

ТОО «Bolashak Operating»
ТОО «Geoscience Consulting»

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор

ТОО «Bolashak Operating»

К. Құлмағанбет

2025 г.



ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО
ПОИСКОВОЙ СКВАЖИНЫ SALKYN-1 ГЛУБИНОЙ 3500 М НА КОНТРАКТНОМ
УЧАСТКЕ БОЛАШАК

Директор

ТОО «Geoscience Consulting»



А. Ебрашева

Астана – 2025 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель проекта

Ебрашева А.Е.

Специалист по проектированию
строительства скважин

Асеев Г. В.

Геолог

Исмуханова Г. Ж.

СОДЕРЖАНИЕ

СОДЕРЖАНИЕ.....	3
ТАБЛИЦЫ.....	5
РИСУНКИ.....	8
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	8
1 . ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА.....	9
1.1. РЕФЕРАТ.....	9
2 . ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ.....	13
3 . ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ.....	14
4 . ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА.....	16
ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ.....	17
4.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины.....	22
4.2. Нефтегазоводоносность по разрезу скважины.....	27
4.3. Возможные осложнения по разрезу скважины.....	30
4.4. Исследовательские работы.....	32
4.5. Работы по испытанию в эксплуатационной колонне и освоение скважины, сведения по эксплуатации.....	37
5 . КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ.....	43
6 . ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ.....	50
7 . БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ.....	51
8 . УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ.....	60
9 . КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН.....	68
9.1. Обсадные колонны.....	69
9.2. Цементирование обсадных колонн.....	79
9.3. Оборудование устья скважины.....	84
10 . ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИНЫ.....	85
10.1. Испытание пластов в процессе бурения.....	86
10.2. Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне.....	88
11 . ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА.....	92
12 . СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ.....	94
ВЫБОР БУРОВОЙ УСТАНОВКИ.....	94
12.1. Подготовительные работы к строительству скважины (скважин).....	96
12.2. Объемы строительных и монтажных работ для строительства скважины (скважин).....	97
13 . ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ.....	99

14	. МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ	100
15	. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИН	104
15.1.	Общие положения	104
15.2.	Ликвидация скважины	105
15.3.	Порядок организации работ по ликвидации скважины	105
15.4.	Консервация скважины	107
16	. ТЕХНОЛОГИЯ УСТАНОВКИ АВАРИЙНОГО ЦЕМЕНТНОГО МОСТА	108
17	. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ И ПРОТИВО-ПОЖАРНАЯ ТЕХНИКА	111
17.1.	ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	111
17.2.	КЛАССИФИКАЦИЯ ВЗРЫВООПАСНЫХ ЗОН	111
17.3.	ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ НА ОБЪЕКТАХ	114
17.4.	ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРОМЫШЛЕННОЙ САНИТАРИИ И ГИГИЕНЕ ТРУДА	119
17.5.	ПОРЯДОК ДЕЙСТВИЙ ПЕРСОНАЛА И ПРИМЕНЕНИЕ СРЕДСТВ ИНДИВИДУАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ ПРИ НАЛИЧИИ СЕРОВОДОРОДА	126
18	. МЕРОПРИЯТИЯ ПО БЕЗОПАСНОСТИ ВЕДЕНИЯ РАБОТ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН	129
18.1.	Общие положения	129
18.2.	Ведение работ при разведке и разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений с высоким содержанием сероводорода	130
18.3.	Порядок обеспечения промышленной безопасности при бурении скважин	131
18.4.	Порядок обеспечения промышленной безопасности при креплении ствола скважины	132
18.5.	Обустройство устья скважины	133
18.6.	Испытание, гидродинамические исследования и освоение скважин	134
19	. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ НЕФТЕГАЗОВОДОПРОЯВЛЕНИЙ И ОТКРЫТОГО ФОНТАНИРОВАНИЯ	136
19.1.	Общие положения	136
19.2.	Подготовка, монтаж и эксплуатация устьевого оборудования и ПВО	137
20	. СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ПРИ ПРИНЯТИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ И СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН	140
21	. СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ	142
22	. СВЕДЕНИЯ О РАСХОДЕ ГСМ	143
23	ПРИЛОЖЕНИЯ	144

ТАБЛИЦЫ

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 1.4. Номера скважин, подлежащих ликвидации или консервации	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 ка- вернозности пластов.....	23
Таблица 4.2. Литологическая характеристика разреза скважины	24
Таблица 4.3. Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины	25
Таблица 4.4. Геокриологическая характеристика разреза скважины.....	26
Таблица 4.5. Нефтеносность.....	27
Таблица 4.6. Газоносность.....	27
Таблица 4.7. Водоносность.....	28
Таблица 4.8. Давление и температура по разрезу скважины	29
Таблица 4.9. Поглощение бурового раствора	30
Таблица 4.10. Осыпи и обвалы стенок скважины	30
Таблица 4.11. Нефтегазоводопроявления	31
Таблица 4.12. Прихватоопасные зоны.....	32
Таблица 4.13. Текучие породы.....	32
Таблица 4.14. Прочие возможные осложнения	32
Таблица 4.15. Отбор керна, шлама и грунтов.....	33
Таблица 4.16. Геофизические исследования.....	34
Таблица 4.17. Данные по испытанию (опробованию) пластов в процессе бурения.....	36
Таблица 4.18. Прочие виды исследований.....	36
Таблица 4.19. Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины) в эксплуата- ционной колонне.....	37
Таблица 4.20. Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (освое- нии)	39
Таблица 4.21. Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости пласта в нагнетательной скважине	40
Таблица 4.22. Дополнительные работы при испытании (освоении)	41
Таблица 4.23. Данные по эксплуатационным объектам	41
Таблица 4.24. Дополнительные данные для определения продолжительности испытания (освоения) скважины.....	41
Таблица 4.25. Данные по нагнетательной скважине.....	41
Таблица 4.26. Сведения об осложнениях по пробуренным скважинам - аналогам.....	42
Таблица 5.1. Характеристика и устройство шахтового направления	44

Таблица 5.2. Глубина спуска и характеристика обсадных колонн.....	46
Таблица 5.3. Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн	47
Таблица 5.4. Техничко-технологические мероприятия, предусмотренные при строительстве скважины по проектной конструкции	48
Таблица 5.5. Максимально-допустимые гидродинамические давления в открытом стволе скважины при выполнении технологических операций	49
Таблица 6.1. Входные данные по профилю наклонно-направленной скважины	50
Таблица 6.2. Профиль ствола скважины	50
Таблица 7.1. Типы и параметры буровых растворов	52
Таблица 7.2. Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент.....	53
Таблица 7.3. Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработки и утяжеления	55
Таблица 7.4. Потребность воды или компонентов для обработки бурового раствора при разбуривании цементных станков	57
Таблица 7.5. Потребность компонентов для обработки бурового раствора при спуске обсадных колонн.....	58
Таблица 7.6. Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину	58
Таблица 7.7. Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов	59
Таблица 8.1. Способы, режимы бурения, расширки (проработки) ствола скважины и применяемые КНБК.....	60
Таблица 8.2. Компоновка низа бурильных колонн (КНБК).....	61
Таблица 8.3. Потребное количество элементов КНБК	63
Таблица 8.4. Рекомендуемые бурильные трубы.....	64
Таблица 8.5. Конструкция бурильных колонн	64
Таблица 8.6. Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения.....	65
Таблица 8.7. Оснастка талевой системы	65
Таблица 8.8. Режим работы буровых насосов	66
Таблица 8.9. Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой	66
Таблица 8.10. Гидравлические показатели промывки	67
Таблица 9.1. Способы расчеты наружных давлений и опрессовки обсадных колонн	69
Таблица 9.2. Распределение давлений по длине колонны	69
Таблица 9.3. Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб	74
Таблица 9.4. Параметры обсадных труб	74
Таблица 9.5 Суммарная масса обсадных труб.....	75
Таблица 9.6. Технологическая оснастка обсадных колонн	76
Таблица 9.7. Режим спуска обсадных труб.....	77
Таблица 9.8. Опрессовка обсадных труб натяжение эксплуатационной колонны	78
Таблица 9.9. Общие сведения о цементировании обсадных колонн.....	79
Таблица 9.10. Характеристика жидкостей для цементирования	80
Таблица 9.11. Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов.....	81
Таблица 9.12. Технологические операции при цементировании и режим работы цементировочных агрегатов (буровых насосов).....	82
Таблица 9.13. Схема обвязки и потребность в цементировочных агрегатах	83
Таблица 9.14. Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов	83

Таблица 9.15. Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО).....	84
Таблица 10.1. Продолжительность работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах	86
Таблица 10.2. Характеристика КИИ и технологические режимы работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах	87
Таблица 10.3. Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле.....	87
Таблица 10.4. Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ).....	88
Таблица 10.5. Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов	89
Таблица 10.6. Потребное количество материалов для установки цементных мостов	90
Таблица 10.7. Потребное количество материалов для испытания (освоения) скважины в эксплуатационной колонне.....	90
Таблица 10.8. Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне	90
Таблица 10.9. Отработка нефтяных объектов на факел (растворенный газ).....	91
Таблица 11.1. Методы проверки износа и контроля коррозионного состояния ведущих труб, НКТ и всех элементов бурильных колонн (обусловлены стандартом DS-1)	92
Таблица 11.2. Опрессовка оборудования и используемая техника	93
Таблица 12.1. Сварочные работы при монтаже бурового оборудования	96
Таблица 12.2. Объемы подготовительных работ к бурению скважины (скважин)	96
Таблица 12.3. Объемы работ по комплекту бурового и силового оборудования	97
Таблица 12.4. Объем работ по перечню оборудования, включаемого при освоении	98
Таблица 13.1. Продолжительность строительства скважины	99
Таблица 13.2. Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин	99
Таблица 14.1. Средства механизации и автоматизации.....	101
Таблица 14.2. Средства контроля.....	102
Таблица 14.3. Средства диспетчеризации	103
Таблица 17.1. Классификация основных сооружений и установок по взрыво и пожаро-опасности.....	114
Таблица 17.2. Первичные средства пожаротушения	118
Таблица 17.3. Спецдежда, спецобувь и средства индивидуальной защиты.....	119
Таблица 17.4. Средства коллективной защиты от шума и вибраций	120
Таблица 17.5. Нормы освещённости.....	121
Таблица 20.1. Список литературы	140
Таблица 22.1. Потребность в ГСМ.....	143

РИСУНКИ

Рисунок 4-1. Обзорная карта района работ	19
Рисунок 4-2. Оценка вероятности успеха по структуре Салкын	20
Рисунок 4-3. Структурная карта по ОГ Ша (кровля среднеюрских отложений)	21
Рисунок 4-4. Сейсмические профили по проектной скважине Salkyn-1	22
Рисунок 5-1. График совмещенных давлений	45
Рисунок 9-1. Распределение избыточных давлений (кондуктор)	70
Рисунок 9-2. Распределение избыточных давлений (1 промежуточная колонна)	71
Рисунок 9-3. Распределение избыточных давлений (2 промежуточная колонна)	72
Рисунок 9-4. Распределение избыточных давлений (эксплуатационная колонна)	73
Рисунок 13-1. График бурения скважины	100

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1. Техническое задание	145
Приложение 2. Протокол ГТС ТОО GC	147
Приложение 3. Протокол совместного ГТС ТОО GC- ВО	149
Приложение 4. Схема расположения оборудования при бурении скважины	151
Приложение 5. Схема обвязки устья ПВО при бурении скважин	152
Приложение 6. Типовая схема ОП 66-350/80х35 обвязки устья ПВО при бурении скважин	153
Приложение 7. Схема обвязки устья скважины при испытании пластов в колонне	154
Приложение 8. ГТН	155

1 . ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

1.1. РЕФЕРАТ

«Индивидуальный технический проект на строительство поисковой скважины Salkyn-1 глубиной 3500 (+/- 250) м на контрактном участке Болашак» разработан в соответствии с «Методическими рекомендациями по разработке проектной документации на бурение (строительство) скважин на нефть и газ» (приказ № 97 от 09.03.2023 г.).

Право недропользования принадлежит ТОО «Bolashak Operating» согласно Контракту № 5444 – УВС от 07 марта 2025 года и Дополнения №1 к нему за № 5458-УВС от 14 апреля 2025 года.

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 скважин 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 документа.

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 недропользовании 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 скважин 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 «Методическими рекомендациями по разработке проектной документации на бурение (строительство) скважин на нефть и газ» ликвидация осложнений, вызванных причинами геологического характера и происшедших не по вине исполнителя работ, является непредвиденными работами, возникающими при бурении (строительстве) скважины по причинам, не зависящим от исполнителя работ, и не предусмотренных техническим проектом. В акте на ликвидацию осложнения указываются: характер осложнения; даты начала и окончания работ по ликвидации осложнения; продолжительность работ, определенная по производительному времени, включая ремонтные работы при целодневных затратах времени на ликвидацию осложнений, количество фактически израсходованных материалов.

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.

Порядок передачи скважин, законченных бурением, от подрядчика заказчику определяется подрядным договором на бурение скважины, заключенным между ними.

По законченным бурением скважинам буровая организация представляет заказчику (недропользователю) следующие документы, оформленные актами сдачи-приемки работ:

- 1) акты о заложении скважин;
- 2) проект бурения скважин (типовой геолого-технический наряд);
- 3) акты о начале и окончании бурения скважин;
- 4) акты об измерении альтитуды устья обсадной колонны;
- 5) материалы всех геофизических исследований и заключения по ним;
- 6) расчеты обсадных колонн, их параметры, диаметр, толщину стенок, марки стали и другие необходимые характеристики для неметаллических колонн;
- 7) акты на цементирование обсадных колонн, расчеты цементирования, лабораторные анализы качества и результаты измерения плотности цементного раствора в процессе цементирования, данные о выходе цементного раствора на устье или высоте подъема цементного раствора (диаграмму цементомера), акты на меру труб, компоновку колонн, данные о плотности бурового раствора в скважине перед цементированием;
- 8) акты испытания всех обсадных колонн на герметичность;
- 9) планы работ по опробованию или освоению каждого объекта;
- 10) акты на перфорацию обсадной колонны с указанием интервала перфорации, способа перфорации и количества отверстий;
- 11) акты опробования или освоения каждого объекта с приложением данных исследования (дебиты, давления, продуктивность, анализы нефти, воды, газа);
- 12) меру и тип насосно-компрессорных труб с указанием оборудования, глубины установки пусковых клапанов (отверстий);
- 13) геологический журнал с описанием всего процесса бурения и освоения скважин;
- 14) описание керна;
- 15) паспорт скважин с данными о процессе бурения, нефтегазопроявлениях и конструкции;
- 16) акты о натяжении колонны;
- 17) акты об оборудовании устья скважин;
- 18) акты о сдаче геологических документов по скважинам;
- 19) акт рекультивации земельного участка.

Таблица 1.1. Основные проектные данные

№ п/п	Наименование	Значение
1	2	3
1	Номера скважин, строящихся по данному проекту	Salkyn-1
2	Площадь (месторождение)	контрактная территория ТОО «Bolashak Operating»
3	Расположение (суша, море)	суша
4	Цель бурения и назначение скважины	поисковая
5	Проектный горизонт	отложения нижней юры (J ₁)
6	Проектная глубина, м	
7	по вертикали	3500
8	по стволу	3500
9	Число объектов испытания	6
10	в колонне	1
11	в открытом стволе	
12	Вид скважины (вертикальная, наклонно-направленная, кустовая)	вертикальная
13	Тип профиля	-
14	Азимут бурения, град	-
15	Максимальный зенитный угол, град	0
16	Максимальная интенсивность изменения зенитного угла, град/10 м	-
17	Глубина по вертикали кровли продуктивного (базисного) пласта, м	3470
18	Отклонение от вертикали точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта, м	
19	Допустимое отклонение заданной точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта от проектного положения (радиус круга допуска), м	20
20	Способ бурения	Ротор
21	Вид привода	ДВС, ДЭС
22	Класс буровой установки	6
23	Тип вышки	К-образная
24	Наличие верхнего привода (ДА, НЕТ)	Да
25	Максимальная масса колонны, т	
26	обсадной	130
27	бурильной	125
28	Тип установки для испытаний	УПА 60/80
29	Продолжительность цикла строительства скважины, сут.	763
30	в том числе:	
31	строительно-монтажные работы	6
32	подготовительные работы к бурению	2
33	бурение и крепление	155
34	испытание, всего	600
35	в том числе:	
36	Подготовительные работы к испытанию	60
37	в открытом стволе	540
38	в эксплуатационной колонне	

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	426	0	200	0	200
1 Промежуточная колонна	323,9	0	800	0	800
2 Промежуточная колонна	244,5	0	2000	0	2000
Эксплуатационная колонна)	168,3	0	3500	0	3500

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					вид (сероводородная, сульфидная и пр.)	активность пластового флюида, мм/год			
	от	до							глубина, м	диаметр, мм
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Фонтанный	В течении всего срока эксплуатации		-	3500	121,7	Общая коррозия	незначительная			0,712

Таблица 1.4. Номера скважин, подлежащих ликвидации или консервации

Номера скважин, подлежащих ликвидации	Номера скважин, подлежащих консервации на срок		
	до 3 месяцев	от 3 до 12 месяцев	свыше одного года
1	2	3	4
Вопросы по ликвидации и консервации скважин рассматриваются в рамках проекта «Проект ликвидации последствий разведки к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Болашак, расположенного в Мангистауской области РК»			

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 разведочных работ по поиску углеводородов на участке Болашак расположенного в Мангистауской области Республики Казахстан
2	Техническое задание на разработку проекта «Индивидуальный технический проект на строительство разведочной скважины Salkyn-1 глубиной 3500 м на контрактной территории ТОО «Bolashak Operating»

3 . ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Таблица 3.1. Сведения о районе буровых работ

Наименование	Значение (текст, название, величина)
1	2
Площадь (месторождение)	контрактная территория ТОО «Bolashak Operating»
Блок (номер и/или название)	
Административное расположение:	
республика	Казахстан
область (край)	Мангистауская область
район	Мангистауский
рельеф местности	слабовсхолмленная равнина
Состояние местности	полупустыня
Плодородный слой (гумус) см	-
Глубина промерзания грунта, м	0,7
Среднегодовая температура воздуха, °С	+11
Максимальная температура летом, °С	42С
Максимальная температура зимой, °С	-40
Продолжительность отопительного периода, сут	158
Среднегодовое количество осадков, мм	150-190 мм.
Азимут преобладающего направления ветра	Ю/В
Наибольшая скорость ветра	12

Таблица 3.2. Сведения о площадке строительства буровой

Наименование	Значение (текст, название, величина)
1	2
Рельеф местности	слабовсхолмленная равнина
Состояние местности	полупустыня

Таблица 3.3. Размеры отводимых во временное пользование земельных участков

Назначение участка	Размер, га	Источник нормы отвода земель
1	2	3
Строительство буровой установки и размещение оборудования и техники для бурения поисковой скважины.	3,5	СНиП 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- энергопривода, связи и стройматериалов
1	2	3	4
Поверхностные источники воды (родники, реки) отсутствуют.			
Водоснабжение для технических нужд		-	Автоцистерна
Для хозяйственно бытовых нужд и котельной установки: -пресная - питьевая вода(бутилированная)		-	Автоцистерна
			Автотранспорт
Энергоснабжение	Дизельные эл. станция	На буровой	Автономное
Связь	Спутниковый телефон, радиостанция	На буровой	Связь с офисом и др.

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
Таблица не содержит информации (нет данных)				

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
Вблизи участка проходят железнодорожная линия Мангыстау- Макат,					

4 . ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Исходные геологические данные для составления проекта «Индивидуальный технический проект на строительство поисковой скважины Salkyn-1 глубиной 3500 м на контрактном участке Болашак».

Цель бурения: поиск залежей нефти и газа в отложениях нижнего мела и юры

Проектная глубина: 3500 м

Проектный горизонт: отложения нижней юры (J₁)

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

В административном отношении участок относится к территории Мангистауской области РК и к северной части Казахстанского сектора Каспийского моря (рис. 1).

Территория участка Болашак расположена в юго-восточной прибрежной части Северного Каспия и охватывает устье залива Комсомолец и сор Кайдак, заполняемые морскими нагонными водами. Южная и восточная части площади – многочисленные солончаки, сухие русла, кочковатые поверхности вокруг такыров.

Сор Мертвый Колтык простирается на 150 км в восточном направлении от устья залива Комсомолец до восточной оконечности контрактной территории. Верхняя часть разреза сухой северной части сора представлена песками и суглинками, покрытыми солончаками, западная и южная части сора могут заливаться водами Каспия в результате нагонных волн.

Большой сор Кайдак является фактически изолированным мелким соленым озером с ярко выраженной заболоченностью.

Соры постоянно топкие, весной покрыты большим слоем рапы, летом коркой соли, которая предохраняет от высыхания подстилающий влажный ил.

На сухопутной части постоянной гидрографической сети нет. На площади работ находится пересыхающая речка Манаши, наполняемая водой только в период снеготаяния и дождей. Ближайший пункт снабжения питьевой водой - поселок Бейнеу, через который проходит водовод волжской воды Астрахань - Мангистау, который может служить источником как бытового, так питьевого водоснабжения. Для технических целей можно использовать так же морскую воду залива Комсомолец.

Исследуемая территория обладает резко континентальным климатом очень сухим жарким летом и морозной зимой. Экстремальные значения температур составляют в период летнего сезона $+40^{\circ}\text{C}$ – $+42^{\circ}\text{C}$ и зимой -38°C – -40°C . Годовое количество осадков 150-190 мм.

В холодный безледный период года над Северным Каспием преобладают ветры восточных румбов и уровень моря у восточного побережья на несколько сантиметров ниже, чем у западного уровня. В теплый период преобладают ветры западных румбов, и тогда уровень моря у восточного побережья на 2-4 см выше, чем у западного побережья. Скорость ветра в среднем составляет 5-6 м/с, до 12 м/с.

Устойчивого снежного покрова не бывает. Снежный покров устанавливается в конце декабря – начале января, средняя продолжительность периода со снегом – 40 дней, причем большинство зим вообще бесснежны. Средняя из максимальных высот снежного покрова не превышает 10 см, при этом почва промерзает на глубину до 70 см.

Растительный мир - полынь, буйыргун, жантак и редкая травянистая растительность. Животный мир типичен для зон полупустынь. Ихтиофауна моря насчитывает 124 вида рыб, промысловое значение имеют не более трех десятков рыб. Типично промысловых видов рыб - 8, в их числе 3 вида килек, 2 вида пузанков, долгинская сельдь и 2 вида кефалей, пресноводные рыбы- сом, судак, усач, осетр, белуга, севрюга, жерех. Кроме рыб на Каспии обитает Каспийский тюлень.

Районный центр Бейнеу находится на расстоянии 25 км, месторождение Каламкас в 50 км, областной центр - город Актау в более 400 км к юго- востоку от центра площади.

В райцентре Бейнеу имеется железнодорожная станция, телефонный узел, лечебные учреждения и аэродром. Кроме того, на месторождении Каламкас обустроен современный вахтовый поселок нефтяников.

Редкая дорожная сеть района исследований представлена полевыми дорогами, ездить автотранспортом, по которым возможно в сухое время года. В период дождей проезд возможен на автотранспорте повышенной проходимости по бездорожью и грунтовым водам, а при работах в переходной зоне и в открытом водном пространстве - только с применением болотоходов и аэролодок.

Недропользователем является ТОО, «Bolashak Operating», которое планирует проведение геолого-разведочных работ на участке Болашак со-гласно Контракта № 5444-УВС от 07.03.2025г на разведку и добычу угле-водородного сырья на участке Болашак, расположенного в Мангистауской области Республики Казахстан и Дополнения 1 к Контракту от 14.04.2025г., подписанного между Министерством Энергетики Республики Казахстан, АО «Национальная компания «КазМунайГаз» и ТОО «Bolashak Operating».

