АО «НИПИнефтегаз
им. О.С. Герштанского»

КПО б.в.

ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ

НА БУРЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО БОКОВОГО СТВОЛА 167-1 В СКВАЖИНЕ 167 НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАРАЧАГАНАК

Лицензия ГЛ № 0000121

УДК 622.24.002.2 (574) **Экз._____**

Инв. № krh-475

Актау 2026

П Р О Т О К О Л

научно-технического совещания АО «НИПИнефтегаз»

« 23 » апреля 2026 года г. Актау

Присутствовали:

Дусенбаева А.О. – заместитель генерального директора по экологии.

Белоножкин Г.А. – заместитель генерального директора по бурению.

Шефер В.Э. – заместтель генерального директора по геологии.

Усков В.Ю. – главный специалист департамента бурения.

Кулиева А.Ю. – старший специалист департамента бурения.

Рассматриваемый вопрос: «Индивидуальный технический проект на бурение горизонтального бокового ствола 167-1 в скважине 167 на месторождении Карачаганак».

Выступил:

Белоножкин Г.А. кратко изложил о проделанной работе над проектом. Ознакомил с технической частью проекта и графическими приложениями.

В обсуждении приняли участие Дусенбаева А.О., Шефер В.Э., Усков В.Ю.

Принятое решение:

Передать «Индивидуальный технический проект на бурение горизонтального бокового ствола 167-1 в скважине 167 на месторождении Карачаганак» для рассмотрения и согласования ОСО КПО б.в.

Председатель НТС Белоножкин Г.А.

Секретарь НТС Кулиева А.Ю.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Должность	**ФИО / *раздел***
Заместитель генерального директора по бурению	Г.А. Белоножкин 1, 2, 3, 4, 1-5, 1-6, 1-7, 1-8, 1-9, 11-16
Директор департамента охраны недр и окружающей среды	Л.У. Ешбаева 3.1-10
Главный специалист департамента геологоразведочных работ	А.Ж.Таганова 1-4
Главный специалист департамента бурения / ГИП	В.Ю. Усков 1-12, 1-15.2, 1-15.4, 3, ГТН, приложения
Старший специалист департамента бурения Нормоконтролер	А.Ю. Кулиева 1-10, 1-11, 1-14, 1-15.1, 1-13, 2
Главный специалист департамента охраны недр и окружающей среды	В.В. Целпанова 3.1 – 3.12

РЕФЕРАТ

Объектом разработки является «Индивидуальный технический проект на бурение горизонтального бокового ствола 167-1 в скважине 167 на месторождении Карачаганак», далее Проект.

Проект содержит 516 стр., 66 рис.,182 табл., 66 источников, 11 приложений.

СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ, ИСХОДНЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ, КОНСТРУКЦИЯ, БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ, БУРЕНИЕ, КРЕПЛЕНИЕ, ИСПЫТАНИЕ, ОБЪЕМ РАБОТ ПО МОНТАЖУ БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ПРОМЫШЛЕННАЯ, ПОЖАРНАЯ И ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ, ОХРАНА ТРУДА, ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.

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

- Проект выполнен по форме и содержанию согласно «Макету рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ» (РД 39-0148052-537-87).

- Проект разработан в соответствии с законодательными актами и нормативными документами, регламентирующими проведение нефтяных операций и промышленную безопасность в РК:

- «Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ» (ВСН 39-86);

- «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых», утвержденные № 123 от 10.02.2011 г.;

- «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утвержденные приказом МИР РК от 30.12.2014г. №355.

ДАННЫЙ ПРОЕКТ ЯВЛЯЕТСЯ ОСНОВНЫМ ДОКУМЕНТОМ НА БУРЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО БОКОВОГО СТВОЛА 167-1 В СКВАЖИНЕ 167 НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАРАЧАГАНАК.

СОДЕРЖАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОЕКТА

	стр.
Список исполнителей	6
Реферат	7
Содержание технического проекта	8
Раздел 1. Общая пояснительная записка	**12**
Введение	13
1. Сводные технико-экономические данные	14
2. Основание для проектирования	18
3. Общие сведения	19
4. Геологическая характеристика	21
4.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины	22
4.2 Нефтегазоводоносность по разрезу скважины	26
4.3 Возможные осложнения по разрезу скважины	30
4.4 Исследовательские работы	36
4.5 Работы по испытанию в эксплуатационной колонне и освоение скважины	40
5. Конструкция скважины	51
6. Профиль ствола скважины	57
7. Выбор буровых растворов	62
- Параметры буровых растворов	69
8. Углубление скважины	79
9. Крепление скважины	92
9.1 Выбор и расчет обсадных колонн	92
9.2 Цементирование обсадных колонн	101
9.3 Оборудование устья скважины	104
10. Испытание скважины	105
11. Дефектоскопия и опрессовка	114
12. Строительные и монтажные работы.	116
Выбор буровой установки	116
Подготовительные работы	117
12 Спецификация бурового оборудования станков RIG-258 и RIG-249	119
12а Спецификация бурового оборудования станка RIG-216	126
12в Спецификация бурового и силового оборудования станков ZJ-40	133
13. Продолжительность строительства скважины	138

	стр.
14. Механизация и автоматизация технологических процессов, средства контроля и диспетчеризации	139
15.1. Промышленная и пожарная безопасность, предупреждение и ликвидация чрезвычайных ситуаций, безопасность и охрана труда, санитарно-гигиенические условия производственных процессов при строительстве скважины	143
15.2. Прогноз возможных аварийных ситуаций. Мероприятия по их предотвращению и ликвидации. Инструкции по действию персонала	159
15.3. Требования к коррозионной защите оборудования и труб	167
15.4. Мероприятия по защите людей и окружающей среды при вскрытии пластов, содержащих сероводород	170
15.5. Оценка степени риска при строительстве скважины	174
15.6. Мероприятия по предупреждению возникновения нефтяных и газовых фонтанов	183
16. Список использованных нормативных и справочных материалов	186
Раздел 2. Организация строительства	**192**
1. Сведения о водоснабжении	193
1.1. Расчет расхода воды	194
2. Сведения об энергоснабжении	195
3. Схема транспортировки грузов и вахт	198
4. Потребность в материалах, оборудовании и транспортных средствах	199
5. Паспорт проекта	202
Раздел 3. Охрана окружающей среды	**204**
Введение	205
3.1. Оценка воздействий на состояние атмосферного воздуха	206
3.2. Оценка воздействий на состояние вод	269
3.3. Оценка воздействия на недра	292
3.4. Оценка воздействия на окружающую среду отходов производства и потребления	298
3.5. Оценка физических воздействий на окружающую среду	316
3.6. Оценка воздействия на земельные ресурсы и почвы	332
3.7. Оценка воздействия на растительность	347
3.8. Оценка воздействия на животный мир	356
3.9. Оценка воздействия на ландшафты и меры по предотвращению, минимизации, смягчению негативных воздействий, восстановлению ландшафтов в случаях их нарушения	362
3.10. Оценка воздействия на социально-экономическую среду	363

