаблонирование обсадной колонны
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I	нет	нет	да	да	две	да	нет	нет	да

Таблица 4.24 Данные по нагнетательной скважине

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал залегания объекта нагнетания, м		Название (тип) нагнетаемого агента (вода, нефть, газ, пар и т.д.)	Режим нагнетания					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, кгс/см^2	температура нагнетаемого агента, °С	шифр	глубина установки, м	тип	плотность, г/см^3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Примечания: В данном техническом проекте нагнетательные скважины не проектируются.

Таблица 4.25. Сведения об осложнениях по пробуренным скважинам – аналогам

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

5. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

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

Конструкция скважин обеспечивает надежность, технологичность и безопасность их бурения и эксплуатации, в том числе:

1. Максимально возможное использование продуктивности объектов разработки в процессе эксплуатации скважин за счет оптимальных диаметров эксплуатационных колонн и конструкций забоя;

2. Возможность применения эффективного оборудования для оптимальных способов и режимов эксплуатации скважин в условиях применения запроектированных мето-дов воздействия на пласты или использования природных режимов залежей;

3. Безопасное ведение работ без аварий и осложнений на всех этапах бурения и эксплуатации скважин;

4. Получение необходимой горно-геологической информации по вскрываемому разрезу;

5. Охрану недр, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств для изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга и от дневной поверхности;

6. Максимальную унификацию по типоразмерам обсадных труб и ствола скважин;

7. Условия для производства в скважинах при их эксплуатации ремонтных и исследовательских работ;

8. Возможность установки клапанов-отсекателей, пакерующих и других устройств.

Таблица 5.1 Характеристика и устройство шахтового направления

Характеристика трубы						Подготовка шахты или ствола, спуск и крепление направления
Наружный диаметр, м	**Длина, м**	**Марка (группа прочности) материала**	**Толщина стенки, мм**	**Масса, т**	**ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т.д. на изготовление**	
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**
508	30	Д (К-55)	11,1	5,6		1. Устройство шахты 2,2 м х 2,5 м х 2 м. 2. Направление цементируется до устья, устанавливается с целью предотвращения размыва устья при бурении под кондуктор и возврата восходящего потока бурового раствора из скважины в циркуляционную систему.

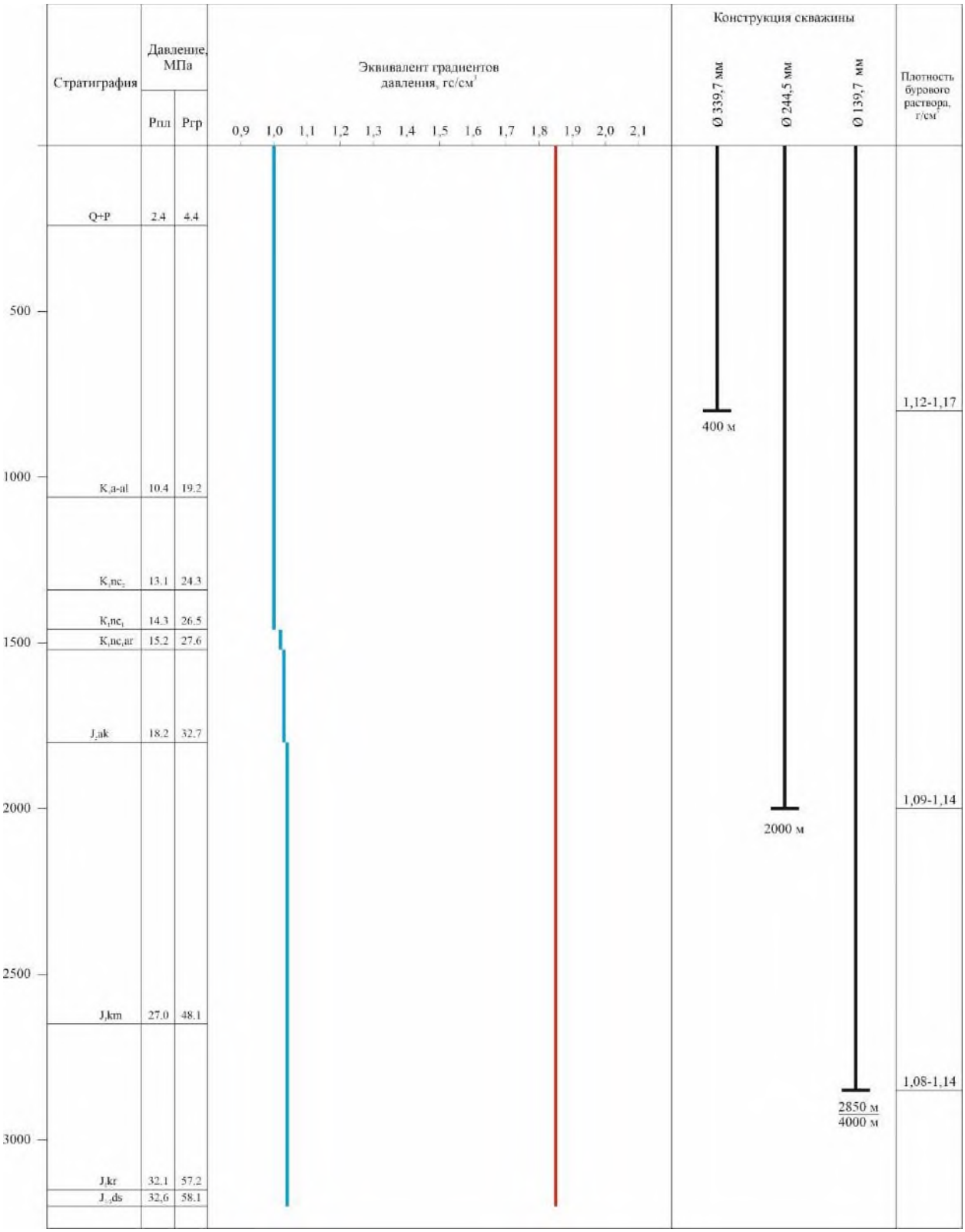


Рисунок 5-1. График совмещённых давлений

Таблица 5.2 Глубина спуска и характеристика обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Наименование колонны (направление, кондуктор, эксплуатационная колонна)	Интервал по стволу скважины (установка колонны или открытый ствол), м		Номинальный диаметр ствол скважины (долота) в интервале, мм	Расстояние от устья скважины до уровня подъема цементного раствора за колонной (от стола ротора), м	Интервал установки раздельно спускаемой части, м		Необходимость (причина) спуска колонны (в том числе в один прием или секциями), установки, надбавки смены или поворота секции
		от (верх)	до (низ)			от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Кондуктор Ø 339,7 мм	0	800	444,5	0	0	800	Цементируется до устья, кондуктор спускается с целью перекрытия верхних неустойчивых и поглощающих горизонтов. Устье скважины после спуска кондуктора оборудуется противовыбросовым оборудованием.
2	Промежуточная колонна Ø 244,5 мм	0	2000	311,2	0	0	2000	Цементируется до устья, спускается с целью перекрытия поглощающих горизонтов, предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных нефтегазоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну. Устье скважины после спуска промежуточной колонны оборудуется противовыбросовым оборудованием.
	Пилотный ствол	2000	3200	215,9				для детального изучения продуктивного горизонта
3	Эксплуатационная колонна Ø 139,7мм	1850	4000	215,9	0	1850	4000	Цементируется до «головы», спускается с целью разобщения продуктивных и водоносных горизонтов, а также добычи УВ

Таблица 5.3 Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска (табл. 5.2.гр. 1)	Раздельно спускаемые части						Соединения обсадных труб в каждой одноразмерной части					
	номер в порядке спуска (табл. 5.2.гр.8)	Количество диаметров, шт.	Номер одноразмерной части в порядке спуска	Наружный диаметр.мм	интервал установки одноразмерной части (от стола ротора), м		количество типов соединений, шт.	номер в порядке спуска	условный код типа соединения	максимальный наружный диаметр соединения, мм	интервал установки труб с заданным типом соединения, м	
					от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	9	10	11	12	13	14
1	1	1	1	339,7,0	0	800	1	1	OTTM	365,12	0	800
2	1	1	1	244,5	0	2000	1	1	OTTM	269,9	0	2000
3	1	1	1	139,7	0	4000	1	1	LC	153,67	0	4000

Примечание:

1. Возможно замена обсадных труб всех размеров и типов резьбы на более высокопрочные по усмотрению недропользователя

Таблица 5.4 Технико-технологические мероприятия, предусмотренные при строительстве скважины по проектной конструкции

№ пп	Наименование мероприятия или краткое описание	Причина проведения мероприятия
1	**2**	**3**
1	Проведение учебных тревог «Выброс», периодичность – 4 раза в месяц и перед вскрытием продуктивного пласта	Проверка действий буровой бригады в случае возможных газонефтеводопроявлений
2	Периодические функциональные проверки ПВО во время бурения – 2 раз в месяц и перед вскрытием продуктивного пласта	Проверка работоспособности ПВО
3	Предусмотреть при монтаже ПВО обвязку линии с газосепаратором для отделения газа из бурового раствора с последующим отводом на сжигание.	
4		
5	Проведение мероприятий по предупреждению гидроразрыва пластов при выполнении технологических операций в скважине: - запрещается продолжение углубления скважины при появлении поглощения раствора и без выхода циркуляции; - не допускать превышения скорости спуска бурильных (обсадных) труб более установленных значений (см. табл. 9.8); - строго следить за правильным восстановлением циркуляции раствора после спуска инструмента, при соблюдении параметров бурового раствора (см. табл. 7.1); - с целью предупреждения заклинивания и прихвата инструмента в случае потери диаметра необходимо проработать интервал предыдущего долбления. В интервалах возможных поглощений бурового раствора необходимо предусмотреть ограничение скорости спуска бурильного инструмента, поддержание свойств бурового раствора в заданных пределах согласно табл. 7.1. На глубине кровли продуктивного пласта произвести промежуточную промывку скважины не менее 2 циклов и выравнивание параметров бурового раствора (для уменьшения гидравлических сопротивлений на пласт). В интервалах возможных проявлений после окончания долбления, перед подъемом бурильных труб для смены долота, необходимо предусмотреть промывку скважины в течение цикла. В интервалах возможных осыпей и обвалов необходимо поддержание ингибирующих свойств бурового раствора в заданных пределах (см. табл. 7.1). – Запрещается крепление долот ротором. – В случае возникновения затяжек инструмента в момент подъема, необходимо приостановить подъем, навернуть ведущую трубу (квадрат), дать промывку и путем расхаживания и проворота ротором при промывке сбить сальник с долота. – Не оставлять инструмент в открытом стволе скважины без движения более 10 мин (уточняется технологической службой подрядчика). – Поддерживать в буровом растворе смазочные добавки в требуемых пределах. – Постоянно контролировать и регистрировать величину вращающего момента бурильной колонны, недопуская превышения установленной величины с помощью моментомера. – В случае интенсивного обвалообразования бурение прекратить, инструмент без движения не оставлять, производить промывку скважины с целью очистки ствола от обвалившейся породы.	Предупреждение аварийных ситуаций и осложнений

№ пп	Наименование мероприятия или краткое описание	Причина проведения мероприятия
1	2	3
	– При спуске бурильного инструмента в скважину производить промежуточные промывки, при возникновении посадок обязательно. – В местах постоянных сужений ствола скважины производить спуск бурильного инструмента с проработкой, а подъем при наличии затяжек осуществлять с промывкой. – При изменении компоновки низа бурильной колонны или типа долота спуск инструмента в открытой части ствола скважины производить замедленно, а в местах посадок и интервалах постоянных сужений производить проработку. – Все резьбовые соединений УБТ при каждом спуске в скважину докреплять машинными ключами. – Смену положения рабочих соединений УБТ производить через 100 ч механического бурения при бурении до глубины 3000 м и через 30 ч при бурении свыше 3000 м. – Смену положения рабочих соединений бурильных труб производить через 10–15 долблений. При бурении в осложненных условиях и проведении аварийных работ частоту смены рабочих соединений увеличить до практически необходимой. – Если в процессе бурения возникли признаки слома бурильной колонны, ее негерметичности или разрушения долота, колонна бурильных труб должна быть поднята. – В процессе бурения все бурильные трубы и замки к ним, ведущие и утяжеленные трубы, центраторы, переводники и другие элементы бурильной колонны должны проверяться визуально (износ наружной поверхности, состояние резьбовых соединений) и, кроме того, методом опрессовки и дефектоскопии. Проверка производится в соответствующие сроки. – Для предупреждения искривления скважины в проекте предусмотрено: применение специальной КНБК, обеспечивающей необходимую жесткость низа бурильной колонны, нормальную проходимость по стволу, предотвращение заклинивания инструмента при СПО; – контроль параметров — кривизны и азимута с помощью инклинометра через 150–250 м проходки скважины;	
	– увеличение объема бурового раствора в приемных емкостях при циркуляции; – перелив бурового раствора из скважины при прекращении циркуляции; – увеличение объема вытесняемого бурового раствора из скважины при спуске бурильной колонны по сравнению с объемом спущенных бурильных труб; – уменьшение объема заливаемого в скважину бурового раствора при подъеме бурильной колонны по сравнению с объемом извлеченных бурильных труб. В целях предотвращения открытого газонефтеводопроявления при вскрытии продуктивных и водонапорных горизонтов и дальнейшем углублении скважины; – плотность бурового раствора должна поддерживаться из расчета создания гидростатического давления в скважине, превышающего пластовое, и соответствовать проекту; – условная вязкость, статическое напряжение сдвиг бурового раствора должны поддерживаться на минимально допустимом уровне, исходя из требований проекта; – на буровой необходимо иметь запас бурового раствора соответствующих свойств в количестве, равном двум объемам скважины;	Предупреждение газонефтеводопроявлений

№ пп	Наименование мероприятия или краткое описание	Причина проведения мероприятия
1	2	3
	– буровая должна быть оснащена механизмом (дегазатором) для дегазации бурового раствора и приборами контроля концентрации газа в буровом растворе. Вскрытие продуктивных горизонтов при неисправно дегазаторе запрещается; – устье скважины должно быть оборудовано ПВО в соответствии с утвержденной схемой. Перед подъемом бурильной колонны из скважины со вскрытыми продуктивными горизонтами необходимо тщательно промыть скважину (не менее 1 цикла) и выровнять буровой раствор с доведением его показателей свойств до норм, установленных техническим проектом, промывку производить с периодическим вращением бурильного инструмента. Устье скважины должно быть оборудовано приспособлением для долива. При подъеме инструмента из скважины производить непрерывный долив бурового раствора, поддерживая его уровень у устья скважины. Для непрерывного долива необходимо установить емкость объемом 20–25 м^3 под буровой раствор, используемый для долива скважины. Запрещается производить подъем бурильного инструмента из скважины при наличии сифона или поршневания. При первых признаках поршневания подъем прекратить и произвести промывку и проработку скважины. При длительных простоях (более 15 суток) бурящейся скважины вскрытые продуктивные горизонты должны быть изолированы цементным мостом. При появлении признаков газонефтеводопроявления необходимо принять экстренные меры в соответствии с действующими инструкциями, немедленно сообщить руководству буровой организации. В случае вынужденных простоев бурильная колонна должна быть спущена до башмака последней обсадной колонны и устье скважины герметизировано превентором. При этом необходимо периодически производить промывку скважины со спуском бурильных труб до забоя. Периодичность промывок определяется технологической службой бурового предприятия. В проекте предусмотрено: – организовать службу супервайзера на буровой; – службу контроля (круглосуточно) и регулирование параметров бурового раствора; – обеспечить буровую газокаротажной станцией. При вскрытии продуктивного горизонта необходимо уменьшить вес и длину КНБК до минимального значения,	

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

Интервал, м		Допустимая гидродинамическая составляющая репрессии на границе интервала, кгс/см^2		Допустимая гидродинамическая составляющая депрессии на границе интервала, кгс/см^2	
от (верх)	до (низ)	верхней	нижней	верхней	нижней
1	2	3	4	5	6
По условию предупреждения гидроразрыва					
0	800	0	23	Депрессия в процессе бурения не предусматривается	
800	2000	21	105	В процессе освоения	
2000	4000	108	233	100	100

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

6. ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Таблица 6.1. Профиль ствола скважины

Интервал по вертикали, м		Длина интервала по вертикали, м	Зенитный угол, град		Горизонтальное отклонение, м		Длина по стволу, м		Азимут	Интенсивность искривления. град/10м
от (верх)	до (низ)		в начале интервала	в конце интервала	за интервал	общее	интервала	общее		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	2400	2400	0.0	0.0	0	0	2400	2400	255	0.000
2400	2450	50	0.0	9.0	4	4	50	2450	255	1.800
2450	2850	400	9.0	89.4	464	468	666	3116	255	1.208
2850	2855	5	89.4	90.0	884	1352	884	4000	255	0.007

Примечание:

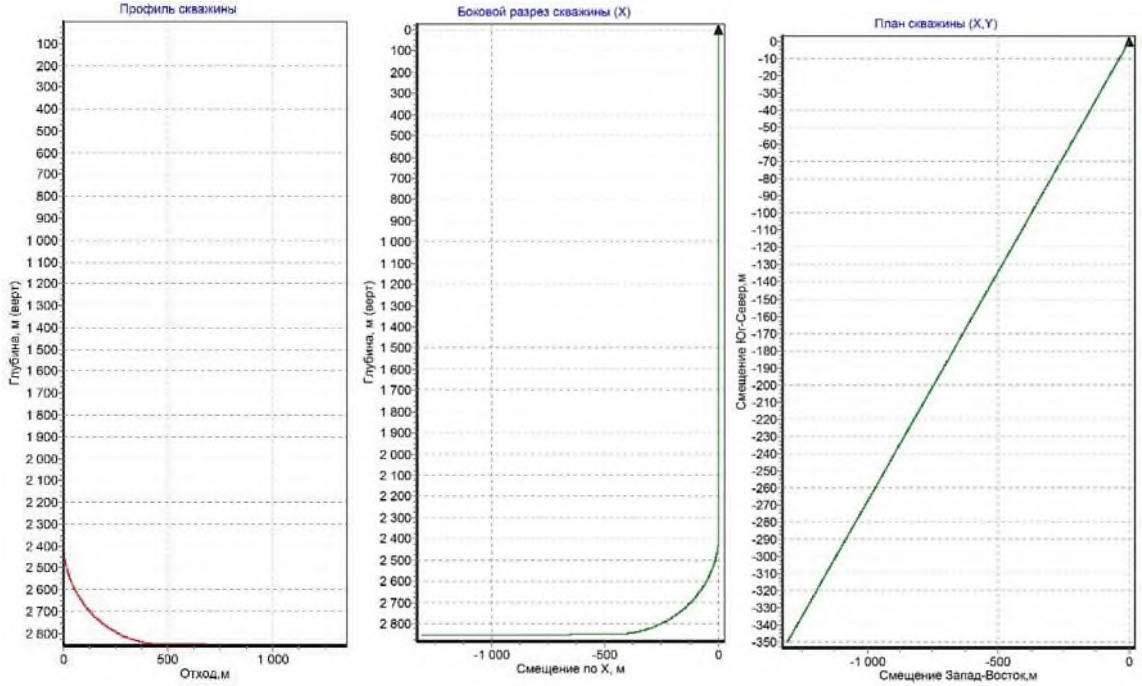


Рисунок 6-1. Профиль и план скважины

7. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

Плотность бурового раствора по интервалам бурения определена исходя из горно-геологических условий бурения скважины в соответствии с требованиями «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности»

Плотность бурового раствора (если она не вызывается необходимостью обеспечения устойчивости стенок скважины) в интервалах совместимых условий бурения определяется из расчета создания столбом бурового раствора гидростатического давления в скважине, превышающего пластовое (поровое) на величину:

1) 10-15% - для скважин глубиной до 1200 м (интервалов от 0 до 1200м включительно), но не более 1,5 МПа (15 кгс/см^2);

2) 5-10% - для скважин глубиной до 2500 м (интервалов от 1200 до 2500м включительно), но не более 2,5 МПа (25 кгс/см^2);

3) 4-7% - для скважин глубиной более 2500 м, но не более 3,5 МПа (35 кгс/см^2).

$$\rho_{бр} = 10 \cdot \Delta_{пл} \cdot k$$

$\Delta_{пл}$ - наибольший градиент пластового давления в интервале (табл. 4.8, геологической части проекта)

k - коэффициент превышения гидростатического давления столба бурового раствора над пластовым

Плотность бурового раствора принимаем:

Интервал 0 – 800 м: $\rho_{бур.\ раствор}$ = 1,12-1,17 г/см^3

Интервал 800 – 2000 м: $\rho_{бур.\ раствор}$ =1,09-1,14 г/см^3

Интервал 2000 – 4000 м: $\rho_{бур.\ раствор}$ = 1,08-1,14 г/см^3

Бурение горизонтального участка производится буровым раствором приготовленном на углеводородной основе РУО плотность раствора составляет в приделах 1,24 – 1,26г/см^3. В случае возникновения осыпей стенок скважины, рекомендуется поэтап-ное утяжеление до 1,30 – 1,35 г/см^3

При необходимости (возникновение осыпей и обвалов) возможно увеличение плотности бурового раствора. В случае возникновения проявлений, ступенчато увеличить плотность бурового раствора до прекращения осложнений, при этом не вызывая поглощения.

В процессе бурения и промывки скважины параметры (свойства) бурового раствора контролируются с периодичностью - плотность и вязкость через 10-15 минут, температура, фильтрация, содержание песка, содержание коллоидной фазы, pH, СНС1/10 и реологические показатели (эффективная вязкость и динамическое сопротивление сдвига) - каждые 4 часа. При отсутствии на буровой газокаротажной станции два раза в смену проводится контроль бурового раствора на насыщенность его газом. Параметры бурового раствора записываются в журнале.

В процессе бурения горизонтального ствола рекомендуется корректировать плотность бурового раствора в соответствии с эквивалентной циркуляционной плотностью.

Не допускается повышение плотности бурового раствора, находящегося в скважине, путем закачивания отдельных порций утяжеленного раствора с длительными перерывами на заготовку новых. Утяжеление бурового раствора производится при циркуляции его в процессе всего цикла.

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	водоотдача, $см^3$/30 мин	Прочность геля (фунтов/100 футов^2) через		корка, мм	pH	Пластическая вязкость, сП	Динамическое напряженье сдвига, фунтов/100 футов^2
						10 сек	10 мин				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Полимерный ингибирующий раствор	40	800	1,12-1,17	40÷55	6÷8	2÷6	3÷10	< 0,6	8,0÷9,0	Как можно ниже	8÷18
Полимерный ингибирующий раствор	800	2000	1,09-1,14	45÷55	5÷7	4÷8	6÷12	< 0,6	9,5÷10,5	Как можно ниже	12÷25
Полимерный ингибирующий раствор РУО	2000	4000	1,08-1,14 1,24 – 1,26	40÷45	3÷5	4÷8	6÷12	< 0,6	9÷10,5	20÷25 или как можно ниже	12÷25

Примечание: В случае обнаружения осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины, допускается поэтапное утяжеление утяжеление бурового раствора до 1,30 – 1,35 г/$см^3$ по согласованию с Недропользователем. Бурение горизонтального участка производится буровым раствором приготовленном на углеводородной основе РУО. Параметры бурового раствора могут корректироваться в ходе бурения по согласованию с недропользователем.