В 2025 году по заказу ТОО «Bolashak Operating» ТОО «Geoscience consulting» разработало базовый проектный документ – «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Болашак расположенного в Мангистауской области Республики Казахстан». Согласно данному проектному документу предусмотрено бурение двух разведочных скважин (независимый этап) и проведение сейсморазведочных работ (зависимый этап) по результатам бурения и испытания разведочных скважин.

Настоящий «Индивидуальный технический проект ...» предусматривает строительство разведочной скважины Salkyn-1 с проектной глубиной 3500 м и проектным горизонтом – нижняя юра (рис. 2 и 3)

Перспективный объект Салкын расположен в восточной части участка, считается возможным аналогом месторождения Комсомольское, которое расположено на структурном хребте в центре Култукской впадины. Помимо месторождения Комсомольское и небольшого месторождения Култук, все остальные крупные мезозойские открытия (Ар-ман,

Каламкас, Каратурун и т.д.) расположены на суше вдоль южной границы Прикаспийского бассейна.

Структура выделена по поверхности юрских и меловых отложений. Структура изучена двухмерной сейсморазведкой по сети сейсмических профилей в среднем 3,5-4 км. Выявленное поднятие закартировано по трем основным отражающим горизонтам.

На рисунках 4.2 и 4.3 приведены структурная карта ОГ ША, кровле песчаников келлевея и сейсмические профили во временной области по структуре Салкын.

Вероятность геологического успеха обнаружения нефти на перспективной структуре приведена в таблице 4.1.

На месторождениях – аналогах: Колтык, Комсомольское, Каракудук и Арыстановское доказана продуктивность верхне-среднеюрских отложений в интервале от 2400 м до 3350 м. Коллекторы представлены песчаниками и алевролитами от 15% до 18 %. Таким образом настоящий «Индивидуальный технический проект ...» предусматривает бурение скважины Salkyn-1 на своде одноименной структуры с полным вскрытием средней юры и частичным вскрытием нижней юры до отметки 3500 м.

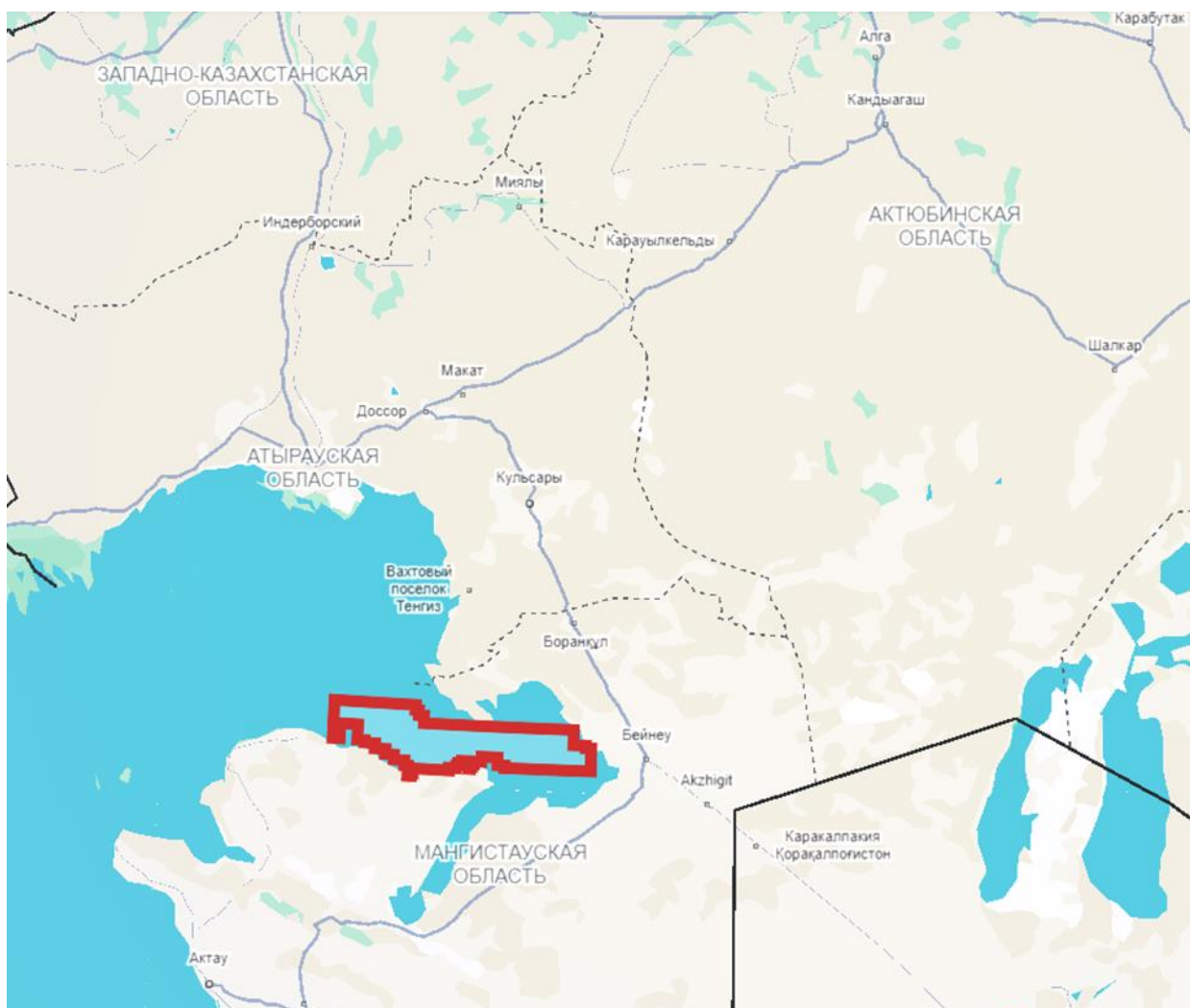


Рисунок 4-1. Обзорная карта района работ

Структура Салкын скв-1_Ju (MZ)		
Разведочная структура. Вероятность успеха		Оценки (0.00-1.00)
Нефтематеринские породы		Описание рисков
Количество/Объем (включая рентабельные продукты)		0.60
Качество и содержание УВ		0.60
Зрелость		0.60
	Минимальная цифра	0.60
Время заложения ловушки и миграция		
Время замыкания ловушки		0.90
Время миграции		0.60
Наличие путей миграции		0.60
	Минимальная цифра	0.60
Компоненты резервуара		
Наличие		0.80
Качество		0.80
Продуктивность		0.80
	Минимальная цифра	0.80
Структурные компоненты		
Надежность и контроль построений		0.80
Наличие		0.80
Качество материалов		0.80
	Минимальная цифра	0.80
Компоненты ловушки		
Эффективность покрывки		0.80
Эффективность латерального экранирования		0.80
Сохранность от перегибов или протекания		0.80
Сохранность от процессов выветривания		1.00
	Минимальная цифра	0.80
РАЗВЕДОЧНАЯ СТРУКТУРА. Вероятность успеха (оцененный)		18.4%
РАЗВЕДОЧНАЯ СТРУКТУРА. Вероятность успеха бассейна и DHI		100.0%
Финальная Вероятность успеха		18.4%

Рисунок 4-2. Оценка вероятности успеха по структуре Салкын

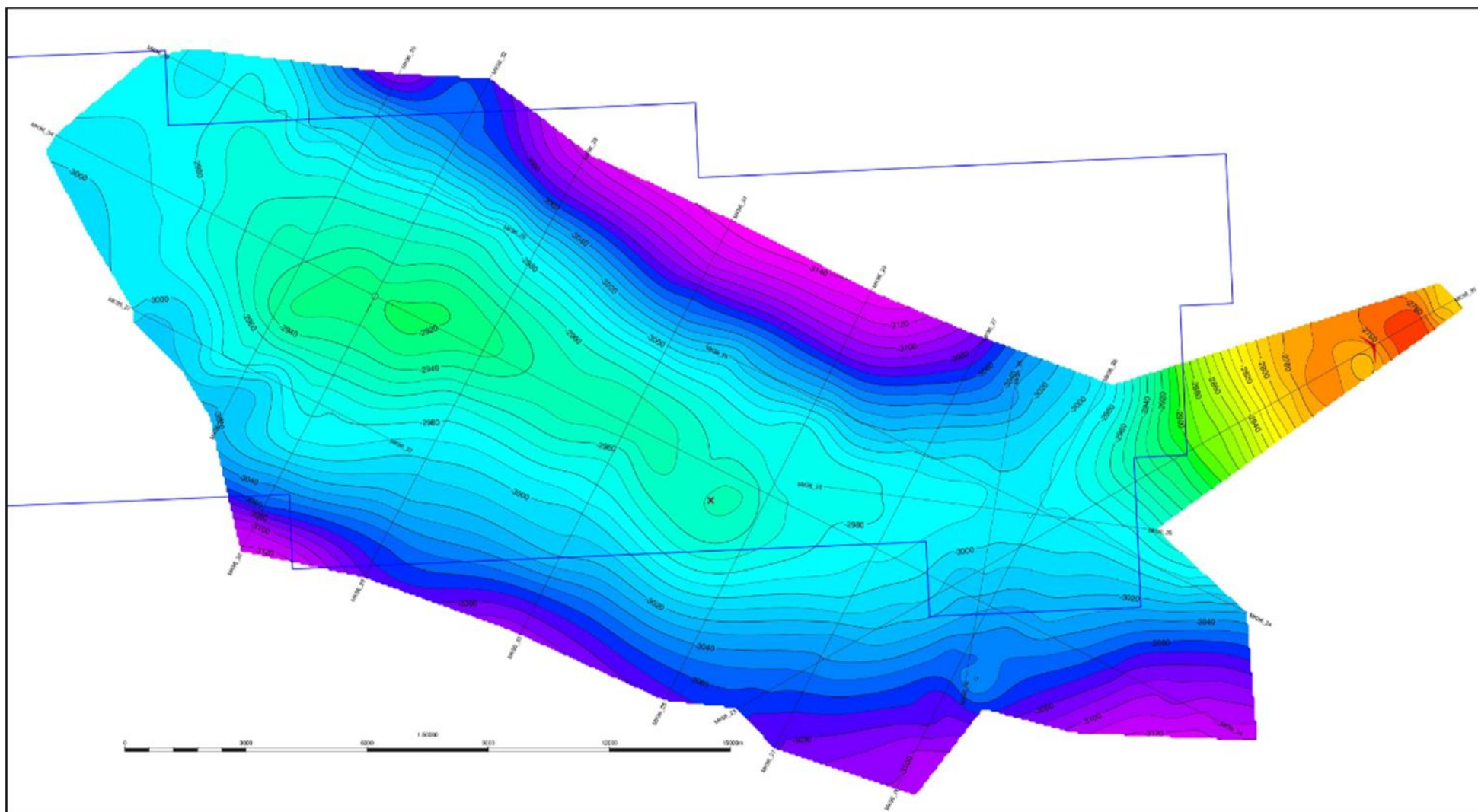


Рисунок 4-3. Структурная карта по ОГ Ша (кровля среднеюрских отложений)

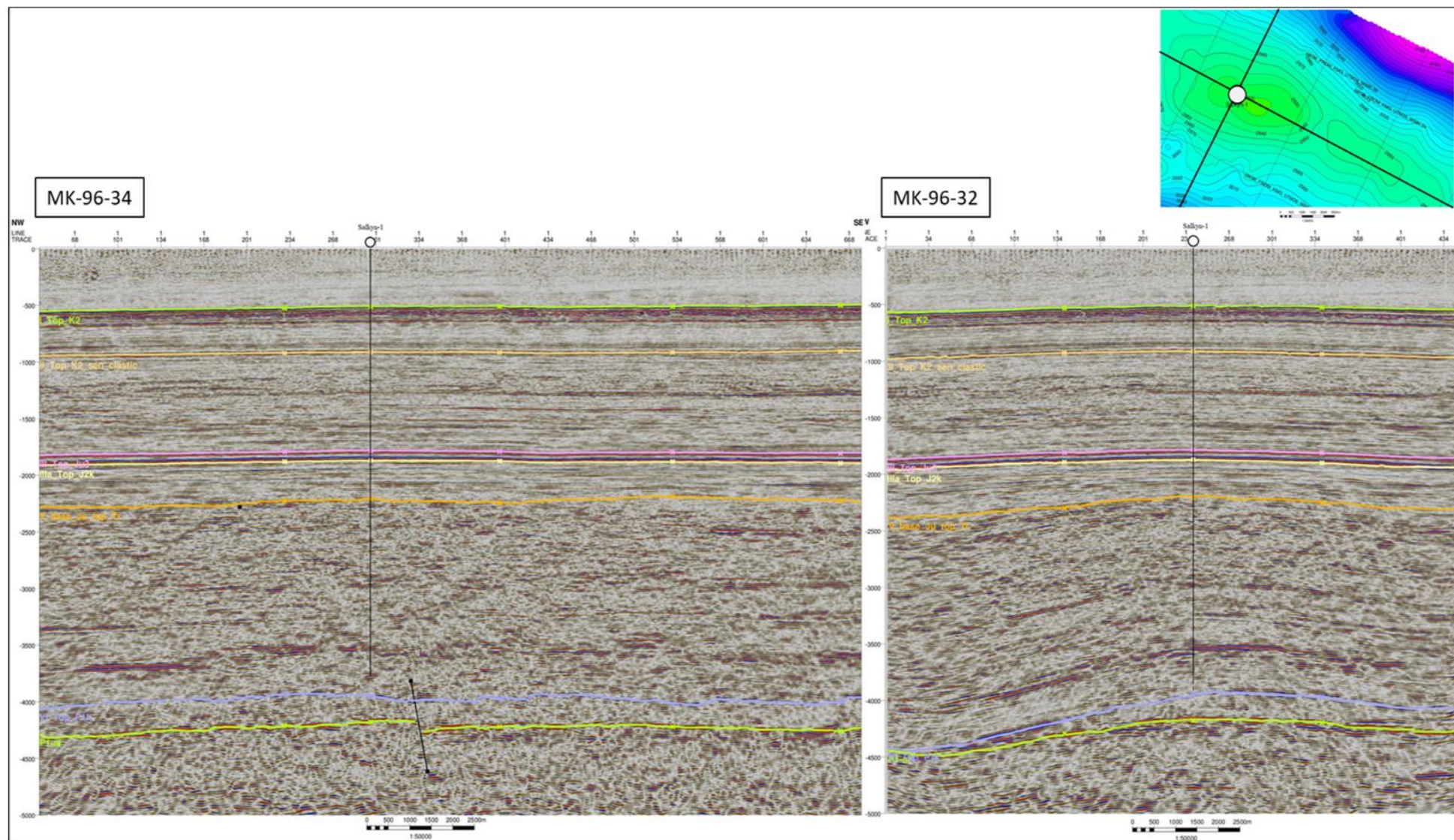


Рисунок 4-4. Сейсмические профили по проектной скважине Salkyn-1

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	130	Четвертичный + неоген	Q+N			
130	530	Палеоген	P	До 1		1,3-1,0
530	1080	Верхний мел	K ₂			1,05-1,2
1080	2740	Нижний мел	K ₁		30	1,2-1,16
2740	2920	Верхняя юра	J ₃	2-3	30	1,18
2920	3500	Средняя-нижняя юра	J ₂₋₁		25	1,05-1,13

Таблица 4.2. Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения			Интервал (по вертикали), м		Горная порода		Описание породы
			от (верх)	до (низ)	краткое название	% в интервале	
1			2	3	4	5	6
KZ	Q+N	Неоген+четвертичные	0	130	Конгломераты	5	Светло-серые, зеленые и бурые карбонатно-глинистые породы и органогенные известняки-ракушняк
					Глины	55	
					Известняк	40	Белые, розовато-серые, массивные
	P	Палеоген	130	530	Мергель	50	Зеленовато-серые
					Глина	50	
MZ	K ₂	Верхний мел	530	1080	Песчаник	40	Светло-серые, крепко сцементированные
					Глина	20	Темно-серые, плотные
					Известняк	15	Органогенно-обломочные, тонкозернистые
					Мергель	15	
					алевролит	10	
	K ₁	Нижний мел	1080	2740	Песчаник	35	серый, среднезернистый, известковистый, слюдистый в отложениях аптского яруса. Мелкозернистые, полимиктовые с карбонатным и глинистым цементом в барремском ярусе
					Глина	35	темно-серая почти черная в отложениях аптского яруса. Красно-вато-бурые, коричневатобурые, зеленовато-серые и серовато-зеленые в отложениях барремского яруса
					Мергель	10	
					Известняк	15	органогенно-обломочные, тонкозернистые
					Алевролит	5	
	J ₃	Верхняя юра	2740	2920	Известняк	35	Серые, трещиноватые и пористые, местами содержат обломки раковин двустворок
					Доломит	25	серые, темно-серые, скрытокристаллические, местами глинистые с неровным изломом и матовым блеском
					Глина	15	серые, алевроитистые, известковистые, часто с включениями остатков фауны. В келловейском ярусе серые, темно-серые, плотные, неизвестковистые, слюдистые
					Мергель	10	серый, светло-серый иногда зеленоватый
					Песчаники	10	серые реже темно-серые, мелкозернистые

Индекс стратиграфического подразделения			Интервал (по вертикали), м		Горная порода		Описание породы
			от (верх)	до (низ)	краткое название	% в интервале	
1			2	3	4	5	6
	J ₂₋₁	Средняя-нижняя юра,	2920	3500	Алевролиты	5	
					Песчаники	35	серые, темно-серые, крепкие, слюдистые, известковистые, мелкозернистые
					Глины	40	темно-серые, алевролитистые и алевроитовые, плотные, слюдистые, известковистые
					Алевролиты	25	серые, темно-серые, плотносцементированные, слюдистые, известковистые с обилием обуглившихся растительных остатков

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 (мягкая, средняя и т.д.)	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга, кгс/мм ²	Гидратационное разуплотнение (набухание)
	от (верх)	до (низ)															
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Q+N	0	130	Конгломераты	2,75			30	70						средние			
			Глина	2,75									1,5				
			Известняк	2,01									5,5				
P	130	530	Мергель	2,46									3	мягкие			
			Глина	2,75									1,5				
K ₂	530	1080	Песчаник	2,5									2,5	средние			
			Глина	2,25									3	мягкие			
			Известняк	2,5								10-20		средние			
			Мергель	2,46									3	средние			
			алевролит											средние			
K ₁	1080	2740	Песчаник	2,58	26,5	0,34								средние	0,27	500	0,16
			Глина	2,23									30	мягкие	0,5	200	0,75
			Мергель	2,56									31	средние			

			Известняк	2,53	27,5					35		3	твердые			
			Доломит													
J ₃	2740	2920	Известняк	2,53								3,0	твердые			
			Доломит							150		3,0	твердые			
			Глина	2,23								4,0	мягкие			
			Мергель	2,56			48			160		4,0	средние			
			Песчаники							40-55		3,0	средние			
			Алевриты										средние			
J ₁₋₂	2920	3500	Песчаники	2,53	12,3	21,7	31	7		100		7	средние			
			Глины	2,46		6,7-35,7				35-40		4	средние	0,5	200	0,75
			Алевриты		13,5					50		3	средние	0,3	400	0,21

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, пропластов, прослоев и т.д.	таликов	межмерзлотных напорных (защемленных) вод	пропластков газогидратов
1	2	3	4	5	6	7	8	9
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, МПа	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 ₁₋₂	2920	3500	поровый	0,732	0,83	0,13-5,3	0,2	15,4	82,5	56,7	2,8		0,79		1,8-20,3

Примечание: параметры нефти и растворенного в нефти газа приведены по аналогии месторождению Каракудук и Арыстановское

Таблица 4.6. Газоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Состояние (газ, конденсат)	Содержание, % по объему		Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости газа в пластовых условиях	Свободный дебит, тыс. м ³ /сут	Плотность газоконденсата, г/см ³		Фазовая проницаемость, мД
	от (верх)	до (низ)			сероводорода	углекислого газа				в пластовых условиях	на устье скважины	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Примечание: в разведочной скважине вскрытие газовых залежей не ожидается.

Таблица 4.7. Водоносность

Индекс стратигра- фического подразделе- ния	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-гидрокарбонатнатриевый ХЛМ-хлормagneзиевый ХЛК-хлоркальциевый
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы				
							Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Na ⁺	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
K ₂	530	1080	поровый	1,08	60-80		77	0,06	36,6	39	2,2	5,8	475	ХК
J ₂₋₁	2920	3500		1,12-1,15	1-34,5		99,9	2-13,7	0,1-1,6	70-82	4,4-11,2	13-37	177-970	

Таблица 4.8. Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления				Градиент				Температура в конце интервала
			пластового		порового		гидроразрыва пород		горного давления		
	от (верх)	до (низ)	кгс/см ² на м		кгс/см ² на м		кгс/см ² на м	кгс/см ² на м	кгс/см ² на м	кгс/см ² на м	
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q+N	0	130		0,103		0,103		0,185		0,19	30
P	130	530	0,103	0,103	0,103	0,103	0,185	0,185	0,19	0,19	40
K ₂	530	1080	0,103	0,104	0,103	0,104	0,185	0,186	0,19	0,2	48
K ₁	1080	2740	0,104	0,105	0,104	0,105	0,186	0,186	0,2	0,2	85
J ₃	2740	2920	0,105	0,105	0,105	0,105	0,186	0,186	0,2	0,2	95
J ₂₋₁	2920	3500	0,105	0,105	0,105	0,105	0,186	0,186	0,2	0,2	105

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 ·м)		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Примечания: поглощения бурового раствора не ожидаются при соблюдении проектных технологических параметров бурения и крепления

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/см³	дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород			
					условная вязкость, сек	водоотдача, см³/30 м		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Р	130	530	Полимерный	1,14	40-50	5-8	Определяется в процессе бурения	Промывка, проработка

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
K ₂	530	1080	Вода	Газоносные залежи не прогнозируются	0,69		При резком падении уровня промывочной жидкости. Увеличение водоотдачи	
J ₂₋₁	2920	3500	Нефть + вода		0,69		При вскрытии продуктивных пластов возможно разгазирование раствора, фонтанирование газонефтяной смеси	

Таблица 4.12. Прихватопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальникообразования и т.д.)	Раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки (ДА, НЕТ)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		тип	плотность, г/см ³	водоотдача, см ³ /30 мин	смазывающие добавки (названия)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
P	130	530		полимерный	1,12	6-8		да	Обвалы, осыпи
K ₂	530	1080			1,12	6-8		Да	Сужение ствола из-за набухания мело-мергельных пород, сальникообразование
K ₁	1080	2740			1,12	3-7		Да	Сужение ствола, кавернообразование
J ₃	2740	2920			1,12	3-7		Да	Кавернообразование
J ₂	2920	3500			1,12	3-7		да	Сужение ствола

Таблица 4.13. Текучие породы

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал залегания текущих пород, я		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, грифообразование	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5

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

4.4. Исследовательские работы

Таблица 4.15. 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.
	мини-мальный 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
J			2770	2790	150	P-J ₁₋₂	200*	3500	5**	Не предусматриваются			
			2950	2970									
			3020	3040									
			3110	3130									
			3220	3240									
			3350	3370									
			3470	3490									
			3490	3500									

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

** - частота отбора шлама определяется по показаниям станций ГТИ

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
Общие исследования: ПС, КС, БК, ИК, МБК, ГК, ННК, АК, ГГК-П, КВ (профиле метрия), инклинометрия, термометрия, резистивиметрия	1:500	200 800	800 2000	
Детальные исследования: ПС, БК- многозондовый, МБК, МКЗ, ИК-многозондовый, КВ (профилеметрия), ГК, СГК, ННК, АКШ, ГГК-П, фотоэлектрический каротаж, термометрия, резистивиметрия, инклинометрия	1:200	2000	3500	Детальные ГИС всей продуктивной толщи для выделения углеводородонасыщенных объектов
ГТИ, Газовый каротаж.	1:200	200	3500	Для определения углеводородонасыщенных интервалов в процессе бурения
Акустическая цементометрия (АКЦ) Термометрия (ОЦК), СГДТ, ЭМДС-Т, ЛМ	1:500	20 200 800 2000	200 800 2000 3500	После бурение секции для определения качества цементного камня за колонной
В обсаженной скважине при испытании 1. ГК, ЛМ, ЭМДС-Т 2. ГК, ЛМ (для привязки), термометрия, манометрия, влагометрия, резистивиметрия, термоиндикатор притока, механическая расходомертия, оптические датчики газосодержания		2000	3500	Привязка глубин перфорации продуктивного интервала, подтверждение интервала перфорации Определение профиля и характера притока
Специальные исследования Модульный пластоиспытатель/МДТ, (ГДК/ОПК), FMI, Ядерно-магнитный резонанс (ЯМР)		2000*	3500*	

Наименование исследований	Масштаб вывода диаграмм)	Замеры производятся в интервале, м		Примечание
		от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5
Для изучения особенностей волнового поля в околоскважинном пространстве планируется ВСП		2000**	3500**	Основной целью проведения ВСП является: - изучение скоростных характеристик разреза для продольных и поперечных волн; - стратиграфическая привязка сейсмических реперных горизонтов; - обоснование привязки сейсмических отражений; - изучение околоскважинного пространства; - повышение достоверности интерпретации данных наземной сейсморазведки,;

Примечание:

Интервалы и объем ГИС могут корректироваться в процессе бурения геологической службой недропользователя. Виды исследования могут быть заменены на более информативные.