	стр.
3.11. Оценка экологического риска реализации намечаемой деятельности в регионе	373
3.12. Методика оценки воздействия на окружающую среду	392
3.13. Предварительные расчеты платежей за загрязнение окружающей среды	397
Приложения	
Приложение 1. Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух при подготовительных работах к бурению бокового горизонтального стола 167-1	401
Приложение 2. Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от оборудования буровой установки RIG-249 при бурении бокового ствола 167-1	408
Приложение 3. Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от оборудования буровой установки RIG-259 в период испытания горизонтального бокового ствола 167-1	424
Приложение 4. Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета норматив НДВ	441
Приложение 5. Результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере в период подготовительных работ к бурению бокового ствола 167-1	448
Приложение 6. Результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере в период бурения горизонтального бокового ствола 167-1	458
Приложение 7. Результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере в период испытания горизонтального бокового ствола 167-1	474
Приложение 8. Результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере в период испытания бокового ствола 167-1 при отжиге на ГФУ	487
Приложение 9. Результаты расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосфере в период возможной аварийной ситуации при испытании бокового ствола 167-1	498
Приложение 10. Результаты рассеивания выбросов загрязняющих веществ в атмосфере в период возможной аварийной ситуации при испытании бокового горизонтального ствола 167-1 в скважине 167	503
Приложение 11. Свойства и состав газовой и жидкой фазы ССПФ	510
Приложение 12. Лицензия АО «НИПИнефтегаз»	513

	стр.
4. Рабочая документация	**516**
1. Задание на составление технического проекта	
2. Геолого-технический наряд	
3. Схема расположения бурового оборудования станков RIG-258	
4. Схема расположения бурового оборудования станков RIG-249	
5. Схема расположения бурового оборудования ZJ-40	
6. Схема обвязки устья ПВО	
7. Схема обвязки устья ПВО RCD	
8. Схема обвязки устья скважины при испытании Schlumberger	
9. Расход топлива дизельных установок буровых станков	
10. Схема расположения оборудования при цементировании скважины	
11. Технология установки аварийного цементного моста	

Раздел 1

Общая пояснительная записка

ВВЕДЕНИЕ

Скважина 167 была пробурена в центральной части месторождения в 1987-1988 годах. Скважина пробурена до проектной глубины и запущена в работу. Скважина была закрыта в 1997 году и в настоящее время находится в нерабочем состоянии.

Фактическая конструкция скважины:

- Кондуктор диаметром 426 мм спущен на глубину 100 м и зацементирован до устья.
- 1-ая техническая колонна диаметром 324 мм спущена на глубину 992 м и зацементирована до устья.
- 2-ая техническая колонна диаметром 250,8 мм спущена на глубину 3830 м и зацементирована до устья.
- эксплуатационная колонна 177,8 мм спущена на глубину 4026 м и зацементирована до устья.

Планируется углубить скважину боковым стволом 167-1. Скважина будет закончена как горизонтальная добывающая скважина 1-го эксплуатационного объекта.

Производственные задачи:

- Бурить скважину по утвержденной расходной смете, в соответствии с законодательством Республики Казахстан и согласованными стандартами по ОТОСБ.
- Достижение проектной глубины в пределах заявленного интервала глубины..
- Провести освоение скважины $4^1/_2$" хвостовиком с гидравлическими пакерами (до 15 штук) для проведения дальнейшей интенсификации ГРП на всем протяжении $5^7/_8$" ствола, по результатам геофизических исследований.

Геологические задачи:

- Получить все каротажные данные по оценке продуктивности пласта в соответствии с программой.
- Выполнить геологический отбор шлама соответствующего качества в соответствии с программой, чтобы определить фациальную принадлежность пород коллектора.
- Произвести интенсификацию притока из пермского коллектора, который еще не был разработан.

Для выполнения данных задач разработан технический проект на строительство горизонтального бокового ствола 167-1 в скважине 167 на месторождении Карачаганак по техническому заданию ОСО КПО б.в.

1 СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Таблица 1.1-1 - Основные проектные данные (пилотный ствол)

№№ п/п	Наименование	Значение
1	2	3
1	Номер района строительства скважины (или морской район)	19
2	Номера скважин, строящихся по данному проекту	167-1
3	Площадь (месторождение)	Карачаганак
4	Расположение (суша, море)	суша
5	Глубина моря на точке бурения, м	-
6	Цель бурения и назначение скважины	Увеличение добычи жидких углеводородов
7	Проектный горизонт	P1 (Объект I)
8	Проектная глубина, м:	
	по вертикали	4511
	по стволу	5441
9	Число объектов испытания:	
	в колонне	-
	в открытом стволе	1
10	Вид скважины (вертикальная, наклонно-направленная, кустовая)	горизонтальная
11	Тип профиля	трехинтервальный
12	Азимут бурения, град	83,93-325
13	Максимальный зенитный угол, град	83
14	Максимальная интенсивность изменения зенитного угла, град/30 м	8,0
15	Глубина по вертикали кровли продуктивного (базисного) пласта, м	4513
16	Отклонение от вертикали точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта, м	1151,1
17	Допустимое отклонение заданной точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта от проектного положения (радиус круга допуска), м	50
18	Допустимое отклонение ствола скважины от вертикали, град	-
19	Металлоёмкость конструкции, кг/м	41,3
20	Способ бурения	роторный, забойный двигатель, РУС
21	Вид привода	дизель-электрический
22	Вид монтажа (первичный, повторный)	повторный
23	Тип буровой установки	RIG-249, RIG-258, RIG-216, ZJ-40 либо аналог
24	Тип вышки	Мачта
25	Наличие механизмов АСП (да, нет)	нет
26	Номер основного комплекта бурового оборудования	-
27	Комплект бурового оборудования для подготовительных работ	ZJ-20
28	Максимальная масса колонны, т:	
	обсадной	41,3
	бурильной	119,2
29	Тип установки для испытания	со станка, либо Coiled tubing
30	Продолжительность цикла строительства скважины, сут	111,0
	в том числе:	
	строительно-монтажные работы	14,0
	подготовительные работы к бурению	2,0
	бурение и крепление	50,0
	испытание, всего	45,0
	в том числе:	
	в открытом стволе	
	в эксплуатационной колонне	45,0
31	Проектная скорость бурения, м/ст.мес	848