Таблица 7.2 Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент

Номер интервала с одинаковым долевым составом бурового раствора	Интервал, м		Название (тип) раствора	Плотность раствора, г/см^3	Смена раствора для бурения интервала	Название компонентов	Содержание компонентов в буровом растворе, кг(л)/м^3
	от (верх)	до (низ)					
1	2	3	4	5	6	7	8
1	40	800	Полимерный ингибированный раствор	1,12-1,17	нет	Вода	0,95
						Каустическая сода	1 - 2
						Кальцинированная сода	1 - 2
						полианионная целлюлоза Н	5 - 7
						биополимер структурообразователь	1 - 5
						Жидкость гидрофобизирующая	20
						полианионная целлюлоза В	3 - 5
						Бикарбонат натрия	1 - 2
						Модифицированный лигносульфонат	0,2-2 %
						KCL	50 - 100
						утяжелитель	100
						противосальниковая добавка	15-30
2	800	2000	Полимерный ингибированный раствор	1,09-1,14	нет	Вода	0,95
						Каустическая сода	1 - 2
						Кальцинированная сода	1 - 2
						полианионная целлюлоза Н	5 - 7
						Бикарбонат натрия	1 - 2
						полианионная целлюлоза В	3 - 5
						Модифицированный лигносульфонат	0,2-2 %
						биополимер структурообразователь	1 - 5
						KCL	50 - 100
						NaCL	50 - 100
						утяжелитель	100
						Жидкость гидрофобизирующая	0,5 - 3

Номер интервала с одинаковым долевым составом бурового раствора	Интервал, м		Название (тип) раствора	Плотность раствора, г/см^3	Смена раствора для бурения интервала	Название компонентов	Содержание компонентов в буровом растворе, кг(л)/м^3
	от (верх)	до (низ)					
1	2	3	4	5	6	7	8
3	2000	4000	Полимерный ингибированный раствор Буровой раствор на углеводородной основе РУО	1,08-1,14 1,24-1,26 (горизонтальный участок)	нет	Вода	0,95
						Каустическая сода	1 - 2
						Кальцинированная сода	1 - 2
						полианионная целлюлоза Н	5 - 7
						Бикарбонат натрия	1 - 2
						полианионная целлюлоза В	3 - 5
						Модифицированный лигносульфонат	0,2-2 %
						биополимер структурообразователь	1 - 5
						KCL	50 - 100
						NaCL	50 - 100
						Утяжелитель кислоторастворимый	100
						Жидкость гидрофобизирующая	0,5 - 3
						Смазывающая добавка	0,3 - 2

Примечание:

- По согласованию с недропользователем типы буровых растворов и их компонентный состав могут быть изменены на аналог улучшающий качество проводки скважины.
- Буровому подрядчику необходимо иметь в наличии паспорта и сертификаты безопасности химической продукции (применяемой для приготовления и обработки бурового раствора (химреагентами) от завода-изготовителя.

Таблица 7.3 Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработки и утяжеления

Интервал (от стола ротора), м		Коэффициент запаса	Название (тип) бурового раствора его компонентов	Норма расхода бурового раствора, $м^3/м$ и его компонентов, $кг/м^3$ в интервале	Потребность бурового раствора в $м^3$ и его компонентов, в кг			
от (верх)	до (низ)				на запас на поверхности	на исходный объем	на бурение интервала	суммарная в интервале
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**8**	**9**	**10**	**11**
40	800	1	Полимерный ингибированный		125	40	149	314
			Вода	0,95	119	38	141	298
			Каустическая сода	1 - 2	125	40	149	314
			Кальцинированная сода	1 - 2	125	40	149	314
			полианионная целлюлоза Н	5 - 7	626	200	743	1569
			биополимер структурообразователь	1 - 5	125	40	149	314
			Жидкость гидрофобизирующая	20	125	40	149	314
			полианионная целлюлоза В	3 - 5	375	120	446	941
			Бикарбонат натрия	1 - 2	125	40	149	314
			Модифицированный лигносульфонат	0,2-2 %	125	40	149	314
			KCL	50 - 100	6258	2000	7431	15689
			утяжелитель	100	12515	4000	14862	31377
			противосальниковая добавка	15-30	1877	600	2229	4707
800	2000	1	Полимерный ингибированный		155	64	115	335
			Вода	0,95	148	61	109	318
			Каустическая сода	1 - 2	155	64	115	335
			Кальцинированная сода	1 - 2	155	64	115	335
			полианионная целлюлоза Н	5 - 7	777	321	576	1674
			Бикарбонат натрия	1 - 2	155	64	115	335
			полианионная целлюлоза В	3 - 5	466	193	345	1004
			Модифицированный лигносульфонат	0,2-2 %	155	64	115	335
			биополимер структурообразователь	1 - 5	155	64	115	335
			KCL	50 - 100	7769	3211	5757	16736
			NaCL	50 - 100	7769	3211	5757	16736
			утяжелитель	100	15538	6422	11513	33473
			Жидкость гидрофобизирующая	0,5 - 3	155	64	115	335

2000	4000	2	Полимерный ингибированный		152	79	92	324
			Вода	0,95	145	75	88	308
			Каустическая сода	1 - 2	152	79	92	324
			Кальцинированная сода	1 - 2	152	79	92	324
			полианионная целлюлоза Н	5 - 7	762	396	462	1620
			Бикарбонат натрия	1 - 2	152	79	92	324
			полианионная целлюлоза В	3 - 5	457	238	277	972
			Модифицированный лигносульфонат	0,2-2 %	152	79	92	324
			биополимер структурообразователь	1 - 5	152	79	92	324
			KCL	50 - 100	7619	3958	4624	16202
			NaCL	50 - 100	7619	3958	4624	16202
			Утяжелитель кислоторастворимый	100	15239	7917	9248	32403
			Жидкость гидрофобизирующая	0,5 - 3	152	79	92	324
			Смазывающая добавка	0,3 - 2	152	79	92	324

Примечание: Возможно использование аналогичных химических реагентов по согласованию, компонентные составы будут уточняться в программе по буровым растворам.

Таблица 7.4 Потребность воды или компонентов для обработки бурового раствора при разбуривании цементных станков

Номер колонны в порядке спуске	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	Кондуктор	1	1	Кальцинированная сода	2,5		91	1-11	0,7	165
2	Промежуточная колонна	1	1	Кальцинированная сода	2,5		91	1-11	0,7	250

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

Примечание: Дополнительная обработка раствора перед спуском обсадных колонн будет уточняться в программе по буровым растворам по согласованию с Недропользователем.

Таблица 7.6 Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину

Название компонентов бурового раствора	Потребность компонентов бурового раствора, кг			
	Номера интервала			Суммарная на скважину
	1 (40-800)	2 (800-2000)	3 (2000-4000)	
1	2	3	4	5
Вода	298	318	308	924
Каустическая сода	314	335	324	973
Кальцинированная сода	314	335	324	973
полианионная целлюлоза Н	1569	1674	1620	4863
Бикарбонат натрия	314	335	324	973
полианионная целлюлоза В	941	1004	972	2918
Модифицированный лигносульфонат	314	335	324	973
биополимер структурообразователь	314	335	324	973
KCL	15689	16736	16202	48627
NaCl		16736	16202	32938
Утяжелитель кислоторастворимый	31377	33473	32403	97253
Жидкость гидрофобизирующая		335	324	659
Смазывающая добавка			324	324
противосальниковая добавка	4707			4707

Примечание: Типы буровых растворов и компонентный состав могут быть изменены, на раствор улучшающий качество проводки скважины, по согласованию. Будут уточнены в программе по буровым растворам. Дополнительно иметь запас кислоторастворимого утяжелителя (карбонат кальция) в количестве 50 т.

Таблица 7.7 Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Название		Типоразмер или шифр	Количество, шт.	Использование очистных устройств		
				ступенчатость очистки: 1 - вибросито; 2 - 1+пескоотделитель; 3-2+илоотделитель; 4-3+центрифуга	интервал, м	
					от (верх)	до (низ)
1		2	3	4	5	6
Вибросито		Swaco/Derrick	3	2-1+ пескоотделитель	30	4000
Пескоотделитель		CSCN	1	2-1+ пескоотделитель		
Илоотделитель		SV-ML	1	2-1+ пескоотделитель+ илоотделитель (при необходимости)		
Центрифуга центробежным насосом		LW 450*842NA				
Блок приготовления раствора, включающий:	гидроворонка		2			
	гидравлические перемешиватели		5			
	механические перемешиватели		8			

Примечание:

1. Под все интервалы ствола, очистка бурового раствора будет оптимизироваться с имеющимся оборудованием. Это может означать введение в работу вибросит и центрифуг, начиная с верхнего интервала ствола при необходимости.
2. Возможно использование другого типа с аналогичными техническими характеристиками для приготовления и очистки бурового раствора от выбуренной породы
3. Для приведения бурового шлама к более низкому классу опасности, сокращения объемов утилизации при бурении рекомендуется дополнительное осушение бурового шлама

8. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

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

Интервал по вертикали, м		Вид технологической операции	Способ бурения	Условный номер КНБК	Режим бурения			Скорость выполнения технологической операции, м/ч
от (верх)	до (низ)				осевая нагрузка, тс	скорость вращения, об/мин	расход бурового раствора, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	30	Бурение	роторный	1	с навеса	50÷80	35÷40	15,0
30	800	Бурение	роторный	2	10÷12	60÷80	28÷35	10÷12
800	2000	Бурение	роторный, ВЗД	3	12÷14	65÷75	20÷32	5÷6
2000	4000	Бурение	роторный, ВЗД; РУС*	4	4÷10	75÷100	20÷28	5÷6
2000	3200	Отбор керна	роторный	5	5÷8	65÷75	20÷28	6÷8

Примечание: РУС – роторная управляемая система

Режимы бурения будут уточнены в программе бурения исходя из применяемого бурового оборудования и инструмента

Таблица 8.2 Компоновка низа бурильных колонн (КНБК)

Условный номер КНБК	Элементы КНБК (до бурильных труб)							
	номер по порядку	типоразмер, шифр	расстояние до глубины установки, м	техническая характеристика			суммарная длина КНБК, м	суммарная масса КНБК, т
				наружный диаметр, мм	длина, м	Масса		
1	2	3	4	5	6	7	9	10
1	1	Долото 609	0	609	0,63	300		
	2	УБТ 203	0,63	203	20	4460	20,63	4,76
2	1	Долото 444,5	0,0	444,5	0,53	180		
	2	УБТ 229	0,5	203	20	5800		
	3	КЛС 444,5	20,5	444,5	1,5	500		
	4	УБТ 229	22,0	203	10	2900		
	5	УБТ 203	32,0	203	30	6690		
	6	УБТ 178	62,0	178	70	11410		
	7	ЯСС 165	132,0	165	6	700		
	8	УБТ 178	138,0	178	20	3260	158,03	31,44
3	1	Долото 311,1	0,0	311,1	0,42	85		
	2	УБТ 203	0,4	203	20	4460		
	3	КЛС 311,1	20,4	311,1	1	350		
	4	УБТ 203	21,4	203	10	2230		
	5	УБТ 178	31,4	178	100	16300		
	6	ЯСС 165	131,4	165	3,5	400		
	7	УБТ 178	134,9	178	20	3260	154,92	27,085
4	1	Долото 215,9	0,0	215,9	0,35	180		
	2	УБТ 178	0,4	178	20	3260		
	3	КЛС 215,9	20,4	215,9	1	200		
	4	УБТ 178	21,4	178	100	16300		
	5	ЯСС 165	121,4	165	6	700		
	6	УБТ 178	127,4	178	20	3260	147,35	23,9
5	1	Бур. Головка 215,9	0,0	215,9	0,35	180		
	2	КОС	0,4	172	16	1700		
	3	УБТ 178	16,4	178	5	815		
	4	КЛС 215,9	21,4	215,9	1	200		
	5	УБТ 178	22,4	178	100	16300		
	6	ЯСС 165	122,4	165	6	700		
	7	УБТ 178	128,4	178	20	3260	148,35	23,155

Условный номер КНБК	Элементы КНБК (до бурильных труб)							
	номер по порядку	типоразмер, шифр	расстояние до глубины установки, м	техническая характеристика			суммарная длина КНБК, м	суммарная масса КНБК, т
				наружный диаметр, мм	длина, м	Масса		
1	2	3	4	5	6	7	9	10
	1	Долото 215,9	0,0	215,9	0,35	180		
	2	LWD	0,4	175	6,5	1040		
	3	MWD	6,9	175	8,5	1360		
	4	Стабилизатор	15,4	170	2	320		
	5	НУБТ 178	17,4	178	2,5	407.5		
	6	ТБТ 139,7	19,9	139,7	27	2160		
	7	ЯСС 165	49,9	165	6	700		
	8	ТБТ 139,7	55,9	139,7	81	6480	133.9	12.6475

Примечание:

- При разбуривании цементных стаканов и проработке возможно использование трёхшарошечных долот и фрез.
- Фактическая КНБК при необходимости может быть изменена по согласованию в зависимости от состояние ствола скважины, будет уточнена в программе бурения.
- Типы используемых долот при необходимости может быть изменен согласно режима бурения, по согласованию.
- КНБК уточняется в соответствии с программой бурения сервисной компании, по согласованию с Заказчиком.
- Возможна замена УБТ Ø 229 мм на Ø 203 мм и Ø 178 мм на Ø 165 мм при условии сохранения жёсткости компоновки
- При проводке скважины возможно применение системы вертикального бурения PowerV для сохранения вертикальной траектории;
- Возможна установка в КНБК наддолотного амортизатора.
- При проработке ствола дополнительно устанавливается 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		Потребное количеств о на интервал, шт. (для УБТ комплектов)
		от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	6
Долото 609	бурение, расширка, проработка	0	40	1
УБТ 203	бурение, расширка, проработка	0	40	1
Долото 444,5	бурение, расширка, проработка	40	800	2
УБТ 229	бурение, расширка, проработка	40	800	1
КЛС 393,7	бурение, расширка, проработка	40	800	2
УБТ 203	бурение, расширка, проработка	40	800	1
УБТ 178	бурение, расширка, проработка	40	800	1
ЯСС 165	бурение, расширка, проработка	40	800	1
Долото 311,2 PDC	бурение, расширка, проработка	800	2000	2
Долото 311,2 3-х ш	бурение, расширка, проработка	800	2000	2
УБТ 203	бурение, расширка, проработка	800	2000	1
КЛС 311,2	бурение, расширка, проработка	800	2000	2
УБТ 178	бурение, расширка, проработка	800	2000	1
ЯСС 165	бурение, расширка, проработка	800	2000	1
Долото 215,9 PDC	бурение, расширка, проработка	2000	4000	4
Долото 215,9 3-х ш	бурение, расширка, проработка	2000	4000	3
УБТ 178	бурение, расширка, проработка	2000	4000	1
КЛС 215,9	бурение, расширка, проработка	2000	4000	2
ЯСС 165	бурение, расширка, проработка	2000	4000	1
ТБТ 139,7	бурение, расширка, проработка	2000	4000	1
Бур. Головка 215,9	отбор керна	2000	3200	1
КОС	отбор керна	2000	3200	1
УБТ 178	отбор керна	2000	3200	1
КЛС 215,9	отбор керна	2000	3200	1
ЯСС 178	отбор керна	2000	3200	1

Таблица 8.4 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	139,7	9,17	S-135	5 ½ FH	4000	есть

Таблица 8.5. Конструкция бурильных колонн

Вид технологической операции	Интервал по стволу, м		Допустимаяглубина спуска на клиньях, м	Номер спуска бурильной колонны снизу вверх без КНБК	Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, тн		КЗП трубы на:	
	от (верх)	до (низ)			тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	фактический	выносливость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Бурение	30	800	800	1	СБТ	139,17	S-135	9,17	5 ½ FH	642	21	53	6.7	>>1.5
Бурение	800	2000	2000	1	СБТ	139,17	S-135	9,17	5 ½ FH	1845	61	88	4.0	>>1.5
Бурение	2000	4000	4000	1	СБТ	139,17	S-135	9,17	5 ½ FH	3853	127	151	2.3	>>1.5

Таблица 8.6. Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения

Название обсадной колонны	Интервал, м		Характеристика бурильной трубы					Длина труб на интервале, м	Масса труб, тн	
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки (для УБТ внутренний диаметр), мм	тип замкового соединения		теоритическая	с плюсовым допуском
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**
Направление Ø 508 мм	0	30	УБТ	203	40ХН2МА	71,4	NC-56	20	4.46	4.7
Кондуктор Ø 339,7 мм	40	800	УБТ	229	40ХН2МА	71,4	NC-61	30	8.7	9.1
			УБТ	203	40ХН2МА	71,4	NC-56	30	6.69	7.0
			УБТ	178	40ХН2МА	71,4	NC-50	90	14.67	15.4
			СБТ	139,7	S-135	9,17	5 ½ FH	642	21	22.2
Промежуточная колонна Ø 244,5 мм	800	2000	УБТ	203	40ХН2МА	71,4	NC-56	30	6.69	7.0
			УБТ	178	40ХН2МА	71,4	NC-50	120	19.56	20.5
			СБТ	139,7	S-135	9,17	5 ½ FH	1845	61	63.9
Эксплуатационная колонна Ø 139,7 мм	2000	4000	УБТ	178	40ХН2МА	71,4	NC-50	140	23	24.0
			СБТ	139,7	S-135	9,17	5 ½ FH	3853	127	133.5
			ТБТ	139,7	S-135	23,8	5 ½ FH	108	8.64	9.1

Примечания: Характеристики КНБК могу быть изменены в зависимости от состояние ствола скважины по согласованию с Недропользователем и будут уточнены в программе бурения.

Таблица 8.7. 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	4000	Бурение, спуск обсадной колонны	6	7

Таблица 8.8 Режим работы буровых насосов

Интервал, м		Название технологи-ческой операции (бурение, проработка, промывка и т.д.)	Тип буровых насосов	Количество насосов	Режим работы буровых насосов						Суммарная производитель-ность насосов, л/с
от (верх)	до (низ)				коэффициент использования гидравлической мощности	диаметр цилиндровых втулок, мм	допустимое давление, МПа	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин	Производитель-ность, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
800	2000	Бурение	F-1600	1	0,8	160	280	1,0	70	30	30
2000	4000	Бурение	F-1600	1	0,8	160	280	1,0	77	25	25

Таблица 8.9. Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой

Интервал, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, МПа	Потери давлений (МПа) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			долоте (насадках)	забойном двигателе			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
800	2000	Бурение	8	4,0		2,4	0,2	0,5
2000	4000	Бурение	11	4.0		5,0	1,5	0,5

Таблица 8.10. Гидравлические показатели промывки

Интервал, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с·см^2	Схема промывки долота (центральная, периферийная, комбинирован-ная)	Скорость истечения, м/с	Мощность, срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)						
1	2	3	4	5	6	7	8
800	2000	Бурение	0,94	0,067	Периферийная	50	563,5
2000	4000	Бурение	1,21	0,068	Периферийная	76	141

9. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

9.1. Обсадные колонны

Таблица 9.1. Способы расчеты наружных давлений и опрессовки обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуске	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 нести расчет наружного давления по		краткое название, тип, шифр (буровой раствор, вода, воздух и т. д.)	плотность (для газообразного агента - относительно воздуха) г/см^3	
			пластовому давлению	столбу бурового раствора			
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**
1	1	нет	да	нет	буровой раствор	1,17	-
2	1	нет	да	нет	буровой раствор	1,14	-
3	1	нет	да	нет	вода	1,01	-

Таблица 9.2. Распределение давлений по длине колонны

Номер колонны в порядке спуска (см. табл.гр.1)	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска (см. табл.5.2.гр.8)	Распределение избыточных давлений по длине раздельно спускаемой части колонны					
			глубина, м		наружное, МПа		внутреннее, МПа	
			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	800	0	7.8	7.5	8.8
3	Промежуточная колонна	2	0	1500	0.0	16.2	9.0	11.9
		1	1500	2000	16	21.6	11.9	12.5
4	Эксплуатационная колонна	1	0	4000	0	30.8	70.0	68.9

Примечание: расчёт наружных избыточных давлений под эксплуатационную колоннупроизведён произведён из условия полного опопрожнения колонны при освоении скважины.

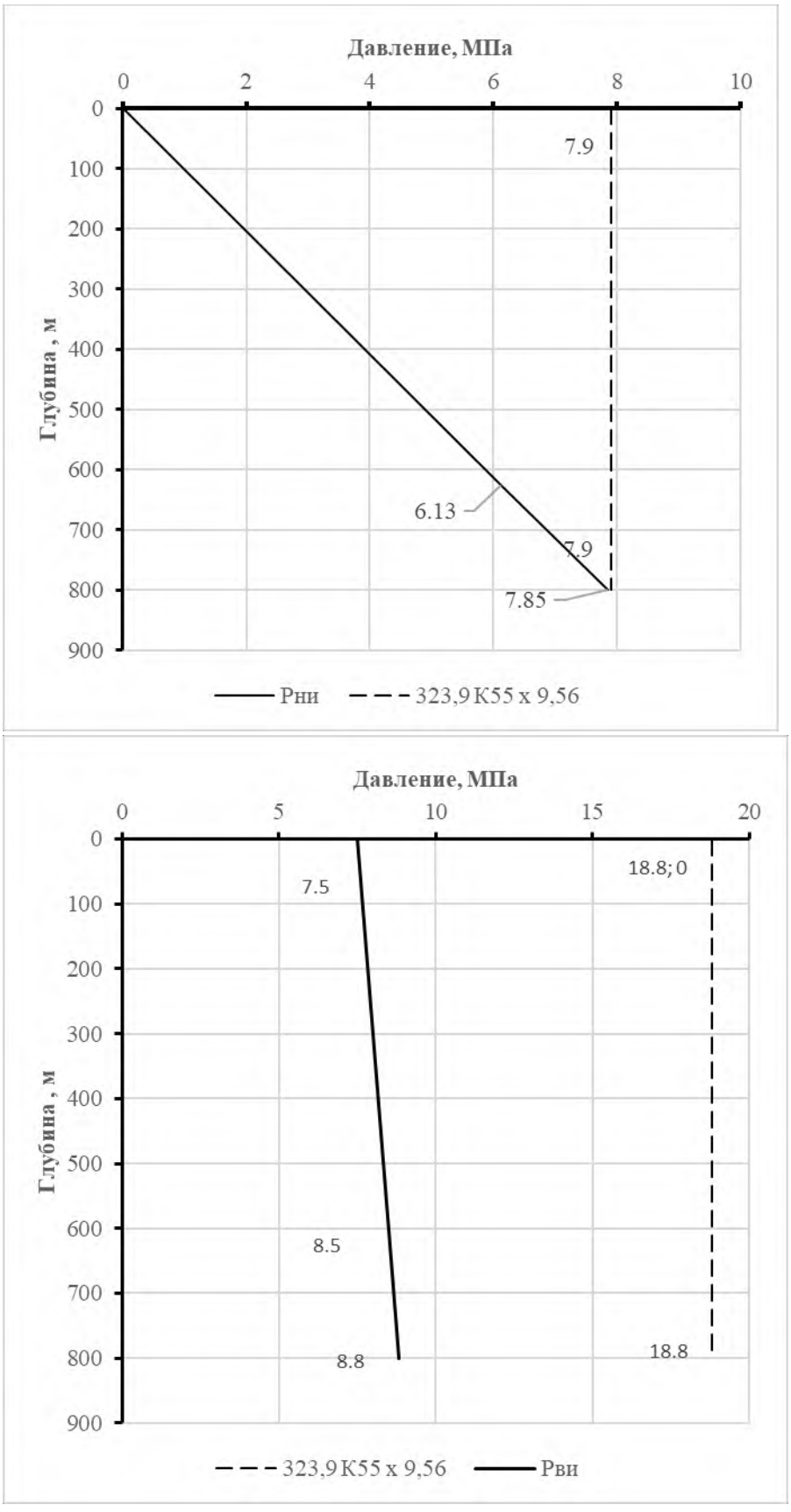


Рисунок 9-1. Распределение избыточных давлений (кондуктор)