* - Интервал специальных исследований необходимо уточнить по результатам обобщения данных ГТИ и оперативной интерпретации ГИС открытого ствола, а также полевого описания шлама и керна

** - от башмака тех. колонны до пробурённой отметки

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
J	Испытание	3500		2950	2970	

Примечание: Комплект оборудования для испытания пластов, должен быть оптимальным для данных геологических условий, надежным в работе и обслуживании, позволяющим качественно провести следующие исследования:

- Исследовать пласт селективно в многоцикловом режиме;
- Отбирать герметизированные пробы пластового флюида;
- Оценить гидродинамические параметры приствольной и удаленной зоны пласта и их изменение в процессе много циклового испытания;
- Дренировать призабойную зону пласта и очищать забой скважины;

Таблица 4.18. Прочие виды исследований

№ п/п	Название работы	Единица измерения	Объем работы
1	2	3	4

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

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

Индекс 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	1	3470	3490	3390	3440	ЦК	передвижная	да	5	3,5,7,9,11	Смена раствора на тех. воду с последующим снижением уровня путем сваблирования/компрессирования, использования винтового насоса	2000	1,01
	2	3350	3370	3260	3310								
	3	3220	3240	3150	3200								
	4	3110	3130	3060	3110								
	5	3020	3040	2810	2860								
	6	2770	2790										

Примечание: Интервалы залегания и количество объектов испытания будут уточняться недропользователем, согласно обобщению данных ГТИ, полевому описанию керна и шлама, а также «Заключению» ГИС.

В процессе испытания продуктивных горизонтов проводится полный комплекс исследований, характеризующих производительность скважины на различных режимах, начальные пластовые давления и температура пласта, забойные и устьевые давления, изменение поступления флюидов при смене штуцера и т.п. По результатам исследований строится индикаторная диаграмма, кривая восстановления давления, определяются коэффициенты продуктивности, гидропроводности, проницаемости и абсолютно свободный дебит скважины.

В зависимости от характера притока пластовых флюидов применяются фонтанный метод исследования или метод прослеживания уровня:

- в фонтанирующих скважинах после очистки забоя и ствола скважины и стабилизации притока, и устьевых давлений, скважина закрывается на восстановление пластового давления и замеряется начальное пластовое давление. Замер дебитов нефти и газа, изменение устьевых и забойных давлений на различных режимах будут

фиксироваться забойными манометрами. В процессе испытания отбираются поверхностные пробы флюидов с целью определения физико-химических свойств, количества механических примесей и процентного содержания воды. Для исследования нефти в пластовых условиях, с целью определения давления насыщения нефтяных залежей газом и газосодержания, отбираются глубинные пробы нефти из работающих горизонтов. Исследование объекта завершается снятием пластового давления и до момента его восстановления.

Для полноценного исследования объекта должны быть определены:

- дебит нефти, газа, воды, сырого конденсата на каждом режиме;
- забойные давления на всех режимах;
- устьевое давление (буферное и затрубное) на всех режимах;
- начальное и конечное пластовое давление.

Результаты опробований коллекторов используются для определения пластовых и забойных давлений, коэффициентов продуктивности, гидропроводности и проницаемости коллекторов, дебитов нефти, газа и воды на различных режимах работы скважины. При определении подсчетных параметров они применяются для нахождения количественных критериев ($K_{пр.гр}$, $K_{п.гр}$, $\alpha_{пс.гр}$, $\Delta t_{гр}$, $\delta_{гр}$ и др.), разделяющих непроницаемые породы и коллекторы. В многофлюидных залежах результаты испытаний, полученные при геофизическом контроле, будут использованы для определения положений контактов между пластовыми флюидами. Обоснование критериев определения по данным ГИС положений контактов между пластовыми флюидами, граничных значений пористости и геофизических характеристик, установленных для выделения коллекторов, проводится по результатам опробования пластов с однородными геофизическими характеристиками.

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

Таблица 4.20. Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (бесосеппи)											
Номер объекта (см. табл. 4.19)	Перфорационная среда		Мощность перфораций, м	Вид перфораций: КУМУЛЯ- ТИВНАЯ, ПУЛЕВАЯ, СНА- РЯДНАЯ, ГИДРОПЕС- КОСТРУЙНАЯ, ГИД- РОСТРУЙНАЯ	Типоразмер перфоратора	Количество отверстий на 1 м, шт.	Количество одновременно спускаемых зарядов, шт.	Количество спусков пер- форатора	Предусмотрен ли спуск перфоратора на НКТ? (ДА, НЕТ)	Насадки для гидропес- коструйной перфора- ции	
	вид: РАС- ТВОР, НЕФТЬ, ВОДА	плотность, г/см ³								диаметр, мм	количество, шт.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
I - VI	Тех. вода, Рапа	1,01 – 1,05	1000-800	Кумулятивная		16	160 (10*16 отв.)	7	да		

Примечание:

1. Тип и параметры перфоратора могут быть изменены по решению Заказчика;
2. Количество отверстий на 1 п. м. уточняются после проведения окончательного ГИС;
3. Плотность жидкости при перфорации будет уточнена по фактическим данным бурения и ГИС;
4. В графе 9 - указано из расчета спуска перфоратора длиной по 3 м за 1 спуск;
5. Возможно проведение перфорации на НКТ.

Таблица 4.21. 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
I - VI	СКО или ГРП	1	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 4.22. Дополнительные работы при испытании (освоении)

Номер объекта (см. табл. 4.19)	Название работ: промывка песчаной пробки; повышение плотности бурового раствора до; повторное понижение уровня азацией; темпер. прогрев колонны (при освоении газового объекта); виброобработка объекта; частичное разбуривание цементного моста; и другие дополнительные работы, выполняемые по местным нормам	Единица измерения	Количество	Местные нормы времени, сут
1	2	3	4	5

Примечание: возможно применение ГНКТ: на ремонтно-восстановительные работы, в процессе интенсификации притока пластового флюида и записи ГДИС. Необходимость будет определена Заказчиком по результатам ПВР и записи профиля притока.

Таблица 4.23 Данные по эксплуатационным объектам

Номер объ- екта (см. табл. 4.19)	Плотность жидкости в ко- лонне, г/см ³		Пластовое давление на период позд- ней эксплуа- тации кгс/см ²	Максимальный динамический уровень при эксплуатации, м	Установившаяся при эксплуа- тации температура, ° С		Данные по объекту, содер- жащему свободный газ		Заданный коэффициент запаса проч- ности на смятие в фильтровой зоне
	на период ввода в экс- плуатацию	на период поздней экс- плуатации			длина столба газа по вертикали, м	коэффициент сжимаемости газа в стволе скважины			
							в колонне на устье скважины	в эксплуатацион- ном объекте	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
проектируемые скважины поисковые									

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

Номер объекта (см. табл. 4.19)	Относится ли к объектам, которые (ДА, НЕТ)		Для эксплуатационных скважин предусмотрено ли (ДА, НЕТ)		Работа по испытанию проводится в одну, полторы, две или три смены	Требуется ли исключить из состава основных работ (ДА, НЕТ)			
						вызов притока в нагнетательной скважине	гидрогазодинамические исследования в эксплуатационной скважине	освоение, очистку и гидрогазодинамические исследования	Шаблонирование обсадной колонны
	при мощности до 5 м представлены пропластками	при мощности до 6 м имеют подовшенную воду	задача скважины через НКТ	использование норм по ССНВ для разведочных скважин					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I - VI	нет	да	Проектируется разведочная скважина		две	нет	-	да	да

Таблица 4.25. Данные по нагнетательной скважине

				Режим нагнетания	Пакер	
--	--	--	--	------------------	-------	--

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал залегания объекта нагнетания, м		Название (тип) нагнетаемого агента (ВОДА, НЕФТЬ, ГАЗ, ПАР и т.д.)	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	Жидкость за НКТ	
		от (верх)	до (низ)									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 4.26. 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

Примечания: сведения об осложнениях по пробуренным скважинам - аналогам приведены в таблицах осложнений: №№4.9-4.14

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 методов 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
609,6	20	Ст.20	11	3,5	ГОСТ	

Примечание: Устройство шахты 2 м х 2 м х1,5 м с железобетонным дном и стенок шахты толщиной не менее 15 см или железным листом толщиной 10 мм

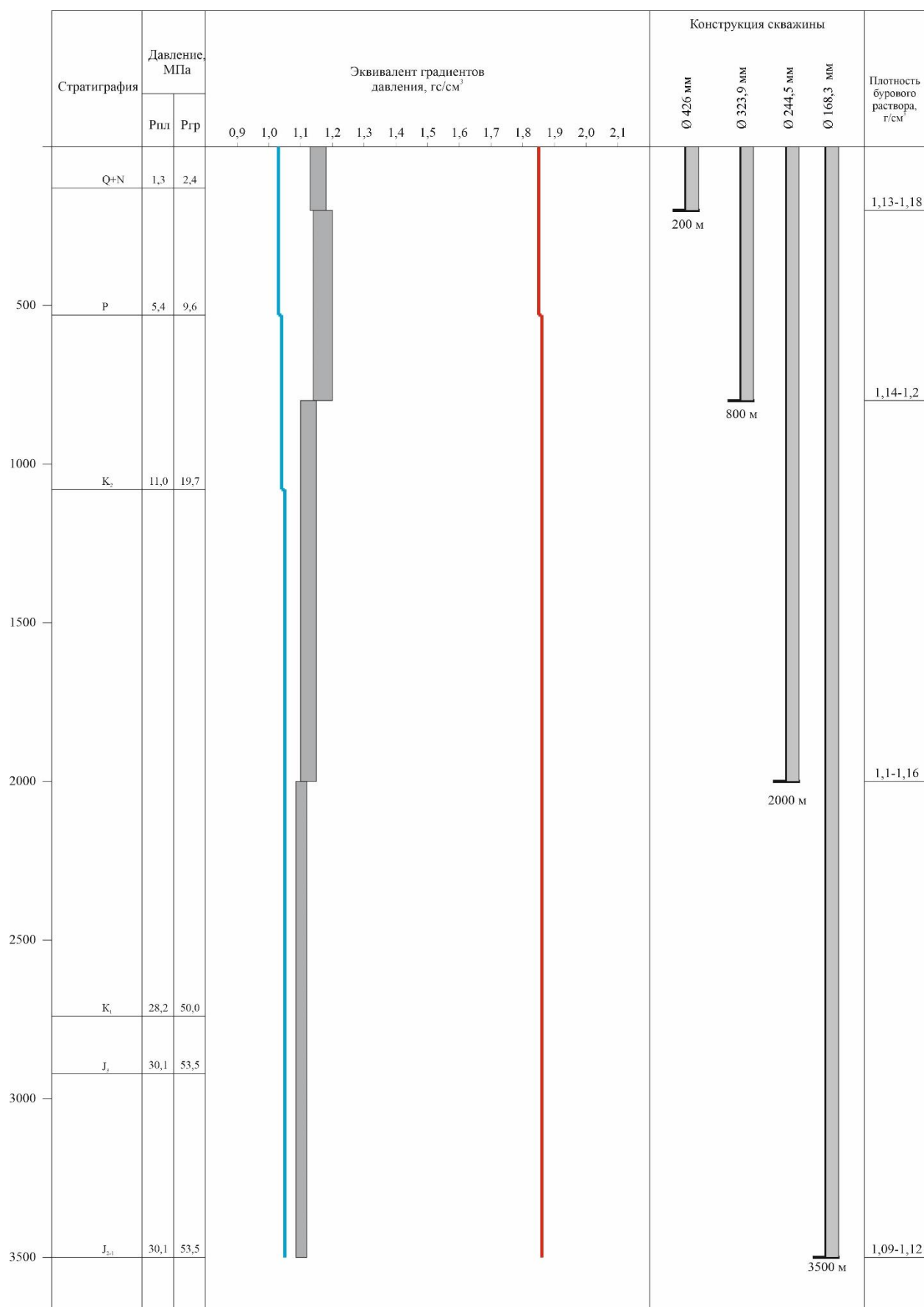


Рисунок 5-1. График совмещенных давлений

Таблица 5.2. Глубина спуска и характеристика обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны (направление, кондуктор, первая и последующие промежуточные, заменяющая, надставка, эксплуатационная) или открытый ствол	Интервал по стволу скважины (установка колонны или открытый ствол), м		Номинальный диаметр ствола скважины (долота) в интервале, мм	Расстояние от устья скважины до уровня подъема тампонажного раствора за колонной, м	Необходимость (причина) спуска колонны (в том числе в один прием или секциями), установки надставки, смены или поворота секции
		от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7
1	Кондуктор Ø 426 мм	0	200	490	0	устанавливается с целью предотвращения размыва устья при бурении секции кондуктора и возврата восходящего потока бурового раствора из скважины в циркуляционную систему. Устье скважины после спуска кондуктора оборудуется противовыбросовым оборудованием
2	1 промежуточная Ø 323,9 мм	0	800	393,7	0	спускается с целью перекрытия верхних неустойчивых и поглощающих горизонтов.
3	2 промежуточная Ø 244,5 мм	0	2000	295,3	0	спускается с целью предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных нефтегазоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну
4	Эксплуатационная колонна	0	3500	215,9	0	спускается с целью разобщения продуктивных и водоносных горизонтов и поиска углеводородов

Таблица 5.3. Характеристика отдельно спускаемых частей обсадных колонн

Номер в порядке спуска (табл. 5.2, гр. 1)	Раздельно спускаемые части												
	номер в порядке спуска (табл. 5.2. гр. 8)	количество диаметров, шт.	номер одноразмерной части в порядке спуска	наружный диаметр, мм	интервал установки одно-размерной ча-сти, м		ограничение на толщину стенки не бо-лее, мм	Соединения обсадных труб в каждой одноразмерной части					
					от (верх)	до (низ)		количество типов соединений, шт.	номер в порядке спуска	условный код типа соединения (см. табл. 16.2)	максимальный наружный диаметр соединения, мм	интервал уста-новки труб с задан-ных типом соедине-ния, м	
												от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	1	1	1	426	0	200	10	1	1	ОТТМ	451	0	200
2	2	1	1	323,9	0	800	9.5	1	1	ОТТМ	351,0	0	800
3	3	1	1	244,5	0	2000	8.9	1	1	ОТТМ	269,88	0	2000
4	4	1	1	168,3	0	3500	8.9	1	1	ОТТМ	187,71	0	3500

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

№ п/п	Наименование мероприятия или краткое описание	Причина проведения мероприятия
1	2	3
1	До начала бурения скважин производить дополнительное обучение буровой бригады по методам раннего обнаружения и ликвидации НГП, и проверку их знаний. Дальнейшая периодичность учебных тревог устанавливается буровым предприятием.	Предупреждение и борьба с НГП.
2	Монтаж средств контроля и сигнализации за уровнями бурового раствора в приемной и доливной емкостях.	Раннее обнаружение НГП.
3	Емкости для бурового раствора должны обеспечивать 2 кратный объем скважины.	Предупреждение открытых нефтегазовых фонтанов.
4	Ограничение притока пластового флюида в соответствии с РД 39-2-803-82. Допустимый объем притока при этом составит: - в процессе бурения 1,5 м³; - при СПО - 1,0 м³	Раннее обнаружение НГП.
5	В процессе СПО производить постоянный контроль долива раствора при подъеме буровой колонны и объем вытесняемого раствора при её спуске.	Предупреждение, раннее обнаружение НГП.
6	При ликвидации НГП в процессе СПО спуск буровой колонны без герметизации устья производить до максимально-возможной глубины.	Предупреждение разрушения обсадных колонн при ликвидации НГП.
7	Ликвидацию возникших НГП производить в строгом соответствии с "Методикой глушения при НГП", М., 1979 г.	Обеспечение безопасности успешности работ.
8	С учетом геологических условий проводки проектной скважины, принят ингибированный полимерный буровой раствор.	Предупреждение осыпей, снижение кавернозности.
9	На случай возможных поглощений на буровой необходимо постоянно иметь запас комплексных наполнителей. При бурении продуктивной толщи наполнители должны быть кислоторастворимыми.	Ликвидация поглощений.
10	Использовать переводники для ведущих труб с протекторными кольцами.	Защита верхних обсадных труб от истирания.
11	Через 40-50 рейсов буровой колонны измерять износ обсадной колонны геофизическими методами с целью решения вопросов определения ее остаточного ресурса	Предупреждение аварий с обсадными колоннами.
12	Обеспечить жесткий контроль за химическими и реологическими свойствами бурового раствора, для чего все основные параметры (таблица 7.1) должны измеряться 3-4 раза в сутки, кроме того, плотность через 10-15 минут и условная вязкость (по СПВ-5, стандарт РК или по воронке Марша, стандарт АНИ) через 10-15 минут.	Предупреждение, раннее обнаружение НГП.
13	Проверять работоспособность ПВО не реже одного раза в неделю.	Предупреждение и борьба с НГП.
14	При бурении в продуктивном нефтяном пласте механическая скорость проходки должна ограничиваться до значений, при которых обеспечивается дегазация бурового раствора.	Предупреждение НГП.
15	Вести контроль газопоказаний (газокаротаж) бурового раствора на устье скважины.	Предупреждение, раннее обнаружение НГП.
16	Герметизировать устье скважины превентором на период ОЗЦ после цементирования технической и эксплуатационной колонны	Предупреждение и борьба с НГВП.

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

Интервал, м		Допустимая гидродинамическая составляющая ре- прессии на границе интервала, МПа		Допустимая гидродинамическая составляющая депрессии на границе интервала, кгс/см ²	
от (верх)	до (низ)	верхней	нижней	верхней	нижней
1	2	3	4	5	6
0	200	0	0,4	Депрессия в процессе бурения не предусматривается	
200	800	0,4	1,5		
800	2000	1,5	4,7		
2000	3500	4,7	9,3		

6 . ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Таблица 6.1. Входные данные по профилю наклонно-направленной скважины

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

Таблица 6.2. Профиль ствола скважины

Интервал по вертикали, м		Длина интервала по вертикали, м	Зенитный угол, град		Горизонтальное отклонение, м		Длина по стволу, м	
			в начале интервала	в конце интервала			интервала	общая
					за интервал	общее		
от (верх)	до (виз)							
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Скважины вертикальные								

7 . БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

Тип и параметры бурового раствора для бурения и вскрытия пластов обоснованы в соответствии с особенностями геолого-физического строения, коллекторских и фильтрационных характеристик пластов с учетом целей и методов исследований, проводимых в процессе бурения. В качестве буровых растворов в проект заложены такие системы, которые обеспечивают максимальное сохранение естественной проницаемости и нефтенасыщенности коллектора, а также возможность проведения необходимого комплекса геофизических исследований.

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/см²);
2. 5-10% - для скважин глубиной до 2500 м (интервалов от 1200 до 2500м включительно), но не более 2,5 МПа (25 кгс/см²);
3. 4-7% - для скважин глубиной более 2500 м, но не более 3,5 МПа (35 кгс/см²).

Плотность бурового раствора принимаем:

Интервал 0 – 200 м: 1,13 – 1,18 г/см³

Интервал 200 – 800 м: 1,14 – 1,2 г/см³

Интервал 800– 2000 м: 1,1 – 1,16 г/см³

Интервал 2000 – 3500 м: 1,09 – 1,12 г/см³

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 Рецептура и методика приготовления, обработки, утяжеления и очистки бурового раствора контролируются специалистами авторского надзора за строительством скважин. 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.

Не допускается отклонение плотности находящегося в циркуляции бурового раствора более, чем на ± 20 кгс/см³ (0,02 г/см³).