Таблица 1.2 -Общие сведения о конструкции скважины

Название колонн	Диаметр, мм	Интервал спуска, м			
		по вертикали		по стволу	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Эксплуатационная (хвостовик)*	177,8	0	4026	0	4027
НКТ (нижняя часть ПО)**	114,3	3600	4513	3600	5440

Примечания
1 Глубина спуска колонн уточняется по ГИС.
2 В зависимости от характеристик коллектора и положения ГНК и ВНК длина горизонтального ствола может быть увеличена на 250 м.
* Спущена и зацементирована ранее.
** Нецементируемая пакерная система. Устанавливается до 15 пакеров с уточнением по результатам ГИС.

Таблица 1.3 - Дополнительные сведения

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

Таблица 1.4 - Дополнительные сведения

Содержание полевой лаборатории по контролю промывочной жидкости в интервале, м				Дополнительные рабочие для приготовления утяжелителей и обработки бурового раствора				Дополнительные рабочие			Объём повторно используемого раствора, $м^3$	Отходы бурения (отработанный раствор, шлам, сточные воды, нефтепродукты, другие отходы)	Объём отходов, $м^3$			
								количество		число смен работы в сутки (одна, две, кругл.)			Всего	в том числе подлежит		
при бурении		при испытании		интервал глубины, м		количество	число смен работы	слесарей	электромонтёров					вывозу	захоронению	сбросу
от	до	от	до	от (верх)	до (низ)											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Предусматривается				Не предусматривается				Не предусматривается			240,8	Шлам	38,4	38,4	-	-
												Жидкие отходы	218,3	218,3		
												Потери раствора с шламом	98,4	98,4		

Таблица 1.5 - Сведения об условиях эксплуатации скважин

Данные о способах эксплуатации			Срок перевода скважины в нагнетательную от начала эксплуатации, год	Максимальные габаритные размеры спускаемых инструментов и приборов при освоении и эксплуатации скважины		Коррозия		Глубина установки пакера, м	Жидкость за НКТ	
Название (фонтанный, ШГН, ЭЦН, газлифтный	период от начала эксплуатации, год					вид (сероводородная, сульфидная и пр.)	активность пластового флюида, мм/год		тип	плотность, г/см^3
	от	до		глубина, м	диаметр, мм					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
нагнетание	В течение всего срока эксплуатации			5416	94,01	Углекислотная, сероводородная общая коррозия	(0,05-0,1)* незначительная**	3590	вода с добавками ***	1,00

* При отсутствии ингибиторов коррозии;
** Смотри раздел "Мероприятия по предупреждению коррозии крепи скважин".
*** Смотри подраздел 7 "Буровые растворы, выбор типа промывочной жидкости для бурения (бурового раствора) и надпакерной жидкости"

Таблица 1.6 - Номера скважин, подлежащих ликвидации или консервации

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

2 ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Таблица 2.1- Список документов, которые являются основанием для проектирования

№№ п/п	Название документа (проект геолого-разведочных работ, технологические схемы (проект) разработки площадей (месторождений), задание на проектирование), номер, дата, должность, фамилия и инициалы лица, утвердившего документ
1	2
1	Договор № APP\D\18\0952 от 01.10.2018 г. между КПО и АО «НИПИнефтегаз»
2	Проект разработки нефтегазоконденсатного месторождения Карачаганак по состоянию на 01.01.2018 г.
3	Протокол ЦКРР №6/3 от 20.12.2018 г.
4	Задание на разработку Индивидуального технического проекта на бурение горизонтального бокового ствола 167-1 в скважине 167 на месторождении Карачаганак, утвержденное 10.07.2025 года менеджером ОСО КПО б.в. А. Брузонне

3 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Таблица 3.1 - Сведения о районе буровых работ

Наименование	Значение (текст, название, величина)
1	2
Площадь (месторождение)	Карачаганак
Административное расположение:	
- республика	Казахстан
- область (край)	Западно-Казахстанская
- район	Бурлинский
Год ввода площади в бурение	1978
Год ввода площади (месторождения) в эксплуатацию	1984
Температура воздуха, C^0:	
- среднегодовая	4,8
- наибольшая летняя	44
- наименьшая зимняя	-43
Среднегодовое количество осадков, мм	250
Максимальная глубина промерзания грунта, м	1,65
Продолжительность отопительного периода в году, сут.	199
Продолжительность зимнего периода в году, сут.	152
Азимут преобладающего направления ветра, град.	зимой-южный, летом-северный
Наибольшая скорость ветра, м/с.	25
Сейсмичность района работ согласно СНиП РК 2.03-30-2006	6

Таблица 3.2 - Сведения о площадке строительства буровой

Наименование	Значение (текст, название, величина).
1	2
Рельеф местности	Равнина
Состояние местности	Земледельческие поля, пастбища, лесопосадки
Утвержденная санитарно-защитная зона, км	5,097 - 8,024
Толщина, см:	
- снежного покрова	24-27
- почвенного слоя	34
Растительный покров	Ковыльная степь
Категория грунта	Вторая

Таблица 3.3 - Размеры отводимых во временное пользование земельных участков

Назначение участка	Размер	Источник нормы отвода земель
1	2	3
Строительство буровой установки и размещение оборудования и техники	3,5 га	Техническое задание