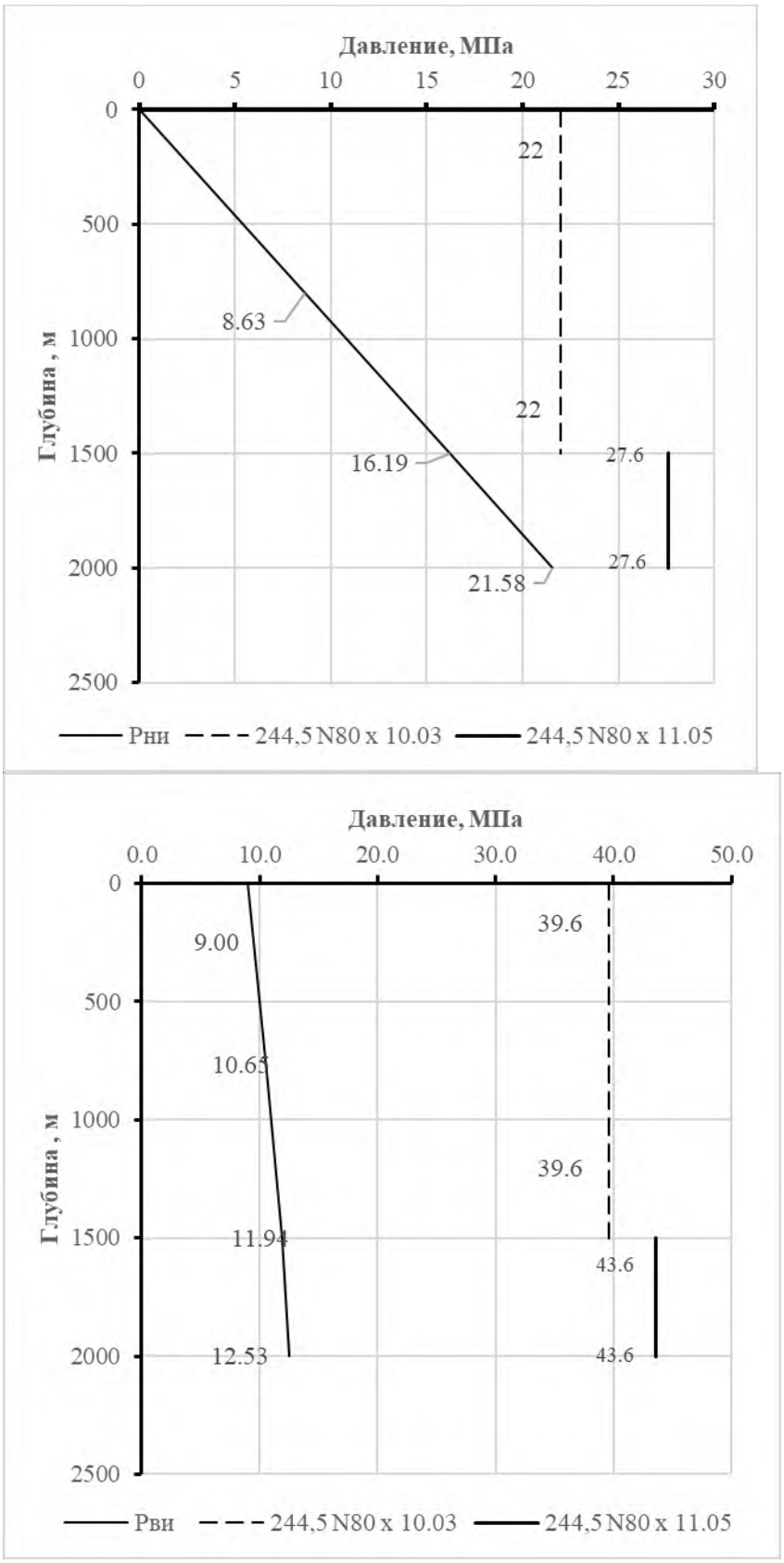
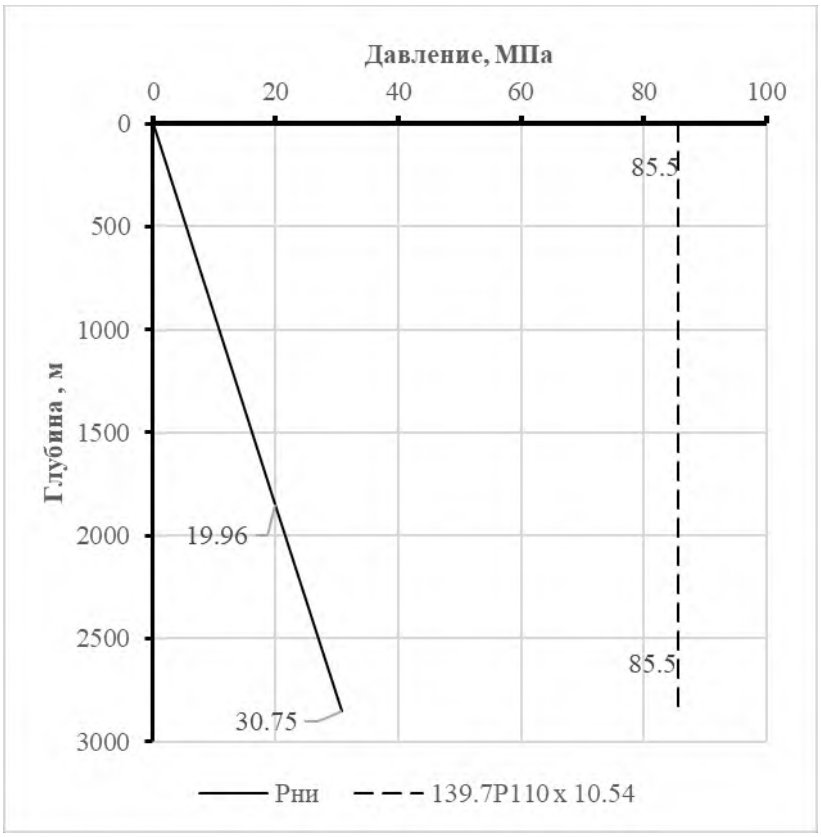


Рисунок 9-2. Распределение избыточных давлений (промежуточная колонна)



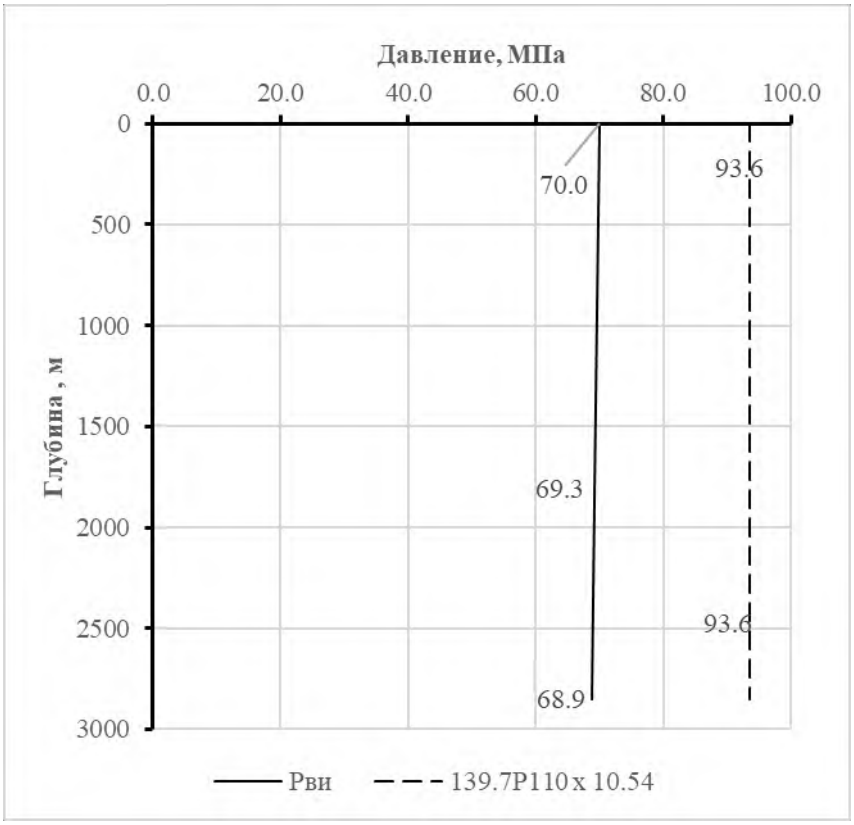


Рисунок 9-3. Распределение избыточных давлений (эксплуатационная колонна)

Таблица 9.3 Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб

Характеристики обсадных труб					Рекомендуется к использованию: ДА, НЕТ
наружный диаметр, мм	производство: отечественное, импортное	условный код типа соединения (см. табл.5.3.гр.11 и 16.2.гр.4)	марка (группа прочности труб)	толщина стенки, мм	
1	2	3	4	5	6
339,7	импортное	OTTM	K55	9.56	да
244,5	импортное	OTTM	N80	10.03; 11.05	да
139,7	импортное	LC	P110	10.54	да

Примечание: Возможно использование обсадных труб с запасом прочности, не уступающим проектным.

Таблица 9.4 Параметры обсадных труб

Номер колонны в порядке спуска	Номер раздельноспускаемой части колонны в порядке спуска	Номер равнопрочной секции труб в раздельно спускаемой части колонны (сверху вниз)	Интервал установки равнопрочной секции, м		Длина секции, м	Масса секции, тн	Нарастающая масса, тн	Характеристика обсадной трубы				КЗП при		
			от (верх)	до (низ)				Номинальный наружный диаметр, мм	код типа 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	800	800	64.88	64.88	323.9	OTTM	K55	9.56	1.007	2.13	5.9
2	1	1	1500	2000	500	32.37	32.37	244.5	OTTM	N80	11.05	1.279	3.48	13.8
		2	0	1500	1500	89.295	89.295	244.5	OTTM	N80	10.03	1.359	3.32	4.6
3	1	1	0	4000	4000	136.92	136.92	139.7	LC	P110	10.54	2.78	1.3	2.09

Примечание: Возможно замена обсадных труб всех размеров и типов резьбы на более высокопрочные по согласованию с Недрапользователем

.

Таблица 9.5 Суммарная масса обсадных труб

Характеристика трубы		Масса труб с заданной характеристикой, тн		
код типа соединения	**условное обозначение трубы и/или муфты по ГОСТ 632-80**	**теоретическая**	**с плюсовым допуском**	**с нормативным допуском**
1	**2**	**3**	**4**	**5**
OTTM	323.9 K55-9.56	64.88	68.12	71.53
OTTM	244.5 N80-11.05	32.37	33.99	35.69
OTTM	244.5 N80-10.03	89.30	93.76	98.45
LC	139.7 P110-10.54	136.92	143.77	150.95

Таблица 9.6. Технологическая оснастка обсадных колонн

Номер колон-ны в поряд-ке спуска	Название колонны	Элементы технологической оснастки колонны				Суммарные на колонну	
		наименование, шифр, типоразмер	масса элементов, кг	интервал установки по стволу, м		количество, шт	масса, кг
				от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Кондуктор Ø 339,7 мм	339,7 мм направляющий башмак тип БКМ-339,7	85		800	1	85
		Обратный клапан тип ЦКОД. 1-339,7	89		390	1	89
		339,7 мм центраторы тип ЦЦ 339,7/394-1	19	0	800	16	228
		Пробка продавочная тип ПРП-Ц-324х351	25	-	-	2	50
2	Промежуточная колонна Ø 244,5 мм	245мм направляющий башмак тип БКМ-245	53		2000	1	53
		Обратный клапан тип ЦКОД. 1-245	52		1975	2	52
		245мм центраторы тип ЦЦ 245/295-1	15	0	2000	62	480
		245мм турбулизаторы**** тип ЦТ-245/295-339,7	12	800	2000	40	480
		Пробка продавочная тип ПРП-Ц-219х245	23			2	23
		Муфта ступеньчатого цементирования МСЦ	125				
3	Эксплуатационная колонна Ø 139,7мм	1. Башмак 139,7 мм с обратным клапаном и с вращающим корпусом - 0,4 м 2. Башмачный патрубок 139.7 мм Р-110*10.5 мм – 11.75 м (LC) 3. ЦКОД с посадочным седлом (продавочная пробка ППГ-140 с фиксатором) – 0.38 м (LC) 4. Патрубок 139.7мм Р-110*10.5 мм – 11.82 м (LC) 5. Гидравлический порт - 1.6 м - используется для гидравлического открытия (LC) 6. Патрубок 139.7 мм Р-110*10.5 мм – 11.77 м (LC) 7. Патрубок 139.7 мм Р-110*10.5 мм – 11.86 м (LC) 8. Циркуляционный порт - 1.20 м (LC)					

Примечания:

- допускается использование технологической оснастки других фирм-производителей при условии соответствия требованиям соответствующих ТУ;
- количество и интервал установки центраторов должно быть откорректировано по результатам геофизических исследований для обеспечения степени центрирования вертикальной части колонн не менее 80%.
- количество и интервалы установки скребков должно быть откорректировано по результатам геофизических исследований; скребки устанавливаются в интервале перфорации, а также на 20 метров выше и ниже этого интервала для случая, когда невозможно расхаживать или вращать колонну;
- количество и интервал установки турбулизаторов должно быть откорректировано по результатам геофизических работ.
- гидравлический порт используется для гидравлического открытия путем создания давления в приделах 65-80 МПа (в зависимости заводских характеристик
- открытие циркуляционного порта происходит за счет сброса шара и путем созданием давления для последующей закачки жидкости ГРП
- интервал установки циркуляционных портов только в горизонтальной части ствола скважины,
- количество установки интервалов циркуляционных портов регулируется геологической службой Заказчика
- для центрирования горизонтальной части ствола скважины необходимо использовать роликовые центраторы (интервалы установки и количество определяется по результатам ГИС).

Таблица 9.7 Режим спуска обсадных труб

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	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, мин	Промежуточные промывки		
			шифр или название	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т. д. на изготовление	от (верх)	до (низ)				глубина, м	продолжительность	расход, л/с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Кондуктор Ø 339,7 мм	Спайдер-элеватор	Р-2МВП	ТУ 38-101708-78	0	800	0,4-0,3	800		250	1цикл	45
2	Промежуточная Ø 244,5 мм	Спайдер-элеватор	Р-2МВП	ТУ 38-101708-78	0	350	0,7-0,5	2000		350	1 цикл	35
					350	2000	0,4-0,3			650	1 цикл	35
										950	1 цикл	35
										1250	1 цикл	35
										1550	1 цикл	35
										1650	1 цикл	35
3	Эксплуатационная Ø139,7мм	Спайдер-элеватор	Р-2МВП	ТУ 38-101708-78	0	4000	0,3-0,5	4000		1670	1 цикл	25
										2020	1 цикл	25
										2370	1 цикл	25
										2720	1 цикл	25
										3070	1 цикл	25
										3420	1 цикл	25
										4000	1 цикл	25

Примечания:

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

Таблица 9.8. Опрессовка обсадных труб натяжение эксплуатационной колонны

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Плотность жидкости для опрессовки, г/см^3		Давление на устье скважины при опрессовке, МПа	
		раздельно-спускаемой части	цементного кольца	раздельно-спускаемой части	цементного кольца
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**
1	Кондуктор Ø 339,7 мм	1,17		7,5	-
2	Промежуточная Ø 244,5мм	1,14	1,21	9.0	1,5
3	Эксплуатационная Ø139,7мм	1,03	-	70	-

Примечание:

- Межколонное пространство на устье скважины опрессовывается водой или незамерзающей жидкостью на давление, не превышающее остаточную прочность предыдущей колонны и прочность на сжатие цементного камня заколонного пространства. Межколонное пространство считается герметичным, если в течение 30 (тридцати) минут давление опрессовки снизилось не более чем на 5 кгс/см^2 (0,5 МПа).
- Присутствие представителя заказчика на опрессовке обязательно.
- Разрешается по согласованию с пользователем недр (заказчиком) производить опрессовку межколонного пространства воздухом.

9.2. Цементирование обсадных колонн

Таблица 9.9. Общие сведения о цементировании обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Способ цементирования (прямой, ступенчатый, обратный)	Данные по раздельно спускаемой части колонны				Данные о каждой ступени цементирования				
			номер в порядке спуска	интервал установки, м		глубина установки муфты для ступенчатого цементирования, м	номер ступени цементирования	высота цементного стакана, м	название порции тампонажного раствора	интервал глубины цементирования, м	
				от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Кондуктор	прямой	1	0	800	-		10	ПЦТ II-100	0	800
2	Промежуточная	ступенчатый	1	0	2000	1000*	2	24	ПЦТ II-100	0	1000
							1		ПЦТ II-100	1000	2000
3	Эксплуатационная	прямой	1	0	4000		2	24	ПЦТ II-100	0	4000

Примечание:

после завершения бурения пилотного ствола скважины в интервале 2000 – 3200 м, после проведения геофизических исследовании, устанавливаются цементные мосты с глубины 3200 м до 2350м.

* Устройства ступенчатого цементирования должны располагаться:

1) в обсаженном стволе скважины предыдущей колонной выше башмака ее не менее, чем на 50 метров;

2) в необсаженной части скважины - в интервале устойчивых пород с диаметром ствола, близким к номинальному, ниже верхней границе интервала не менее 30-50 метров и выше нижней границы не менее 50-75 метров.

интервал установки МСЦ будет уточняться по результатам ГИС в программе по це-ментированию.

Таблица 9.10. Характеристика жидкостей для цементирования

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер ступени (снизу-вверх)	Характеристика жидкости (раствора)			
			тип или название	объем порции, м^3	плотность, г/см^3	Время ОЗЦ, ч
1	**2**	**4**	**5**	**6**	**7**	**11**
1	Кондуктор	1	Буфер	2	1,0	24
			Тампонажный	65	1,85	
			Продавочная жидкость	63	1,17	
2	Промежуточная	1	Буфер	5,0	1,0	48
			Тампонажный	45	1,85	
			Продавочная жидкость	79	1,14	
		2	Буфер	5,0	1,0	48
			Тампонажный	39	1,85	
			Продавочная жидкость	40	1,14	
3	Эксплуатационная	1	Буфер	5,0	1,0	48
			Тампонажный	100	1,85	
			Продавочная жидкость	44	1,14	
Изолирующий цементный мост			Буфер	5,0	1,0	24
			Тампонажный	32	1,85	

Примечания: - Фактические параметры цементного раствора могут меняться в зависимости от состояния ствола скважины. Фактические объемы тампонажных растворов уточняются после проведения геофизических исследований (кавернометрии).

Таблица 9.11 Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер ступени (снизу-вверх)	Тип или название жидкости для цементирования	Название компонента	Норма расхода компонента, кг/м^3, л/м^3
1	**2**	**4**	**5**	**6**	**7**
1	Кондуктор	1	буфер	Вода	1230
			Тампонажный 1	ПЦТ II-100	1000
				Стабилизатор	0,3-0,6 % к массе сухого цемента
				Вода	600
2	Промежуточная	1	буфер	Вода	1000
				Буферная композиция	1-5
			Тампонажный 1	ПЦТ II-100	1230
				Стабилизатор	0,3-0,6 % к массе сухого цемента
				Вода	600
		2	буфер	Вода	1000
				Буферная композиция	1-5
			Тампонажный 2	ПЦТ II-100	1230
				Стабилизатор	0,3-0,6 % к массе сухого цемента
				Вода	600
3	Эксплуатационная	1	буфер	Вода	1000
				Буферная композиция	1-5
			Тампонажный	ПЦТ II-100	1230
				Стабилизатор	0,3-0,6 % к массе сухого цемента
				Вода	600

Примечание:

Количество реагентов и рецептура тампонажной смеси уточняется по результатам лабораторного анализа;

Применять добавки для улучшения сцепления цемента с породой и стенками обсадной колонны по согласованию с Недрапользователем;

* Концентрация добавки для замедления схватывания цемента подбирается индивидуально, в соответствии с техническими условиями

Таблица 9.12 Технологические операции при цементировании и режим работы цементировочных агрегатов (буровых насосов)

Номер колонны в порядке спуска	Номер ступени цементирования (снизу-вверх)	Наименование технологической операции	Тип или название жидкости	Тип (шифр) агрегата или бурового насоса	Режим работы агрегатов (буровых насосов)			Время операции мин	
					суммарная производительность агрегатов (буровых насосов), $м^3$/мин	давление на устье скважины в конце цементирования МПа	объем порции в данном режиме $м^3$	в данном режиме	нарастающее от начала затворения до момента «стоп»
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1	закачка	Буфер	Двухнасосный цементировочный агрегат	1	5	2	2	2
		приготовление и закачка	Тампонажная		1,3		65	50	52
		продавка	Буровой раствор		1,1		61	55	107
		продавка	Буровой раствор		0,5		2	4	111
2	1	закачка	Буфер	Двухнасосный цементировочный агрегат	1	7	5	5	5
		приготовление и закачка	Тампонажная		1,3		45	35	40
		продавка	Буровой раствор		1,1		77	70	110
		продавка	Буровой раствор		0,5		2	4	114
	2	закачка	Буфер	Двухнасосный цементировочный агрегат	1	10	5	5	5
		приготовление и закачка	Тампонажная		1,3		39	30	35
		продавка	Буровой раствор		1,1		38	35	70
		продавка	Буровой раствор		0,5		2	4	74
3	1	закачка	Буфер	Двухнасосный цементировочный агрегат	1	12	5	5	5
		приготовление и закачка	Тампонажная		1,3		100	77	82
		продавка	Буровой раствор		1,1		42	38	120
		продавка	Буровой раствор		0,5		2	4	124

Таблица 9.13. Потребное для цементирования обсадных колонн количество цементировочной техники

НОМЕР КОЛОННЫ В ПОРЯДКЕ СПУСКА	ИНТЕРВАЛ, М		ПОТРЕБНОЕ КОЛИЧЕСТВО ЦА		МОЩНОСТЬ ДВИГАТЕЛЬ, КВТ
	от (верх)	до (низ)	основных		
			тип	всего	
1	2	3	4	5	6
1	0	800	Двухнасосный цементировочный агрегат	1	2×250
2	0	2000	Двухнасосный цементировочный агрегат	1	2×250
3	0	4000	Двухнасосный цементировочный агрегат	1	2×250

Примечание: возможно использование других типов цементировочной техники с ситемой мгновенного затворения и осреднения, при условии проведения качественного цементирования обсадных колонн.

Таблица 9.14. Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов

№№ п/п	Название или шифр	Единица измерения	Потребное количество					Суммарное количество на скважину
			Номера колонн					
			1	2		3	Изолирующий цементный мост	
			Кондуктор	промежуточная		Эксплуатационная		
				1 порция	2 порция			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПЦТ II-100	кг	79950	55350	47970	123000	39360	345630
2	Стабилизатор	кг	319.8	221.4	191.88	492	157.44	1382.52
3	Вода	$м^3$	44	32	28	65	19.2	188.6
4	Буферная композиция	кг	25	25	25	25	25	125

Примечание:

После завершения бурения пилотного ствола скважины в интервале 2000 – 3200м, после проведения геофизических исследовании, будет установлен цементный мост с глубины 3200м до 2350м.

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

9.3. Оборудование устья скважины

Таблица 9.15. Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО)

Обсадная колонна		Номер схемы обвязки ПВО	Давление опрессовки устьевого оборудования и ПВО, МПа		Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого и ПВО оборудования	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т. д. на изготовление	Количество, шт	Допустимое рабочее давление, МПа
п/п	название		после установки	перед вскрытием напорного горизонта				
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Кондуктор Ø 339,7 мм	45	7,5		ПУГ 350 х 35	ГОСТ 13862 – 2003	1	35,0
					2ППГ 350 х 35	ГОСТ 13862 -2003	1	35,0
2	Промежуточная колонна Ø 244,5 мм	45	9	2,4	ПУГ 280 х 35	ГОСТ 13862-2003	1	35,0
					2ППГ 280 х 35	ГОСТ 13862 -2003	1	35,0
3	Эксплуатационная колонна ∅139,7 мм	-	70	2,4	ОКК2 – 105-140х245х340 ОТТМ ЕФК6-80/65х105/35ф	ГОСТ 13846-2003	1	35,0

Примечание:

- Колонная головка ОКК2 – 105-140х245х340 ОТТМ монтируется на устье скважины в соответствии с инструкцией завода-изготовителя без применения сварных соединений

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	
			для буровой организации				для геофизической организации				
			нормативное время, ч				нормативное время, ч				
номер	глубина нижней границы, м		проработка по нормам ЕНВ	промывка	испытание (опробование)	всего на объект, сут.	ожидание притока по табл. 21 СНВ на ПГИ	испытание (опробование) по табл. 2, 21 СНВ на ПГИ	всего на объект, сут	для буровой организации	для геофизической организации
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Примечание: Испытания пластов пластоиспытателем в процессе бурения производиться не будет

Таблица 10.2 Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле

№ скважины	Интервал залегания объекта, м		Тип опробователя	Испытание объекта	
				количество отбираемых проб, шт.	продолжительность работы, сут
	от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6
				3	2

10.2. Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне

Таблица 10.3. 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, тн			КЗП		
		от (верх)	до (низ)	номинальный наружний диаметр, мм	тип	марка (группа прочности) стали	толщина стенки, мм	теоретическая масса, кг/м		теоретическая	с учетом		на растяжение	На избыточное давление	
											плюсового допуска	запаса при спуске при наличии в скважине H_2S		наружное	внутреннее
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1	0	4000	73	высаженные	Е	5,5	9,67	4000	33.8	35.5	-	1,78	>1,15	>1,32

Примечание:

1. По усмотрению заказчика, колонны насосно – компрессорных труб (НКТ) могут быть заменены на трубы более прочными характеристиками.