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/см ³	условная вязкость, с	водоотдача, см ³ /30 мин	корка, мм	рН	пластическая вязкость, сП	динамическое напряжение сдвига, Па
1	2	3	4	5	6	9	10	11	12
ингибирующий полимерный раствор	0	200	1,13 – 1,18	40-60	<8	<0,5	9 - 11	10 - 18	4 - 8
ингибирующий полимерный раствор	200	800	1,14 – 1,2	40-60	<4	<0,5	9 - 11	10 - 15	4 - 8
ингибирующий полимерный раствор	800	2000	1,1 – 1,16	40-60	<4	<0,5	9 - 11	10 - 15	4 - 8
ингибирующий полимерный раствор	2000	3500	1,09 – 1,12	40-60	<4	<0,5	9 - 11	10 - 15	4 - 8

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	Название компонентов	Содержание компонентов в буровом растворе, кг(л)/м ³
	от (верх)	до (низ)				
1	2	3	4	5	6	7
1	0	200	ингибирующий полимерный раствор	1,13 – 1,18	Вода	0,95
					Каустическая сода	1 - 2
					Кальцинированная сода	1 - 2
					полианионная целлюлоза Н	5 - 7
					биополимер структурообразователь	1 - 5
					Жидкость гидрофобизирующая	0,5 - 3
					полианионная целлюлоза В	3 - 5
					Бикарбонат натрия	1 - 2
					Модифицированный лигносульфонат	0,2-2 %
					KCL	50 - 100
					Утяжелитель кислоторастворимый	100
					Противосальниковая добавка	15-30
2	200	800	ингибирующий полимерный раствор	1,14 – 1,2	Вода	0,95
					Каустическая сода	1 - 2
					Кальцинированная сода	1 - 2
					полианионная целлюлоза Н	5 - 7
					биополимер структурообразователь	1 - 5
					Жидкость гидрофобизирующая	0,5 - 3
					полианионная целлюлоза В	3 - 5
					Бикарбонат натрия	1 - 2
					Модифицированный лигносульфонат	0,2-2 %
					KCL	50 - 100
					Утяжелитель кислоторастворимый	100
					Противосальниковая добавка	15-30
3	800	2000	ингибирующий полимерный раствор	1,1 – 1,16	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

Номер интервала с одинаковым долевым составом бурового раствора	Интервал, м		Название (тип) раствора	Плотность раствора, г/см ³	Название компонентов	Содержание компонентов в буровом растворе, кг(л)/м ³
	от (верх)	до (низ)				
1	2	3	4	5	6	7
					KCL	50 - 100
					NaCl	51 - 100
					Утяжелитель кислоторастворимый	100
					Жидкость гидрофобизирующая	0,5 - 3
4	2000	3500	ингибирующий полимерный раствор	1,09 – 1,12	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	51 - 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 раствор, улучшающий качество проходки скважины. Будут уточняться в программе по буровым растворам
- Буровому подрядчику необходимо иметь в наличии паспорта безопасности химической продукции и сертификаты (применяемой для приготовления и обработки бурового раствора (химреагентами) от завода-изготовителя.
- При бурении интервала 2000 – 3500 м на буровой иметь запас реагента-нейтрализатора сероводорода, достаточный для обработки бурового раствора количестве не менее двух объемов скважины при содержании H₂S – 2.8%. Норма расхода реагента-нейтрализатора сероводорода для обработки бурового раствора определяется в соответствии с содержанием H₂S и исходя из рекомендации фирмы-производителя. Возможно использование реагента-нейтрализатора сероводорода BARACOR 95 или Zinc Oxide

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, м³/м и его компонентов, кг/м³ в интервале	Потребность бурового раствора в м³ и его компонентов, в кг			
от (верх)	до (низ)			величина	на запас на поверхности	на исходный объем	на бурение интервала	суммарная в интервале
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	200	1	ингибирующий полимерный раствор		44	40	46	130
			Вода	0,95	42	38	44	124
			Каустическая сода	1 - 2	44	40	46	130
			Кальцинированная сода	1 - 2	44	40	46	130
			полианионная целлюлоза Н	5 - 7	221	200	230	651
			биополимер структурообразователь	1 - 5	44	40	46	130
			Жидкость гидрофобизирующая	0,5 - 3	44	40	46	130
			полианионная целлюлоза В	3 - 5	133	120	138	391
			Бикарбонат натрия	1 - 2	44	40	46	130
			Модифицированный лигносульфонат	0,2-2 %	44	40	46	130
			KCL	50 - 100	2209	2000	2304	6513
			Утяжелитель кислоторастворимый	100	4418	4000	4608	13026
			противосальниковая добавка	15-30	663	600	691	1954
200	800	1	ингибирующий полимерный раствор		99	26	92	217
			Вода	0,95	94	25	88	206
			Каустическая сода	1 - 2	99	26	92	217
			Кальцинированная сода	1 - 2	99	26	92	217
			полианионная целлюлоза Н	5 - 7	495	129	461	1085
			биополимер структурообразователь	1 - 5	99	26	92	217
			Жидкость гидрофобизирующая	0,5 - 3	99	26	92	217
			полианионная целлюлоза В	3 - 5	297	78	277	651
			Бикарбонат натрия	1 - 2	99	26	92	217
			Модифицированный лигносульфонат	0,2-2 %	99	26	92	217
			KCL	50 - 100	4947	1295	4613	10854
			Утяжелитель кислоторастворимый	100	9893	2589	9225	21708
			противосальниковая добавка	15-30	1484	388	1384	3256
800	2000		ингибирующий полимерный раствор		140	58	104	302
			Вода	0,95	133	55	99	287
			Каустическая сода	1 - 2	140	58	104	302
			Кальцинированная сода	1 - 2	140	58	104	302

			полианионная целлюлоза Н	5 - 7	701	290	519	1510
			Бикарбонат натрия	1 - 2	140	58	104	302
			полианионная целлюлоза В	3 - 5	421	174	311	906
			Модифицированный лигносульфонат	0,2-2 %	140	58	104	302
			биополимер структурообразователь	1 - 5	140	58	104	302
			KCL	50 - 100	7011	2901	5190	15102
			NaCl	51 - 100	7011	2901	5190	15102
			Утяжелитель кислоторастворимый	100	14021	5803	10380	30204
			Жидкость гидрофобизирующая	0,5 - 3	140	58	104	302
			ингибирующий полимерный раствор		134	79	69	283
2000	3500	2	Вода	0,95	127	75	66	268
			Каустическая сода	1 - 2	134	79	69	283
			Кальцинированная сода	1 - 2	134	79	69	283
			полианионная целлюлоза Н	5 - 7	670	396	347	1413
			Бикарбонат натрия	1 - 2	134	79	69	283
			полианионная целлюлоза В	3 - 5	402	238	208	848
			Модифицированный лигносульфонат	0,2-2 %	134	79	69	283
			биополимер структурообразователь	1 - 5	134	79	69	283
			KCL	50 - 100	6704	3958	3468	14130
			NaCl	51 - 100	6704	3958	3468	14130
			Утяжелитель кислоторастворимый	100	13408	7917	6936	28261
			Жидкость гидрофобизирующая	0,5 - 3	134	79	69	283
			Смазывающая добавка	0,3 - 2	134	79	69	283

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

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Номер ступени цементирования	Название компонентов для обработки раствора	Характеристика компонента				Норма расхода на обработку 1 м ³ раствора кг/м ³	Количество, кг
					плотность, г/см ³	влажность, %	содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	Сорт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Кондуктор	1	1	Кальцинированная сода	2.5		91	1-11	1	60
2	1 Промежуточная колонна	1	1	Кальцинированная сода	2.5		91	1-11	1	85
3	2 Промежуточная колонна	1	1	Кальцинированная сода	2.5		91	1-11	1	100

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 м³ раствора, кг/м³	Количество, кг
			плотность, г/см³	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 (0-200)	2 (200-800)	3 (800-2000)	4 (2000-3500)	
1	2	3	4	5	6
Вода	124	206	287	268	885
Каустическая сода	130	217	302	283	932
Кальцинированная сода	130	217	302	283	932
полианионная целлюлоза Н	651	1085	1510	1413	4660
Бикарбонат натрия	130	217	302	283	932
полианионная целлюлоза В	130	651	906	848	2535
Модифицированный лигносульфонат	391	217	302	283	1193
биополимер структурообразователь	130	217	302	283	932
KCL	6513	10854	15102	14130	46599
NaCl			15102	14130	29233
Утяжелитель кислоторастворимый	13026	21708	30204	28261	93199
Жидкость гидрофобизирующая			302	283	585
Смазывающая добавка				283	283
противосальниковая добавка	1954	3256			5210

Таблица 7.7. Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Название		Количество, шт.	Использование очистных устройств		
			ступенчатость очистки: 1 – 2 вибросито; 2 - 1+пескоотделитель; 3 - 2+илоотделитель	интервал, м	
				от (верх)	до (низ)
1		2	3	4	5
Вибросито		3	1 - вибросито	200	3500
Пескоотделитель		1	3 -2 + илоотделитель		
Илоотделитель		1	2- 1+ пескоотделитель		
Центрифуга центробежным насосом			3 -2 + илоотделитель		
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, м		Вид технологической операции	Способ бурения	Услов- ный но- мер КНБК (см. табл. 8.2)	Режимы бурения		
от (верх)	до (низ)				осевая нагруз- ка, тс	ско- рость враще- ния, об/мин	расход бурового рас- твора, л/с
1	2	3	4	5	6	7	8
0	200	бурение, разбуривание цементного стакана и башмака обсадной ко- лонны	ротор	1	8-15	60-80	45-65
0	200	проработка, расширка	ротор	1	8-10	60-70	50
200	800	бурение, разбуривание цементного стакана и башмака обсадной ко- лонны	ротор	2	8-15	80-140	35-45
200	800	проработка, расширка	ротор	2	8-10	60-80	40
800	2000	бурение, разбуривание цементного стакана и башмака обсадной ко- лонны	Ротор (ВП), ВЗД	3	6-12	80-140	25-35
800	2000	проработка, расширка	ротор	3	6-12	60-80	30
2000	3500	бурение, разбуривание цементного стакана и башмака обсадной ко- лонны	Ротор (ВП), ВЗД	4	4-11	60-120	20-30
2000	3500	проработка, расширка	ротор	4	4-11	60-80	30
2770	2790	отбор керна	ротор	5	4-8	60-80	18-25
2950	2970						
3020	3040						
3110	3130						
3220	3240						
3350	3370						
3470	3490						
3490	3500						

Примечание: возможна корректировка режимов бурения в зависимости от применяемого оборудования и условий. Будет уточнены в программе бурения.

Таблица 8.2. Компонировка низа бурильных колонн (КНБК)

Условный номер КНБК	Элементы КНБК (до бурильных труб)						суммарная длина КНБК, м	суммарная масса КНБК, кг
	номер по порядку	типоразмер, шифр	расстояние до губины установки, м	техническая характеристика				
				наружный диаметр, мм	длина, м	Масса		
1	2	3	4	5	6	7	9	10
Интервал бурения и проработки от 0 до 200 м								
1	1	Долото 490	0	490	0,6	180		
	2	УБТ 229	0,6	203	20	5800		
	3	КЛС 490	20,6	393,7	1,5	500		
	4	УБТ 229	22,1	203	10	2900		
	5	УБТ 203	32,1	203	30	6690		
	6	УБТ 178	62,1	178	70	11410		
	7	ЯСС 178	132,1	172	3,5	400		
	8	УБТ 178	135,6	178	20	3260	155,6	31,14
Интервал бурения и проработки от 200 до 800 м								
2	1	Долото 393,7	0	393,7	0,53	180		
	2	УБТ 229	0,53	203	20	5800		
	3	КЛС 393,7	20,53	393,7	1,5	500		
	4	УБТ 229	22,03	203	10	2900		
	5	УБТ 203	32,03	203	30	6690		
	6	УБТ 178	62,03	178	70	11410		
	7	ЯСС 178	132,03	172	3,5	400		
	8	УБТ 178	135,53	178	20	3260	155,53	31,14
Интервал бурения и проработки от 800 до 2000 м								
3	1	Долото 295,3	0	295,3	0,42	85		
	2	УБТ 203	0,42	203	20	4460		
	3	КЛС 295,3	20,42	295,3	1	350		
	4	УБТ 203	21,42	203	10	2230		
	5	УБТ 178	31,42	178	100	16300		
	6	ЯСС 178	131,42	172	3,5	400		
	7	УБТ 178	134,92	178	20	3260	154,92	27,085
Интервал бурения и проработки от 2000 до 3500 м								
4	1	УБТ 178	0,35	178	20	3260		
	2	КЛС 295,3	20,35	215,9	1	200		
	3	УБТ 178	21,35	178	100	16300		
	4	ЯСС 178	121,35	172	3,5	400		
	5	УБТ 178	124,85	178	20	3260	144,85	23,6

Интервалы отбора керна								
5	1	Бур. Головка 215,9	0	215,9	0,35	180		
	2	КОС	0,35	172	16	1700		
	3	УБТ 178	16,35	178	5	815		
	4	КЛС 295,3	21,35	215,9	1	200		
	5	УБТ 178	22,35	178	100	16300		
	6	ЯСС 178	122,35	172	3,5	400		
	7	УБТ 178	125,85	178	20	3260	145,85	22,855

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 состояния ствола скважины, будет уточнена в программе бурения.
- Типы используемых долот при необходимости может быть изменен согласно режиму 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 количество на интервал, шт. (для УБТ комплектов)
		от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	7
Долото 490	бурение, расширка, проработка	0	200	1
УБТ 229	бурение, расширка, проработка	0	200	1
КЛС 393,7	бурение, расширка, проработка	0	200	2
УБТ 203	бурение, расширка, проработка	0	200	1
УБТ 178	бурение, расширка, проработка	0	200	1
ЯСС 178	бурение, расширка, проработка	0	200	1
Долото 393,7	бурение, расширка, проработка	200	800	2
УБТ 229	бурение, расширка, проработка	200	800	1
КЛС 393,7	бурение, расширка, проработка	200	800	2
УБТ 203	бурение, расширка, проработка	200	800	1
УБТ 178	бурение, расширка, проработка	200	800	1
ЯСС 178	бурение, расширка, проработка	200	800	1
Долото 295,3 PDC	бурение, расширка, проработка	800	2000	2
Долото 295,3 3-х ш	бурение, расширка, проработка	800	2000	2
УБТ 203	бурение, расширка, проработка	800	2000	1
КЛС 295,3	бурение, расширка, проработка	800	2000	2
УБТ 178	бурение, расширка, проработка	800	2000	2
ЯСС 178	бурение, расширка, проработка	800	2000	1
Долото 215,9 PDC	бурение, расширка, проработка	2000	3500	2
Долото 215,9 3-х ш	бурение, расширка, проработка	2000	3500	2
УБТ 178	бурение, расширка, проработка	2000	3500	1
КЛС 295,3	бурение, расширка, проработка	2000	3500	2
ЯСС 178	бурение, расширка, проработка	2000	3500	1
Бур. Головка 215,9	отбор керна	2000	3500	2
КОС	отбор керна	2000	3500	1
УБТ 178	отбор керна	2000	3500	1
КЛС 295,3	отбор керна	2000	3500	1
ЯСС 178	отбор керна	2000	3500	1

Таблица 8.4. Рекомендуемые бурильные трубы

Обозначение бурильной трубы	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности) материала	Тип замкового соединения	Количество труб, м	Наличие труб (есть, нет)
1	2	3	4	5	6	7
СБТ	127	9,19	G	NC-50	3500	есть

Таблица 8.5. Конструкция бурильных колонн

Вид технологической операции	Интервал по стволу, м		Допустимая глубина спуска на клингах, м	Номер спуска бурильной колонны снизу вверх без КНБК	Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, тн		Коэффициент запаса прочности трубы
	от (верх)	до (низ)			тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Бурение	20	200	200	1	СБТ	127	G	9,19	NC 50	44,4	1,3	32,5	7,70
Бурение	200	800	800	1	СБТ	127	G	9,19	NC 50	644,5	19,3	50,5	4,95
Бурение	800	2000	2000	1	СБТ	127	G	9,19	NC 50	1845,1	55,4	55,4	4,52
Бурение	2000	3500	3500	1	СБТ	127	G	9,19	NC 50	3355,15	100,7	124,3	2,01

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

Названия обсадной колонны	Интервал, м		Характеристика бурильных труб, УБТ				
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения (присоединительной резьбы)
1	2	3	4	5	6	7	8
Кондуктор	0	200	229 УБТ	229	AISI 4145 H	75.7	NC-70
			203,2 УБТ	203.2	AISI 4145 H	61.6	NC-61
			178 УБТ	178	AISI 4145 H	53.5	NC-50
1 Промежуточная	200	800	229 УБТ	241.3	AISI 4145 H	75.7	NC-70
			203,2 УБТ	203.2	AISI 4145 H	61.6	NC-61
			178 УБТ	178	AISI 4145 H	53.5	NC-50
			СБТ 127	127	G	9,19	NC-50
2 Промежуточная	800	2000	203,2 УБТ	203.2	AISI 4145 H	61.6	NC-61
			178 УБТ	178	AISI 4145 H	53.5	NC-50
			СБТ 127	127	G	9,19	NC-50
Эксплуатационная	2000	3500	178 УБТ	178	AISI 4145 H	53.5	NC-50
			СБТ 127	127	G	9,19	NC-50

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	3500	бурение, спуск обсадной колонны	5	6

Таблица 8.8. Режим работы буровых насосов

Интервал, м		Вид технологической операции (бурение, проработка, промывка и т.д.)	Тип буровых насосов	Количество насосов, шт.	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				коэффициент использования гидравлической мощности	диаметр цилиндров втулок, мм	допустимое давление, МПа	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин	производительность, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	200	Бурение, проработка, промывка	F-1600	1	0.9	165,1	27	0.9	117	45	45
200	800	Бурение, проработка, промывка	F-1600	1	0.9	165,1	27	0.9	97	30	35
800	2000	Бурение, проработка, промывка	F-1600	1	0.9	152,4	31	0.9	81	25	25

Таблица 8.9. Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой

Интервал, м		Вид технологической операции (см. табл. 8.9)	Давление на стоянке в конце интер- вала, кгс/см ²	Потери давлений (МПа) для конца интервала в				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом про- странстве	обвязке буровой установки
				долоте (насадках)	забойном двигателе (КОС)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
200	800	Бурение, проработка, промывка	5,09	2	-	2,2	0,09	0,8
800	2000	Бурение, проработка, промывка	6,9	3	-	3,2	0,2	0.5
2000	3500	Бурение, проработка, промывка	7,9	4	-	2,9	0,8	0.2

Таблица 8.10. Гидравлические показатели промывки

Интервал, м		Вид технологической операции (см. табл. 8.9)	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с/см ²	Схема промывки долота (центральная, периферийная, комбинированная)	Скорость истечения, м/с	Мощность, срабатываемая на долоте, л. с.
от (верх)	до (низ)						
1	2	3	4	5	6	7	8
200	800	Бурение, проработка, промывка	0,4	0.037	Периферийная	52	120
800	2000	Бурение, проработка, промывка	0,6	0.05	Периферийная	65	140
2000	3500	Бурение, проработка, промывка	1,0	0.07	Периферийная	76	134

9 . КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

Крепление скважины обсадными колоннами следует производить в соответствии с “Методическими указаниями по креплению нефтяных и газовых скважин”, “Инструкцией по испытанию обсадных колонн на герметичность” и с учетом рекомендаций фирм поставщиков, если они не противоречат нормам и правилам РК.

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

Пластовые давления приняты на основании таблицы 4.8. Расчёт избыточных давлений произведён с учётом данных таблиц 4.9, 4.11.

Прочностные характеристики обсадных труб приняты по инструкции, стандартам ГОСТ и ISO.

Выбор обсадных труб

Прочность обсадных колонн с устьевым оборудованием и противовыбросовым оборудованием (далее - ПВО) должны обеспечивать безопасность при:

- 1) герметизации устья и задавке скважины при ликвидации ГНВП, выброса, открытого фонтанирования;
- 2) воздействие гидростатического и динамического давления бурового раствора, максимальной плотности, находящейся в колонне;
- 3) воздействие максимальных сминающих нагрузок при ГНВП, открытого фонтанирования, зон поглощения и текучести;
- 4) воздействие вертикальных нагрузок на растяжение и смятие.

Конструкция устья скважины и колонной головки с целью предупреждения и ликвидации аварий и ГНВП предусматривают:

- 1) подвеску с расчетной натяжкой промежуточных и эксплуатационных колонн с учетом компенсации температурных деформаций на стадиях работы скважины (колонны), и подвеску колонны бурильных труб на ПВО;
- 2) контроль за флюидопроявлениями за обсадными колоннами;
- 3) возможность аварийной задавки скважины.

Допустимо применение обсадных труб и их соединений по стандарту 5СТ АНИ или фирменных с аналогичной характеристикой, а также обсадных труб из стали других групп прочности и толщин стенок, при условии обеспечения ими нормативных коэффициентов запаса прочности при соответствующих избыточных давлениях и отвечающих условиям эксплуатации скважины

9.1. Обсадные колонны

№	Исходные данные для расчета	Назначение колонны			
		Кондуктор	1 Промежуточная	2 Промежуточная	Эксплуатационная
1	Диаметр колонны d, мм	425,45	323,9	244,5	168,3
2	Диаметр ствола скважины D, мм (м)	490	393,7	295,3	215,9
3	Интервал спуска колонны по вертикали, м	0 - 200	0 - 800	0 - 2000	0 - 3500
4	Интервал спуска колонны по стволу, м	0 - 200	0 - 800	0 - 2000	0 - 3500
5	Удельный вес бурового раствора, г/см ³	1,2	1,16	1,12	1,12
6	Удельный вес пластового флюида, г/см ³	0,69	0,69	0,69	0,69
7	Удельный вес жидкости при испытании колонны на герметичность, г/см ³	1,18	1,2	1,16	1,0

Интервал, м		Пластовое давление, МПа
от (верх)	до (низ)	
0	130	1.3
130	530	5.4
530	1080	11.0
1080	2740	28.2
2740	2920	30.1
2920	3500	36.1

Таблица 9.1. Способы расчеты наружных давлений и опрессовки обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 1)	Признаки: ДА, НЕТ			Опрессовочный агент	
	допустима ли поэтапная опрессовка	рекомендуется ли нести расчет наружного давления по пластовому давлению	столбу бурового раствора	краткое название, тип, шифр (буровой раствор, вода, воздух и т.д.)	плотность (для газообразного агента - относительно воздуха) г/см ³
1	2	3	4	5	6
1	нет	да	нет	буровой раствор	1,18
2	нет	да	нет	буровой раствор	1,2
3	нет	да	нет	буровой раствор	1,16
4	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	Распределение избыточных давлений по длине отдельно спускаемой части колонны					
		глубина, м		наружное, МПа		внутреннее, МПа	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Кондуктор	0	200	0	2,0	6,5	6,8
2	1 Промежуточная колонна	0	800	0	1,3	7,5	8,8
3	2 Промежуточная колонна	0	2000	0	8,0	14,0	16,2
4	Эксплуатационная колонна	0	5000	0	23,1	14,0	12,3

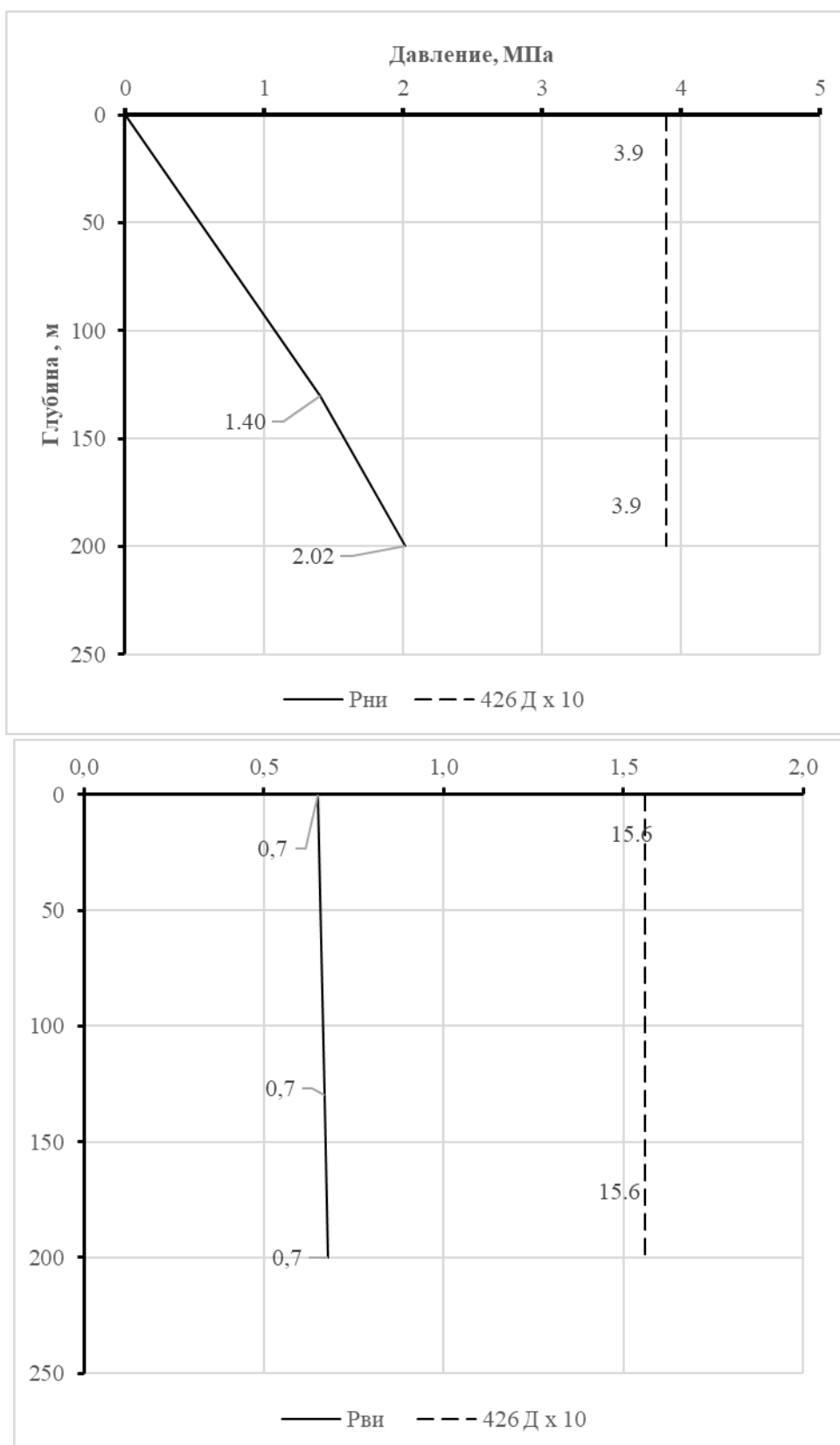


Рисунок 9-1. Распределение избыточных давлений (кондуктор)