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

Название вида снабжения: (водоснабжение: для бурения, для дизелей, питьевая вода для бытовых нужд; энергоснабжение, связь, местные стройматериалы и т.д.).	Источник заданного вида снабжения	Расстояние от источника до буровой, км.	Характеристика водо- и энерго-привода, связи и строймате-риалов.
1	2	3	4
Техническая вода: для технических нужд и парового котла	Технический водовод, пруды	30	Автоцистерна
Пресная вода для хозбытовых нужд	Магистральный водовод, пруды	30	Автоцистерна
Пресная вода для питьевых целей	Аксай	35	Бутилированная
Энергоснабжение	Дизель-электростанция	В пределах буровой	ДВС
Связь	Радиостанция, телефон	35	Связь с офисом
Местные стройматериалы:	Карьер	12	Автосамосвал

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
По проекту обустройства месторождения				

Таблица 3.6 - Сведения о магистральных дорогах и водных транспортных путях

Магистральные дороги			Водные транспортные пути		
наличие (да, нет)	Название	расстояние до буровой км	наличие (да, нет)	Название	расстояние до буровой км
1	2	3	4	5	6
да	Уральск	150	нет	нет	-
да	Оренбург	180	нет	нет	-
да	Аксай	30	нет	нет	-
да	Актюбинск	450	нет	нет	-

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

месторождения Карачаганак
для разработки индивидуального технического проекта
на бурение горизонтального бокового ствола 167-1 в скважине 167

№ скважины:	**167-1**
Цель бурения:	Увеличение добычи жидких углеводородов в коллекторе с относительно высоким газовым фактором.
Проектный горизонт:	**P_1 (Объект I)**
Проектная глубина по вертикали, TVD:	**4511,08 м**
Проектная глубина (вертикальная глубина от уровня моря) TVDSS	**4416,58 м**
Измеренная глубина по стволу MD	**5440,53 м**
Альтитуда ротора	**94,5 м**

4.1 ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА СКВАЖИНЫ

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве, град.		Коэффициент кавернозности в интервале
от(верх)	до(низ)	название	индекс	угол	азимут	
1	2	3	4	5	6	7
4051,93	**4511,08**	Нижний Пермский Артинский-Ассельский	P_1 a-as	-	-	1,24
4055.00*	5440.53					

Примечание:

* - глубина начала отклонения в MD

стратиграфический разрез принят по скв. 163, 166, 166-1, 168, 196, 203, 231, 253 и исходной скважины 167.

Таблица 4.2 - Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы : полное название,характерные признаки (структура,текстура,минеральный состав и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	Краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
P_1 a-as	4052	4511	Известняки	65	Известняк светло-серый.
			Доломиты	30	Доломиты желтовато-коричневые, прослойками.
			Известняки дол.	5	Известняки доломитовые желтовато-серые.

Таблица 4.3 - Физико-механические свойства горных пород по разрезу

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см^3	Пористость, %	Проницаемость мД	Глинистость, %	Карбонатность, %	Соленость, %	Сплошность	Твердость, *10^{7}Па	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы по промысловой классификации (мягкая, средняя и т.д.)	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга, *10^{7}Па	Гидратационное разуплотнение (набухание) породы
	от	до															
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
P_1 a-as	4052	4511	Известняки	2,59	-	-	-	-	-	2,5	80-240	2	6	Твердые, крепкие	0,25	1200	0,16
			Доломиты	2,59	-	-	-	-	-	1,5		2	6		0,25	1200	0,16
			Известняки дол.	2,59	-	-	-	-	-	2,5		2	6		0,25	1200	0,16

Таблица 4.4 - Геокриологическая характеристика разреза скважины

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

4.2 НЕФТЕГАЗОВОДОНОСНОСТЬ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ

Таблица 4.5 - Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см^3		Подвижность, Д на сП	Содержание серы, % по весу	Содержание парафина, % по весу	Свободный дебит, м^3/сут.	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации					газовый фактор, м^3/м^3	содержание сероводорода %	содержание углекислого газа,%	относительная по воздуху плотность газа	коэффициент сжимаемости	давление насыщения в пластовых условиях, *10^{5}Па
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Нефтеносные горизонты отсутствуют															

Таблица 4.6 - Газоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Состояние (газ, конденсат)	Содержание в % 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
P_1 a-as	4052	4511	Порово-трещ.	газ+конд	3,77	6,01	0,746	1,09	1235,0	0,441	0,774	11

Таблица 4.7 - Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал,м от (верх)	Интервал,м до (низ)	Тип коллектора	Плотность, г/см^3	Свободный дебит м^3/сут	Фазовая проницаемость мД	Химический состав воды, (мг-экв/л)/(мг/л) анионы Cl^-	анионы SO_4^{--}	анионы HCO_3^-	катионы Na^+	катионы Mg^{++}	катионы Ca^{++}	Степень минерализации, мг-экв/л мг/л	Тип воды по Сулину СФН-сульфатнонатриевый ГКН-гидрокарбонатнонатриевый ХЛМ(Н)-хлормагниевый(натриев) ХЛК-хлоркальциевый	Относится к источнику питьевого водоснабжения (ДА,НЕТ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Водоносные горизонты отсутствуют															

Таблица 4.8 - Давление и температура по разрезу скважины

(в графах 6, 9, 12, 15, 17 проставляются условные обозначения источника получения градиентов: ПСР- прогноз по сейсморазведочным данным, ПГФ - прогноз по геофизическим исследованиям и РФЗ - расчет по фактическим замерам в скважинах)

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления						Градиент						Температура в конце интервала	
	от (верх)	до (низ)	пластового			порового			гидроразрыва пород			горного давления				
			$*10^5$Па/м		источник получения	$*10^5$Па/м		источник получения	$*10^5$Па/м		источник получения	$*10^5$Па/м		источник получения	°С	источник получения
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
P_1 a-as	4052	4511	0,092	0,087	РФЗ	0,100	0,100	ПГФ	0,216	0,216	ПГФ	0,236	0,236	РФЗ	76	РФЗ

4.3 ВОЗМОЖНЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ

Таблица 4.9 - Поглощение бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, $м^3$/час	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции (ДА, НЕТ)	Градиент давления поглощения, $*10^5$, Па/м		Условия возникновения
	от	до				при вскрытии	после изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
P_1 a-as	4052	4511	0,7	-	Нет	0,154	0,216	Несоблюдение параметров бурового раствора
	4055*	5440*						

Примечание:

*- глубины указаны по стволу скважины (MD).