Таблица 10.4. Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов

Номер объекта испытания	Интервал установки моста, м		Характеристика жидкостей					
	от (верх)	до (низ)	название или тип	объем порции, $м^3$	плотность, $г/см^3$	составляющие компоненты		удельный расход на 1 $м^3$ раствора, $кг/м^3$
						название	плотность, $г/см^3$	
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Примечание: цементные мосты не устанавливаются – скважины добывающие

Таблица 10.5. Потребное количество цементировочной техники для установки цементных мостов

Номер объекта	Название или шифр	Потребное количество, шт.
1	2	3

Примечание: цементные мосты не устанавливаются – скважины добывающие

Таблица 10.6. Потребное количество материалов для установки цементных мостов

Номер объекта	Название или шифр	Единицы измерения	Потребное количество
1	2	3	4

Примечание: цементные мосты не устанавливаются – скважины добывающие

Таблица 10.7. Продолжительность освоения объектов в эксплуатационной колонне

Название процесса, операции по испытанию (освоению) и интенсификации	Номера таблиц по сснв на испытание или местные нормы	Продолжительность, сут	
		процесса (операции) по объектам, сут	суммарная по объекту
1	2	3	
ПЗР перед испытанием	ССНВ табл.22, п.3	1,5	1,5
Шаблонировка эксплуатационной колонны	ССНВ табл.22, п.13	2,1	2,1
Перфорация обсадной колонны	ССНВ таб.25, графа 8	3,2	3,3
Вызов притока, освоение, очистка ПЗП	ССНВ таб.22, графы 6	5,2	5,3
Испытание скважины	ССНВИ табл 17	9	9,1
СПО для установки пакера до ГРП, распакеровка после ГРП	ССНВ таб.22, графы 14	2,0	2,0
Гидравлический разрыв пласта	ССНВ таб.24, графа 6	3,0	3,0
Работа после интенсификации притока из пласта, освоение	ССНВ таб.26, гр. 8 и Табл. А, гр. 7	7,0	7,0
Итого		**33**	**33**

Примечание: Процесс операции по освоению и интенсификации притока может корректироваться с учетом программы освоения сервисной компании, согласованной с «Заказчиком».

Таблица 10.8. Продолжительность работы агрегатов при испытании (освоении) объектов в эксплуатационной колонне

Номер объекта	Название процесса, операции по испытанию (освоению) и интенсификации	Используемые агрегаты при выполнении работ	Кол-во вызовов	Источник норм времени	Продолжи-тельность работы, ч
1	2	3	4	5	6
1	Опрессовка ФА на устье скважины	ЦА-320	1	Сметные нормы времени на работу и дежурство спецтехники	1,50
	Опрессовка устья скважины после установки противовыбросовой задвижки	ЦА-320	1		1,50
	Смена тех. воды на перфорационную жидкость	ЦА-320	1		6,0
	Подготовительные работы перед испытанием (освоением)	ЦА-320	1		8,0
	Вызов притока	ЦА-320	1		12,0
	Смена перфорационной жидкость (буровой раствор) на техническую воду	ЦА-320	1		6,0
	Промывка скважины после перфорации для очистки забоя	ЦА-320	1		98,0
	Глушения скважины перед установки пакера и дежурство при СПО для установки пакера до ГРП	ЦА-320	1		72
		Итого на работу:			**205**

Примечание: По усмотрению Заказчика, продолжительность освоения одного объекта может быть изменена. Допускается применение аналогичных агрегатов

Таблица 10.9. Потребное количество материалов для испытания (освоения) скважины в эксплуатационной колонне

НОМЕР ОБЪЕКТА	НАЗВАНИЕ ИЛИ ШИФР	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	ПОТРЕБНОЕ КОЛИЧЕСТВО, $м^3$
1	2	3	4
Жидкости для испытания объектов завозятся в готовом виде. Приготовление растворов для испытания на скважине не планируется			

Примечание: Будут уточнены в программе работ по освоению.

11. ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА

Таблица 11.1. Методы проверки износа и контроля коррозионного состояния ведущих труб, НКТ и всех элементов бурильных колонн (обусловлены стандартом DS-1)

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

Примечание:

Примечание: периодичность дефектоскопии устанавливается в соответствии с техническими условия (руководством) для применяемого бурового оборудования

Категория 1: Категория 1 применима к неглубоким стандартным скважинам в развитых районах. При возникновении неисправностей в буровой колонне, издержки вследствие отказа оборудования насколько малы, что затраты на тщательную инспекцию не будут оправданы.
Категория 2: применяется в стандартных условиях бурения, где инспекции обычно проводятся в минимальном объеме и редко возникают неисправности.
Категория 3: Предназначена для условий среднего уровня, в которых оправдано проведение стандартной инспекции. При возникновении неисправностей, риск значимой стоимости ловильных работ или потери части скважины минимален.
Категория 4: Данная категория применяется в более сложных, по сравнению с Категорией 3, условиях бурения. Вероятен риск высоких расходов на ловильные работы или потери части скважины в результате отказа бурильной колонны.
Категория 5: Данная категория применима к жестким условиям бурения. Сочетание нескольких факторов делает издержки вследствие возможного отказа очень высокими.

Таблица 11.2. Перечень деталей бурового оборудования, подлежащих дефектоскопии

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

Таблица 11.3 Опрессовка оборудования и используемая техника

Название обсадной колонны	Название или номер контролируемого объекта	Глубина скважины при проведении операции, м	Используемая при проведении операции техника		Максимальное давление, создаваемое при опрессовке, МПа
			тип (шифр)	количество (шт)	
1	2	3	4	5	6
Кондуктор Ø 339,7 мм	Кондуктор совместно с ПВО	800	ЦА-320	1	7,5
Промежуточная Ø 244,5 мм	Промежуточная совместно с ПВО	2000	ЦА-320	1	9
	Цементное кольцо и горные породы	2000	ЦА-320	1	1,5
Эксплуатационная Ø 139,7мм	Эксплуатационная колонна с колонной головкой	4000	ЦА-320	1	70
	Фонтанной арматурой ЕФК6-80/65х105/35ф	4000	ЦА-1050	1	70

Примечания:

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

Опрессовка цементного кольца и горных пород после спуска кондуктора необязательна в сквязи с отсутствием НГВП при бурении под промежеточную колонну

12. СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ

Выбор буровой установки

Основным критериями выбора буровой установки являются: глубина скважины, вес спускаемых обсадных и бурильных колонн, грузоподъемность, мобильность, экологическая безопасность, экономичность, эксплуатации, уровень механизации технологических процессов. Выбор буровой установки регламентируется ГОСТ 16293-89 (СТ СЭВ 2446-88) «Установки буровые комплектные для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения основные параметры».

Согласно «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр»: выбор типа буровой установки производится, исходя из максимально допустимой рабочей нагрузки на крюке от веса бурильной колонны в воздухе или веса наиболее тяжелой обсадной колонны и ее секции. Допустимая нагрузка на крюке должна превышать вес наиболее тяжелой бурильной колонны в воздухе не менее чем на 40 %.

Для бурения скважин могут применяться буровые установки 7 класса по ГОСТ 16293-89 (СТ СЭВ 2446-88) с допускаемой нагрузкой на крюке не менее 3200 кН на дизельном или дизельэлектрическом приводе с достаточным уровнем механизации работ. Возможно использование ZJ-70 или аналогов.

Буровая установка до начала бурения укомплектовывается долотами, бурильными трубами, обсадными трубами под кондуктор и первой промежуточной колонной (если до ее спуска менее 30 суток), приспособлениями малой механизации, набором ручного инструмента, КИПиА, блокирующими и предохранительными устройствами, ловильным инструментом, противопожарным инвентарем, аварийной сигнализацией, переговорны-ми устройствами, средствами защиты, а также запасом быстроизнашивающихся деталей и узлов, материалов и химических реагентов для приготовления бурового раствора под кондуктор и первую промежуточную колонну. Емкости для бурового раствора должны обеспечивать 2 кратный объем скважины.

Буровая установка оснащается средствами проветривания рабочей зоны площадки буровой, подвышечного пространства и помещений буровой, включая помещения насосного блока и очистки бурового раствора, необходимыми средствами механизации рабочих процессов, контроля и управления процессами бурения.

Система приготовления, циркуляции и приготовления бурового раствора исключает загрязнение почвы буровым раствором и химическими реагентами, используемыми для обработки бурового раствора и обеспечивает высокую очистку бурового раствора от выбуренной породы. В холодное время буровая обогревается электрическим паровым котлом.

Расчёт потребления горюче-смазочных материалов производится по максимальному количеству и параметрам используемых при буроении скважин ДВС.

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

12.1. Подготовительные работы к строительству скважины (скважин)

Сварочные работы при монтаже бурового оборудования

Таблица 12.1 Сварочные работы при монтаже бурового оборудования

Наименование работ	Потребность на весь объем	
	электросварочный агрегат, маш/час	электроды кг
Спускные линии Монтаж циркуляционной системы Обвязка емкостей для запаса воды Обвязка емкостей для запаса топлива Обвязка оборудования водопроводом Обвязка оборудования воздухопроводом Обвязка оборудования паропроводом Выкидная линия бурового насоса Выкидная линия Ø = 406 мм Контур заземления Всего вторичный монтаж	12 ч	63

Таблица 12.2 Объемы подготовительных работ к бурению скважины (скважин)

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Ед. измерения	Количество
1	**2**	**3**	**4**
1	Планировка площадки механизированным способом		
	при монтаже/при демонтаже	10000 м^2	1
2	Рытье траншей экскаватором глубиной 1 м с обратной засыпкой бульдозером	100 м	3
3	Рытье траншеи (желобов) для стока отработанной воды из-под вышечно-агрегатного и насосного блоков гл. 0,8м. 0,8х 0,5 х 150 м и вокруг блоков	100 м	1,5
4	Устройство насыпи для подъезда к блоку ГСМ и площадки химреагентов с перемещением грунта на 30м	100 м^3	1,76
5	Обваловка площадки ГСМ (15 м х 2+35м х 2) х 1,25м с перемещением грунта до 10м	100 м^3	1,25
6	Трубопровод 245-324мм для подачи бур. раствора к всасывающим линиям насосов	100 м	0,44
7	Низковольтная осветительная линия: - установка металлических опор - подвеска алюминиевых проводов (четыре провода)	100м	4
8	Установка емкости на концах отводов ПВО	шт.	2

Таблица 12.3 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	KRSO-1	1
2	Заготовка вех и кольев		
3	Перенесение в натуру и закрепление на местности местоположения скважины		
4	Определение координат устья скважины методом теодолитного хода		
5	Определение координат устья скважины		
6	Определение азимута		
7	Ведение полевой документации		
8	Камеральная обработка материалов		
9	Переезды на участке работ		

12.2. Объемы строительных и монтажных работ для бурения скважины

Таблица 12.4. Объемы работ по комплекту оборудования

№/№	Наименование оборудование	Ед. изм.	Кол-во
1	2	3	4
1	Вышка буровая	Компл.	1
2	Дизельный двигатель для буровой N = 440 кВт	шт.	2
3	Кронблок	шт.	1
4	Талевый блок	шт.	1
5	Крюкоблок	шт.	1
6	Буровой насос	шт.	2
7	Дизельный привод насоса N = 950 кВт	шт.	2
8	Аппарель (основание) в сборе	Компл.	1
9	Основание под вышку	шт.	1
10	Роторная площадка (подсвечник)	шт.	1
11	Приемный мост	Компл.	1
12	Наклонный мост	шт.	1
13	Стеллажи для укладки бурильных труб	шт.	6
14	Эвакуационный мост	шт.	1
15	Емкости для раствора, общий объём V = 582 м^3	шт.	5
16	Емкость № для тех. воды V = 100 м^3	шт.	1
17	Шламонакопитель 40 м^3	шт.	2
18	Доливная ёмкость 20 м^3	шт.	1
19	Вибросито -2 шт.	Компл.	1
20	Песко - Илоотделитель	Компл.	1
21	Центрифуга	Компл.	1
22	Вакуумный дегазатор	шт.	1
23	Энергоблок	Компл.	1
24	Желобная система для раствора	шт.	1
25	Линия манифольда	шт.	3
26	Основной Пульт ПВО	шт.	1
27	Блок дросселирования	шт.	1
28	Блок глушения	шт.	1
29	Линия выкидная	метр	200
30	Ёмкость для масла 5 м^3	шт.	1
31	Ёмкость для дизтоплива 40 м^3	шт.	1
32	Экологическая емкость ПВО 2 м^3	шт.	2

Таблица 12.5 Объемы работ под конструктивные узлы вышки и привышечных сооружений к комплекту

п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единицы измерения	Количество
1	**2**	**3**	**4**
1	Обшивка балкона верхового рабочего синтетической тканью	балкон	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

Примечание: ***-** Монтаж помещений, электромонтаж и обвязка трубопроводами указанных объектов производится до начала строительства скважины.

Таблица 12.6 Объемы работ по фундаментам под комплект (и вышку)

п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единицы измерения	Количество
1	2	3	4
1*	Фундамент из железобетонных плит 3 м×1,5 м×0,2 м под	плита	
1.1	вышечноеоснование	-"-	7
1.2	автоплатформу	-"-	8
1.3	емкостициркуляционнойсистемы	-"-	8
1.4	блокприготовлениябуровогораствора	-"-	5
1.5	буровой насос и привод к нему	-"-	6
1.6	энергоблок	-"-	5
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		
4	приготовленияраствора, насосами	$м^2$	100

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

Таблица 12.7. Объем работ по перечню оборудования, включаемого при испытании (освоении) первого и последующих объектов

п/п	Наименование работ(с указанием шифра или характеристики)	Единицы измерения	Количе-ство
1	2	3	4
1	Газосепаратор с обвязкой трубопроводом	к-т	1
2	Выкидная линия НКТ Ø73 мм для отработки скважины	шт	10
3	Обвязка емкостей трубопроводами	к-т	3
4	Ц/бежный насос с электромотором N-30 кВт	шт	1
5	Задвижки Ø 80 мм высокого давления на линиях	шт	15
6	Контур заземления накопительных емкостей с устройством 2-х громоотводов	шт	1
7	Фундамент из ж/б плит 6м х 2 м х 0,2 м под емкости	шт	6
8	Фундамент ж/б плит под ц/бежный насос 3м х 2м х 0,2м	шт	1
9	Обваловка площадки с накопительными емкостями 15 м х15 х 1 м	м	-"-
10	Агрегат УПА-60//80	к-т	1
11	Привод механизмов - Двигатель ЯМЗ	к-т	1
12	Талевая система – С устройством перепуска талевого каната 3х4	к-т	1
13	Буровой ротор (с карданным приводом) – Р-250	к-т	1
14	Устройство оттяжек с якорями к мачте УПА-60/80	шт	4
15	Дизельгенератор	к-т	1
16	Прожектор	шт	4
17	Трапные установки высокого и низкого давлений	атм	-"-

13. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

Таблица 13.1 Продолжительность бурения скважины

Продолжительность цикла строительства скважин, сут.						
Всего	в том числе					
	строительно-монтажные работы	подготовительные работы	бурение и крепление (в том числе испытание в открытом стволе)	испытание в колонне		
				всего	гидроразрыв пласта	в эксплуатационной колонне
1	2	3	4	5	6	7
265	6,0	4,0	222	33	12	21

Примечание: Заказчик, исходя из условий проводки скважины, может изменить продолжительность операций при бурении скважины.

Таблица 13.2 Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин

Номер обсадной колонны	Название колонны	Продолжительность крепления, сут.	Интервал бурения, м		Продолжительность бурения, сут.		
			от (верх)	до (низ)	Забойным двигателем	Роторным способом	Совмещенным способом
1	2	3	4	5	6	7	8
	Направление	1,0	0	30		1,0	
1	Кондуктор	2,0	30	800		14	
2	Промежуточная колонна	3,0	800	2000		65	
	Пилотный ствол		2000	2850		90	
3	Эксплуатационная колонна	4,0	2350	4000			42
	ИТОГО:	**10,0**	**0**	**4000**	**212**		

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

Таблица 14.1 Средства механизации и автоматизации

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

продолжение таблицы 14.1

23	Сигнальное или переговорное устройство между постом бурильщика, люлькой верхового рабочего и насосным отделением	БУ	1 шт.
24	Камера и мониторы: Для слежения работы верхового рабочего Зона рабочий площадкой Зона лебедки Зона буровых насосов		
25	Устройство против разбрызгивания бурового раствора при СПО	БУ	1 шт.
26	Устройство для долива скважины при подъеме бурильных свечей (доливная емкость с уровномером)	БУ	1 к-т
27	Устройство для перемешивания бурового раствора в резервуарах	БУ	1 к-т
28	Комплект механизмов для очистки бурового раствора от твердых частиц и газонасыщения (вибросита, пескоилоотделители, дегазаторы и др.)	БУ	1 к-т
29	Комплект ключей во взрывобезопасном исполнении для фланцевых соединений превенторной установки	БУ	1 к-т
30	Пусковая задвижка с дистанционным управлением	БУ	1 к-т
31	Приспособление для снятия поршней со штоков буровых насосов и выемки втулок	БУ	1 к-т
32	Устройство для безопасной замены резинового разделителя для блока воздушных колпаков бурового насоса	БУ	1 шт.
33	Гидравлический съемник для выпрессовки седел клапанов буровых насосов	БУ	1 шт.
34	Автоматический сигнализатор уровня промывочной жидкости в емкости	емкость	1 шт на насос
35	Устройство по предупреждению перегрузки бурового насоса	насос	1 шт.
36	Ключ патронный для загибания втулочно-роликовых цепей	БУ	1шт.
37	Машинка для стягивания втулочно-роликовых цепей	БУ	1 шт.
38	Устройство, предупреждающее падение посторонних предметов в скважину	устье скважины	1 шт.
39	Комплект аварийного ловильного инструмента	БУ	1 к-т
40	Спасительное устройство для верховых рабочих в аварийных ситуациях	БУ	1 к-т
41	Влагоотделитель для пневмосистемы	БУ	1 к-т
42	Автоматическое устройство по отключению компрессоров	компрессор	1 к-т
43	Приспособление против скатывания труб со стеллажей (съемные упоры и др.)	БУ	1 к-т

Примечание: Допускается работа буровой или отдельного его оборудования при замене перечисленных средств защиты их аналогами, не снижающими уровня безопасности труда.

Таблица 14.2 Средства контроля

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

Таблица 14.3 Средства диспетчеризации

№ пп	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	ГОСТ, ОСТ, МУ, ТУ, МРТУ и т.д. на изготовление	Количество, шт.
1	**2**	**3**	**4**
1	Радиостанция в режиме диспетчерской связи (спутниковая связь)	ст. АНИ	1
2	Электронная почта, радиостанция и сотовый связь	ст. АНИ	1

15. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИН

15.1. Общие положения

Проектные технологические и технические решения по ликвидации и консервации скважин предусматривают обеспечение промышленной безопасности, сохранение скважины на весь период эксплуатации, обеспечение безопасности жизни и здоровья людей, охрану окружающей природной среды.

Скважина может быть, законсервирована или ликвидирована по завершению строительства по инициативе Недропользователя. Ответственность за качество и своевременность проведения работ по консервации и ликвидации скважины, сохранность скважины, проверку ее состояния несет Недропользователь.

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

Структура и состав проектной документации по консервации и ликвидации скважины определены в соответствии с действующими нормативными требованиями.

За основу расчетов по ликвидации скважин приняты проектные решения по пластовым давлениям, по конструкции скважины и испытанию продуктивных горизонтов. Ликвидация и консервация скважины должны производится с учетом фактических условий бурения скважин.

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

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

15.2. Ликвидация скважины

Технологические и технические решения по ликвидации скважины.

Основным решением по ликвидации скважины является установка цементных мостов с учетом горно-геологических особенностей разреза. Высота цементных мостов и места их установки в скважине определены в соответствии «Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана».

Рассматриваемые варианты ликвидации скважины:

Вариант 1. Скважина доведена до проектной глубины, спущена эксплуатационная колонна, произведено испытание, получены промышленные притоки углеводородов - в этом случае скважина консервируется на период работ по обустройству, а после расконсервации переводится в категорию добывающих. После истощения промышленных запасов углеводородов скважина подлежит ликвидации, как достигшая нижнего предела дебитов, установленных технологической схемой разработки или инструкцией по обоснованию нижнего предела рентабельности эксплуатационных скважин, разработанной и утвержденной в установленном порядке.

Вариант 2. Скважина доведена до проектной глубины, по результатам испытаний проектных нефтегазоносных горизонтов в открытом стволе оказалась в неблагоприятных геологических условиях (отсутствуют нефтегазонасыщенные коллекторы) в этом случае скважина подлежит ликвидации без спуска эксплуатационный колонны по геологическим причинам.

Устанавливаются ликвидационные цементные мосты при спущенной эксплуатационной колонне, а также без нее:

Против интервала залегания продуктивного горизонта, при этом высота цементного моста над верхней границей должна быть не менее 30 м;

15.3. Порядок организации работ по ликвидации скважины

Все работы по ликвидации скважины проводятся в соответствии с планами работ, составленными на основании проектных решений с учетом фактических данных, согласованными с территориальными органами Департамента промышленной безопасности.

В плане ликвидационных работ должна быть представлена информация о фактическом состоянии скважины, предусмотрены все работы по установке цементного моста, испытанию его на прочность разгрузкой и гидравлической опрессовкой (если необходимо по проекту), работы по оборудованию устья скважины и рекультивации земли с указанием ответственных исполнителей, мероприятий по промышленной безопасности, охране недр и окружающей природной среды.

При установке цементных мостов предусматриваются следующие технологические особенности:

- способ установки цементного моста – на равновесие,

- метод установки – с контролем по объему,

- заливочная колонна - НКТ–с «воронкой» на первой трубе,

- продавочная жидкость – буровой раствор;

Последовательность работ по установке и испытанию мостов на прочность:

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

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

- установка башмака заливочной колонны на заданной глубине;

- закачка цементного раствора;

- закачка продавочной жидкости в объеме по расчету;

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

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

- срезка моста и обратная промывка с контролем выходящего раствора в объеме «продавочная жидкость + буфер №2», вымыв с контролем излишек цементного раствора.

При отсутствии на «выходе» цементного раствора и буфера продолжать обратную промывку из расчета дополнительной прокачки ½ расчетного объема продавочной жидкости;

- разгерметизация устья;

- подъем 2-3 свечей заливочных труб (30-80м выше глубины срезки моста) и герметизация устья;

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

- спуск инструмента для нащупывания цементного моста;

- испытание моста на прочность разгрузкой;

- испытание моста на герметичность опрессовкой.

После установки ликвидационного моста, после испытания на прочность и герметичность, производится промывка скважины с приведением бурового раствора в соответствие с проектными параметрами и обработкой ингибитором коррозии. Компонентный состав бурового раствора приведён в таблице 7.3.

При завершении подъёма заливочной колонны необходимо заполнить верхнюю часть скважины (10м) дизельным топливом (нефтью).

Результаты работ по установке моста, проверке на прочность и опрессовке оформляются соответствующими актами за подписью исполнителей. На этом оборудование ствола ликвидируемой скважины считается завершенным.

Вокруг устья скважины оборудуется площадка размером 1х1х1м с ограждением. На ограждении устанавливается металлическая табличка с указанием номера скважины, месторождения, название компании Недропользователя и даты окончания бурения, а также надпись.

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

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

После завершения всех работ по ликвидации скважины составляется акт на выполненные работы за подписью исполнителей заверяется печатью и подписью руководства Недропользователя .

15.4. Консервация скважины

Технологические и технические решения по консервации скважины

Консервация скважины на период обустройства предусматривается после окончания строительства со спущенной эксплуатационной колонной при наличии промышленных залежей углеводородов. Срок консервации предусмотренный проектом - свыше 1 года.

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

Предусматривается установка цементного моста высотой 30 м и с подошвой моста на 10 м выше верхних отверстий перфорации. Порядок работ при установке консервационного моста аналогичен описанному выше порядку при установке ликвидационных мостов.