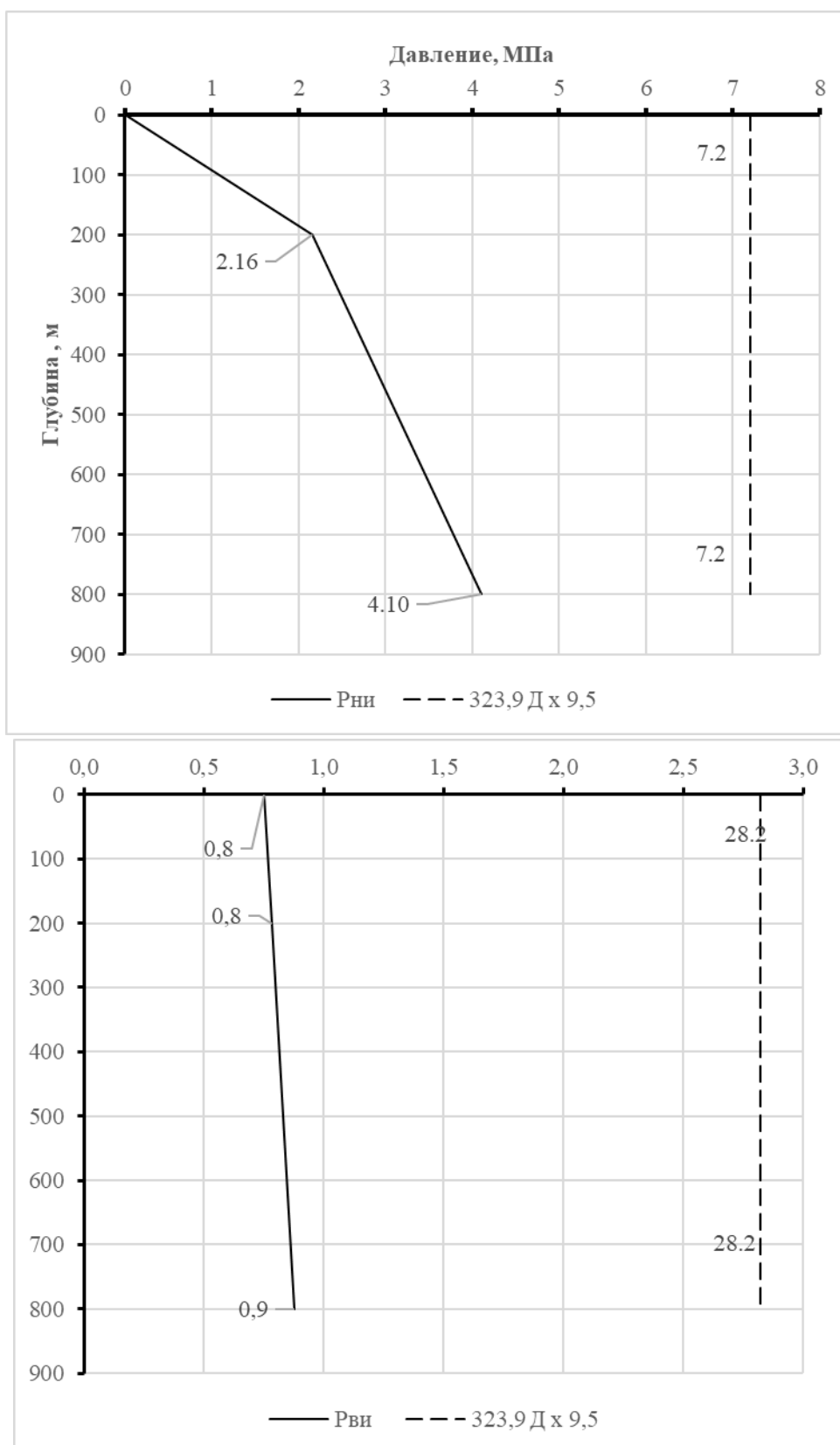


Рисунок 9-2. Распределение избыточных давлений (1 промежуточная колонна)

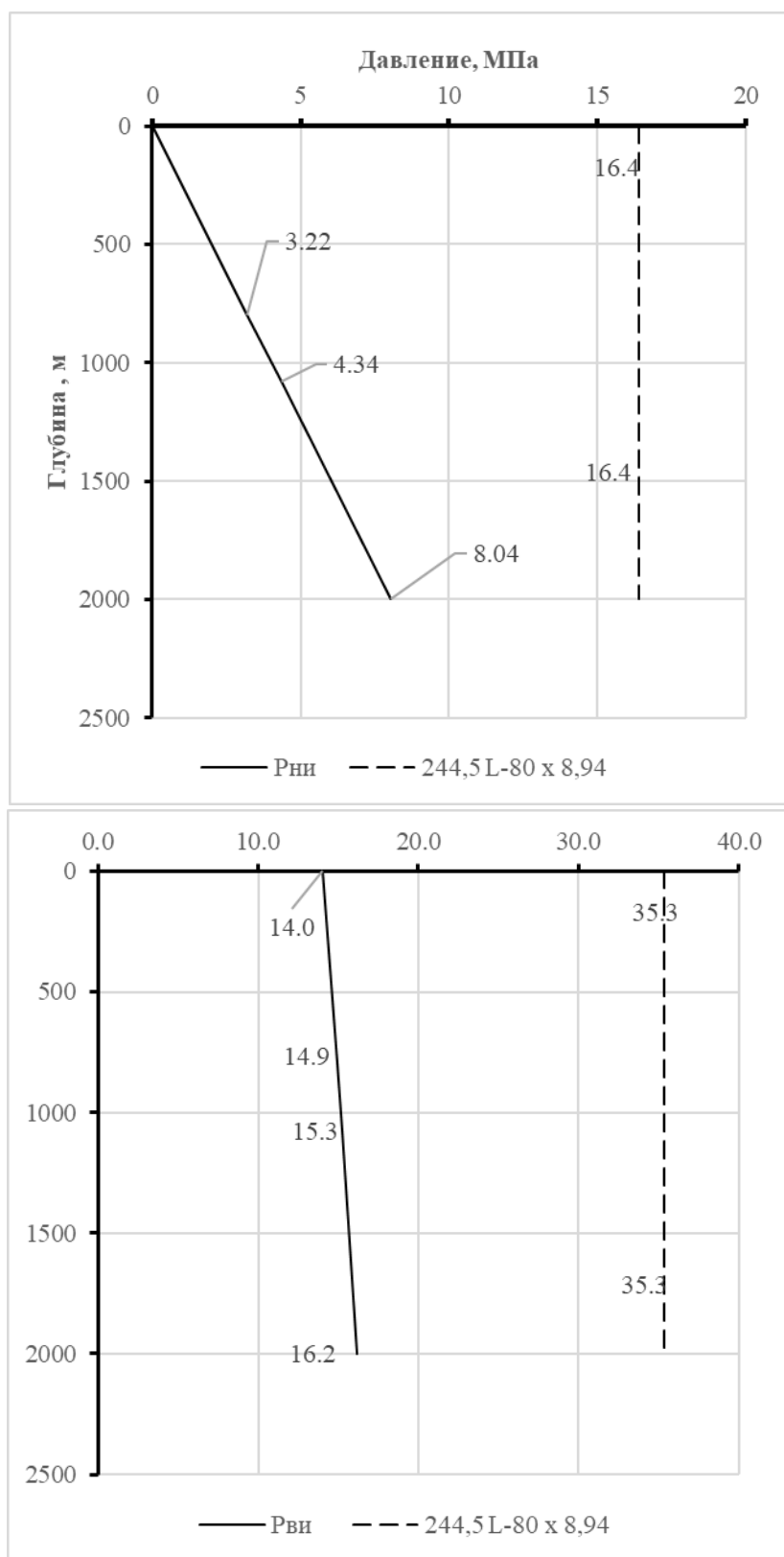


Рисунок 9-3. Распределение избыточных давлений (2 промежуточная колонна)

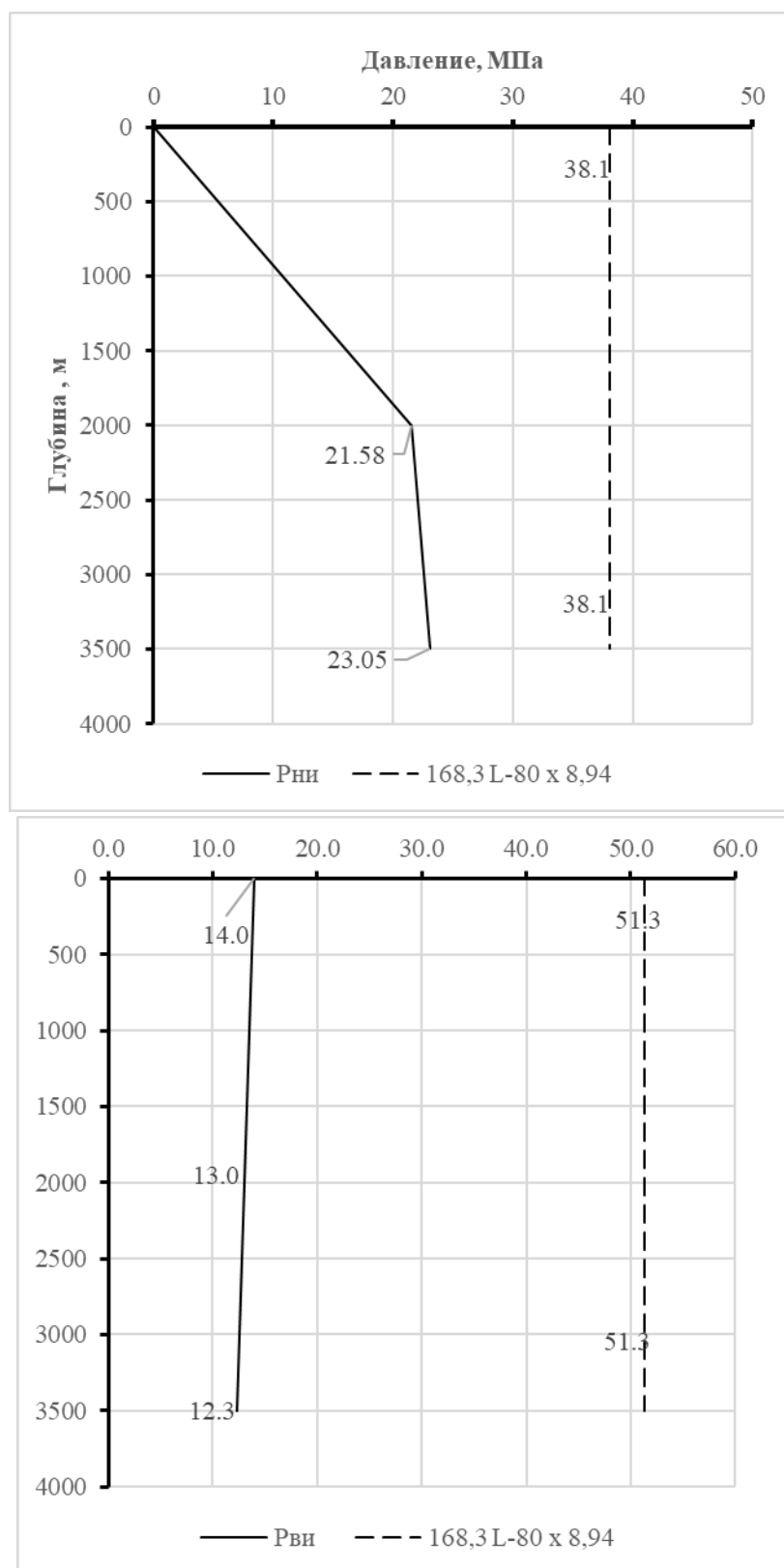


Рисунок 9-4. Распределение избыточных давлений (эксплуатационная колонна)

Таблица 9.3. Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб

Характеристики обсадных труб					Рекомендуется к использованию: ДА, НЕТ
Наружный диаметр, мм (см. табл. 5.3, гр. 5)	производство: отечественное, импортное	условный код типа соединения (см. табл. 5.3, гр. 11 и табл. 17.2, гр. 4)	марка (группа прочности) труб	толщина стенки, мм	
1	2	3	4	5	6
426,0	ГОСТ 632-80	ОТТМ	Д	10	да
323,9	ГОСТ 632-80	ОТТМ	Д	9,5	да
244,5	5СТ АНИ	ОТТМ	L-80	8,94	да
168,3	5СТ АНИ	ОТТМ	L-80	8,94	да

Таблица 9.4. Параметры обсадных труб

Номер колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 1)	Интервал установки равнопрочной секций, м		Длина секций, м	Масса секции, т	Нарастающая масса, т	Характеристика обсадной трубы				Коэффициенты запаса прочности при		
						номинальный наружный диаметр, мм	код типа соединения (см. табл. 16.2 гр. 2, 4)	марка (группа прочности) материала труб	толщина стенки, мм	избыточности давления		растяжении
	от (верх)	до (низ)								наружном	внутреннем	
1	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	0	200	200	20,88	20,88	426	ОТТМ	Д	10	1,93	2,30	17,2
2	0	800	800	59,68	59,68	323,9	ОТТМ	Д	9,5	1,756	3,22	4,7
3	0	2000	2000	118,4	118,4	244,5	ОТТМ	L-80	8,94	1,541	1,50	2,1
4	5000	3500	250	126,00	126,00	168,3	ОТТМ	L-80	8,94	1,49	3,64	1,46

Таблица 9.5 Суммарная масса обсадных труб

Характеристика трубы		Масса труб с заданной характеристикой, т		
код типа соединения	условное обозначение трубы по ГОСТ 632-80; условное обозначение муфты по ГОСТ 632-80	теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным запасом
1	2	3	4	5
ОТТМ	426(Д)-10	20,88	21,92	23,02
ОТТМ	323,9(Д)-9,5	59,68	62,66	65,80
ОТТМ	244.5(L-80)-8.94	118,40	124,32	130,54
ОТТМ	168.3(L-80)-8.94	126,00	132,30	138,92

Таблица 9.6. Технологическая оснастка обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Элементы технологической оснастки колонны			Суммарные на колонну
		наименование, шифр, типоразмер	интервал установки по стволу, м		количество, шт
			от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6
1	Кондуктор Ø 426,0 мм	426,0 мм направляющий башмак	0	200	1
		Обратный клапан тип ЦКОД. 1-426,0		180	1
2	1 Промежуточная колонна Ø 323,9 мм	323,9 мм направляющий башмак		800	1
		Обратный клапан тип ЦКОД. 1-323,9		780	1
		323,9 мм центраторы 339/394-1	0	800	5
3	2 Промежуточная колонна Ø 244,5 мм	245 мм направляющий башмак тип БКМ-245		2000	1
		Обратный клапан -245		1980	1
		245мм центраторы 245/331**	0	2000	10
		Муфта ступенчатого цементирования тип МСЦ-245		800	1
4	Эксплуатационная колонна	168,3 мм направляющий башмак		3500	1
		Обратный клапан 168,3		3500	2
		168 мм центраторы** 168/216-245-1	2000	3500	20
		168 мм скребки*** тип СК-168/214	2000	3500	20
		168 мм турбулизаторы**** 168/212-216	2000	3500	20
		Муфта ступенчатого цементирования тип МСЦ-168		2000	1

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 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.

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	Промежуточные промывки		
			шифр или название	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т. д. на изготовление	от (верх)	до (низ)			глубина, м	продолжительность, мин	расход, л/с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Кондуктор Ø 426 мм	Спайдер-элеватор	P-2МВП	ТУ 38-101708-78	0	200	0,4-0,3	200	150	1цикл	45
2	1 Промежуточная Ø 323,9 мм	Спайдер-элеватор	P-2МВП	ТУ 38-101708-78	0	800	0,4-0,3	800	200	1цикл	45
									800	1цикл	45
3	2 Промежуточная Ø 244,5мм	Спайдер-элеватор	P-2МВП	ТУ 38-101708-78	0	800	0,7-0,5	2000	800	1 цикл	35
					800	2000	0,4-0,3		100	1 цикл	35
									1100	1 цикл	35
									2000	1 цикл	35
4	Эксплуатационная колонна	Спайдер-элеватор	P-2МВП	ТУ 38-101708-78	0	200	0,7-0,5	3500	2000	1 цикл	25
					2000	3500	0,4-0,3		2500	1 цикл	25
									3000	1 цикл	25
									3400	1 цикл	25

Примечание: глубина промежуточных промывок корректируется по результатам бурения интервалов и геофизических исследований

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	
		обсадной колонны	цементного кольца	обсадной колонны	цементного кольца
1	2	3	4	5	6
1	Кондуктор Ø 426 мм	1,18		6,5	
2	1 Промежуточная Ø 323,9 мм	1,21		7,5	
3	2 Промежуточная Ø 244,5 мм	1,16	1,16	14	4,0
4	Эксплуатационная колонна	1,01		14	-

9.2. Цементирование обсадных колонн

Таблица 9.9. Общие сведения о цементировании обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны (см. табл. 5.2, гр. 2)	Способ цементирования (прямой, ступенчатый, обратный)	Данные по раздельно спускаемой части колонны			Данные о каждой ступени цементирования				
			интервал установки, м		глубина установки муфты для ступенчатого цементирования, м	номер ступени цементирования	высота цементного стакана, м	название порции тампонажного раствора	интервал глубины цементирования, м	
			от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)
1	2	3	5	6	7	8	9	10	11	12
1	кондуктор	прямой	0	200			20	1	0	200
2	1 промежуточная	прямой	0	400			20	1	0	400
			400	800				2	400	800
3	2 промежуточная	ступенчатый	0	2000	1000	1	20	1	1000	2000
						2		2	0	1000
4	Эксплуатационная колонна	ступенчатый	0	3500	1900	1	20	1	1900	3500
						2		2	0	1900

Примечание:

- интервалы установки муфты для ступенчатого цементирования выбираются по результатам бурения интервала бурения и ГИС. Будут уточнены в программе по цементированию
- устройства ступенчатого цементирования должны располагаться:
 - в обсаженном стволе скважины предыдущей колонной выше башмака ее не менее, чем на 50 метров;
 - в необсаженной части скважины - в интервале устойчивых пород с диаметром ствола, близким к номинальному, ниже верхней границы интервала не менее 30-50 метров и выше нижней границы не менее 50-75 метров.

Таблица 9.10. Характеристика жидкостей для цементированния

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Номер ступени (снизу-вверх)	Характеристика жидкости (раствора)				
				тип или название	объем порции, м ³	плотность, г/см ³	время начала схватывания, мин	Время ОЗЦ, ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Кондуктор	1	1	Буфер	2	1,02		24
				Тампонажный	20	1,18	240	
				Продавочная жидкость	25	1,85		
2	1 Промежуточная колонна	1	1	Буфер	5	1,02		24
				Тампонажный -1	24	1,55		
				Тампонажный -2	28	1,85	240	
				Продавочная жидкость	57	1,2		
3	2 Промежуточная колонна	1	1	Буфер	5	1,02		24
				Тампонажный -1	36	1,85	240	
				Продавочная жидкость	80	1,16		
			2	Буфер	5	1,02		24
				Тампонажный -2	28	1,85	240	
				Продавочная жидкость	40	1,16		
4	Эксплуатационная колонна	1	1	Буфер	5	1,02		24
				Тампонажный -1	32	1,85	240	
				Продавочная жидкость	62	1,12		
			2	Буфер	5	1,02		24
				Тампонажный -1	35	1,85	240	
				Продавочная жидкость	34	1,12		

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

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	1000
			Тампонажный	ПЦТ II-50	1230
				Вода	600
2	1 Промежуточная	1	буфер	Вода	1000
				Буферная композиция	1-5
			Тампонажный	ПЦТ III-Об (4-6)-50	889
				Стабилизатор	0,3-0,6 % к массе сухого цемента
			Тампонажный	Вода	600
				ПЦТ II-100	1230
				Стабилизатор	0,3-0,6 % к массе сухого цемента
				Вода	600
3	2 Промежуточная	1	буфер	Вода	1000
				Буферная композиция	1-5
			Тампонажный	ПЦТ II-100	1230
				Стабилизатор	0,3-0,6 % к массе сухого цемента
		2	буфер	Вода	600
				Вода	1000
			Тампонажный	Буферная композиция	1-5
				ПЦТ II-100	1230
				Стабилизатор	0,3-0,6 % к массе сухого цемента
				Вода	600
4	Эксплуатационная	1	буфер	Вода	1000
				Буферная композиция	1-5
			Тампонажный	ПЦТ II-150	1230
				Стабилизатор	0,3-0,6 % к массе сухого цемента
		2	буфер	Вода	600
				Вода	1000
			Тампонажный	Буферная композиция	1-5
				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 (будут уточнены в программе по цементированию); применять добавки для улучшения сцепления цемента с породой и стенками обсадной колонны по согласованию с недропользователем/ При креплении эксплуатационной обсадной колонны возможно использование цемента марки ПЦТ-I-G-CC-1, ГОСТ 1581-96 (API Class G)

Таблица 9.12. Технологические операции при цементировании и режим работы цементиловочных 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) м³/мин	давление на устье скважины в конце цементирования МПа	объем порции в данном режиме м³	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	3,1	2	2	2
		приготовление и закачка	Тампонажная		1,3		20	15	17
		продавка	Буровой раствор		1,1		23	21	38
		продавка	Буровой раствор		0,5		2	4	42
2	1	закачка	Буфер	Двухнасосный цементировочный агрегат	1	6,3	5	5	5
		приготовление и закачка	Тампонажная 1		1,3		24	18	23
		приготовление и закачка	Тампонажная 2		1,3		28	22	45
		продавка	Буровой раствор		1,1		55	50	73
		продавка			0,5		2	4	77
3	1	закачка	Буфер	Двухнасосный цементировочный агрегат	1	9,6	5	5	5
		приготовление и закачка	Тампонажная		1,3		36	28	33
		продавка	Буровой раствор		1,1		78	71	104
		продавка	Буровой раствор		0,5		2	4	108
	2	закачка	Буфер	Двухнасосный цементировочный агрегат	1	9,3	5	5	5
		приготовление и закачка	Тампонажная		1,3		28	22	27
		продавка	Буровой раствор		1,1		38	35	61
		продавка	Буровой раствор		0,5		2	4	65
4	1	закачка	Буфер	Двухнасосный цементировочный агрегат	1	15,3	5	5	5
		приготовление и закачка	Тампонажная		1,3		32	25	30
		продавка	Буровой раствор		1,1		60	55	84
		продавка	Буровой раствор		0,5		2	4	88
	2	закачка	Буфер	Двухнасосный цементировочный агрегат	1	16,2	5	5	5
		приготовление и закачка	Тампонажная		1,3		35	27	32
		продавка	Буровой раствор		1,1		32	29	61
		продавка	Буровой раствор		0,5		2	4	65

Примечание: режимы цементирования будут корректироваться в программе цементирования в соответствии с уточненными данными и фактической спецификации тампонажной техники

Таблица 9.13. Схема обвязки и потребность в цементиловочных агрегатах

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	200	Двухнасосный цементиловочный агрегат	1	2×250
2	0	800	Двухнасосный цементиловочный агрегат	1	2×250
3	0	2000	Двухнасосный цементиловочный агрегат	2	2×250
4	0	3500	Двухнасосный цементиловочный агрегат	2	2×250

Примечание: возможно использование других типов цементиловочной техники с системой 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 сква- жину
			Номера колонн								
			кондуктор	2		3		4			
				1 промежуточная		2 промежуточная		Эксплуатационная			
				1 порция	2 порция	1 ступень	2 ступень	1 ступень	2 ступень		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
1	ПЦТ II-100	м³	24600		29520	44280	34440		43050	175890	
2	ПЦТ III-О6 (4-6)-50	м³		21336						21336	
3	ПЦТ II-150	м³						39360		39360	
4	Стабилизатор	кг	0	85	118	177	138	157	172	848	
5	Вода	м³	14	19	14	27	22	24	26	146	
6	Буферная композиция	кг	2	25		25	25	25	25	127	

Примечание:

Рекомендуется иметь 10-30% запас материалов сверх расчетного, на случай непредвиденных обстоятельств будут уточнены в программе по цементированию.