Таблица 4.10 - Осыпи и обвалы стенок скважин

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее				Время до начала осложнения сут	Мероприяти по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	тип раствора	плотность г/см^3	дополнительные данные, влияющие на устойчивость пород: условная вязкость, сек	дополнительные данные, влияющие на устойчивость пород: водоотдача, см^3/30 мин		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
P_1 a-as	4052 4055*	4511 5440*	на УВ основе	1,17-1,54	30-80	-	При вскрытии	Проработка, промывка, перекрытие колонной

Примечание:

*- глубины указаны по стволу скважины (MD).

Таблица 4.11 - Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода,нефть, конденсат, газ)	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
P_1 a-as	4052 4055*	4511 5440*	Газ+конденсат	0,746**	1	При вскрытии газонасыщенных пород	Разгазирование раствора

Примечание:

*- глубины указаны по стволу скважины (MD);

**- относительная по воздуху плотность газа в стволе скважины с учетом наличия конденсата или нефти.

Таблица 4.12 - Прихватоопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальникообразования и т.д.)	Раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие ограничения на оставление инструмента без движения или промывки (ДА, НЕТ)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		тип	плотность г/см^3	водоотдача см^3/30м	смазывающие добавки (название)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
P_1 a-as	4052	4511	Посадки, затяжки	на УВ основе	1,17-1,54	-	-	Да	Прихваты из-за осыпания стенок скважины и сужения ствола в отдельных интервалах
	4055*	5440*							

Примечание:

*- глубины указаны по стволу скважины (MD).

Таблица 4.13 - Текучие породы

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал залегания текучих пород, м		Краткое название пород	Минимальная плотность бурового раствора, предотвращающая течение пород, г/см^3	Условия возникновения
	от	до			
1	2	3	4	5	6
Текучие породы отсутствуют					

Таблица 4.14 - Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал залегания пород, м		Вид (название) осложнения желобообразование, перегиб ствола, искривление, грифонообразование	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от	до		
1	2	3	4	5
Прочих возможных осложнений не наблюдаются				

4.4 ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЕ РАБОТЫ

Таблица 4.15 - Отбор керна, шлама, грунтов

Индекс стратиграфического подразделения	Параметры отбора керна				Параметры отбора шлама			Параметры отбора грунтов		
	Интервал, м		Минимальный диаметр, мм	Максимальная проходка за рейс, м	Интервал, м		Частота отбора шлама через, м	Глубина отбора грунта, м	Тип бокового грунтоноса	Кол-во образцов пород, шт
	от (верх)	до (низ)			от (верх)	до (низ)				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
P_1 a-as	Отбор керна не планируется				4055	5441	3	Отбор грунтов не планируется		

Примечание:

отбор шлама ведется во время бурения скважины

глубины указаны по стволу скважины (MD).

Таблица 4.16 - Геофизические исследования

Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы проводятся			Скважинная аппаратура и приборы		Промыслово-геофизическая партия		Номера таблиц СНВ на ПГИ
		на глубине, м	в интервале, м						
			от (верх)	до (низ)	тип	группа сложности	название	дежурство на буровой, сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Открытый ствол/Open hole									
Рейс 1.1: Стандартный каротаж из 4-х методов (каротаж сопротивления, плотностной/нейтронный, ГК, акустический, кавернномер)		5440	4026	5440					
Участок обсаженного ствола 7" – Каротаж на кабеле*									
Рейс 1.1.1: USIT-MAST (P&S**-CBL-VDL)-HNGS-CCL-GR		4026	0	4026					
* Каротаж необходим для оценки состояния обсадной колонны перед бурением.									
** Продолжить MAST (P&S)-GR		4026	3830	4026					
Участок обсаженного ствола 7" – Каротаж на кабеле*									
Рейс 2.1.1: USIT-CBL-VDL-CCL-GR		4026	0	4026					
*Оценка целостности скважины после бурения.									

Примечания:

1 Интервалы проведения ГИС уточняются по программе КПО б.в.;

2 Глубины указаны по стволу скважины;

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
Испытание пластов в процессе бурения не планируется						

Таблица 4.18 - Прочие виды исследования

Название работы	Единица измерения	Объем работы
1	2	3
Исследование шлама		
Макроописание	образец	1386

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 СТВОЛ, 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 компрессором (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
P_1 a-as	I	4052	5440	-	-	Хвостовик с гидравлическими пакерами	Передвижная	да	3	6,35 12,7 15,9	1. Гидроразрыв пластов. 2. Снижение уровня азотом. 3. Очистка 4. Испытание скважины.	800	1,02

Примечания

1 Интервалы испытания будут уточняться по результатам ГИС;

2 Глубины указаны по стволу;

3 Размеры штуцеров уточняются по программе КПО Б.В.

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

Номер объекта (см.табл. 4.19)	Перфорационная среда		Мощность перфорации, м	Вид перфорации: КУМУЛЯТИВНАЯ, ПУЛЕВАЯ, СНАРЯДНАЯ ГИДРОПЕСКО-СТРУЙНАЯ, ГИРО-СТРУЙНАЯ	Типоразмер перфоратора	Количество отверстий на 1 м, шт	Количество одновременно спускаемых зарядов, шт	Количество спусков перфоратора	Предусмотрен ли спуск перфоратора на НКТ? (ДА, НЕТ)	Насадки для гидропескоструйной перфорации	
	Вид: РАСТВОР, НЕФТЬ, ВОДА	Плотность, г/см^3								диаметр, мм	количество, шт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
I	При многопакерной системе перфорация не предусматривается										

Таблица 4.21 - Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости при нагнетании

Номер объекта (см. табл. 4.19)	Название процесса: СОЛЯНОКИСЛОТНАЯ ОБРАБОТКА,ОБРАБОТКА КЕРОСИНО-КИСЛОТНОЙ ЭМУЛЬСИЕЙ,УСТАНОВКА КИСЛОТНОЙ ВАННЫ,ДОБАВОЧНАЯ КУМУЛЯТИВНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ,ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА,ГИДРОПЕСКОСТРУЙНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ,ОБРАБОТКА ПАВ,МЕТОД ПЕРЕМЕННЫХ ДАВЛЕНИЙ,ЗАКАЧКА ИЗОТОПОВ и другие операции, выполняемые по местным нормам	Количество операций, установок,импульсов,спусков	Плотность жидкости в колонне, г/см^3	Давление на устье, кгс/см^2	Температура закачиваемой жидкости, °С	Глубина установки пакера, м	Мощность перфорации, м	Типоразмер перфоратора	Количество отверстий на 1 м, шт	Количество одновременно спускаемых зарядов шт	Местные нормы времени, сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Гидроразрыв и солянокислотная обработка	1	1,08	250	15	3600*	-	-	-	-	1

Примечание:

* глубина установки пакера уточняется по данным ГИС.