НКТ поднимается над цементным мостом не менее чем на 10 м или извлекается из колонны. Верхняя часть скважины в трубном НКТ и затрубном пространствах, заполняется дизельным топливом в качестве незамерзающей жидкости прямой и обратной циркуляцией в интервале 0 – 10 метров. Законсервированная скважина должна быть заполнена раствором, обработанным нейтрализатором сероводорода.

Устье скважины оборудуется фонтанной арматурой предусмотренной проектом. Штурвалы задвижек арматуры консервируемой скважины должны быть сняты, крайние фланцы задвижек оборудованы заглушками, манометры сняты и патрубки загерметизированы. Устье должно быть ограждено. На ограждении устанавливается металлическая табличка с указанием номера скважины, месторождения, название компании недропользователя и даты окончания бурения. Проводится рекультивация земельного отвода.

16. Технология установки аварийного цементного моста

Для мостов при ликвидации поглощений или флюидопроявлений в процессе углубления скважины требования к типу цемента по статической температуре и коррозионной стойкости не обязательны.

Высота цементного моста Н, м принимается равной наибольшей величине, рассчитанной по формулам:

$$\left.\begin{aligned} H &= \frac{Q}{\pi \tau d} \\ H &= 0,785 \frac{\Delta P}{\tau \cdot D} \\ H &= \frac{\Delta P}{град.P} \end{aligned}\right\}$$

где:

Q - максимальная заданная механическая нагрузка на мост при испытании на несущую способность, кН;

D - осредненный диаметр скважины в интервале установки моста, м;

ΔP - максимальная депрессия (репрессия) на мост при испытании или вследствие взаимодействия между пластами под и над мостом с различными градиентами давлений, кПа;

τ - допустимые касательные напряжения сдвига моста, кН/м^2;

$град.P$ - начальный градиент фильтрации тампонажного камня, кПа/м.

Величины $град.P$ и τ для случаев применения буферной жидкости и портландцемента ориентировочно составляют соответственно в обсаженной скважине 2000 и 500, в открытом стволе - 1000 и30; могут уточняться для других случаев экспериментально.

Расчет глубины установки заливочных труб при установке моста в поглощающей скважине.

При статическом уровне промывочной жидкости ниже устья при отсутствии циркуляции:

$$l_з = l_м - h - \frac{H\left(\rho_ц - \rho_ж\right)}{\rho_ж} - \frac{qt}{0,785D^2}$$

где:

l_3 - глубина установки заливочных труб, м;

$l_м$ - проектная глубина подошвы моста, м;

h - глубина статического уровня по данным бурения, м;

H - проектная высота цементного моста, м;

$\rho_ц$, $\rho_ж$ - соответственно плотности цементного раствора и промывочной жидкости, кг/м^3 (наличием буферной жидкости в первом приближении пренебрегаем);

q, t - интенсивность поглощения при продавливании цементного раствора в затрубное пространство, м^3/с, и продолжительность продавливания, соответственно.

При наличии избыточного давления $\Delta P_п$ начала поглощения после остановки циркуляции.

При отсутствии поглощения в процессе продавливания тампонажного раствора и соблюдении условия:

$$H \le \frac{\Delta P_п}{g\left(\rho_ц - \rho_ж\right)}$$

заливочные трубы устанавливаются на глубине $l_З = l_м$,

где g - ускорение свободного падения, м/с^2.

При наличии поглощения и соблюдении условия (Л.3):

$$l_з = l_м - \frac{qt}{0{,}785D^2}$$

Значения q и $\Delta P_п$ определяются по наблюдениям в процессе бурения скважины.

Установка баритовой пробки при ликвидации газонефтеводопроявлений в скважине.

Высота баритовой пробки $h_б$, закачиваемой перед установкой цементного моста для проведения работ по ликвидации ГНВП, рассчитывается по приближенной формуле:

$$h_б = \frac{\Delta P_г}{0{,}042}$$

где $\Delta P_г$ - избыточное давление, МПа, необходимое для уравновешивания пластового давления и гидростатического давления столба бурового раствора в скважине.

При $h_б$ <30 м по (Л.5) принимается $h_б$ =30 м.

Объемы тампонажного раствора $V_ц$, м^3, и продавочной жидкости $V_п$, м^3, для установки цементного моста рассчитываются по уточненным формулам:

$$V_ц = 0{,}785HD^2 + V_з\left(0{,}02 + C_1 + C_2 + C_3\right)$$

$$V_{П} = V_{з} - \frac{V_{з}}{l_{з}} H - V_{з}\left(C_1 + C_3\right) - V_{б_2}$$

где:

V_3 - объем заливочных труб, м^3;

C_1 - коэффициент «потерь» тампонажного раствора на стенках труб;

C_2, C_3 - коэффициенты «потерь» тампонажного раствора на смешивание с контактирующими жидкостями соответственно на нижней и верхней границах; при применении верхней продавочной пробки $C_1 = C_3 = 0$.

$$V_{б_2} = V_{б_1} \frac{d_1^2}{D^2 - d_2^2}, \text{ м}^3$$

$$V_{б_1} = C_4 V_{з} + 0{,}785 C_5 D^2 H$$

где:

C_4, C_5 - коэффициенты потерь буферной жидкости при ее движении по заливочным трубам и затрубному пространству;

d_1, d_2 - внутренний и наружный диаметры заливочных труб, м.

17. Техника безопасности, промышленная санитария и противопожарная техника

17.1. Общие положения

Бурение и испытание строящихся по данному групповому рабочему проекту скважин должно осуществляться при условии строгого выполнения требований «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности»

Для создания безопасных условий труда при бурении скважин необходимо оснастить буровые установки техническими средствами (устройствами и приспособлениями), позволяющими устранить опасные и трудоемкие производственные факторы, а также обеспечить рабочий и инженерно-технический персонал необходимой нормативно-технической документацией по безопасности труда. Для обеспечения безопасности работающих на случай пожара при бурении скважины каждая строящаяся буровая должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения и нормативно-технической документацией по пожарной безопасности.

Для организации безопасного ведения работ при строительстве скважин инженерно-технический и рабочий персонал должен быть обеспечен нормативно-технической документацией по безопасности труда. Инженерно-технические работники должны быть обеспечены всей действующей нормативно-технической документацией по безопасности труда.

Расследование и учёт несчастных случаев на производстве ведётся в соответствии с Приказом Министра здравоохранения и социального развития Республики Казахстан от 28 декабря 2015 года № 1055. «Об утверждении форм по оформлению материалов расследования несчастных случаев, связанных с трудовой деятельностью 1.15.2 Пожарная безопасность»

17.2. Классификация взрывоопасных зон

Согласно п. 443 «Правил обеспечения промышленной безопасности…» при выборе электрооборудования и электроаппаратуры для объектов нефтегазового комплекса следует руководствоваться следующей классификацией взрывоопасных зон:

Зона 0 - пространство, в котором постоянно или в течение длительного периода времени присутствует взрывоопасная смесь воздуха или газа, в. ч. зоны В-1 и В-1г (по ПУЭ №230 от 20.03.2015), расположенные в помещениях, в которых выделяются горючие газы или пары легковоспламеняющихся жидкостей в таком количестве с такими свойствами, что они могут образовывать с воздухом взрывоопасные смеси при нормальных режимах работы, а также пространства у наружных установок:

- технологическихустановок, содержащихгорючие газы и легковоспламеняющиеся жидкости;

-наземных и подземных резервуаров с легковоспламеняющимися жидкостями или горючими газами;

-эстакад для слива и налива легковоспламеняющихся жидкостей;

-открытых нефтеловушек, прудов, отстойников;

-пространства у проемов за наружными ограждающими конструкциями помещений с взрывоопасными смесями классов В1 и В 1а, а также устройств выброса воздуха из вытяжной вентиляции.

Помещения и пространства:

-закрытые помещения, в которых установлены открытые технические устройства, аппараты, емкости или имеются выходы для паров нефти и легковоспламеняющихся газов, а также каналы, шахты, где возможны выходы и накопления паров нефти или горючего газа, огороженные подроторные пространства буровых установок;

-открытые пространства радиусом 1,5 м вокруг открытых технических устройств, содержащих нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, нефтяные газы или другие легковоспламеняющиеся вещества, вокруг устья скважины, а также вокруг окончания труб, отводящие попутные и другие легковоспламеняющиеся газы;

-пространства внутри открытых и закрытых технологических устройств и емкостей, содержащих нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, нефтяные газы, другие легковоспламеняющиеся вещества;

-закрытые помещения для хранения шлангов для перекачки легковоспламеняющихся жидкостей.

Зона 1 - пространство, в котором при нормальных условиях работы возможно присутствие взрывоопасной смеси воздуха или газа, в т. ч. зоны В1а и В1б, расположенные в помещениях, в которых при нормальной эксплуатации взрывоопасные смеси газов или паров легковоспламеняющихся жидкостей с воздухом не образуются, а возможны только при авариях или неисправностях.

Помещения и пространства:

-закрытые помещения, в которых установлены закрытые технологические устройства, оборудование, аппараты, узлы регулирующих, контролирующих, отключающих устройств, содержащие нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, горючие газы, где образование взрывоопасных смесей возможно только в случае поломки или неисправности оборудования.

Закрытые помещения насосных для сточных вод.

-открытые пространства:

-радиусом 1,5 м от зоны 0 открытых пространств вокруг окончания труб, отводящих попутные газы, и радиусом 3,5 м от зоны 0 вокруг открытых емкостей, вибросит;

-вокруг любых отверстий (двери, окна и пр.) из помещений зон 0 и 1, ограниченные расстоянием 3 м во все стороны;

-вокруг отверстий вытяжной вентиляции из помещений зон 0 и 1, ограниченные радиусом 3 м;

-вокруг фонтанной арматуры, ограниченные расстоянием 3 м во все стороны.

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

-пространство под ротором, ограниченное цилиндром радиусом 3 м от оси скважины, на всю высоту до низа при открытом подроторном пространстве;

-пространство вокруг буровой вышки, при открытом и огражденном подроторными пространствами в соответствии с классом и границами;

Примечание: Помещение буровой лебедки, отделенное от подроторного пространства и буровой площадки стеной, является взрывобезопасным.

-открытые пространства вокруг закрытых и открытых технических устройств, оборудования в соответствии с классом и границами зон взрывоопасности;

-полузакрытые пространства, в которых расположена фонтанная арматура, в пределах ограждения;

-открытые пространства вокруг окончания отводов газов (паров) из закрытых технологических устройств, емкостей, аппаратов в соответствии с классом и границами зон взрывоопасности;

-полузакрытые пространства, в которых установлены технические устройства, оборудование, аппараты, узлы отключающих устройств, содержащих нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, нефтяные газы или легковоспламеняющиеся жидкости в пределах ограждения;

-пространства вокруг агрегата для ремонта скважин.

Любые закрытые помещения, имеющие сообщение с взрывоопасными зонами классов 0 и 1, считаются взрывоопасными. Класс их взрывоопасности соответствует классу взрывоопасности сообщающейся зоны.

В пределах одной зоны разрывы между объектами не нормируются и принимаются из условий обеспечения безопасности, удобства обслуживания, производства монтажных и ремонтных работ.

Буровая установка и привышечные сооружения имеют характеристику среды по взрывной, взрывопожарной опасности и по группам производственных процессов, приведенную в таблице 18.2

Таблица 17.1 Классификация основных сооружений и установок по взрыво - и пожароопасности

№ п/п	Наименование сооружений и установок	Класс взрывоопасности	Категория и группа взрывоопасной смеси	Категория молниезащиты
1	2	3	4	5
1	Устье бурящейся скважины до обшивки	зона 2	IIA-T1	2
2	Вибросито	зона 2	IIA-T1	2
3	Машинно-насосный блок	зона 2	IIA-T1	2
4	Емкости для дизтоплива	зона 1-2	IIA-T1	3
5	Емкости для смазочного и отработанного масла	зона 1-2	IIA-T3	3
6	Котельная	зона 1	IIA-T3	2
7	Электростанция	зона 1	IIA-T3	2

17.3. Пожарная безопасность на объектах

Аварийная электростанция

Аварийная электростанция с приводом от ДВС размещена в специальном блоке, который должен быть построен из трудно сгораемых материалов. В помещении, предназначенном для ДВС, запрещается хранить топливо и обтирочный материал. Топливные резервуары для ДВС расположены на расстоянии более 55 м от наружных стен зданий и сооружений буровой. Топливопровод имеет 2 запорных устройства, одно из которых расположено у топливных резервуаров, а другое - у дизельного помещения на расстоянии не менее 5 м от его укрытия внешней стороны. Топливные емкости должны иметь обваловывание, достаточное для предотвращения разлива топлива и масла на территории буровой и под агрегатные помещения во время их перекачки.

Выхлопные газы ДВС должны удаляться на расстояние не менее 15 м от устья скважины и не менее чем на 1,5 м выше конька крыши приводного блока (при вертикальной прокладке выхлопного трубопровода). Выхлопные трубы оборудованы искромаслоуловителями, а схема отводов выхлопных газов исключает их попадание на рабочие места буровой. В местах прохода через стены, пол, крышу помещений выхлопные трубы монтируются в герметизирующих устройствах, изготовленных из несгораемых материалов с пределом огнестойкости не менее 0,75 часа.

Жилые, бытовые и административные помещения

Жилые, бытовые и административные вагон-дома располагаются на расстоянии не менее 70 м от устья скважины.

До вскрытия продуктивного пласта в производственных помещениях и в рабочих зонах наружных установок, где возможно выделение взрывоопасных паров и газов, организуется постоянный контроль воздуха. Периодичность контроля воздуха перед вскрытием и при бурении продуктивного пласта не реже чем раз в смену, а при газопроявлении скважины, не реже, чем через 2 часа (рабочая площадка, машинно-насосный блок).

Режим работы вентиляции от момента вскрытия продуктивного горизонта до окончания бурения скважины должен быть постоянным.

Автоматическая система сигнализации должна выдавать предупредительный сигнал при концентрации нефтяных паров и газов 20% от нижнего предела воспламенения.

Для предотвращения внезапного поступления в воздух больших количеств взрывоопасных веществ в машинно-насосном блоке предусмотрена аварийная вентиляция, которая включается по сигналу газоанализаторов при образовании концентраций в количестве 20% нижнего предела взрывоопасности. Автоматические газоанализаторы блокируются также с устройствами сетевой и звуковой сигнализации, оповещающий персонал о наличии в помещении концентраций паров и газов, превышающих ПДК или достигших 20% нижнего предела взрываемости.

Промыслово-геофизические работы

Запрещается для промыслово-геофизических работ пользоваться электросетью напряжением более 380 В. Запрещается проводить промыслово-геофизические работы во время грозы, а также в газирующих и поглощающих скважинах.

Перед проведением промыслово-геофизических работ необходимо проверить изоляцию электрооборудования и исправность устройства защитного заземления буровой установки или скважины. Обязательно наличие металлической связи между заземляющими устройствами скважины и источником питания, к которому подключают геофизические токоприемники.

Инструменты и материалы, не имеющие непосредственного отношения к промыслово-геофизическим работам, должны быть убраны с устья скважины, а рабочая площадка, приемные мостики и подходы к ним очищены от бурового раствора и мазута.

Для подключения промыслово-геофизического оборудования к силовой или осветительной сети должна быть предусмотрена, постоянно установленная, штепсельная розетка с заземляющим контактом в исполнении, пригодным для наружной установки.

После установки на рабочих площадках и до полного окончания работ на скважине металлические кузова каротажного подъемника и лаборатории должны быть заземлены. За-

земление должно осуществляться путем присоединения отдельных заземляющих проводников от подъемника и лаборатории к заземляющему устройству скважины. После окончания работ все источники электропитания должны быть отключены.

Запрещается при проведении промыслово-геофизических работ пользоваться открытым огнем при отогревании задвижек, труб, фланцев и других деталей устьевой арматуры и геофизического оборудования. В случае замерзания ролика, отводной линии или другого оборудования отогревать его следует паром или горячей водой.

При газовом каротаже при высоких газопоказаниях приборов, дежурный оператор должен немедленно предупредить буровую бригаду о возможности газового выброса, а в случае его возникновения принять меры к отводу станции в безопасное место.

Освоение скважины

Обвязка устья фонтанирующей скважины, ее коммуникации (емкости, амбары и пр.) должны быть подготовлены к приему продукции скважины до перфорации эксплуатационной колонны. Не допускается устройство стока газоконденсата в общие амбары и ловушки по открытым канавам. Прострелочно-взрывные работы в скважине следует производить в присутствии геолога бурового предприятия. Перед прострелочно-взрывными работами противовыбросовое устьевое оборудование тщательно проверяется и опрессовывается на давление, равное пробному фонтанной арматуры. После установки на устье противовыбросовое оборудование вновь опрессовывается на расчетное давление. Результаты испытания оформляются актом.

Сборку фонтанной арматуры производят полным комплектом шпилек с прокладками, предусмотренными техническими нормами на постановку арматуры.

В процессе освоения фонтанной скважины спускать и поднимать насосно-компрессорные трубы разрешается только при наличии около скважины задвижки с переводной катушкой и патрубком или установленного малогабаритного превентора, соответствующих максимальному давлению, ожидаемому на устье скважины. В случае нефтегазопроявлений в скважине, а также в случае аварийного отключения освещения в темное время суток при спуске или подъеме труб следует немедленно установить на устье указанную задвижку и прекратить дальнейшие работы, либо герметизировать устье скважины при помощи малогабаритного превентора. Устье скважины герметизируется при длительных остановках.

При испытании скважины с помощью передвижного компрессора, последний устанавливается на расстоянии не менее 25 м от устья скважины с подветренной стороны.

Согласно «Правил обеспечения промышленной безопасности…» использование воздуха для снижения уровня жидкости при вызове притока запрещается.

Запрещается после вызова притока закрывать выкидную линию скважины, пока не будет извлечена вся аэрированная жидкость.

Во время испытания на всех дорогах, проходящих вблизи скважины или ведущей к ней, на расстоянии не менее 250 м (в зависимости от направления и силы ветра) выставляются посты и устанавливаются знаки, запрещающие проезд, курение и разведение огня.

При продувке скважины и замерах двигатели буровой установки и находящиеся около скважины автомобили и тракторы должны быть заглушены, а топки котлов - потушены.

У места установки пожарных гидрантов устанавливается световой или флуоресцентный указатель с нанесенным буквенным индексом «ПГ», цифровыми значениями расстояния в метрах от указателя до гидранта и внутренним диаметром трубопровода в мм.

В зимнее время пожарные гидранты необходимо утеплять во избежание замерзания.

Пожарные гидранты следует не реже, чем через 6 месяцев подвергать техническому обслуживанию и проверять на работоспособность посредством спуска с регистрацией результатов проверки в специальном журнале.

Любые закрытые помещения, имеющие сообщение с взрывоопасными зонами классов 0 и 1 (двери, окна, вентиляционные отверстия и т.п.), считаются взрывоопасными. Класс их взрывоопасности соответствует классу взрывоопасности сообщающейся зоны.

В пределах одной зоны разрывы между объектами не нормируется, и принимаются из условий обеспечения безопасности, удобства обслуживания, производства монтажных и ремонтных работ.

Емкости ГСМ, буровая площадка

Топливные емкости для хранения ГЖ и ЛВЖ размещаются на площадке, имеющие более низкие отметки высот, чем отметки основных производств и жилого поселка. Площадка имеет обваловывание, достаточное для предотвращения разлива топлива и масла на территории буровой в случае аварии.

Сливные и наливные трубопроводы должны подвергаться регулярному осмотру и предупредительному ремонту. Обнаруженная в сливно-наливных устройствах течь должна быть немедленно устранена. Если это невозможно, неисправная часть должна быть отключена.

Для защиты от вторичных проявлений молний и разрядов статического электричества вся металлическая аппаратура, резервуары, сливно-наливные устройства и т.п., расположенные как внутри помещений, так и вне должны быть заземлены.

Заземляющие устройства, предназначенные для защиты персонала от поражения током промышленной частоты или для молниезащиты, используются и для отвода статистического электричества.

Одиночные емкости, аппараты и агрегаты присоединяются к общей цепи с помощью отдельного ответвления.

Категорически запрещается налив в резервуары, цистерны и тару ЛВЖ и ГЖ свободно падающей струей. Закачка и налив производятся только под уровень жидкости в емкости.

Проверять заземление с помощью приборов необходимо не реже одного раза в год и после каждого ремонта оборудования.

При строительстве буровой в лесных массивах предусматривается полностью очищать от деревьев и кустарников площадь в радиусе не менее 30 м от скважины. В течение пожароопасного сезона необходимо содержать территорию буровой очищенной от древесного хлама и других легковоспламеняющихся материалов.

Противопожарные мероприятия при ликвидации нефтяного выброса и открытого фонтана при бурении нефтяных и газовых скважин следует производить в соответствии с «Инструкцией по организации и безопасному ведению работ при ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов».

17.4. Организационные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности

Проектом предусматривается выполнение требований «Правила пожарной безопасности».

Проектом предусматривается использование буровой установки, объектов обеспечения (дизельной электростанции, склада ГСМ, блока приготовления и очистки раствора), открытых стоянок для тампонажной и каротажной техники.

Буровая, в том числе здания силового блока и МНО, в котором расположены приёмные ёмкости бурового раствора и открытые желоба, оборудуются системой автоматической пожарной сигнализации с установкой датчиков и выводом сигнала на пульт бурильщика и приточно-вытяжной вентиляцией с автоматическим включением от стационарных газоанализаторов при концентрации углеводородов в воздухе помещения выше ПДВК (предельно допустимых взрывобезопасных концентраций).

В блоке очистки, емкостном и насосном блоках предусмотрен автоматический сигнализатор газа типа АСГ-1.

В жилищно-бытовых помещениях (вагон-домики, вагон-сушилка, вагон-столовая) устанавливаются датчики задымления типа ИПМ 212-50М.

В качестве сигнализирующих и оповещающих устройств используются сирены и звонки громкого боя, автоматические пожарные извещатели типа ИП 103-А2-1М, ИП 212-ЗСУ и др.

В котельную вода поступает по трубопроводу диаметром не менее 50мм.

Второй трубопровод с условным диаметром не менее 50мм прокладывается от водяной скважины к буровой, по которому вода поступает

на вышечный блок, систему очистки и приготовления промывочной жидкости и насосный блок.

Гидранты устанавливаются на водяной трубе диаметром 30 мм с вентилем и полугайкой типа БС около вышечного блока со стороны задней стенки, в насосном сарае, а также в здании котельной установки.

Расход воды для буровой установки должен быть не менее 20 л/с при давлении 0,4...0,5 МПа, с установкой соответствующего насоса.

На буровой должна находиться инструкция для «боевого расчёта» бригады, с указанием конкретных действий каждого члена буровой вахты на случай пожара. Обучение практическим навыкам производится на тренировках, проводимых по специальному плану.

17.5. Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда

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

Выдача спецодежды, спецобуви и других индивидуальных средств защиты регламентирована типовыми отраслевыми нормами. Согласно указанным документам весь рабочий персонал, участвующий в строительстве скважины должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты, представленными в таблице 5.

Учитывая, что в процессе бурения работающие подвергаются воздействию повышенного шума и вибрации и, в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-2014 и ГОСТ 12.1.012-2004 по ограничению действующих уровней шума и вибрации, буровая установка должна быть оснащена коллективными средствами снижения уровня шума и вибрации, представленными в таблице 6

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

Искусственное освещение выполняется в соответствии с требованиями ПУЭ и строительных норм и правил, установленных СНиП РК 2.04-05-2002 ЕСТЕСТВЕННОЕ И ИСКУССТВЕННОЕ ОСВЕЩЕНИЕ.

Исполнение, класс изоляции электрооборудования и способы его установки должны соответствовать номинальному напряжению сети и условиям окружающей среды.

При производстве работ необходимо предусмотреть следующие виды освещения: рабочее и аварийное. Рабочее освещение должно быть предусмотрено во всех помещениях и на неосвещаемых 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 освещенности которых представлены в таблице 7.

Для общего освещения помещений основного производственного назначения (вышечно-лебедочный блок, силовое насосное помещение, циркуляционная система, противовыбросовое оборудование, место заряжения прострелочных и взрывных аппаратов, операторная, склад взрывчатых материалов) следует применять газоразрядные источники света, для подсобных и административных помещений - лампа 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 учетом характера светораспределения, окружающей среды и высоты помещения. В помещениях, на открытых площадках, где могут по условиям технологического процесса образовываться взрыво- или пожароопасные смеси, светильники должны иметь взрывонепроницаемое,взрывозащищенное,пыленепроницаемое, пылезащищенное исполнение в зависимости от категории взрыво - и пожароопасности помещения по классификации ПУЭ (правила устройства электроустановок).