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, МРТУ, ТУ, МУ и т.д. на изготовление	Допустимое рабочее давление, МПа
номер в порядке спуска	название		после установки	перед вскрытием напорного горизонта			
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Кондуктор	ОП 35-426/80х21	6,5		плащечный превентор ППГ2-426х21	ГОСТ 13862-2003	21
2	1 Промежуточная	ОП 45-350/80х35	7,5		Кольцевой превентор ПУГ-350-35; плащечный превентор ППГ2-350х35	ГОСТ 13862-2003	35
3	2 Промежуточная	ОП 66-280/80х35	35	4	Кольцевой превентор ПУГ-280-35; плащечный превентор ППГ2-280х35 превентор со срезающими плашками	ГОСТ 13862-2003	35
4	Эксплуатационная колонна		35		ОКК3-35-168 х 244,5 х 323,9 х 426 КЗ АФК3 65/80х35КЗ	ГОСТ 13846-2003	35

Примечание: монтаж колонной головки осуществляется без применения сварных соединений в соответствии с рекомендациями (техническими условиями) завода – изготовителя.

10 . ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИНЫ

Опробование скважин проводится по типовым или индивидуальным планам с целью определения гидродинамических характеристик пластов, оптимального режима эксплуатации.

Комплекс работ по опробованию или освоению скважин должен обеспечивать:

- 1) максимальную очистку призабойных зон пласта от промывочной жидкости;
- 2) сохранение скелета пласта в призабойной зоне;
- 3) предупреждение прорыва подошвенной воды и газа из газовой шапки;
- 4) термогидродинамические исследования по определению количественной и качественной характеристик пласта и его геофизических параметров;
- 5) предотвращение неконтролируемых газоводонефтепроявлений и открытых фонтанов;
- 6) предотвращение деформации эксплуатационной колонны;
- 7) охрану недр и окружающей среды.

В процессе опробования осуществляется комплекс термобарических и гидродинамических исследований, проводится отбор и исследование проб пластовой жидкости, определяется обводненность продукции.

Комплекс исследований должен предусматривать определение полного перечня параметров, в том числе, - давления насыщения, газосодержания, объемного коэффициента, вязкости, плотности пластовых флюидов, составов выделившегося газа и дегазированной нефти, построение зависимости основных параметров пластовой нефти от давления (дифференциальное или ступенчатое разгазирование).

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

Номер объекта испытания (см. табл. 10.1)	Количество одновре- менно испытываемых объектов	Характеристика КИИ					Количество отбирае- мых проб, шт.	Режим работы пакера		Режим испытания объ- екта			Длина зумпфа, м	Диаметр для бурения под зумпф, мм	Хвостовик	
		тип испы- тателя пла- стов	количество, шт.		шифр пакера	тип пробоотбор- ника		осевая нагрузка, тс	депрессия, переда- ваемая на пласт, кгс/см ²	диаметр, мм	количество цик- лов исследования	время ожидания притока, ч			диаметр, мм	длина, м
			испытателей пластов	пакеров												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Характеристика КИИ и технологические режимы работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах определяются в соответствии с программой испытания, согласо- ванной с недропользователем																

Таблица 10.3. Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле

Номер объекта	Интервал залегания объекта, м		Тип опробователя	Испытание объекта			Источник норм времени
	от (верх)	до (низ)		количество отбираемых проб, шт.	продолжительность работы, сут	количество выездов отряда, шт.	
1	2	3	4	5	6	7	8
Продолжительность испытания определяется в соответствии с программой испытания пластов, согласованной с недропользователем							

10.2. Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне

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

Номер лифтовой колонны НКТ	Номер сек- ции труб в лифтовой колонне (снизу- вверх)	Интервал уста- новки секции, м		Характеристика трубы					Длина секции, м	Масса секции, т			Коэффициент запаса прочности		
		от (верх)	до (низ)	номинальный наружный диаметр, мм	тип	марка (группа прочности) стали	толщина стенки, мм	теоретическая масса 1 м, кг		теоретическая	с учетом		на растяжение	на избыточное давление	
											плюсового допуска	запаса при спуске при наличии в скважине сероводорода		наружное	внутреннее
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1	0	3500	73.02	НКТ	L-80	7.01	11.82	3500	41,4	4,5		1,9	>1,15	>1,32

Примечание:

1. По усмотрению Недропользователя, колонны насосно – компрессорных труб (НКТ) могут быть заменены на трубы более прочными характеристиками. Будут уточнены в программе по освоению;

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

№ скважины	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	10
Salkyn-1	1	3390	3440	тампонажный	1,5	1,85	Цемент G	3,15	1295
							Вода	1,0	0,7
	2	3260	3310	тампонажный	1,5	1,85	Цемент G	3,15	1295
							Вода	1,0	0,7
	3	3150	3200	тампонажный	1,5	1,85	Цемент G	3,15	1295
							Вода	1,0	0,7
	4	3060	3110	тампонажный	1,5	1,85	Цемент G	3,15	1295
							Вода	1,0	0,7
	5	2810	2860	тампонажный	1,5	1,85	Цемент G	3,15	1295
							Вода	1,0	0,7

Примечание: *возможна установка взрыв-пакер

Таблица 10.6. Потребное количество материалов для установки цементных мостов

№ скважины	Номер объекта	Название или шифр	Единица измерения	Потребное количество
1	2	3	4	5
Salkyn-1	1	Цемент G	т	1,9
		Вода	м³	1,0
	2	Цемент G	т	1,9
		Вода	м³	1,0
	3	Цемент G	т	1,9
		Вода	м³	1,0
	4	Цемент G	т	1,9
		Вода	м³	1,0
	5	Цемент G	т	1,9
		Вода	м³	1,0

Таблица 10.7. Потребное количество материалов для испытания (освоения) скважины в эксплуатационной колонне

Название или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т.д. на изготовление	Единица измерения	Потребное количество
1	2	3	4
Жидкости для испытания объектов завозятся в готовом виде. Приготовление растворов для испытания на скважине не производится			

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

Название процесса, операции по испытанию (освоению) и интенсификации	Продолжительность процесса (операции) по объектам, сут						всего
	1 объект	2 объект	3 объект	4 объект	5 объект	6 объект	
1	2	3	4	5	6	7	8
Подготовительные работы перед испытанием: шаблонировка эксплуатационной колонны перфорация эксплуатационной колонны интенсификация вызов притока установка цементного моста (ВП)	10	10	10	10	10	10	60
Гидродинамические исследования прямым ходом (замер дебитов) Гидродинамические исследования обратным ходом (замер дебитов)	90	90	90	90	90	90	540

Таблица 10.9. Оработка нефтяных объектов на факел (растворенный газ)

№ скважины	Номер объекта (снизу вверх)	Продолжительность, сут	дебит нефти, м ³ /сут	Газовый фактор, м ³ /м ³	Сжигание газа на объект, тыс. м ³
1	2	3	4	5	6
Salkyn-1	1	90	82.5	56.7	421
	2	90	82.5	56.7	421
	3	90	82.5	56.7	421
	4	90	82.5	56.7	421
	5	90	82.5	56.7	421
	6	90	82.5	56.7	421

Примечание: данные по дебиту нефти и газовому фактору приняты по таблице 4.5.

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:

- периодичность дефектоскопии устанавливается в соответствии с техническими условия (руководством) для применяемого бурового оборудования
- перед отправкой на скважину все бурильные трубы, переводники, УБТ и ведущая труба проходят дефектоскопию на трубной базе бурового Подрядчика.

Категория 1: Категория 1 применима к неглубоким стандартным скважинам в развитых районах. При возникновении неисправностей в буровой колонне, издержки вследствие отказа оборудования несколько 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. 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	
1	2	3	4	5	6
Кондуктор Ø 426 мм	Кондуктор совместно с ПВО	200	ЦА-320М	1	6,5
Промежуточная Ø 323,9 мм	Промежуточная совместно с ПВО	800	ЦА-320М		7,5
Промежуточная Ø 244,5 мм	Промежуточная совместно с ПВО	2000	ЦА-320М	1	14
	Цементное кольцо и горные породы	2003	ЦА-320М	1	4
Эксплуатационная колонна	Эксплуатационная колонна с колонной головкой ОККЗ 35х168х245х323,9х426	3500	ЦА-320М	1	14
	Фонтанной арматурой АФКЗ 65/80х35 КЗ	3500	ЦА-320М	1	14

12 . СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ

ВЫБОР БУРОВОЙ УСТАНОВКИ

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

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 %.

вес наиболее тяжелой бурильной колонны в воздухе

$$Q_{\text{тах_бурильная_колонна}} := 124,3 \text{ т}$$

вес наиболее тяжелой обсадной колонны в воздухе

$$Q_{\text{тах_обсадная_колонна}} := 132,3 \text{ т}$$

допустимая нагрузка по весу бурильной колонны

$$P_{\text{доп_бурильная_колонна}} := Q_{\text{тах_бурильная_колонна}} \cdot 1,4 = 174,02 \text{ т}$$

допустимая нагрузка по весу обсадной колонны

$$P_{\text{доп_обсадная_колонна}} := Q_{\text{тах_обсадная_колонна}} \cdot 1,15 = 152,145 \text{ т}$$

Выбор буровой установки на дизельном или дизельэлектрическом регламентируется ГОСТ 16293-89 (СТ СЭВ 2446-88) «Установки буровые комплектные для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения основные параметры».

Условная глубина бурения принята при массе погонного метра бурильной колонны 30 кг.

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

Помещения буровой установки оборудуются постоянно действующей приточно-вытяжной вентиляцией с автоматическим включением от датчиков сероводорода при достижении ПДК.

В помещениях с периодическим пребыванием обслуживающего персонала устанавливаются газосигнализаторы и вентиляционные установки с ручным включением с наружной стороны помещения.

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.

Буровая установка оснащается оборудованием для сбора, хранения, жидких продуктов в герметичных емкостях с нейтрализацией и ингибированием

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

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

При подготовительных работах обеспечивается гидроизоляционное покрытие буровой площадки и вахтового посёлка в местах установки оборудования во избежание загрязнения почвенно-растительного покрова.

12.1. Подготовительные работы к строительству скважины (скважин)

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. изме- рения	Количе- ство
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 бульдозе- ром	100 м	3
3	Рытье траншей (желобов) для стока отработанной воды из-под вышечно-аг- регатного 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 (15м 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

12.2. Объемы строительных и монтажных работ для строительства скважины (скважин)

Таблица 12.3. Объемы работ по комплекту бурового и силового оборудования

№/№	Наименование оборудование	Ед. изм.	Кол-во
1	2	3	4
1	Вышка буровая	Компл.	1
2	Дизельный двигатель для буровой N = 810 кВт	шт.	3
3	Кронблок	шт.	1
4	Талевый блок	шт.	1
5	Крюкоблок	шт.	1
6	Буровой насос	шт.	2
7	Аппарель (основание) в сборе	Компл.	1
8	Основание под вышку	шт.	1
9	Роторная площадка (подсвечник)	шт.	1
10	Приемный мост	Компл.	1
11	Наклонный мост	шт.	1
12	Стеллажи для укладки бурильных труб	шт.	6
13	Эвакуационный мост	шт.	1
14	Емкости для раствора, общий объем V = 300 м ³	шт.	5
15	Емкость для тех. воды V = 100 м ³	шт.	1
16	Шламонакопитель 40 м ³	шт.	2
17	Доливная ёмкость 20 м ³	шт.	1
18	Вибросито -2 шт.	Компл.	1
19	Песко - Илоотделитель	Компл.	1
20	Центрифуга	Компл.	1
21	Вакуумный дегазатор	шт.	1
22	Энергоблок	Компл.	1
23	Желобная система для раствора	шт.	1
24	Линия манифольда	шт.	3
25	Основной Пульт ПВО	шт.	1
26	Блок дросселирования	шт.	1
27	Блок глушения	шт.	1
28	Линия выкидная	метр	200
29	Паровой котел – ППУ 100гДп	шт.	1
30	Дизельгенератор, 582 кВт	шт.	2
31	Ёмкость для масла 5 м ³	шт.	1
32	Ёмкость для дизтоплива 40 м ³	шт.	1
33	Экологическая емкость ПВО 2 м ³	шт.	2

Таблица 12.4. Объем работ по перечню оборудования, включаемого при освоении

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единицы измерения	Количество
1	2	3	4
1	Газосепаратор с обвязкой трубопроводом	к-т	1
2	Выкидная линия	шт.	2
3	Емкость под раствор $V_{\text{общ}} = 130 \text{ м}^3$	шт.	4
4	Ёмкость ГСМ $V = 20 \text{ м}^3$	шт.	1
5	Ёмкость масло $V = 5 \text{ м}^3$	шт.	1
6	Емкость тех. Воды $V = 40 \text{ м}^3$	шт.	1
7	Ёмкость для флюида $V_{\text{общ}} = 80 \text{ м}^3$	шт.	2
8	Фундамент из ж/б плит	шт.	6
9	Доливная емкость 10 м^3 (раствор)	шт.	1
10	Агрегат УПА-60/80	к-т	1
11	Привод механизмов - Двигатель ЯМЗ	шт.	1
12	Привод насосов Двигатель Caterpillar N =580 кВт	шт.	2
13	Буровой ротор	к-т	1
14	Устройство оттяжек с якорями к мачте	шт.	4
15	Дизель-генератор	к-т	1
16	Прожектор	шт.	4
17	Трапные установки высокого и низкого давлений	шт.	-"-

13 . ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ

Таблица 13.1. Продолжительность строительства скважины

Продолжительность цикла строительства скважины, сут						
всего	в том числе					
	строительно-мон- тажные работы	подготовительные ра- боты к бурению	бурение и креп- ление	испытание		
				всего	подготовительные работы к испыта- нию	в эксплуатационной колонне
1	2	3	4	5	6	7
763	6	2	155	600	60	540

Примечание: По согласованию с стороны недропользователя и проектного института, исходя из условий проводки скважины, можно изменить продолжительность операций по бурению скважины. Будут уточнены в программе бурения.

Таблица 13.2. Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин

Номер обсад- ной колонны	Название колонны	Продолжительность крепления, сут	Интервал бурения, м		Продолжительность бурения, сут		
			от (верх)	до (низ)	забойными двигателями	роторным спо- собом	совмещенным способом
1	2	3	4	5	6	7	8
	Направление	1	0	30		1	
1	Кондуктор	3	30	200		9	
2	1 Промежуточная	3	200	800		30	
3	2 Промежуточная	4	800	2000		40	
4	Эксплуатационная колонна	4	2000	3500		60	
Всего		15	0	3500		140	

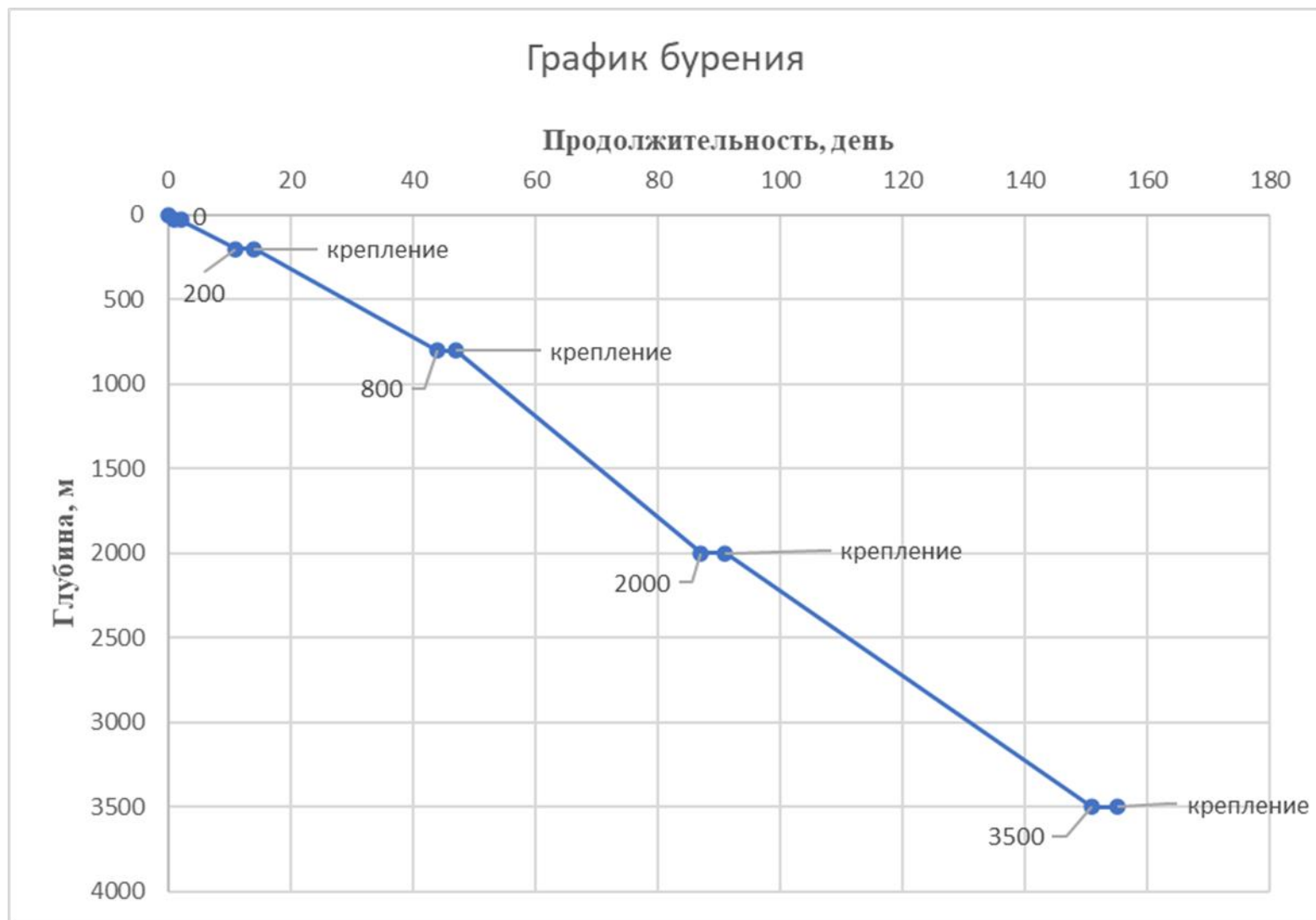


Рисунок 13-1. График бурения скважины

**14 . МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И ДИСПЕТ-
ЧЕРИЗАЦИИ**

Таблица 14.1. Средства механизации и автоматизации

№ п/п	Наименование приспособлений и устройств	Шифр	Технические условия
1	2	3	4
1	Лебедка вспомогательная или безопасная шпилевая катушка с направляющим роликом.	БУ	1 шт.
2	Грузоподъемное устройство (кран, тельфер) с комплектом тарированных грузозахватных приспособлений	Приемный мост	1 к-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	1 шт.
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, исключают вращение ротора при поднятых клиньях ПКР, а также произвольное открывание дверей кожуха лебедки с ее приводом	БУ	по одному комплекту
23	Сигнальное или переговорное устройство между постом бурильщика, люлькой верхового рабочего и насосным отделением	БУ	1 шт.
24	Камера и мониторы: Для слежения работы верхового рабочего Зона рабочих площадкой Зона лебедки Зона буровых насосов	БУ	1 1 1 1
25	Устройство против разбрызгивания бурового раствора при СПО	БУ	1 шт.
26	Устройство для долива скважины при подъеме бурильных свечей (доливная емкость с уравнивателем)	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 съёмник 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	ком- прессор	1 к-т
43	Приспособление против скатывания труб со стеллажей (съёмные упоры и др.)	БУ	1 к-т

Таблица 14.2. Средства контроля

№ п/п	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

№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	ГОСТ, ОСТ, МУ, ТУ, МРТУ и т.д. на изготовление	Количество, шт.
1	2	3	4
1	Радиостанция в режиме диспетчерской связи (спутниковая связь)	ст. АНИ	1
2	Электронная почта, радиостанция и сотовая 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 производиться с учетом фактических условий строительства скважин.

По результатам геофизических исследований, анализу кернового материала, опробованию интервалов залегания продуктивных горизонтов пластоиспытателем на буровых 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 эксплуатационной 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 (цементирующим 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 $\frac{1}{2}$ 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 H , 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/м²;

$град.P$ - 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 и 30; 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:

$$l_3 = l_m - h - \frac{H(\rho_{ц} - \rho_{жс})}{\rho_{жс}} - \frac{qt}{0,785D^2}$$

где:

l_3 - глубина установки заливочных труб, м;

l_m - проектная глубина подошвы моста, м;

h - глубина статического уровня по данным бурения, м;

H - проектная высота цементного моста, м;

$\rho_{ц}, \rho_{жс}$ - соответственно плотности цементного раствора и промывочной жидкости, кг/м³ (наличием буферной жидкости в первом приближении пренебрегаем);

q, t - интенсивность поглощения при продавливании цементного раствора в затрубное пространство, м³/с, и продолжительность продавливания, соответственно.

При наличии избыточного давления ΔP_n начала поглощения после остановки циркуляции.

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

$$H \leq \frac{\Delta P_n}{g(\rho_{ц} - \rho_{жс})}$$

заливочные трубы устанавливаются на глубине $l_3 = l_m$,

где g - ускорение свободного падения, м/с².

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

$$l_3 = l_m - \frac{qt}{0,785D^2}$$

Значения q и ΔP_n определяются по наблюдениям в процессе бурения скважины.

Установка баритовой пробки при ликвидации газонефтеводопроявлений в скважине.

Высота баритовой пробки h_{δ} , закачиваемой перед установкой цементного моста для проведения работ по ликвидации ГНВП, рассчитывается по приближенной формуле:

$$h_{\delta} = \frac{\Delta P_{\varepsilon}}{0,042}$$

где ΔP_{ε} - избыточное давление, МПа, необходимое для уравнивания пластового давления и гидростатического давления столба бурового раствора в скважине.