Таблица 4.22 - Дополнительные работы при испытании (освоении)

Номер объекта (см. табл. 4.19)	Наименование работ: ПРОМЫВКА ПЕСЧАНОЙ ПРОБКИ; ПОВЫШЕНИЕ ПЛОТНОСТИ БУРОВОГО РАСТВОРА ДО; ПОВТОРНОЕ ПОНИЖЕНИЕ УРОВНЯ АЭРАЦИЕЙ; ТЕМПЕРАТУРНЫЙ 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
Дополнительные работы не планируются				

Таблица 4.23 - Данные по эксплуатационным объектам

Номер объекта (см.табл. 4.19)	Плотность жидкости в колонне, г/см3		Пластовое давление на период поздней эксплуатации, *10^5, Па	Максимальный динамический уровень при эксплуатации, м	Установившаяся при эксплуатации температура, оС		Данные по объекту, содержащему свободный газ		Заданный коэффициент запаса прочности на смятие в фильтровой зоне
	на период ввода в эксплуатацию	на период поздней эксплуатации			в колонне на устье скважины,	в эксплуатационном объекте	длина столба газа по вертикали, м	коэффициент сжимаемости газа в стволе скважины	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I	-	-	142	на устье	41	76	-	-	-

Таблица 4.24 - Дополнительные данные для определения продолжительности испытания (опробования) скважин

Номер объекта (см.табл 4.19)	Относится ли к объектам, которые (ДА, НЕТ)		Для эксплуатационных скважин предусмотрено ли (ДА, НЕТ)		Работы по испытанию проводятся в одну, полторы, две и-ли три смены	Требуется ли исключить из состава основных работ (ДА, НЕТ)			
	при мощности до 5м представлены пропластками	при мощности до 6 м имеют подошвенную воду	задавка скважины через НКТ	использование норм ССНВ для разведочных скважин		вызов притока в нагнетательскважине	гидрогазодинамические исследования в эксплуатационной скважине	освоение, очистку и гидрогазодинамические исследования	шаблонирование обсадной колонны
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I	Нет	Нет	Да	Нет	Полторы	Да	Нет	Нет	Нет

Таблица 4.25 - Данные по нагнетательной скважине

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал залегания объекта нагнетания,м		Название (тип) нагнетаемого агента (ВОДА, НЕФТЬ, ГАЗ, ПАР и т.д.)	Режим нагнетания					Пакер		Жидкость за НКТ	
		от (верх)	до (низ)		плотность жидкости г/см^3	относительная по воздуху плотность нагнетаемого газообразного агента	интенсивность нагнетания, тыс.м^3/сут	давление на устье, кгс/см2	температура нагнетаемого агента, °С	шифр	глубина установки, м	тип	плотность г/см^3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Скважина добывающая													

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
146	Карачаганак	3600	4162	P_1 a-as	Поглощение, прихват	Во время бурения наблюдалось поглощение на глубине 4162 м. Прихват на глубине 4052 м. Раствор на УВ основе 1,50 - 1,53 г/см^3; Т 60-80 с, В 5-6 см^3/30 мин.
105	Карачаганак	3951	4210	P_1 a-as	Поглощение, осыпи, прихват	Во время бурения наблюдались поглощения интенсивностью 30 м^3/ч и осыпи в интервале 3951-4210 м. Прихват на глубине 3951 м. Раствор: *р* - 1,46-1,52 г/см^3; Т 60 с; В 4,5 м^3/30 мин.
319	Карачаганак	-	4257	P_1 a-as	Поглощение	Во время бурения наблюдалось поглощение на глубине 4257 м интенсивностью 4 м^3/ч. Раствор 1,50-1,54 г/см^3; Т 30-50 с; В 5-6 см^3/30 мин.
127-1	Карачаганак	4423	4530	P_1 a-as	Поглощение, затяжки, посадки	При спуске 177,8 мм обсадной колонны наблюдалось поглощение в интервале 4424 - 4529 м, динамическая интенсивность 0,17-0,30 м^3/ч. Затяжки 5-7 т и посадки 15-25 т в интервале 4423-4530 м. Раствор на УВ основе: *р* - 1,17 г/см^3, Т 51-61 с.