Показатель ослепленности для производственных помещений не должен превышать значений, указанных в таблице 7, за исключением помещений, для которых показатель ослепленности не ограничен.

Для улучшения условий видения и уменьшения слепимости световые приборы на буровых вышках должны иметь жалюзные насадки или козырьки, экранирующие источники света или отражатель от бурильщика и верхового рабочего.

При устройстве общего освещения для пультов управления источники света необходимо располагать таким образом, чтобы отражение от защитного стекла измерительных приборов блики не попадали в глаза оператора.

При освещении производственных помещений газоразрядными лампами, питаемыми переменным током промышленной частоты30 Гц, коэффициент пульсации освещенности не должен превышать 20%.

Светильники производственных помещений следует чистить не реже шести раз в год. Для всех остальных помещений чистить светильники необходимо не реже четырех раз в год.

Таблица 17.2 Спецодежда, спецобувь и средства индивидуальной защиты

п/п	Наименование	ГОСТ, ТУ	Потребность, комплект	
			Буровая бригада	Бригада испытания
1	2	3	4	
1	Костюм брезентовый или костюм х/б с в/о пропиткой	ГОСТ 12.4.039-78	На каждого члена бригады	
2	Сапоги кирзовые	ГОСТ 5394-74(3)	На каждого члена бригады	
3	Рукавицы брезентовые	ГОСТ 12.4.010-75	На каждого члена бригады	
4	Костюм зимний	ГОСТ 17222-71	На каждого члена бригады	
5	Валенки	ГОСТ 18724-80	На каждого члена бригады	
6	Каска защитная «Труд»	ОСТ 39-124-82	На каждого члена бригады	
7	- подшлемник под каску «Труд» в зимнее время	ТУ 17-08-149-81	На каждого члена бригады	
8	Полушубок	ГОСТ 4432-71	На каждого члена бригады	
9	Предохранительный пояс верхового	ВТУ 40-70 исполн. ВР	2	-

п/п	Наименование	ГОСТ, ТУ	Потребность, комплект	
			Буровая бригада	Бригада испытания
1	2	3	4	
10	Пояс монтажный	ВТУ 40-70 исполн. ВМ	-	2
11	Монтажные когти и монтажные пояса	-	2	-
12	Сумка брезентовая для инструмента (работа на высоте)	-	-	-
13	Противошумы (НИАТ, МИОТ, ХН)	ТУ 1-01-0201-79		
14	Виброгасящие коврики под ноги (пульты бурильщика, АКБ)	-	2	-
15	Щиток-маска электросварщика	-	1	-
16	Очки защитные для газосварщика	-	-	-
17	Очки открытые (ОЗО)	-	6	-
18	Очки закрытые (033)	-	6	-
19	Подставка диэлектрическая с ковриком		6	-
20	Диэлектрические перчатки (резиновые)	-	2	-
21	Монтерский инструмент		эл/монтер	-
22	Инвентарная спецодежда для работы с кислотами и др.	-	5	-
23	Респираторы противопылевые «Лепесток»	ГОСТ 1274.028-76	На каждого члена бригады	
24	Медицинская аптечка	-	1	1

Таблица 17.3 Средства коллективной защиты от шума и вибраций

№ п/п	Наименование, а также ТИП, ВИД, ШИФР и т.п.	Место установки на буровой
1	2	3
1	Использование звукопоглощающих материалов	Ротор, рабочее место бурильщика
2	Рациональное размещение источников шума, установка глушителей, экранирование шума.	Ротор, рабочее место бурильщика
3	Кожух (ДЮА 20031-25)	Вертлюжки-разрядники шиннопневматических муфт пневмосистемы
4	Виброизолирующая площадка	У пульта бурильщика
5	Глушитель выхлопа дизеля	На выходных коллекторах дизеля
6	Оснащение членов буровой бригады противошумными наушниками (ВЦНИИОТ-7 и ВЦНИИОТ-2М), виброгасящими ковриками под ноги у пульта управления лебедкой	Ротор, рабочее место бурильщика

Таблица 17.4 Нормы освещённости

Рабочие места	Рабочая поверхность, на которой нормируется освещенность	Плоскость формирования освещенности: Г - горизонтальная, В - вертикальная	Разряд и подразряд зрительной работы	Рабочее освещение				Аварийное освещение
				При лампах накаливания	При газоразрядных лампах	Показатель ослепленности, не более, %	Доп. указания	Освещенность, лк
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Измерительная аппаратура, пульт и щит управления с измерительной аппаратурой	Шкала приборов, кнопки управления	Г, В	IV В	150	200	40	-	10
Пульт и щит управления без измерительной аппаратуры	Рычаги, рукоятки	Г, В	VI	75	150	60	-	10
Стол оператора, машиниста, аппаратчика, дежурного	Стол	Г	IV Г	100	150	40	-	10
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	-	75	80	-	10
Стеллажи, приемный мост	Бурильные трубы, обсадные, колонны, приемный мост	Г	XI	10	10	-	-	-
Лестничные марши, площадки, сходы с рабочей площадки вышечно-лебедочный блок	Ступени и пол площадки	Г	XI	10	10	-	-	-
Рабочая площадка	Пол	Г	-	30	30	60	-	10
Роторный стол	Роторный стол	В	-	100	100	-	-	-
Буровая лебедка	Барабан	В	X	75	75	-	-	-
Автоматический ключ буровой (АКБ)	Челюсть	В	VIIIA	30	75	-	-	-
Подсвечник	Место установки свеч	Г	X	30	30	-	-	-

Рабочие места	Рабочая поверхность, на которой нормируется освещенность	Плоскость формирования освещенности: Г - горизонтальная, В - вертикальная	Разряд и подразряд зрительной работы	Рабочее освещение				
				При лампах накаливания	При газоразрядных лампах	Показатель ослепленности, не более, %	Доп. указания	Аварийное освещение
								Освещенность, лк
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Путь движения талевого блока	Талевый блок	В	X	30	30	-	-	-
Механизм спуска и подъема бурильных труб (МСП)	Механизм захвата	Г	IX	30	30	-	-	-
Установки для механизации и автоматизации спуско -подъемных операций (АСП)	Механизм захвата	В	IX	30	30	-	-	-
Элеватор на уровне площадки верхнего рабочего, магазин для свеч	Замковое устройство, место установки свеч	В	IX	30	30	-	-	-
Рабочее место верхнего рабочего (люлька, балкон)	Пол	Г	IX	30	30	-	-	10
Кронблочная площадка, кронблок силовое помещение	Рабочие блоки	Г, 8	X	30	30	-	-	-
Редуктор (коробка передач) Циркуляционная система	Место замера уровня масла	В	VIIIA	30	75	-	-	5
Растворопровод (желобная система)	Поверхность раствора	Г	XI	10	10	-	-	-
Глиномешалка, смеситель, сепаратор, сито, пескоотделитель	Рабочая поверхность	В	VIIIA	30	75	-	-	-
Емкость (резервуар) для хранения запасного раствора. Насосное помещение	Место замера уровня раствора	В	VIII В	75	75	-	-	-
Воздушный компрессор бурового насоса	Баллон	В	VI	75	150	-	Во время смены викелей	5

Рабочие места	Рабочая поверхность, на которой нормируется освещенность	Плоскость формирования освещенности: Г - горизонтальная, В - вертикальная	Разряд и подразряд зрительной работы	Рабочее освещение				
				При лампах накаливания	При газоразрядных лампах	Показатель ослепленности, не более, %	Доп. указания	Аварийное освещение
								Освещенность, лк
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Дизельное помещение (аварийная ДЭС), (освещенность снижена на одну ступень шкалы освещенность)	0,8м от пола	Г	VI	75	75	-	-	5
Противовыбросовое оборудование. Превентор, штурвал дистанционного управления превентором	Превентор, штурвал	В	VIIIА	30	75	-	-	-
Пульт дистанционного управления превентором (освещенность снижена на одну ступень шкалы освещенности)	Пульт	В	IV Г	75	100	-	-	10
Цементировочная головка (освещенность повышена на одну ступень шкалы освещенности)	Кран	В	X	30	30	-	-	-
Мерный бак цементировочного агрегата (цементировочного насоса), бачок для цементного раствора	Поверхность раствора	Г	X	30	30	-	-	-
Место заряжения прострелочных и взрывных аппаратов (ПВД)	Место заряжения	Г	V г	75	100	-	-	-
Каротажный подъемник	Барабан, Пульт кабины машиниста	Г В	X	30 30	30 30	-	-	-
Путь движения геофизического кабеля: От каротажного подъемника до блок - баланса От подвесного ролика до устья скважины	 Кабель Кабель	 Г В	 XI X	 10 30	 10 30	-	-	-

Рабочие места	Рабочая поверхность, на которой нормируется освещенность	Плоскость формирования освещенности: Г - горизонтальная, В - вертикальная	Разряд и подразряд зрительной работы	Рабочее освещение				
				При лампах накаливания	При газоразрядных лампах	Показатель ослепленности, не более, %	Доп. указания	Аварийное освещение
								Освещенность, лк
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Блок-баланс	Блок-баланс	В	X	30	30	-	-	-
Рабочее место у устья скважины	Рабочее место	Г		75	75	-	Освещенность установлена экспериментально	-
Каротажная лаборатория	0,8м от пола	Г		75		-	-	-
Путь переноса заряженных ПВА	Земля, пол мостков	Г	XI	10	10	-	-	-
Территория опасной зоны при проведении прострелочных и взрывных работ	Земля, пол мостков	Г		2	2	-	-	-

Средства контроля воздушной среды

Места установки газоанализатора на площадке буровой - на расстоянии 0,5 метра от обшивок на высоте 0,7 метра от пола, справа и слева от приемного моста, напротив стола ротора; на площадке буровой - вплотную к переднему кожуху буровой лебедки; в насосном сарае - у клапанных коробок каждого бурового насоса, на расстоянии 0,7 метра от поверхности вибросита; в рабочей зоне подвышенного основания - у превентора в радиусе 1 метра от оси скважины с подветренной стороны; в культбудке - на расстоянии 0,7 метра от пола и на расстоянии 0,5 метра от стены, противоположной входной двери.

Контроль воздушной среды переносными газоанализаторами (в том числе на сероводород) производится:

-в рабочей зоне буровой площадки у ротора и пультов управления буровой лебедкой, ключа АКБ, механизма СПО, в рабочей зоне подвышечного основания;

-в рабочей зоне силового блока - пультов управления дизелями и электродвигателями;

-в рабочей зоне насосного блока - пультов управления насосами и пусковыми задвижками блока приготовления и очистки промывочной жидкости;

-в рабочей зоне блока циркуляционной системы, подсобных и жилых помещений.

Тип газоанализатора выбирает Подрядчик.

Средства контроля воздушной среды представлены ниже в таблице 1.15.5.

Таблица 17.5 Средства контроля воздушной среды

Наименование, а также тип, вид, шифр и т.п.	**Количество, шт.**	Место установки датчиков и стационарного газоанализатора
1	2	3
Газоанализатор-универсальный для контроля ПДК вредных веществ (сероводород, окись углерода, окись азота и др.) переносной или его аналог	8	сито, выкидная линия, направ-ляющий патрубок, пол буровой, шурф, отстойник, штуцерный манифольд

Санитарно-бытовые помещения

Вагон-домик с кабинетом мастера и комнатой отдыха, оборудованной устройствами для обогревания и охлаждения, умывальником, баком для питьевой воды.

Вагон-домик с гардеробной, сушилка для спецодежды и обуви, душевой кабиной.

Наружная уборная, выполненная в виде деревянной будки с выгребной ямой с двумя санитарными приборами.

На буровой установке датчики стационарных газосигнализаторов устанавливаются у ротора, в начале желобной системы, у вибросит, в насосном помещении (2 единицы), у приемных емкостей (2 единицы) и в помещении отдыха персонала.

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.

Таблица 17.6. Первичные средства пожаротушения

№№ п/п	Наименование	Количество, шт	Примечания
1	2	4	5
1	Ящики с песком вместимостью 0.5 м3	4	V=0,5м^3
2	Емкость пожарная	2	V=20 м^3
3	Щит пожарный деревянный ЩПД	2	
4	Лопаты	4	
5	Лом пожарный легкий	2	
6	Топоры	2	
7	Багор пожарный	2	
8	Ведро пожарное	4	
9	Кошма размером 2 х 2 м (или асбестовое полотно)	4	для склада ГСМ
10	Ящик с песком вместимостью 1,0 м^3	1	V=1.5m^3
Переносные огнетушители, размещаемые:			
1	на площадке ГСМ	2	порошковые по 100 кг
2	на площадке дизельного генератора	2	CO_2 (углекислотные) по 5 кг
3	в электрощитовой	2	CO_2 (углекислотные) по 5 кг
4	на участке резервуаров бурового раствора	4	порошковые по 12 кг
5	на участке буровых насосов	2	порошковые по 12 кг
6	площадке аккумулятора ПВО	1	порошковые по 12 кг
7	на участке пола буровой	2	порошковые по 12 кг
		2	CO_2 (углекислотные) по 5 кг
8	офисных и жилых модулях	3	порошковые по 12 кг
		3	CO_2 (углекислотные) по 5 кг

18. Мероприятия по безопасности ведения работ при бурение скважин

18.1. Общие положения

Бурение скважины может быть начато только при наличии утвержденного проекта, разработанного согласно «Правилам обеспечения промышленной безопасности…», законодательных актов и нормативных документов.

Согласно «Правилам обеспечения промышленной безопасности…» буровое предприятие совместно с проектными организациями должно разрабатывать меры по предупреждению аварий и осложнений при бурении скважин.

Проект учитывает требования «Правил обеспечения промышленной безопасности…», опыт проводки скважин на соседних месторождениях и ближайших площадях с аналогичными геолого-техническими условиями.

Изменения и отклонения от проекта, дополнения к нему допускаются по согласованию между Заказчиком и Проектировщиком. Согласно ст. 78 ЗРК «О гражданской защите», при внесении изменений в проектную документацию проведение повторного согласования с уполномоченным органом в области промышленной безопасности обязательно.

Принимаемые решения не должны снижать надежность объекта и безопасность работ. Исключения составляют лишь аварийные ситуации, когда решение об отклонении от проекта принимает руководство бурового предприятия с последующим уведомлением Заказчика и проектной организации.

Контроль за исполнением проекта возлагается на Недропользователя, который при необходимости может привлекать проектную организацию (согласно договора).

Принятая проектом конструкция скважин обеспечивает условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации.

Конструкция устья скважин и колонной головки обеспечивает контроль за возможными флюидопроявлениями за обсадными колоннами и возможность аварийного глушения скважин.

Проектом предусматривается установка сепаратора высокого давления в обвязку манифольда противовыбросового оборудования.

18.2. Порядок обеспечения промышленной безопасности при бурении скважин

Бурение скважины может быть начато при законченной монтажом буровой установке и приемке ее комиссией, назначенной приказом по предприятию. В работе комиссии принимает участие представитель территориального подразделения уполномоченного ор-

гана в области промышленной безопасности. Уведомление о дате работы комиссии направляется в территориальный уполномоченный орган в области промышленной безопасности за 5 дней до начала работы комиссии.

Запас бурового раствора должен обеспечивать 2 кратный объем скважины.

Готовность к пуску оформляется актом ввода в эксплуатацию буровой установки

Перед вскрытием продуктивных горизонтов производится проверка готовности к ликвидации газонефтеводопроявления (далее - ГНВП), устанавливаются предупредительные плакаты и знаки безопасности. Бурильщик и члены вахты ежесменно проверяют состояние безопасности рабочих мест, оформляют записи в вахтовом журнале. Площадка обеспечивается знаками безопасности, освещением и ограждением опасной зоны.

В процессе бурения не допускается снимать ограждение, отключать блокировки и предохранительные устройства.

При бурении не допускается превышать допустимые нагрузки и давление циркуляции бурового раствора.

Бурение направленных и горизонтальных стволов проводятся с применением системы телеметрического контроля.

Бурение продуктивных горизонтов производится с установкой в компоновке шаровых кранов в антикоррозионном исполнении, при наличии запасного крана и обратных клапанов с устройством для открытия.

На мостках находится опрессованная труба, по диаметру и прочностным характеристикам соответствующая верхней секции бурильной колонны. Труба окрашена в красный цвет с установленным шаровым краном, находящимся в открытом положении.

Для раннего обнаружения ГНВП должен осуществляется контроль прямых и косвенных признаков по показателям:

1) концентрация газов, наличие сульфидов и плотность промывочной жидкости;

2) механическая скорость бурения и давления в нагнетательной линии;

3) уровень промывочной жидкости в скважине при остановке циркуляции;

4) уровень промывочной жидкости в приемных емкостях;

5) расход и объем циркуляции промывочной жидкости;

6) изменение нагрузки при бурении скважины.

При ГНВП устье скважины герметизируется, и дальнейшие работы ведутся в соответствии с ПЛА. Вскрытие продуктивного горизонта проводится при наличии универсального и трех плашечных превенторов, один из которых со срезающими плашками.

18.3. Порядок обеспечения промышленной безопасности при креплении ствола скважины

Подготовка ствола скважины и обсадных труб к спуску, спуск и цементирование обсадных колонн проводится по плану организации работ.

Не допускается приступать к спуску обсадной колонны в скважину, осложненную поглощениями бурового раствора с одновременным флюидопроявлением, осыпями, обвалами, затяжками и посадками бурильной колонны до ликвидации осложнений.

Проверку на герметичность промежуточной колонны и ПВО производится в присутствии представителя АСС, а эксплуатационной колонны и фонтанной арматуры - в присутствии АСС и заказчика с последующим оформлением акта.

Для безопасного обслуживания цементировочных агрегатов, цементно-смесительных машин, станции контроля цементирования устанавливаются расстояния:

1) от устья скважины до блок-манифольдов не менее 10-12 метров;

2) от блока - манифольдов до цементировочного агрегата не менее 5-10 метров;

3) между цементировочным агрегатом и цементно-смесительной машиной не менее 1,5 метра.

Цементировочная головка до установки на колонну опрессовывается с постепенным повышением давления, превышающим максимальное, расчетное давление для цементирования скважины, с коэффициентом безопасности 1,5 кратно и выдержкой не менее 5 минут.

Трубопроводы и манифольды от цементировочного агрегата до цементировочной головки опрессовываются на максимальное давление, ожидаемое в процессе цементирования скважин, с коэффициентом безопасности 1,5 кратно и выдержкой не менее 5 минут.

Скважину допускается цементировать при наличии проверенных предохранительных клапанов и манометров на агрегатах, манометра на цементировочной головке.

Цементирование скважин производится в дневное время. При цементировании скважины в вечернее и ночное время установленные агрегаты на площадке освещаются. Каждый цементировочный агрегат имеет индивидуальное освещение.

18.4. Обустройство устья скважины

До установки оборудования на устье скважины производится опрессовка на давление, предусмотренное паспортом, а после окончания монтажных работ на устьевой площадке производится испытание и опрессовка устьевого оборудования скважины на давление опрессовки эксплуатационной колонны, с участием АСС, с составлением акта приемки. Время опрессовки не менее 10 минут.

Оборудование устья, трубопроводы, установка замера и сепарации продукции скважины должны обеспечивать полную герметичность и возможность безопасного отключения скважины в аварийной ситуации, устойчивость от воздействия опасных и вредных веществ на период эксплуатации.

Проверка технического состояния и осмотр производится по графику, утвержденному техническим руководителем организации с регистрацией в вахтовом журнале.

Регулирующая арматура (дроссели) и запорная арматура обеспечивается устройствами ручного и автоматического управления в соответствии с технической документацией изготовителя и обеспечивает возможность безопасной замены КИПиА без остановки скважины и наземного оборудования.

18.5. Испытание, гидродинамические исследования и освоение скважин

Испытание и освоение скважины должны проводится после оборудования устья по утвержденной схеме, компоновки внутрискважинного оборудования с колонной НКТ, монтажа и опрессовки наземного оборудования. После окончания подготовительных работ проводится проверка готовности скважины с составлением акта. В состав комиссии включаются работники организаций проводившей работы, представители заказчика и АСС. Освоение и исследование скважин производится в присутствии ответственного лица.

В случаях негерметичности устья, эксплуатационной и промежуточных колонн, наличия межпластовых перетоков и межколонного давления, несоответствия интервалов цементирования должны приниматься меры по устранению дефектов до начала работ по испытанию и освоению.

Перед перфорацией и вызовом притока выполняются мероприятия по предотвращению неконтролируемых ГНВП и ОФ, совместно с АСС составляется акт готовности скважины. Дальнейшие работы производятся по письменному разрешению руководителя организации.

В ПЛА при испытании и освоении скважин предусматриваются мероприятия и безопасные действия персонала в случае возникновения опасных и аварийных ситуаций связанных с технологией работ, с возможной утечкой пластового флюида и отрицательного воздействия на окружающую среду, производственный персонал и население, находящееся в опасной зоне.

Работы по освоению и испытанию скважин начинаются при наличии акта о готовности скважины к выполнению этих работ и обеспечении следующих условий:

1) эксплуатационная колонна прошаблонирована, опрессована совместно с колонной головкой и превенторной установкой, герметична при максимально ожидаемом давлении на устье скважины;

2) устье с превенторной установкой, манифольдный блок и выкидные линии оборудованы и обвязаны в соответствии со схемой;

3) установлены сепаратор и емкости для сбора флюида.

4) после принятия мер по устранению дефектов, в случаях установления негерметичности устья, эксплуатационной и промежуточных колонн, наличия межпластовых перетоков и межколонного давления, несоответствие цементирования.

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

Перед перфорацией и вызовом притока выполняются мероприятия по предотвращению неконтролируемых ГНВП и ОФ, охране недр и окружающей среды, составляется акт готовности скважины к перфорации и выдается письменное разрешение руководителя работ.

Во время перфорации устанавливается наблюдение за уровнем жидкости на устье скважины. Его снижение не допускается.

Фонтанная арматура до установки на устье скважины опрессовывается на величину пробного давления, а после установки - на давление, равное давлению опрессовки эксплуатационной колонны. Фонтанная арматура соединяется с двумя продувочными отводами, направленными в противоположные стороны. Каждый отвод длиной не менее 100 метров от устья скважины и соединяется с факельной установкой с дистанционным розжигом. На факельной линии устанавливается огнепреградитель.

Перед освоением скважины обеспечивается запас бурового раствора в количестве не менее двух объемов скважины соответствующей плотности без учета объема раствора, находящегося в скважине, запас материалов и химических реагентов, в соответствии с ПОР на освоение скважины.

Вызов притока и исследования проводятся в светлое время при направлении ветра от ближайших населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных объектов, под руководством лица контроля.

На время вызова притока из пластов и глушения обеспечивается:

1) постоянное круглосуточное дежурство лица контроля и оперативной группы АСС;

2) круглосуточное дежурство транспорта для эвакуации;

3) постоянная готовность к работе цементировочных агрегатов;

4) готовность населения, проживающего в СЗЗ, к действиям в случае аварийного выброса.

Свабирование скважин производится при наличии герметизирующего устройства, предотвращающего разлив жидкости, возникновение ГНВП и ОФ, выполнения условий безопасности.

В комплекс работ по испытанию скважин допускается включать дополнительные промыслово-геофизические исследования и работы по искусственному воздействию на приствольную зону пласта (гидроразрыв, кислотная обработка) с внесением изменений в проектную документацию.

При глушении скважины в процессе освоения обеспечивается наличие промывочной жидкости в количестве не менее трех объемов скважины, с периодическим перемешиванием, контролем и регистрацией параметров, соответствующих ПОР.

При обнаружении признаков ГНВП или возникновении опасной ситуации, производится отключение электроэнергии, герметизация устья скважины и последующие действия выполняются согласно ПЛА по указанию руководителя работ.

При остановке работ в процессе освоения производится герметизация устья с контролем давления в скважине и межколонном пространстве.

Передвижные компрессоры и установки размещаются на расстоянии не менее 25 метров от устья, с учетом преобладающего направления ветра и рельефа местности.