При $h_{\delta} < 30$ м по (Л.5) принимается $h_{\delta} = 30$ м.

Объемы тампонажного раствора $V_{ц}$, м³, и продавочной жидкости $V_{п}$, м³, для установки цементного моста рассчитываются по уточненным формулам:

$$V_y = 0,785HD^2 + V_3(0,02 + C_1 + C_2 + C_3)$$

$$V_{\Pi} = V_3 - \frac{V_3}{l_3}H - V_3(C_1 + C_3) - V_{\delta_2}$$

где:

V_3 - объем заливочных труб, м³;

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 $C_1 = C_3 = 0$.

$$V_{\delta_2} = V_{\delta_1} \frac{d_1^2}{D^2 - d_2^2}, \text{ м}^3$$

$$V_{\delta_1} = C_4 V_3 + 0,785 C_5 D^2 H$$

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» от 30 декабря 2014 года № 355

Для создания безопасных условий труда при строительстве 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 строительстве 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»

17.2. КЛАССИФИКАЦИЯ ВЗРЫВООПАСНЫХ ЗОН

Согласно п. 443 «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» 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:

- технологических установок, содержащих горючие газы и легко воспламеняющиеся жидкости;
- наземных и подземных резервуаров с легко воспламеняющимися жидкостями или горючими газами;
- эстакад для слива и налива легко воспламеняющихся 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 легко воспламеняющихся 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 легко воспламеняющиеся вещества, вокруг устья скважины, а также вокруг окончания труб, отводящие попутные и другие легко воспламеняющиеся газы;
- пространства внутри открытых и закрытых технологических устройств и емкостей, содержащих нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, нефтяные газы, другие легко воспламеняющиеся вещества;
- закрытые помещения для хранения шлангов для перекачки легко воспламеняющихся 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 легко воспламеняющихся 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 сообщаемой 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 17.1

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

№ п/п	Наименование сооружений и установок	Класс взрыво-опасности	Категория и группа взрыво-опасной смеси	Категория молниезащиты
	Устье бурящейся скважины до обшивки	зона 2	ПА-Т1	2
1	Вибросито	зона 2	ПА-Т1	2
2	Машинно-насосный блок	зона 2	ПА-Т1	2
3	Емкости для дизтоплива	зона 1-2	ПА-Т1	3
4	Емкости для смазочного и отработанного масла	зона 1-2	ПА-Т3	3
5	Емкости для нефти	зона 1-2	ПА-Т3	2
6	Котельная	зона 1	ПА-Т3	2
7	Электростанция	зона 1	ПА-Т3	2

17.3. ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ НА ОБЪЕКТАХ

Общие положения

Наземное оборудование для бурения, испытания, капитального ремонта скважин, отводы противовыбросовых устройств, станции контроля, производственные и жилые помещения, места складирования, подъездные пути, вертолетные площадки располагаются с учетом преобладающего направления ветра для каждого конкретного района.

Территория, отводимая под установку, освобождается от наземных и подземных трубопроводов, кабелей, очищается от деревьев, кустарника, травы.

Для передвижения транспорта и пожарной техники вокруг наземных сооружений, предусматривается площадка шириной 10-12 м.

При планировке территории предусматривается отвод жидкости от устья и наземных сооружений в специальные амбары (ловушки).

Укрытие сооружений выполняется из негорючих материалов. В других случаях конструкция обрабатывается огнезащитным составом.

Топливные емкости и установки размещаются не ближе 20 м от наземных помещений, оборудования, трубопроводов. Топливные установки оборудуются насосами, емкости уровнемерами, предупреждающими и запрещающими надписями (знаками). В местах установки устраивается подъездной путь и обвалование из расчета объема хранения горюче-смазочных материалов.

Не допускается фланцевых и разъемных соединений в трубопроводах взрывопожароопасных технологических систем, кроме мест установки арматуры или подсоединения аппаратов. Не допускается применять гибкие шланги во взрывоопасных технологических системах.

На всасывающих и нагнетательных линиях насосов и компрессоров, перекачивающих горючие продукты, предусматривается установка запорных, отсекающих и предохранительных устройств.

При обнаружении пропуска, негерметичности, утечки горючесмазочных материалов, нефтепродуктов неисправность немедленно устраняется, место разлива тщательно очищается.

Не допускается хранение горюче-смазочных и легковоспламеняющихся материалов внутри пожаровзрывоопасных сооружений.

Средства пожаротушения размещаются вблизи пожароопасных мест (силовой и насосный блок, топливных установок, электростанция).

Выхлопные линии двигателей внутреннего сгорания выводятся на расстоянии не менее 15 м от устья скважины, 5 м от стены укрытия (основания) и 1,5 м от верхней части крыши (навеса). Не допускается прокладка выхлопных труб под двигателями, основаниями, настилом пола.

В местах прохода выхлопной линии через стены, укрытия, крышу (навес) оставляется зазор не менее трех диаметров трубы. В этом месте устанавливается теплоизолирующая прокладка и негорючая разделка.

Выхлопные линии оборудуются искрогасителями.

При низких температурах оборудование и трубопроводы, подверженные замерзанию, утепляются и обеспечиваются подогревом, исключающим применение открытого огня.

Не допускается применение открытого огня и курение в пожароопасных и взрывоопасных помещениях, под основаниями, газоопасных местах, вблизи емкостей для хранения горюче-смазочных материалов, нефтепродуктов, горючих веществ и реагентов.

Для курения оборудуются специально оборудованные места в пожаробезопасной зоне и обозначаются надписями.

Не допускается ведение газоопасных, огневых и сварочных работ при наличии загазованности, загрязнении горюче-смазочными материалами, нефтепродуктами.

Силовое, буровое и нефтепромысловое оборудование, укрытия, устье и территория объекта постоянно содержатся в пожаробезопасном состоянии, регулярно защищаются от замазученности, разлива горюче смазочных материалов, нефтепродуктов.

Порядок обеспечения пожарной безопасности при проведении работ по бурению скважин

Техника и технология бурения, крепления, испытания скважин в максимальной степени подлежат исключению неконтролируемого поступления пластового флюида из продуктивных горизонтов.

В случае нефтегазопроявлений и аварийных работ, наземным оборудованием и обвязкой обеспечиваются полная герметичность, отвод флюида на безопасное расстояние от скважин и взрывопожаробезопасность при выполнении технологических операций по ликвидации нефтегазопроявлений, аварий.

При вводе буровой в эксплуатацию комиссия предприятия проверяет взрывопожаробезопасность оборудования, соответствие комплектности противопожарного оборудования и инвентаря, наличие аварийного освещения, пожарного водоема, табеля боевого пожарного расчета, о чем производится запись в акте приемки буровой.

При использовании буровых растворов на углеводородной основе применяются меры по взрывопожаробезопасности, контролю загазованности воздушной среды, которые указываются в инструкции и плане работ. Температура самовоспламенения раствора на углеводородной основе превышает на 500С максимально ожидаемой температуры на устье и в процессе приготовления и обработки раствора.

При обнаружении предельно допустимых концентраций вредных веществ в воздухе рабочей зоны и предельно допустимых взрывобезопасных концентраций необходимо:

- 1) приостановить технологический процесс;
- 2) немедленно информировать руководителя объекта, смены;
- 3) определить причину и зону загазованности;
- 4) использовать средства индивидуальной защиты;
- 5) проверить готовность пожарного инвентаря;
- 6) принять меры (действия) согласно Плану ликвидации аварий и конкретной ситуации.

После окончания бурения, испытания, работ по ликвидации газо-нефте-водопроявлений, открытых фонтанов и аварий очищаются вышки, буровое оборудование, территория от замазученности, излишнего оборудования и материалов. Освобождаются подступы и подъезды к буровой.

Специальная техника, применяемая при цементировке, установке нефтяных и кислотных ванн, исследовательских и аварийных работах используется только при наличии искрогасителей выхлопных труб.

Порядок обеспечения пожарной безопасности при освоении скважин

Работы по освоению и испытанию нефтяных и газовых скважин проводятся в соответствии с проектом на строительство скважины, где в специальных разделах разрабатывается технология, определяются технические средства выполнения работ по испытанию и меры пожаровзрывобезопасности.

Перед началом работ прикладывается план-график подготовительных, основных и заключительных работ, а также план ликвидации возможной аварии.

К плану-графику прикладывается схема размещения и обвязки оборудования, используемого для освоения скважин.

Перед началом работ по освоению скважин ответственное лицо проводит инструктаж с членами бригады по пожарной безопасности и производит соответствующую запись в журнале "Регистрация инструктажа по технике безопасности на рабочем месте".

Все члены бригады принимают участие в работе по освоению скважин в специальной одежде и специальной обуви.

Объекты освоения оборудуются противопожарными устройствами и обеспечиваются противопожарным инвентарем согласно приложению 10 к Правилам.

Прострелочно-взрывные работы в скважинах производятся по разрешению руководителя работ и в присутствии геолога нефтегазодобывающего или бурового предприятия.

Перед прострелочно-взрывными работами противовыбросовое оборудование тщательно проверяется и спрессовывается на давления, указанные в плане работ.

Во время спускоподъемных операций на колонный фланец устанавливается воронка из искробезопасного материала.

При освоении скважины передвижной компрессор устанавливается на расстоянии не менее 25 м от скважины с наветренной стороны.

При промывке скважины нефтью агрегат устанавливается на расстоянии не менее 10 м от устья.

Освоение газовых и газоконденсатных скважин свабированием, а фонтанных скважин тартанием желонкой не допускается.

Свабирование скважины производится при установленном на буферной задвижке фонтанной арматуры герметизирующем устройстве, предотвращающем выброс нефти.

При освоении фонтанной скважины свабированием:

- 1) сгораемые конструкции навеса для защиты работающего у пульта управления агрегатом обрабатываются огнезащитным составом;
- 2) устанавливается направляющая воронка из искробезопасного материала;

При освоении скважин передвижными агрегатами предусматривается возможность присоединения к рабочему манифольду необходимого количества агрегатов как для освоения, так и на случай глушения скважины.

При появлении признаков фонтанирования выполняются действия согласно плану ликвидации аварий и герметизации устья.

При перерывах и остановках в процессе освоения фонтанной скважины центральная задвижка фонтанной арматуры и на крестовине закрывается.

При вызове притока нагнетанием сжатого воздуха или аэрацией жидкости воздухом перерывы в процессе не допускаются.

Таблица 17.2. Первичные средства пожаротушения

№ п/п	Наименование	Количество, шт	Примечания
1	2	3	4
1	Ящики с песком	4	$V=0,5\text{ м}^3$
2	Емкость пожарная	2	$V=50\text{ м}^3$
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	1	$V=1.5\text{ м}^3$
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

17.4. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРОМЫШЛЕННОЙ САНИТАРИИ И ГИГИЕНЕ ТРУДА

Для обеспечения безопасных условий труда при строительстве 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 17.3.

Таблица 17.3. Спецодежда, спецобувь и средства индивидуальной защиты

№ п/п	Наименование	Потребность, комплект	
		Буровая бригада	Бригада испытания
1	Костюм брезентовый или костюм х/б с в/о пропиткой	На каждого члена бригады	
2	Сапоги	На каждого члена бригады	
3	Рукавицы брезентовые	На каждого члена бригады	
4	Костюм зимний	На каждого члена бригады	
5	Каска защитная	На каждого члена бригады	
6	Подшлемник под каску в зимнее время	На каждого члена бригады	
7	Полушубок	На каждого члена бригады	
8	Предохранительный пояс верхового	2	-
9	Пояс монтажный	-	2
10	Монтажные когти и монтажные пояса	2	-
11	Сумка брезентовая для инструмента (работа на высоте)	-	-
12	Противошумы (НИАТ, МИОТ, ХН)		
13	Виброгасящие коврики под ноги (пульта бурильщика, АКБ)	2	-
14	Щиток-маска электросварщика	1	-
15	Очки защитные для газосварщика	-	-
16	Очки открытые (ОЗО)	6	-
17	Очки закрытые (ОЗЗ)	6	-
18	Подставка диэлектрическая с ковриком	6	-
19	Диэлектрические перчатки (резиновые)	2	-
20	Монтерский инструмент	эл/монтер	-
21	Инвентарная спецодежда для работы с кислотами и др.	5	-
22	Респираторы противопылевые «Лепесток»	На каждого члена бригады	
23	Медицинская аптечка	1	1

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 17.4

Таблица 17.4. 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

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 17.5

Таблица 17.5. Нормы освещённости

Рабочие места	Рабочая поверхность, на которой нормируется освещённость	Плоскость формирования освещённости: 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 Освещённость, 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	Барaban	В	X	75	75	-	-	-
Автоматический ключ буровой (АКБ)	Челюсть	В	VIIIA	30	75	-	-	-

Подсвечник	Место установки свеч	Г	X	30	30	-	-	-
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 B	75	75	-	-	-
Воздушный компрессор бурового насоса	Баллон	В	VI	75	150	-	Во время смены викелей	5
Дизельное помещение (аварийная ДЭС), (освещенность снижена на одну ступень шкалы освещенность)	0,8м от пола	Г	VI	75	75	-	-	5

Противовибросовое оборудование. Превентор, штурвал дистанционного управления превентором	Превентор, штурвал	В	VIIА	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,	Г	X	30	30	-	-	-
	Пульт кабины машиниста	В		30	30			
Путь движения геофизического кабеля: От каротажного подъемника до блока - баланса От подвесного ролика до устья скважины	Кабель	Г	XI	10	10	-	-	-
	Кабель	В	X	30	30			
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	-	-	-

Для общего освещения помещений основного производственного назначения (вышечно-лебедочный блок, силовое насосное помещение, циркуляционная система, противовыбросовое оборудование, место зарядки прострелочных и взрывных аппаратов, операторная, склад взрывчатых материалов) следует применять газоразрядные источники света, для подсобных и административных помещений - лампы накаливания или люминесцентные лампы. Допускается для освещения помещений основного производственного назначения применение ламп накаливания. Для освещения производственных площадок, не отапливаемых производственных помещений, проездов следует также применять газоразрядные источники света.

Выбор типа светильников производится с 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 17.5, 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 частоты 30 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.

Средства контроля воздушной среды

На буровых установках датчики устанавливаются у ротора, в начале желобной системы, у выбросит, 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.

Тип газоанализатора выбирает Подрядчик.

Санитарно-бытовые помещения

Вагон-домик с кабинетом мастера и комнатой отдыха, оборудованной устройствами для обогрева 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.

17.5. ПОРЯДОК ДЕЙСТВИЙ ПЕРСОНАЛА И ПРИМЕНЕНИЕ СРЕДСТВ ИНДИВИДУАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ ПРИ НАЛИЧИИ СЕРОВОДОРОДА

При работах в условиях возможного выделения сероводорода ответственным руководителем работ (далее - лицо контроля) ведется учет всего присутствующего персонала.

Перед началом работ ответственное лицо знакомит работников с метеорологическими условиями и направлением выхода из опасной зоны в аварийной ситуации, и своевременно оповещает об изменениях направления ветра.

Работы в условиях возможного выделения и скопления в воздухе рабочей зоны сероводорода должны проводиться не менее чем двумя исполнителями, один из которых страхует другого.

Работу в колодце выполняет бригада в составе не менее трех человек (одного работающего и двух страхующих - дублеров).

При работе в воздушно-дыхательном аппарате на рабочей площадке скважины при возможном выделении сероводорода назначаются страхующие для оказания помощи и эвакуации из опасной зоны и лицо контроля.

Персонал, работающий в СИЗ, обеспечивается двухсторонней телефонной или радиосвязью (с постоянным вызовом) с диспетчером организации, а работающие непосредственно на газоопасном объекте - дополнительной независимой связью с дежурным АСС и транспортным средством для эвакуации. Буровые установки разведочных площадей обеспечиваются независимой связью с АСС.

Персонал обеспечивается индивидуальными приборами по контролю концентрации сероводорода в воздухе рабочей зоны и средствами для оказания первой доврачебной помощи пострадавшим на объекте и в СЗЗ. Каждый работник обеспечивается изолирующим воздушно-дыхательным аппаратом, в том числе эвакуационным аппаратом.

Работы по вскрытию продуктивного пласта, перфорации, вызову притока, гидродинамические исследования, осложнения и опасные операции должны проводиться по ПОР, под руководством ответственного лица.

Контроль газовой среды в рабочей зоне проводится с использованием штатных газоаналитических приборов. Отбор проб сероводородсодержащих сред под открытой струей не допускается.

Работа при аварийных ситуациях в условиях выделения сероводорода выполняется в специальной защитной одежде, обеспечивающей защиту от сероводорода или в изолирующих химических костюмах.

Помещение для хранения специальной одежды должно иметь вентиляцию и состоять из двух смежных комнат: первая - для снятия и хранения специальной одежды, вторая - для хранения изолирующих воздушно-дыхательных аппаратов и хранения личной одежды.

Работы, связанные с возможностью возникновения ОФ (вскрытие продуктивного пласта, перфорация скважины, вызов притока, гидродинамические исследования), должны проводиться под руководством лица контроля.

В ПЛА, кроме технических и технологических операций по реагированию на аварийные ситуации техногенного характера, определяются места сбора и пути эвакуации персонала, подъездные пути, порядок и периодичность контроля воздушной среды, меры безопасности и действия работников при аварийной ситуации, список лиц и организаций, которые извещаются об аварии с указанием номеров телефонов и порядок их оповещения. Схема с указанием расположения возможных источников загазованности, пункты сбора, пути (маршруты), способы и конечные пункты эвакуации при различных метеоусловиях, порядок действий должностных лиц по осуществлению указанных мероприятий.

В целях оперативного реагирования на возможные аварии и обеспечения защиты людей при строительстве и разработке месторождений, утверждается и вводится в действие Регламент совместных действий организаций, осуществляющих строительство, эксплуатацию объектов контрактной территории месторождения, АСС и местных административных органов по реагированию на аварийные ситуации, защите, эвакуации производственного персонала и населения близлежащих населенных пунктов.

В Регламенте совместных действий отражаются:

- 1) перечень предприятий и организаций, участвующих в совместных действиях;
- 2) порядок и технические средства оповещения предприятий, организаций и людей об угрозе возможного загрязнения атмосферы и действиях при аварийных ситуациях;
- 3) места сбора и пути эвакуации персонала, подъездные пути, порядок и периодичность контроля воздушной среды, меры безопасности и действия работников при аварийной ситуации, список лиц и организаций, которые извещаются об аварии с указанием номеров телефонов и порядок их оповещения;
- 4) определение, обозначение и контроль зоны возможного загрязнения атмосферы;
- 5) совместные действия предприятий, АСС и местных административных органов по защите и эвакуации людей при возможных аварийных ситуациях.

При обнаружении сероводорода в воздухе рабочей зоны выше ПДК первичные действия производственного персонала проводятся в строгом соответствии с ПЛА.

После выполнения первоочередных действий по ПЛА дальнейшее руководство по ликвидации аварии проводится оперативным штабом с привлечением АСС.

Привлекаемый к работам на газоопасных объектах персонал подрядных организаций проходит обучение и проверку знаний в объеме, установленном для персонала организации, с учетом места и вида работ, и использует индивидуальные газосигнализаторы, СИЗ, СИЗ ОД, СКЗ.

Количество и типы СИЗ, СИЗ ОД, СКЗ, газосигнализаторов на каждом объекте определяются в соответствии с ПЛА с учетом специфики работ и норм обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами защиты.

СКЗ и СИЗ работников строительных и других организаций, находящихся в пределах СЗЗ и порядок обеспечения в опасной ситуации определяются регламентом совместных действий.

Изолирующие дыхательные аппараты применяются обслуживающим персоналом при выполнении операций, предусмотренных технологией производства газоопасных работ в условиях возможного выделения сероводорода, выполнения первоочередных действий при возникновении аварийной ситуации, в соответствии с ПЛА.

На объекте производственный персонал обеспечивается индивидуальным воздушно-дыхательным аппаратом. Сроки испытания и проверки исправности оформляются в паспорте воздушно-дыхательного аппарата.

Поверка газоаналитических средств выполняется в аттестованной лаборатории по утвержденному графику.

На объекте необходимо иметь техническую документацию изготовителя по проверке, эксплуатации и хранению СИЗ, СИЗ ОД, СКЗ, газосигнализаторов. На газоопасном

объекте должен находиться резервный запас газозащитных средств, количество и типы определяются с учетом численности производственного персонала, удаленности объекта, специфики выполняемых работ.

18 . МЕРОПРИЯТИЯ ПО БЕЗОПАСНОСТИ ВЕДЕНИЯ РАБОТ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН

18.1. Общие положения

Строительство скважины может быть начато только при наличии утвержденного проекта, разработанного согласно «Правилам обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», законодательных актов и нормативных документов.

Согласно «Правилам обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» буровое предприятие совместно с проектными организациями должно разрабатывать меры по предупреждению аварий и осложнений при строительстве скважин.

Проект учитывает требования «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», 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. Ведение работ при разведке и разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений с высоким содержанием сероводорода

Технологическое оборудование (сепарационное и насосное оборудование, емкости) должно быть оснащено приборами контроля, регулирования процессов, а также системой блокировок, устройствами для отбора проб, штуцерами для ввода ингибиторов коррозии.

Манифольд противовыбросового оборудования, бурильные трубы, лифтовые трубы, трубопроводы, находившиеся ранее в контакте с сероводородом, перед их повторным использованием должны быть очищены от всяких отложений продуктов коррозии, подвергнуты дефектоскопии, опрессованы.

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

- 1) установка станции ГТИ при бурении и обнаружения признаков ГНВП, сероводорода;
- 2) обозначение опасной зоны и установке знаков безопасности на территории объекта, прилегающих дорогах, маршрутах передвижения, на опасных участках коммуникаций и пониженных местах рельефа местности, в охранной и СЗЗ;
- 3) проверка исправности приборов, контроля за содержанием сероводорода в воздухе рабочей зоны, наличие и готовность СИЗ, СИЗ ОД, СКЗ, средств для наблюдения метеорологических условий и подачи аварийной звуковой и световой сигнализации;
- 4) обработка рабочего и запасного объема промывочной жидкости нейтрализатором, ингибитором;
- 5) проверка состояния устья, ПВО с трубными и срезающими плашками в режиме оперативной готовности;
- 6) проверка наличия на буровой запаса материалов и химических реагентов, нейтрализующих сероводород, для обработки промывочной жидкости в количестве не менее двух объемов скважины;
- 7) проверка наличия цементируемых агрегатов в постоянной готовности;
- 8) обеспечение на объекте транспорта для эвакуации;
- 9) определение маршрутов сбора и выхода работников из опасной зоны при аварийных ситуациях с учетом направления ветра;

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

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

ПВО соединяется трубопроводами для отвода флюида, направленными в противоположные стороны, длиной не менее 100 метров с факельной установкой и дистанционным управлением.

Факельная установка должна иметь гарантию изготовителя на период эксплуатации скважины.

В случае выхода из скважины газированного раствора, содержащего сероводород, необходимо герметизировать скважину превентором и осуществлять циркуляцию через штуцерные линии с дегазацией бурового раствора в сепараторе и в вакуумном дегазаторе с отводом газа на сжигание.

В манифольдную (дроссельную) линию противовыбросового оборудования должна быть включена трапо-факельная установка.

Таким образом существует два способа нейтрализации сероводорода:

- использование закрытой системы циркуляции бурового раствора с последующей нейтрализацией сероводорода или его отделение с дальнейшим сжиганием в трапно- факельной установке;
- химическое связывание путем добавки в буровой раствор реагентов-нейтрализаторов.