19. Предупреждение нефтегазоводопроявлений и открытого фонтанирования

19.1. Общие положения

Персонал буровой установки обучается методам раннего обнаружения ГНВП, практическим действиям по герметизации устья скважин и ее глушению, правилам эксплуатации ПВО, использования СИЗ, оказанию доврачебной помощи.

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

1) запас химреагентов и утяжелителя в количестве, установленном проектом на бурение скважины;

2) два шаровых крана (один под квадратом, второй на аварийной трубе или подвешенный на тросике в буровой);

3) обеспечено круглосуточное дежурство цементировочного агрегата, автомашины, ответственного лица, связь буровой (предприятием).

В процессе бурения продуктивного пласта параметры бурового раствора регламентируются геолого-техническим нарядом. В процессе бурения (промывки) скважины циркуляция бурового раствора осуществляется через рабочий мерник, оборудованный датчиком уровня станции ГТИ. Работы, связанные с перераспределением бурового раствора в приемных мерниках осуществляются только после остановки бурения. В процессе бурения ведется тщательный контроль за обнаружением признаков ГНВП.

При обнаружении прямых признаков ГНВП немедленно приступить к герметизации устья скважины. При обнаружении поглощения прекратить углубление скважины и остановить буровой насос. Проследить за положением уровня в скважине и долить скважину до уровня устья.

При отсутствии уровня на устье, подъем бурильной колонны не допускается.

Иметь на буровой автоматический сигнализатор уровня промывочной жидкости в емкости и устройство для долива скважины при подъеме бурильных свечей (доливная емкость с уровномером).

В процессе проведения СПО постоянно контролировать соответствие объемов доливаемого (вытесняемого) бурового раствора объему поднимаемых (спускаемых) бурильных труб. После долива необходимо убедиться, что уровень на устье и скважина не переливает. При наличии перелива определить его характер и немедленно загерметизировать скважину. Дальнейшие работы проводить по ПОР.

При продолжительных ремонтных работах (более 5 суток) установить отсекающий мост согласно ПОР.

19.2. Подготовка, монтаж и эксплуатация устьевого оборудования и ПВО

Конструкция ПВО и типовая схема обвязки при бурении скважин должна соответствовать проекту на бурение скважины и настоящих Правил.

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

Монтаж ПВО на устье скважины производится буровой бригадой под руководством ответственного лица, эксплуатирующего оборудования в соответствии с типовой схемой с составлением акта монтажа ПВО с участием АСС.

Задвижки манифольда ПВО должны быть пронумерованы и соответствовать фактической схеме, находящейся на буровой.

Площадка под буровой должна иметь твердый настил, обеспечивающий свободный и безопасный доступ к ПВО.

Для управления превенторами и гидравлическими задвижками устанавливаются основной и вспомогательные пульты.

Основной пульт управления - на расстоянии не менее 10 метров от устья скважины в удобном и безопасном месте.

Вспомогательный - непосредственно возле пульта бурильщика. Он включается в режим оперативной готовности при вскрытии продуктивных или газонефтеводопроявляющих пластов.

Привод ручного дублирующего управления находится на расстоянии не менее 10 метров от устья скважины в металлической будке или под навесом, выполненным из металлического листа толщиной не менее 5 миллиметров с освещением во взрывобезопасном исполнении.

На стенке перед каждым штурвалом водостойкой краской указываются:

1) стрелки, указывающие направление вращения штурвала на закрытие и открытие;

2) цифры, указывающие число оборотов штурвала до полного закрытия;

3) метка, совмещение которой с меткой на валу штурвала соответствует закрытию превентора;

4) величина давления опрессовки колонны;

5) диаметр установленных плашек и порядковый номер превентора снизу вверх.

После монтажа превенторная установка до разбуривания цементного стакана опрессовывается водой или воздухом на давление опрессовки обсадной колонны. Работы по опрессовке производятся в присутствии представителя АСС.

Результат опрессовки оформляется актом.

На пульте дросселирования на видном месте устанавливаются таблички с указанием допустимого давления, а на манометрах наносятся метки разрешенного рабочего давления.

Манифольды линий дросселирования и глушения ПВО после монтажа опрессовываются на давление опрессовки обсадной колонны.

Опрессовка оформляется соответствующим актом.

После разбуривания цементного стакана и выхода из башмака на 1-3 метра, промежуточная колонна вместе с установленным на ней ПВО повторно опрессовывается при спущенной бурильной колонне с закачкой на забой порции воды и подъемом ее в башмак на 10 - 20 метров, производится опрессовка цементного кольца на расчетное давление

После монтажа и опрессовки ПВО совместно с обсадной колонной, дальнейшее бурение скважины продолжается только при наличии разрешения руководителя работ.

Внутренняя полость линий дросселирования и глушения продувается воздухом один раз в неделю. Результаты продувки отводов регистрируются в журнале проверки ПВО. Продувку отводов обеспечивает ответственное лицо.

Плашки превентора, установленные на устье скважины, соответствуют диаметру применяемых бурильных труб.

В случае применения колонны бурильных труб разных диаметров (не более трех размеров) плашки превентора соответствуют диаметру верхней секции колонны бурильных труб.

На мостках буровой должна быть опрессованная аварийная труба, которая по диаметру и прочности соответствует верхней секции бурильной колонны.

Аварийная труба снабжается обратным клапаном или шаровым краном, находящимся в открытом положении и переводником под бурильную или обсадную колонну, окрашенным в красный цвет.

После проведения работ по глушению скважины путем вымывания пластового флюида с противодавлением на устье 250 кгс/см^2 и более проводится ревизия ПВО и внеочередная опрессовка.

Все узлы обвязки ПВО соединяются фланцами на стандартных трубных резьбах. Разрешается применение сварных соединений узлов и деталей для ПВО, выполненных изготовителями данного оборудования.

Не допускается применение узлов и деталей для обвязки ПВО не предусмотренных заводом-изготовителем.

Выкидные линии превенторов изготавливаются из бесшовных труб равного проходного сечения.

Монтаж, размещение, компоновка превенторной и трапнофакельной установок осуществляется в соответствии с комплектом их поставки и фактической схемой.

Линия глушения должна иметь сброс в емкость.

В соответствии с инструкцией по монтажу и эксплуатации межпакерное пространство колонной головки опрессовывается воздухом с составлением акта.

Обвязка технической колонны с ПВО выполняется с помощью колонной головки.

19.3. Особенности предупреждения и ликвидация аварий, инцидентов на скважинах

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Организацию работ и производственного контроля по предупреждению и ликвидации ГНВП осуществляет руководитель объекта.

При опасности ГНВП производится герметизация устья, трубного пространства и выполняются действия по ПЛА для ликвидации опасной ситуации по указанию руководителя работ.

Не допускается превышение давления на устье герметизированной скважины более 80 процентов от давления опрессовки обсадной колонны. При определении допустимого давления учитывают степень износа и коррозии обсадной колонны по данным геофизических исследований, толщинометрии и воздействия опасных факторов.

Снижение давления производится постепенно, 0,3-0,4 мега Паскаля в минуту.

Для ликвидации ГНВП и ОФ привлекаются АСС.

Вспомогательные работы выполняются производственным персоналом после инструктажа, при непосредственном участии руководителя работ.

Не допускается находиться в опасной зоне работникам, не принимающим участия в выполнении аварийных и вспомогательных работ.

При вскрытом продуктивном горизонте назначаются работники для контроля работ и предупреждения ГНВП.

В процессе ловильных работ в скважинах с потенциальной опасностью флюидопроявлений длина бурильной колонны подбирается из расчета нахождения гладкой части трубы против плашек превентора, ведущей трубы - в роторе.

Подъем бурильной колонны из скважины при поглощении промывочной жидкости допускается после заполнения скважины до устья и отсутствия перелива.

Бурение скважины с частичным или полным поглощением бурового раствора, воды и с возможным флюидопроявлением не допускается.

При возникновении сифона или поршневания производится промывка скважины и расхаживание бурильной колонны, ограничивается скорость подъема и обеспечивается полный долив скважины для предупреждения ГНВП и воздействия на пласт.

В целях предупреждения аварий:

1) принять меры по снижению вибрации бурильной колонны;

2) в процессе первого долбления измененной компоновки низа бурильной колонны (далее - КНБК), проработать ствол с принятием мер предосторожности против заклинивания колонны бурильных труб и забуривания нового ствола;

3) производить изменения способа бурения после подготовки ствола скважины, колонны бурильных труб, породоразрушающего инструмента, оборудования и КИПиА;

4) определить момент подъема долота по показателям механического каротажа и показаниям КИПиА;

5) для плавного снижения жесткости КНБК составлять низ колонны из УБТ разных диаметров;

6) определить длину утяжеленной бурильной трубы (далее - УБТ) установленной нагрузкой на долото, исходя из расчета передачи на долото 75 процентов его веса.

При обнаружении ГНВП буровая вахта герметизирует устье скважины, канал бурильных труб, информирует ответственных лиц, АСС. Дальнейшие действия проводятся в соответствии с ПЛА.

После вызова притока не допускается перфорация обсадных колонн в интервалах возможного разрыва пластов давлением газа, нефти, в интервале проницаемых непродуктивных пластов при проведении ремонтно-изоляционных работ.

При частичном поглощении бурового раствора и при полной потере циркуляции принимаются меры для изоляции зон поглощения с применением наполнителей, проведением тампонажных работ, спуска обсадной колонны.

С целью предупреждения прихватов бурового инструмента используются добавки веществ в буровой раствор, обладающих повышенной смазывающей способностью.

При явных признаках начала ОФ буровая обесточивается и производится остановка двигателей. На территории, прилегающей к фонтанирующей скважине, потушить технические и бытовые топки, остановить двигатели внутреннего сгорания, запретить курение и пользование открытым огнем. Не допускать движение транспорта и пешеходов, вызвать АСС, противопожарную службу, принять меры к сбору жидкости, изливающейся из скважины. Если эта операция не связана с риском для здоровья и жизни, оповестить организации согласно ПЛА.

Перед ликвидацией поглощения бурового раствора производятся гидродинамические исследования для определения параметров поглощающего горизонта (коэффициент поглощения, характера фильтрации) с целью выбора технологии изоляционных работ.

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

Таблица 20.1.Список литературы

№ п/п	Фамилия и инициалы, название, издательство, город, год издания
1	2
1	Методические рекомендации по разработке проектной документации на бурение (строительство) скважин на нефть и газ
2	РД 39-0148052-537-87. Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ. М., ВНИИБТ, 1987 г.
3	Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности (с изменениями и дополнениями от 22.11.2019 г.)
4	Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр, утверждены приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239
5	СанПиН «Санитарно – эпидемиологические требования по установлению санитарно – защитной зоны производственных объектов», утвержденный приказом Министра национальной экономики РК от 20.03.2015 г № 237..
6	Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана от 22 мая 2018 года № 200.
7	Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность. (АООТ «ВНИИТнефть). Москва, 1999 г.
8	Инструкция по расчету бурильных колонн. (АООТ «ВНИИТнефть). Москва, 1997 г.
9	Инструкция по расчету колонн насосно-компрессорных труб. (АООТ «ВНИИТнефть). Москва, 1998 г.
10	Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. (АООТ «ВНИИТнефть). Москва, 1997 г.
11	Инструкция по безопасности производства работ при восстановлении бездействующих нефтегазовых скважин методом строительства дополнительного наклонно-направленного или горизонтального ствола скважины. РД 08-625-03
12	Методические указания по креплению нефтяных и газовых скважин. СТ РК 1746-2008
13	РД 39-013-90. Инструкция по эксплуатации бурильных труб. Куйбышев, ВНИИТнефть,1990.
14	Правила пожарной безопасности в нефтегазодобывающей промышленности ППБС РК-10-98.
15	Трубы нефтяного сортимента под редакцией Сарояна М.: Недра,1976
16	Трубы обсадные, насосно-компрессорные, бурильные и трубы для трубопроводов нефтяной и газовой промышленности. ГОСТ Р 54918 - 2012 (ISO/TR 10400:2007)
17	Трубы стальные бурильные для нефтяной и газовой промышленности. ГОСТ Р 54383 - 2011 (ИС011961:2008)
18	Трубы стальные, применяемые в качестве обсадных или насосно-компрессорных труб для скважин в нефтяной и газовой промышленности ГОСТ Р 53366 – 2009 (ИС0 11960:2004)
19	Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин под редакцией Булатова. М.: Нелра,1981
20	Спутник буровика. Справочник К. Иогансен. М.: Недра,1986
21	Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры общие технические требования к конструкции, ГОСТ 13862-2003
22	Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры общие технические требования к конструкции, ГОСТ 13846-2003
23	Установки буровые комплектные для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения основные параметры ГОСТ 16293-89 (СТ СЭВ 2446-88)
24	Правила ведения ремонтных работ в скважинах РД 153-39-023-97
25	Сборник типовых инструкций по безопасному ведению работ для рабочих буровых бригад. А.: МНП РК, 1995
26	Правила выдачи разрешений на сжигание сырого газа в факелах. Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 25 апреля 2018 года № 140

№ п/п	Фамилия и инициалы, название, издательство, город, год издания
1	2
27	Кодекс Республики Казахстан "О НЕДРАХ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИИ"
28	Закон Республики Казахстан «О гражданской защите»

21. ОРГАНИЗАЦИЯ БУРЕНИЯ

21.1. СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ

Принимаем воды котельной установкой - 3 м^3/сут.
158 сут – продолжительность отопительного периода, сут (ВСН 39-86)
Продолжительность работы котельной установки – время бурения и крепления скважины.
Следовательно, общий расход потребления воды котельной установкой составит:

$$3\frac{м^3}{сут}\cdot 226\ сут\cdot\frac{158\ сут}{365\ сут}=293\ м^3$$

21.2. СВЕДЕНИЯ РАСХОДА ГСМ

Таблица 21.1. Расход ГСМ при бурении скважины

Агрегат	Количество двигателей	Мощность двигателя, N (кВт)	Удельный расход топлива, q (л/час)	Продолжительность работы двигателя (сут)	Общий расход топлива ($м^3$)	Общий расход топлива (тн)	Общий расход масла (тн)
сварочный агрегат АСД-300	1		3,3	0,5	0,0396	0,0333	0,0001
подгот. работы + бурение + крепление							
Буровая установка	1	440	113.0	226	612.9	514.85	1.545
Буровые насосы	1	950	243.0	226	1318.0	1107.15	3.321
Цементировочный агрегат	2	250	64.0	10	15.4	12.90	0.039
Дизельная электростанция ДЭС-320	1		25.2	226	136.7	114.82	0.344
освоение скважины							
Установка для освоения (испытания), ДВС - ЯМЗ 238	1		25,2	33	40,0	33,60	0,101
Цементировочный агрегат ЦА-320	1		10,7	2,08	0,5	0,45	0,001
Дизельная электростанция ДЭС-50	1		7,0	33	5,5	4,66	0,014

Примечание

Мощность привода насосов и буровой установки приняты по ГОСТ 16293-89 (СТ СЭВ 2446-88) «Установки буровые комплектные для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения основные параметры»

Расчёт ГСМ составлен на основании РД «Нормы расходов горюче-смазочных материалов для государственных органов Республики Казахстан и расходов на содержание автотранспорта»

Расход масла составляет 0,3% от расхода топлива

Расчёт произведён исходя из плотности дизельного топлива – 0,86 г/$см^3$

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1. Техническое задание

ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ

ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ KRSO-1 ГЛУБИНОЙ 2850 м (ПО ВЕРТИКАЛИ) С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ НА КАРАГАНСАЙСКОМ УЧАСТКЕ НЕТРАДИЦИОННЫХ ИСТОЧНИКОВ УГЛЕВОДОРОДОВ, РАСПОЛОЖЕННОГО В УЛЫТАУСКОЙ И КЫЗЫЛОРДИНСКОЙ ОБЛАСТЯХ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

1	Номер скважины, на которую должен быть составлен индивидуальный технический проект, номера скважин, на строительство которых должен быть разработан групповой технический проект, или номера скважин - наименования площадей, на которые должен быть разработан зональный технический проект.	KRSO-1
2	Площадь или специально присвоенное название площадке для бурения (строительства) скважины.	Карагансайский участок нетрадиционных источников углеводородов
3	Основание для проектирования	Проект разработки сланцевой нефти Карагансайского участка нетрадиционных источников углеводородов, расположенного в Улытауской и Кызылординской областях Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.01.2024 г.)
4	Республика, область, район бурения (строительства) скважины	Республики Казахстан, Улытауская и Кызылординская области
5	Назначение скважины и цель бурения.	оценка залежей нефти и газа в отложениях карагансайской свиты средней юры (J_2kr)
6	Проектный горизонт.	отложения карагансайской свиты средней юры (J_2kr)
7	Глубина скважины по вертикали и стволу, отклонение от вертикали при наклонно-направленном, горизонтальном бурении	Проектная глубина: по вертикали (с пилотным стволом) – 3200 м по вертикали без пилотного ствола 2850 м по длине ствола – 4000 ±300 м
8	Профиль ствола	наклонно-направленная скважина, с горизонтальным участком ствола
9	Геолого-техническая информация	Базовый проектный документ – проект разработки
10	Метод бурения	Роторный, ВЗД, РУС
11	Тип привода	дизельэлектрический
12	Тип буровой установки	7 класс по ГОСТ 16293-89 (СТ СЭВ 2446-88)
13	Тип установки для освоения	мобильная
14	Конструкция скважины.	**Кондуктор** Ø 339,7 мм – 0-800 м

	Уточняется в процессе проектирования	**Промежуточная колонна** Ø 244,5 мм – 0-2000 м **Эксплуатационная колонна** Ø 139,7мм - 1850-4000 м **Пилотный ствол** – 2000-3200 м
15	Цементирование обсадных колонн	До устья
16	Длительность бурения (строительства) скважины	Подготовительные работы: 4 дня; Сборка и монтаж буровой установки и секций: 6 дней; Длительность бурения и крепления скважины: 222 дня; Испытание объектов: 33 дня.
17	Компонентный состав пластового флюида	Базовый проектный документ – проект разработки
18	Состав противовыбросового оборудования, колонная головка, фонтанная арматура	колонная головка - ОКК2 – 105-140х245х340 ОТТМ фонтанная арматура - ЕФК6-80/65х105/35ф
19	Содержание сероводорода в пластовом флюиде месторождения	отсутствует
20	Содержание углекислого газа в пластовом флюиде месторождения	0,243%
21	Требования к техническому проекту и проекту Экологической оценки	– Совместный приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 17 ноября 2015 года № 1072 и Министра энергетики Республики Казахстан от 30 ноября 2015 года № 675 Об утверждении Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых. - Приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355. Об утверждении Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности. - «Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ» ВСН 39-86; – Приказ Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280 «Об утверждении Инструкции по организации и проведению экологической оценки».
22	Экологическая оценка	1. Составления заявления о намечаемой деятельности;

		2. Проведение скрининга; 3. Разработка материалов экологической оценки (РООС или ОВОС); Материалы по учету общественных слушаний, оформленные протоколами.
23	Требования к оформлению проектной документации	Оформление проекта в соответствии с отраслевыми требованиями на русском языке и передача Заказчику 2 (двух) экземпляров на бумажном носителе в твердом переплете со всеми приложениями и одну электронную версию (CD) в форматах Word (*текст*) и Corel DRAW X4 (*графика*). Все схемы и ГТН (А2 формате) должны распечатаны на цветном принтере.
24	Необходимые отраслевые экспертизы и согласования проектной документации	1. ГУ «Департамент Комитета индустриального развития и промышленной безопасности Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан по Кызылординской области (согласование Проекта, регистрация Декларации промышленной безопасности). 2. РГУ «Департамент экологии по Кызылординской области Комитета экологического регулирования, контроля и государственной инспекции в нефтегазовом комплексе Министерства экологии и природных ресурсов Республики Казахстан» (заключение государственной экологической экспертизы).
25	Требование к согласованию Группового технического проекта с Заказчиком.	Согласование тех. проекта с Заказчиком будет проходить в два этапа: 1. Предварительная проверка тех. Проекта; 2. Финальная проверка тех. проекта и согласование с Заказчиком.
26	Ожидаемый результат	Получение согласованного со всеми компетентными контролирующими и уполномоченными государственными органами «ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ KRSO-1 ГЛУБИНОЙ 2850 м (ПО ВЕРТИКАЛИ) С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ НА КАРАГАНСАЙСКОМ УЧАСТКЕ НЕТРАДИЦИОННЫХ ИСТОЧНИКОВ УГЛЕВОДОРОДОВ, РАСПОЛОЖЕННОГО В УЛЫТАУСКОЙ И КЫЗЫЛОРДИНСКОЙ ОБЛАСТЯХ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН » и проекта Экологической оценки к нему с получением всех положительных заключений, в

		том числе государственных экологической и уполномоченным органом в области промышленной безопасности. Подготовка и сдача Заказчику Отчета.
27	Срок предоставления ЗАКАЗЧИКУ согласованной в уполномоченных государственных органах Проектной документации, включая проект Экологической оценки, и пакета документов на получение разрешения на эмиссии в окружающую среду, место оказания услуг.	Согласно условий Договора.

Этапы оказания услуг

I этап - разработка «ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ KRSO-1 ГЛУБИНОЙ 2850 м (ПО ВЕРТИКАЛИ) С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ НА КАРАГАНСАЙСКОМ УЧАСТКЕ НЕТРАДИЦИОННЫХ ИСТОЧНИКОВ УГЛЕВОДОРОДОВ, РАСПОЛОЖЕННОГО В УЛЫТАУСКОЙ И КЫЗЫЛОРДИНСКОЙ ОБЛАСТЯХ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН» и согласование с Заказчиком.

II этап – получение всех положительных заключений к ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ KRSO-1 ГЛУБИНОЙ 2850 м (ПО ВЕРТИКАЛИ) С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ НА КАРАГАНСАЙСКОМ УЧАСТКЕ НЕТРАДИЦИОННЫХ ИСТОЧНИКОВ УГЛЕВОДОРОДОВ, РАСПОЛОЖЕННОГО В УЛЫТАУСКОЙ И КЫЗЫЛОРДИНСКОЙ ОБЛАСТЯХ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН, и проекту Экологической оценки к нему.

Главный геолог **Жунисов Г.А.**

Приложение 2. Протокол ГТС

ПРОТОКОЛ №__1__
совместного геолого-технического совещания
ТОО «САУТС-ОЙЛ» и ТОО «Geoscience Consulting»

г. Астана «26» августа **2025**

Присутствовали:

от ТОО «САУТС-ОЙЛ»:

Жунисов Г.А.	Главный геолог
Жумашов Н.	Начальник отдела разработки

от ТОО «Geoscience Consulting»

Ебрашева А.Е. –	Директор, Секретарь;
Асеев Г.В.	Инженер по бурению
Нукенов М.К.	Главный инженер – геолог.

Повестка дня: рассмотрение проекта «Индивидуальный технический проект на строительство оценочной скважины KRSO-1 глубиной 2850 м (по вертикали) с горизонтальным окончанием на Карагансайском участке нетрадиционных источников углеводородов, расположенного в Улытауской и Кызылординской областях Республики Казахстан».

Индивидуальный технический проект составлен ТОО «Geoscience Consulting» на основании утвержденного проекта «Проект разработки сланцевой нефти карагансайского участка нетрадиционных источников углеводородов, расположенного в Улытауской и Кызылординской областях Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.01.2024 г.)»

Индивидуальный технический проект на строительство оценочной скважины KRSO-1 разработан в соответствии с «Методическими рекомендациями по разработке проектной документации на бурение (строительство) скважин на нефть и газ». Выполнен по форме и содержанию «Макета рабочего (технического) проекта на строительство скважин на нефть и газ»

Приведены все расчеты, необходимые для бурения скважины. Приведены мероприятия по охране труда, технике безопасности, охране окружающей среды и недр.

Техническим проектом предусмотрено бурение пилотного ствола для детального изучения продуктивного горизонта.

Бурение скважины будет осуществляться буровой установкой с допускаемой грузоподъёмностью не ниже 3200 кН.

Проектный горизонт - отложения карагансайской свиты средней юры (J_2kr), проектная глубина по вертикали (с пилотным стволом) – 3200 м, по стволу – 4000 м. Возможно корректировка траектории, длины, азимута ствола с учетом мониторинга результатов бурения и эксплуатации близлежащих скважин и геолого-геофизической модели месторождения

Продолжительность цикла бурения скважины 265 суток, с учетом строительно-монтажных работ - 6 суток без учёта мобилизации буровой установки,

подготовительные работы к бурению - 4 суток, бурение и крепление - 222 суток, испытания в эксплуатационной колонне – 33 суток. Способ бурения скважины – роторный (РУС), ВЗД.

Конструкция скважины 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.

В соответствии с геологическими условиями месторождения предусмотрена следующая конструкция эксплуатационной скважины:

- кондуктор Ø 339,7 мм (0-800 м)
- Промежуточная колонна Ø 244,5 мм (0-2000 м)
- Эксплуатационная колонна Ø 139,7 мм (0 – 4000 м по стволу)

Предварительный азимут проводки ствола - 255°.

Плотности бурового раствора рассчитаны на основании п. 85-2 Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности. Пластовые давления приняты на основании проекта «Проект разработки сланцевой нефти карагансайского участка нетрадиционных источников углеводородов, расположенного в Улытауской и Кызылординской областях Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.01.2024 г.)»

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

После обмена мнениями научно-технический совет

РЕШИЛ:

1 Принять «Индивидуальный технический проект на строительство оценочной скважины KRSO-1 глубиной 2850 м (по вертикали) с горизонтальным окончанием на Карагансайском участке нетрадиционных источников углеводородов, расположенного в Улытауской и Кызылординской областях Республики Казахстан».

2 Направить проект на дальнейшее рассмотрение в государственные контролирующие органы.

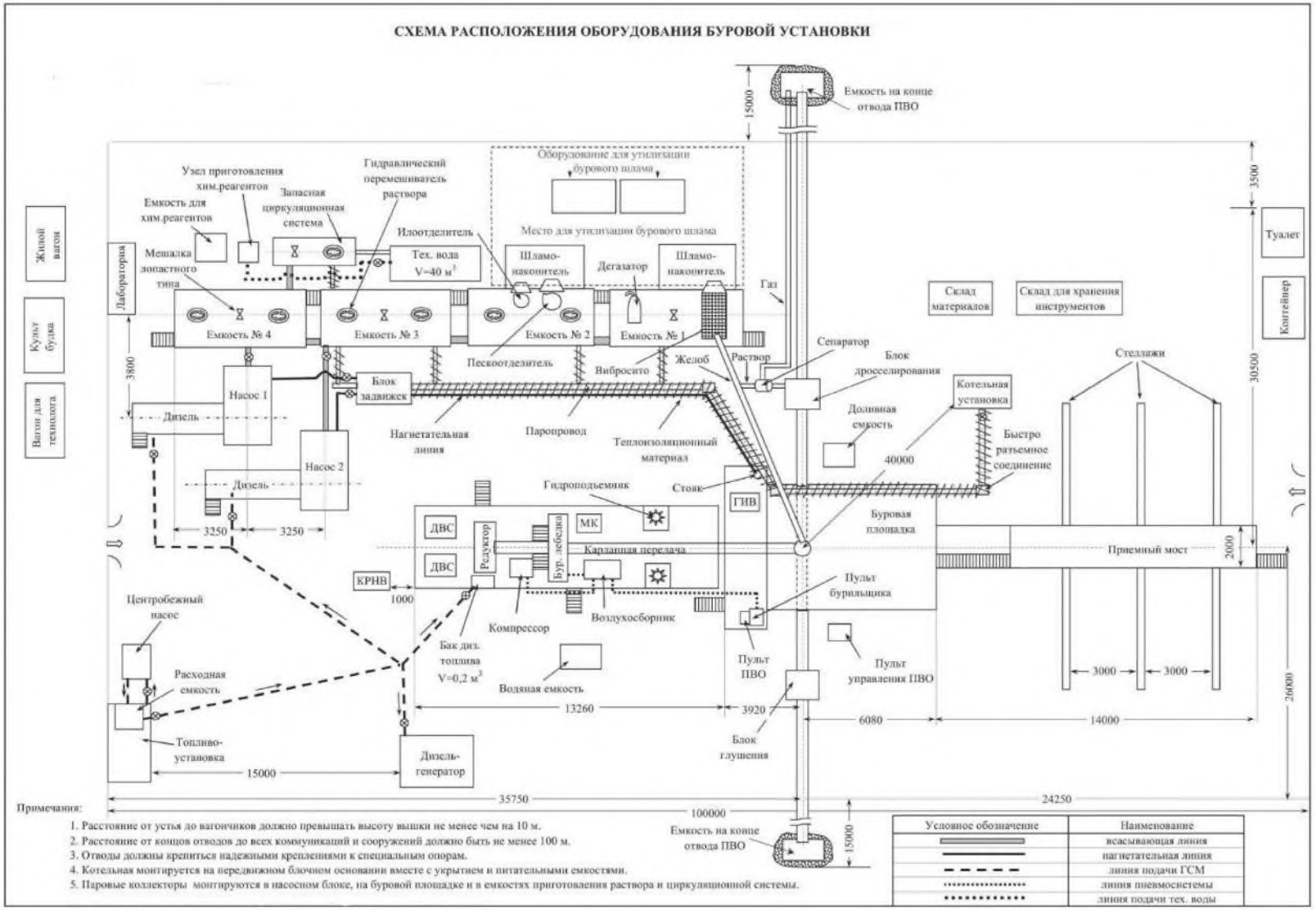
ТОО «САУТС-ОЙЛ»

Жунисов Г.А.

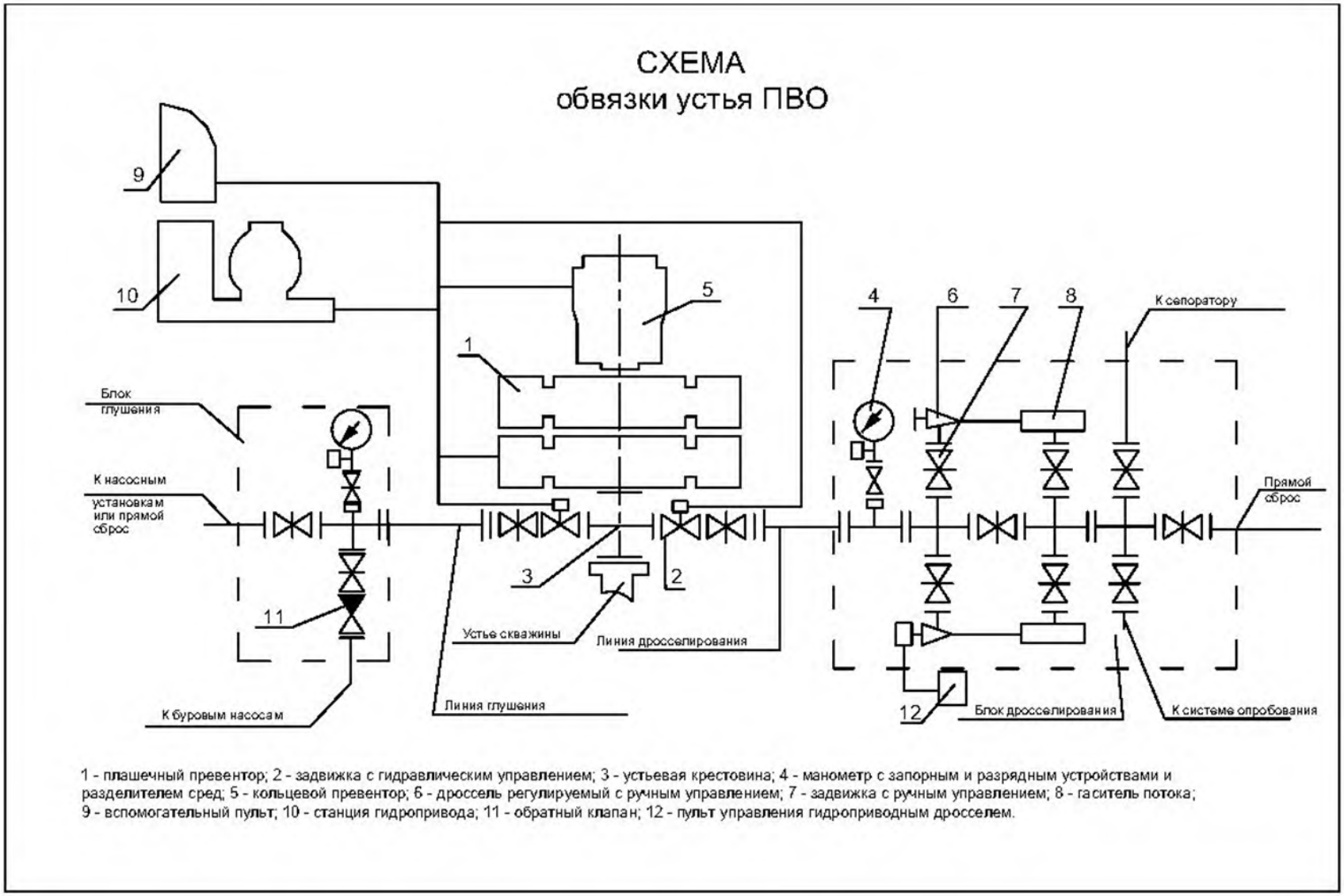
ТОО «Geoscience Consulting»

Ебрашева А.Е.

Приложение 3. Схема расположениия оборудования буровой установки

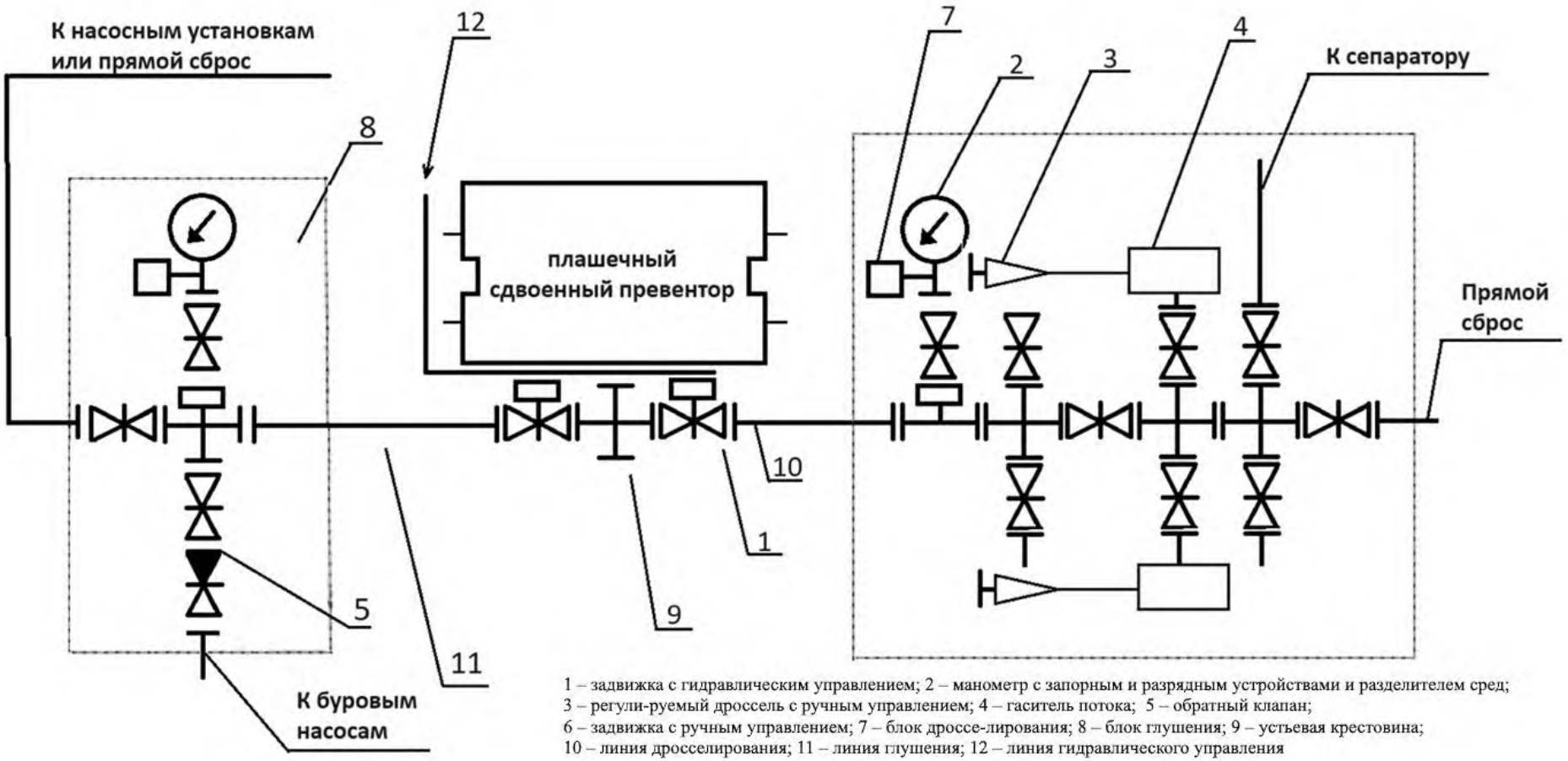


Приложение 4. Схема обвязки устья скважины ПВО при бурении скважины



1 - плашечный превентор; 2 - задвижка с гидравлическим управлением; 3 - устьевая крестовина; 4 - манометр с запорным и разрядным устройствами и разделителем сред; 5 - кольцевой превентор; 6 - дроссель регулируемый с ручным управлением; 7 - задвижка с ручным управлением; 8 - гаситель потока; 9 - вспомогательный пульт; 10 - станция гидропривода; 11 - обратный клапан; 12 - пульт управления гидроприводным дросселем.

Приложение 5. Схема ПВО при испытании скважины



1 – задвижка с гидравлическим управлением; 2 – манометр с запорным и разрядным устройствами и разделителем сред;
3 – регули-руемый дроссель с ручным управлением; 4 – гаситель потока; 5 – обратный клапан;
6 – задвижка с ручным управлением; 7 – блок дроссе-лирования; 8 – блок глушения; 9 – устьевая крестовина;
10 – линия дросселирования; 11 – линия глушения; 12 – линия гидравлического управления

Приложение 6. Геолого-технический наряд

СОГЛАСОВАЛ:
главный геолог
ТОО «САУТС-ОЙЛ»
_____ Жунисов Г. А.
«___» _____ 2025 г.

ГЕОЛОГО - ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

УТВЕРДИЛ:
Президент
ТОО «САУТС-ОЙЛ»
_____ Сейтказин С.
«___» _____ 2025 г.

Заказчик: ТОО «САУТС-ОЙЛ»
Цель бурения: оценка залежей нефти и газа в отложениях карагансайской свиты средней юры (J₂kr)
Проектный горизонт: отложения карагансайской свиты средней юры (J₂kr)
Проектная глубина :
по стволу 4000 м +250 м
по вертикали 2850 м
Месторождение: контрактная территория ТОО «САУТС-ОЙЛ»
Скважина: KRSO-1

Буровая установка 7 класса по ГОСТ 16293-89 (СТ СЭВ 2446-88)
Допускаемая нагрузка на крюке, кН 3200
Условная глубина бурения, м 5000
Диаметр отверстия в столе ротора, мм 700
Расчетная мощность привода, кВт, не менее 370
Мощность бурового насоса, кВт, не менее 950
Количество буровых насосов, шт. 2

Конструкция скважины:
Направление: 0 – 30 м, Ø 508 мм
Кондуктор: 0 – 800 м, Ø 323,9 мм
Промежуточная колонна: 0 – 2000 м, Ø 244,5 мм
Пилотный ствол: 2000 – 3200 м, Ø 215,9 мм
Эксплуатационная колонна: 0 – 4000 м, Ø 139,7 мм
Колонная головка - ОКК2 – 105-140х245х340 ОТТМ
Фонтанная арматура - ЕФК6-80/65х105/35ф

Геологическая характеристика

Стратиграфическое подразделение	Название	Палеоген + четвертичная	Нижний мел Апт-альбские	Нижний мел верхний неоком	Верхняя юра акшабулакская свита	Верхняя юра кумкольская свита	Средняя юра карагансайская свита
	Индекс	P + Q	K_1a-al	$K_1пс_2$	J_3ak	J_3km	J_2kr
	Глубина по вертикали, м	100 200 300	400 500 600 700 800 900 1000	1100 1200 1300 1400	1500 1600 1700 1800	1900 2000 2100 2200 2300 2400 2500 2600 2700	2800 2900 3000 3100 3200
	Литологическая характеристика						
	Геотехнологические исследования	**Интервалы отбора керна:** J_2kr-2650-2850м **Интервалы отбора шлама:** K_1-J_{1-2}- 800-3200м. Частота отбора шлама каждые 5м (в продуктивной секции через каждый 1м); **Интервалы по испытанию в эксплуатационной колонне:** J_2kr - в горизонтальной секции до 40 объектов с последующим проведением многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП)					
	Возможные осложнения	**Поглощение бурового раствора:** инт. 200-1520м (K_{1-2}); **Осыпи и обвалы стенок скважины:** инт. 0-1520м (K_{1-2}); **Прихватоопасные зоны:** инт. 2650-3200 м (J_{1-3}); **Нефтегазоводопроявления:** 2650-3200 м (J_{1-3}); **В разрезе пробуренной скважины текучие породы не ожидаются.**					
	Температура, °С пластовое давление, кг/см2	20°, 24,8	35°, 109,5	42°, 138,4	49°, 150,8 / 51°, 157	58°, 186 / 68°, 273,8	80°, 325,5
	Геофизические исследования	**В процессе бурения в горизонтальном стволе ГК, инклинометрия, Плотностной, Нейтронная пористость, УЭС. Детальные исследования в инт 2000-3200 м КС (N0.5M2A, A2M05N), ПС, БК, МБК, МГЗ, МПЗ, Резистивиметрия, ГК, ННК-т, большой и малый зонд, нейтронная пористость, ГГК-п, ГС, АК, Кавернометрия, Профилиметрия, Мекрокавериометрия, Термометрия, Инклинометрия, АКЦ. ГТИ и Газовый каротаж в инт 800-2850 м. В обсаженном стволе в инт 30-800 и 800-2000 м Акустическая цементометрия (АКЦ), СГДТ, ЭМДС-Т, ЛМ**					

Техническая и технологическая характеристика

9	Конструкция скважины	Кондуктор 800 м Ø 323.9 мм; Промежуточная колонна 2000 м Ø 244,5 мм; Пилотный ствол 3200 м Ø 215,9 мм; Эксплуатационная колонна 2850 м / 4000 м Ø 139,7 мм
10	Способ бурения	РОТОР, ВЗД, РУС
11	Тип и размер долот	**В интервале 0 - 30 м:** Долото Ø 609 мм; **В интервале 30-800 м:** Долото Ø 444,5 (PDC) мм; **В интервале 800 - 2000 м:** Долото 311,1 мм (PDC); **В интервале 2000 - 4000 м:** Долото 215,9 мм (PDC)
12	Осевая нагрузка, т	**В интервале 0 - 30 м:** «с навеса»; **В интервале 30 - 800 м: 10 ÷ 12**; **В интервале 800 - 2000 м: 12÷14**; **В интервале 2000 - 4000 м: 4÷10; отбор керна: 5÷8**
13	Частота вращения ротора (долота), об/мин	**В интервале 0 - 30 м:** 50 ÷80; **В интервале 30 - 800 м:** 60 ÷80; **В интервале 800 - 2000 м:** 65 ÷75; **В интервале 2000 - 4000 м:** 75÷100
14	Подача насосов, л/с	**В интервале 0 - 30 м:** 35÷40; **В интервале 30 - 800 м:** 28÷35; **В интервале 800 - 2000 м:** 20÷32; **В интервале 2000 - 4000 м:** 20÷28; **отбор керна:** 20÷28
15	Давление на стояке, атм	**В интервале 800 - 2000 м:** 8; **В интервале 2000 - 4000 м: 11**
16	Компоновка бурильной колонны	**В интервале 0 - 30 м:** Долото 609+УБТ 203 **В интервале 30 - 800 м:** Долото 444,5÷УБТ 229+КЛС 444,5+УБТ 229+УБТ 203+УБТ 178+ЯСС 165+УБТ 178 **В интервале 800 - 2000 м:** Долото 311,1+УБТ 203+КЛС 311,1+УБТ 203+УБТ 178+ЯСС 165+УБТ 178 **В интервале 2000 - 4000 м:** Долото 215,9+LWD+MWD+Стабилизатор+НУБТ 178+ТБТ 139,7+ЯСС 165+ТБТ 139,7 **Отбор керна:** Бур. Головка 215,9+КОС+УБТ 178+КЛС 215,9+УБТ 178+ЯСС 178+УБТ 178
17	Параметры бурового раствора	**В интервале 30 - 800 м:** ρ-1,12÷1,17 г/см³; Т-40÷55 с; В - 6÷8 см³/30мин; СНС - 2÷6/3÷10 фунт/100 фут²; ДНС - 8÷18 фунт/100 фут²; pH - 8÷9; корка - < 0,6 **В интервале 800 - 2000 м:** ρ-1,09÷1,14 г/см³; Т-45÷55 с; В - 5÷7 см³/30мин; СНС - 4÷8/6÷12 фунт/100 фут²; ДНС - 12÷25 фунт/100 фут²; pH - 9,5÷10,5; корка - < 0,6 **В интервале 2000 - 4000 м:** ρ-1,08÷1,14 (1,24 – 1,26) г/см³; Т-40÷45 с; В - 3÷5 см³/30мин; СНС - 4÷8/6÷12 фунт/100 фут²; ДНС - 12÷25 фунт/100 фут²; pH - 9÷10,5; корка - < 0,6
18	Перечень химических реагентов, интервалы, обработки (кг/м³, м³/м³)	**В интервале 0 - 30 м:** Вода - 0,95; Каустическая сода - 1 ÷ 2; Кальцинированная сода - 1 ÷ 2; полианионная целлюлоза Н - 5 ÷ 7 **В интервале 30 - 800 м:** Вода - 0,95; Каустическая сода - 1 ÷ 2; Кальцинированная сода - 1 ÷ 2; полианионная целлюлоза Н - 5 ÷ 7; биополимер структурообразователь - 1 ÷ 5; Жидкость гидрофобизирующая - 20; полианионная целлюлоза В - 3 ÷ 5; Бикарбонат натрия - 1 ÷ 2, Модифицированный лигносульфонат - 0,2÷2 %; KCL - 50 ÷ 100; NaCL - 50 ÷ 100; утяжелитель - 100; противосальниковая добавка - 15÷30 **В интервале 800 - 2000 м:** Вода - 0,95; Каустическая сода - 1 ÷ 2; Кальцинированная сода - 1 ÷ 2; полианионная целлюлоза Н - 5 ÷ 7; Бикарбонат натрия - 1 ÷ 2; полианионная целлюлоза В - 3 ÷ 5; Модифицированный лигносульфонат - 0,2÷2 %; биополимер структурообразователь - 1 ÷ 5; KCL - 50 ÷ 100; NaCL - 50 ÷ 100; утяжелитель - 100; Жидкость гидрофобизирующая - 0,5 ÷ 3 **В интервале 2000 - 4000 м:** Вода - 0,95; Каустическая сода - 1 ÷ 2; Кальцинированная сода - 1 ÷ 2; полианионная целлюлоза Н - 5 ÷ 7; Бикарбонат натрия - 1 ÷ 2; полианионная целлюлоза В - 3 ÷ 5; Модифицированный лигносульфонат - 0,2÷2 %; биополимер структурообразователь - 1 ÷ 5; KCL - 50 ÷ 100; NaCL - 50 ÷ 100, Утяжелитель кислоторастворимый - 100; Жидкость гидрофобизирующая - 0,5 ÷ 3; Смазывающая добавка - 0,3 ÷ 2;
19	Примечание	1. Буровой инструмент не оставлять в скважине без движения более 5 мин. При длительных простоях поднять бурильную колонну выше башмака последней обсадной колонны;2. Рецептура бурового раствора может изменяться в зависимости от привлекаемого исполнителя работ по приготовлению и обработке бурового раствора; 3.Не допускать превышения скорости спуска бурильных, обсадных труб более установленных значений; 4.Строго следить за правильным восстановлением циркуляции раствора после спуска инструмента, при соблюдении параметров бурового растворов соответствии с проектами; 5. На глубине кровли продуктивного горизонта производить промежуточные промывки скважин с выравниванием параметров бурового раствора согласно ГТН

Составили: Асеев Г. В.
Нуксенов М.

Условные обозначения
Глины
Алевролиты
Песчаники
Глинистые сланцы
Продуктивный горизонт