Перед извлечением керна из кернаприемника с приемного моста персонал, не связанный с этой работой, должен быть удален.

Персонал, выполняющий работы по извлечению и обработке керна, должен быть в изолирующих противогазах и резиновых перчатках.

Образцы керна должны быть уложены в специальные герметичные контейнеры, изготовленные из сероводородстойких материалов.

18.3. 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 органа 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 ежедневно 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 проводится 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 осуществляться 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.

18.4. 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 буровой 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 цементируемых 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 цементируемого агрегата не менее 5-10 метров;
- 3) между цементируемым агрегатом и цементно-смесительной машиной не менее 1,5 метра.

Цементируемая 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 цементируемого агрегата до цементируемой 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 цементируемой головке.

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

18.5. 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 (дрессели) 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.

18.6. Испытание, гидродинамические исследования и освоение скважин

Испытание и освоение скважины должны проводиться 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 цементировки 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 потоков 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 цементируемых 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 строительство 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).

Для раннего обнаружения ГНВП должен осуществляться 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;
- б) изменение нагрузки при бурении скважины.

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 строительстве скважин должна соответствовать проекту на строительство скважины.

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 оборудование 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 пульта.

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/см² 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.

20 . СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ПРИНЯТИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ И СТРОИТЕЛЬСТВЕ 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 от «09» марта 2023 года №97
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 от 30 декабря 2014 года № 355
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	Методические указания по креплению нефтяных и газовых скважин СТ РК 1746-2008
12	Инструкция по безопасности производства работ при восстановлении бездействующих нефтегазовых скважин методом строительства дополнительного наклонно-направленного или горизонтального ствола скважины. РД 08-625-03
13	РД 39-013-90. Инструкция по эксплуатации бурильных труб. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1990.
14	Правила пожарной безопасности от 21 февраля 2022 года № 55
15	Трубы нефтяного сортамента 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 (ISO 11961:2008)
18	Трубы стальные, применяемые в качестве обсадных или насосно-компрессорных труб для скважин в нефтяной и газовой промышленности ГОСТ Р 53366 – 2009 (ISO 11960:2004)
19	Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин под редакцией Булатова. М.: Недра, 1981
20	Спутник буровика. Справочник К. Иогансен. М.: Недра, 1986
21	Оборудование противовибросовое. 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

№№ п/п	Фамилия и инициалы, название, издательство, город, год издания
1	2
26	Правила выдачи разрешений на сжигание сырого газа в факелах. Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 25 апреля 2018 года № 140
27	Кодекс Республики Казахстан "О НЕДРАХ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИИ"
28	Закон Республики Казахстан «О гражданской защите»

21 . СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ

Принимаем объём потребления воды котельной установкой - 3 м³/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:

$$3 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \cdot 158 \text{ сут} \cdot \frac{158 \text{ сут}}{365 \text{ сут}} = 201 \text{ м}^3$$

22 . СВЕДЕНИЯ О РАСХОДЕ ГСМ

Таблица 22.1. Потребность в ГСМ

Объект	Наименование и марка	Салкын, 3500м	
		кг/ч	т/год
Вахтовый поселок	Дизель ВП, 100кВт	12,49	2,39808
Буровая площадка (станки типа ZJ-70)	Дизельный двигатель PZ12V190PZL, 810 кВт	148,50	552,42
	Дизельный двигатель PZ12V190PZL, 810 кВт	148,50	552,42
	Дизельный двигатель PZ12V190PZL, 810 кВт	148,50	552,42
	Дизельгенератор CAT3412, 582 кВт	98,20	365,304
	Дизельгенератор CAT3412, 582 кВт	98,20	365,304
	Паровой котел - ППУ, 100 кВт	12,49	46,4628
	Дизель сварочного агрегата Д-144, 44кВт	4,50	16,74
	ЦА-320М, 177 кВт	22,34	83,1048
	СМН-20, 133 кВт	18,75	69,75
Испытательная площадка (540 суток)	Дизельный двигатель УПА 60/80, 177 кВт	22,34	289,5264
	Дизельгенератор CAT3406, 343 кВт	55,20	715,392
	Дизельгенератор АД-200С-Т400 (освещения), 80 кВт	8,90	115,344
	ЦА-320М, 177 кВт	22,34	289,5264
При интенсификации притока (СКО)	Двухнасосный цементировочный агрегат 250кВт, 2 ед. (1 резерв)	47,20	13,59
	Кислотный агрегат АН-400, 400кВт	68,20	19,64
При гидроразрыве пласта (ГРП)	Насосный агрегат КТГJ70-12 - ГРП, 354кВт	45,80	13,19
	Установка смесительная МС-600 - ГРП, 600кВт	75,20	21,66

23 ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1. Техническое задание

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ
ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО
ПОИСКОВОЙ СКВАЖИНЫ SALKYN-1 ГЛУБИНОЙ 3500 М НА КОНТРАКТНОЙ
ТЕРРИТОРИИ ТОО «Bolashak Operating»

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.	SALKYN-1
2	Площадь или специально присвоенное название площадке для бурения (строительства) скважины.	контрактная территория Болашак
3	Основание для проектирования	Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Болашак расположенного в Мангистауской области Республики Казахстан
4	Республика, область, район бурения (строительства) скважины	Республики Казахстан, Мангистауская область
5	Назначение скважины и цель бурения.	Поисковая скважина. Поиск залежей нефти и газа в отложениях нижнего мела и юры
6	Проектный горизонт.	отложения нижней юры (J ₁)
7	Глубина скважины по вертикали и стволу, отклонение от вертикали при наклонно-направленном, горизонтальном бурении	Проектная глубина: по вертикали 3500 м
8	Профиль ствола	вертикальный
9	Геолого-техническая информация	Базовый проектный документ – Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Болашак расположенного в Мангистауской области Республики Казахстан
10	Метод бурения	Роторный, ВЗД, РУС
11	Тип привода	дизельэлектрический
12	Тип буровой установки	6 класс по ГОСТ 16293-89 (СТ СЭВ 2446-88)
13	Тип установки для освоения	Мобильная (УПА 60/80)
14	Конструкция скважины. Уточняется в процессе проектирования	Кондуктор Ø 426 мм (0 - 200 м) 1 промежуточная колонна Ø 323,9 мм (0 - 800 м) 2 промежуточная колонна Ø 244,5 мм (0 - 2000 м) Эксплуатационная колонна Ø 168,3 мм (0 – 3500)
15	Цементирование обсадных колонн	До устья

16	Длительность бурения (строительства) скважины	Подготовительные работы: 2 дня; Сборка и монтаж буровой установки и секций: 6 дней; Длительность бурения и крепления скважины: 155 дня; Испытание объектов: 600 дней, в том числе подготовительные работы к испытанию – 60 дней испытание объектов на режимах – 540 дней
17	Компонентный состав пластового флюида	Базовый проектный документ – Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Болашак расположенного в Мангистауской области Республики Казахстан
18	Состав противовыбросового оборудования, колонная головка, фонтанная арматура	колонная головка – ОККЗ – 70-168х245х323,9х426 ОТТМ фонтанная арматура – АФКЗ-80/65х35КЗ
19	Содержание сероводорода в пластовом флюиде месторождения	2,8%

Генеральный директор

ТОО «Bolashak Operating»



Қ. Құлмағанбет

ПРОТОКОЛ
заседания геолого-технического совета
ТОО «Geoscience Consulting»

Место проведения заседания:
г. Астана

Дата проведения заседания:
«___» _____ 2025 г.

Присутствовали:

Члены ГТС ТОО «Geoscience Consulting»:

1. Ебрашева А. Е. – директор, председатель НТС;
2. Касымова К.М. – руководитель проекта;
3. Асеев Г.В. – ведущий инженер-буровик;
4. Исмуханова Г.Дж. - ведущий геолог.

ПОВЕСТКА ДНЯ:

Рассмотрение *«Индивидуального технического проекта на строительство поисковой скважины Salkyn-1 глубиной 3500 м на контрактной территории ТОО «Bolashak Operating»*

Слушали: Асеева Г.В.

Недропользователем проекта Болашак является ТОО «Bolashak Operating», которое владеет Контрактом на разведку УВС № 5444 от 07 марта 2025 г.

Контрактная территория приурочена к северной части Казахстанского сектора Каспийского моря, в административном отношении относится к Мангистауской области Республики Казахстан.

Общая площадь геологического составляет 5584, 45 (пять тысяч пятьсот восемьдесят четыре целых сорок пять сотых) км².

Северо-западная часть территории участка расположена в акватории Каспия, где глубина воды составляет 1,0-2,5 м.

ИТП на строительство разведочной скважины Salkyn-1 глубиной 3500 м составлен разработан в соответствии с «Методическими рекомендациями по разработке проектной документации на бурение (строительство) скважин на нефть и газ».

Технический проект составлен на основании задания на проектирование бурения скважин и базового проектного документа. В техническом задании на

Приложение 3. Протокол совместного ГТС ТОО GC- ВО

ПРОТОКОЛ Совместного геолого-технического совещания АО НК «КазМунайГаз», ТОО «Bolashak Operating» и ТОО «Geoscience Consulting»

Место проведения заседания:
г.Астана

Дата проведения заседания:
«___» _____ 2025 г

Присутствовали:

От АО НК «КазМунайГаз»:

1. Ахметкалиев Н.Д. – начальник управления геологии и геофизики;
2. Жанбиров М.Б. – ведущий специалист управления разведочными проектами.

От ТОО «Bolashak Operating»:

1. Құлмағанбет Қ. – генеральный директор.

От ТОО «Geoscience Consulting»:

1. Ебрашева А. Е. – директор;
2. Касымова К.М. – руководитель проекта
3. Асеев Г.В. – ведущий инженер-буровик
4. Исмуханова Г.Дж. - ведущий геолог

ПОВЕСТКА ДНЯ:

Рассмотрение проекта «Индивидуальный технический проект на строительство поисковой скважины Salkyn-1 глубиной 3500 м на контрактном участке Болашак ТОО «Bolashak Operating».

Слушали: Асеева Г.В.

Индивидуальный технический проект составлен ТОО «Geoscience Consulting» на основании утвержденного базового проектного документа «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Болашак расположенного в Мангистауской области Республики Казахстан»

Индивидуальный технический проект на строительство поисковой скважины Salkyn-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.

Бурение скважины будет осуществляться буровой установкой с допускаемой грузоподъемностью не ниже 2500 кН.

Проектный горизонт - отложения нижней юры (J₁), проектная глубина по вертикали – 3500 м.

Продолжительность цикла бурения (строительства) скважины 763 суток, с учетом строительно-монтажных работ - 6 суток без учёта мобилизации буровой установки, подготовительные работы к бурению - 2 суток, бурение и крепление - 155 суток, испытания

в эксплуатационной колонне – 600 суток (в том числе подготовительные работы 60 суток). Максимальная продолжительность сжигания газа при испытании принята в соответствии с ст. 146 «Кодекс Республики Казахстан О НЕДРАХ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИИ» 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 426 мм (0-200 м)
- 1 промежуточная колонна Ø 323,9 мм (0-800 м)
- 2 промежуточная колонна Ø 244,5 мм (0-2000 м)
- эксплуатационная колонна Ø 168,3 мм (0 – 3500 м)

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 разведочных работ по поиску углеводородов на участке Болашак расположенного в Мангистауской области Республики Казахстан»

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

В результате обсуждения высказаны замечания по видам гидродинамических исследований: необходимо расписать, какие виды исследований будут проведены во время испытаний с замером необходимых фильтрационно-емкостных параметров пласта (режимные исследования. КВД, и т.д.).

После обмена мнениями геолого-технического совещания вынесло решение:

- 1 Принять «Индивидуальный технический проект на строительство поисковой скважины Salkyn-1 глубиной 3500 м на контрактном участке Болашак ТОО «Bolashak Operating» с учетом высказанных замечаний.
- 2 Направить проект на дальнейшее рассмотрение в государственные контролирующие органы после внесения соответствующих исправлений.

Подписи:

От АО НК «КазМунайГаз»

Н. Ахметкалиев

От ТОО «Bolashak Operating»

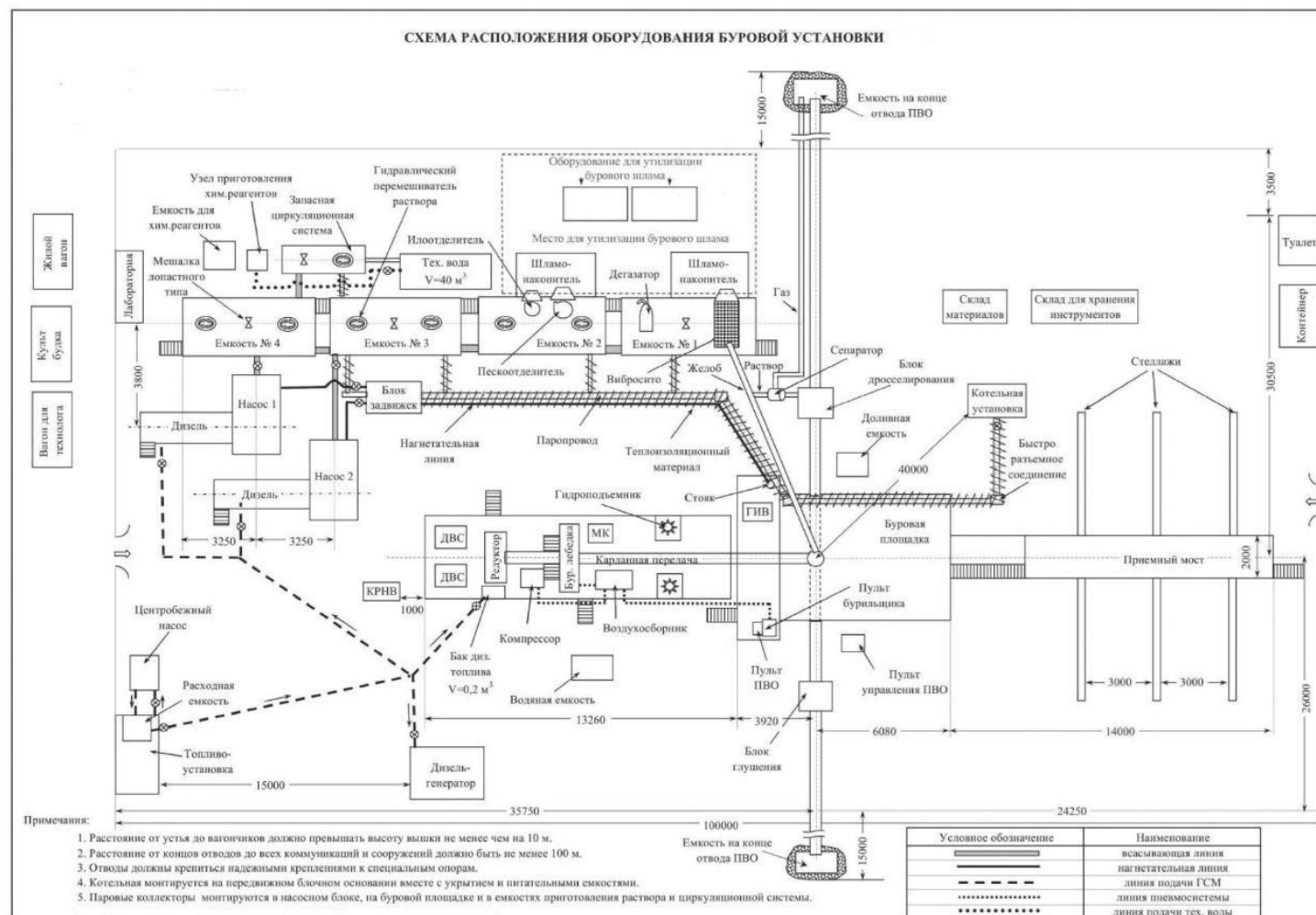
Қ. Құлмағанбет

От ТОО «Geoscience Consulting»

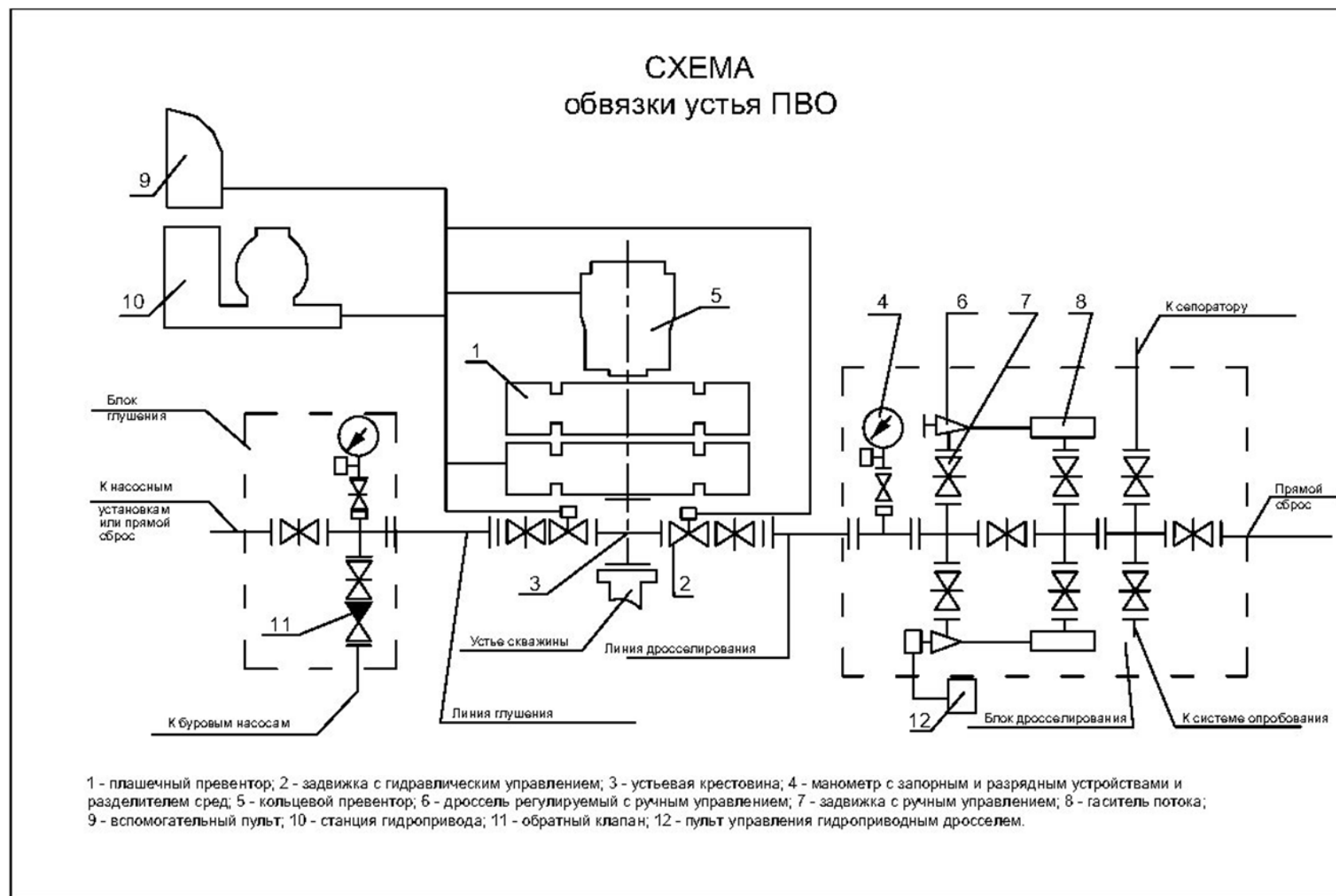
А. Ебрашева



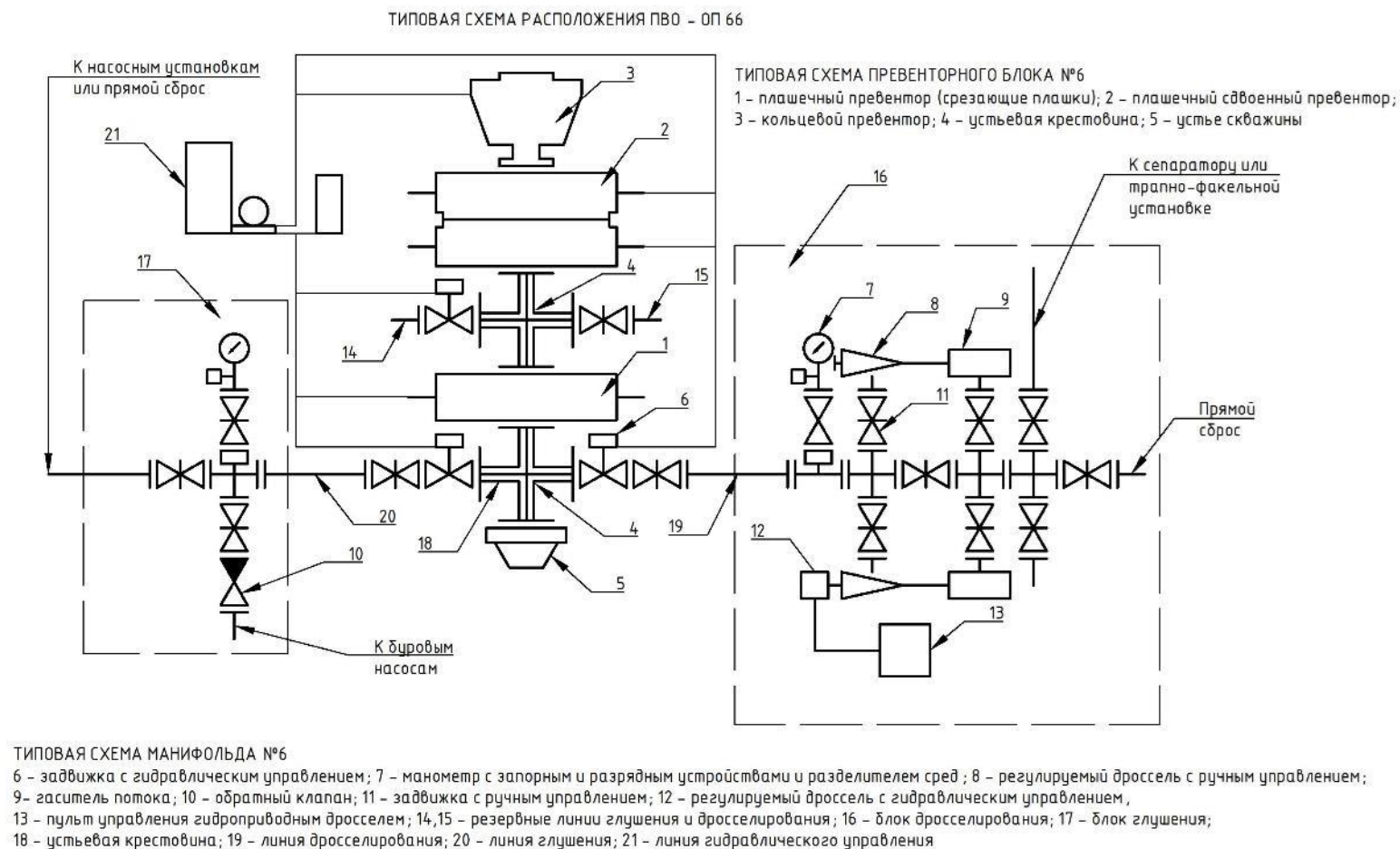
Приложение 4. Схема расположения оборудования при бурении скважины



Приложение 5. Схема обвязки устья ПВО при бурении скважин



Приложение 6. Типовая схема ОП 66 обвязки устья ПВО при бурении скважин



Приложение 7. Схема обвязки устья скважины при испытании пластов в колонне