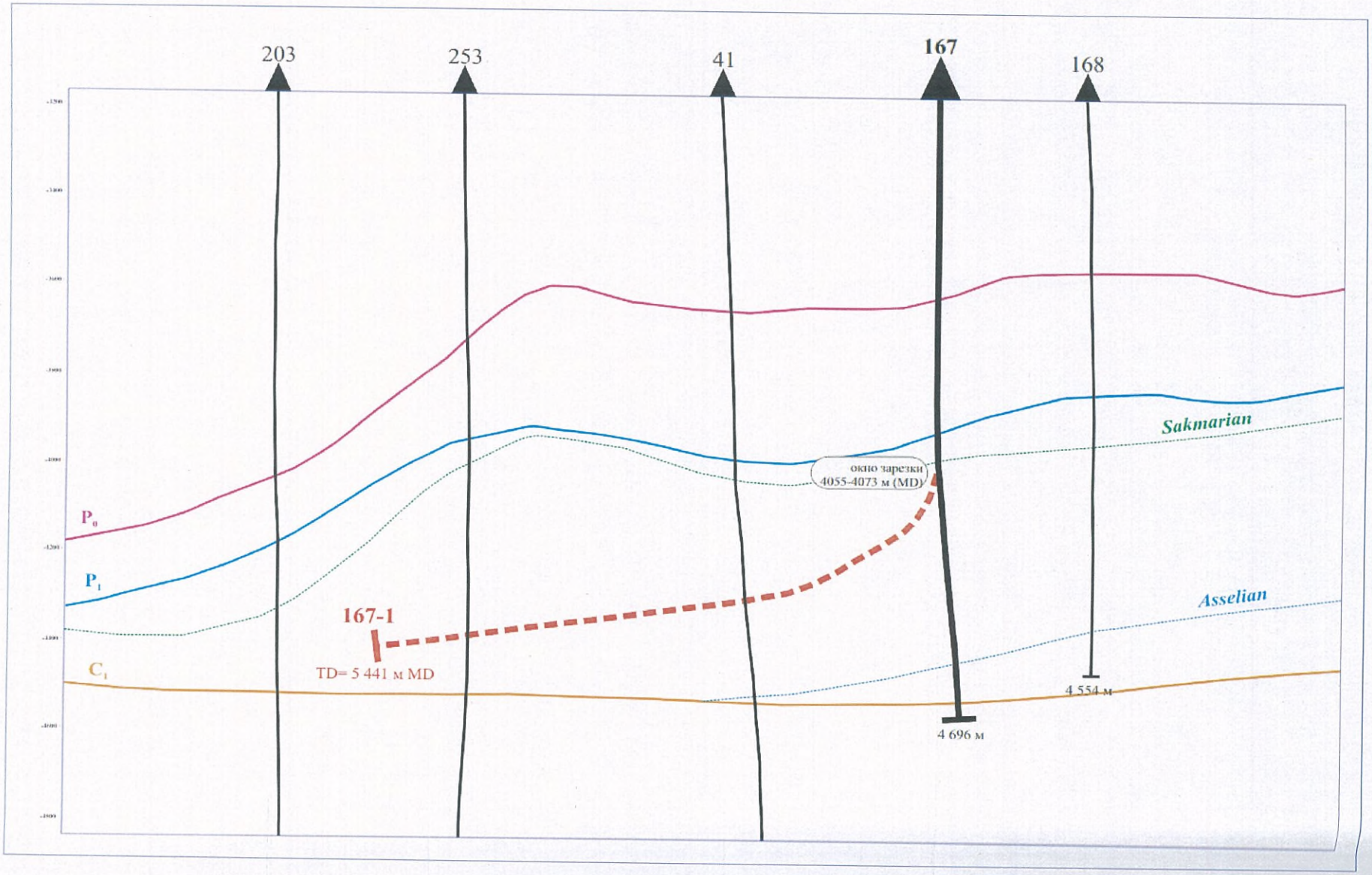


Рис.4.1 - Профиль скважины

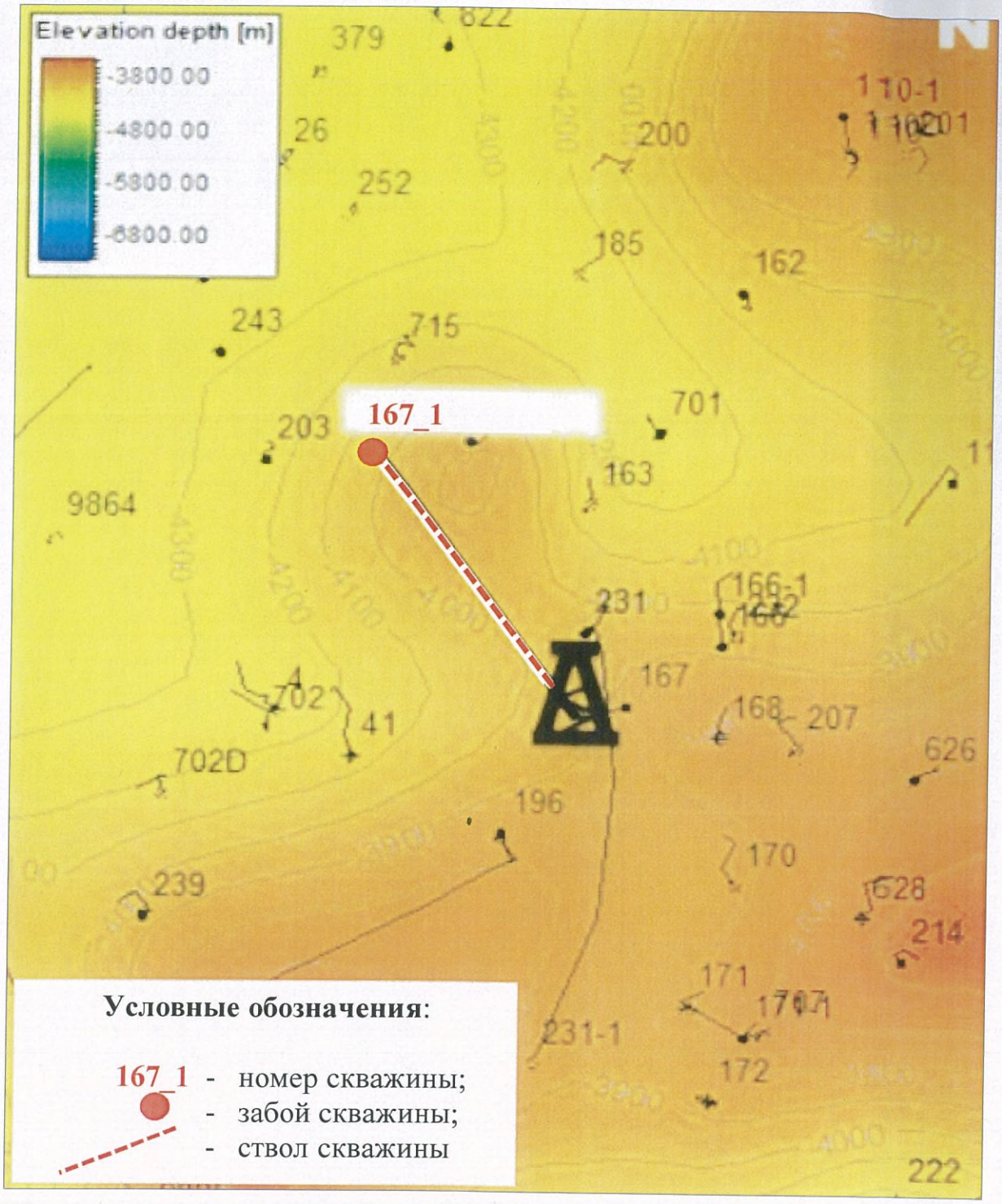


Рис.4.2 - Структурная карта по кровле P_1

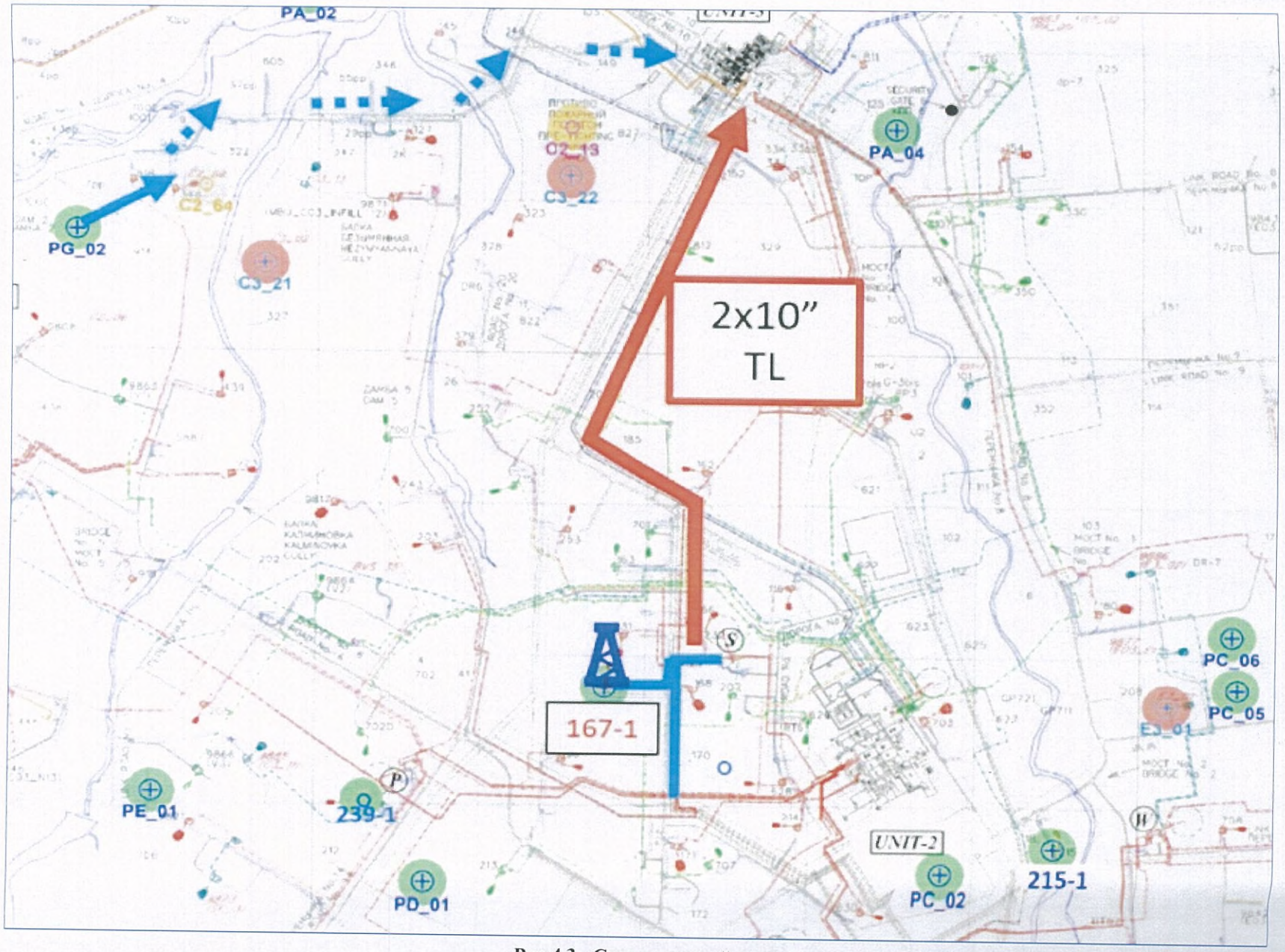


Рис.4.3 - Ситуационный план

5 КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

На момент начала работ по проектированию исходная скважина 167 была закончена строительством с конечной проектной глубиной 4696 м MD, спуском обсадной колонны 177,8 мм на глубину 4026 м.

Бурение бокового ствола планируется ниже башмака 177,8 мм колонны, с глубины 4026 м.

Обоснование конструкции скважины под бурение бокового ствола произведено в соответствии с действующими в РК нормами и правилами [7, 18].

Совмещенный график давлений приведен на рисунке 5.1.

Ожидаемые осложнения при бурении проектной скважины (приведены глубины по вертикали):

- Поглощение бурового раствора в интервале 4052 - 4511 м, с градиентом поглощения – 0,154 кгс/см^2/м;
- В интервале 4052 - 4511 м ожидается вскрытие газового объекта;

Для циркуляции бурового раствора через очистную систему и монтажа ПВО, предусмотрено использование существующей эксплуатационной колонны 177,8 мм. Данная колонна также предназначена для последующего испытания и эксплуатации продуктивных объектов.

Эксплуатационная колонна (хвостовик) 114,3 мм предназначен для испытания и эксплуатации продуктивных объектов, а также при проведении гидроразрыва пластов.

Принятая конструкция скважины приведена в таблице 5.2, указаны основные параметры и необходимость спуска эксплуатационной колонны (хвостовика).

Параметры хвостовика 114,3 мм приведены в таблице 5.3, с указанием максимального наружного диаметра. Хвостовик принят с муфтовым соединением Blue Dopeless, для более надежного спуска в наклонно-направленном участке ствола скважины и последующей эксплуатации, а также проведения гидроразрыва пластов.

В таблице 5.4 приведены технико-технологические мероприятия при строительстве скважины, которые обусловлены особенностями геологического строения и обеспечивают безопасный процесс бурения.

В таблице 5.5 указаны максимально допустимые гидродинамические давления в открытом стволе при выполнении технологических операций в процессе бурения скважины, чтобы предупредить возможные осложнения.

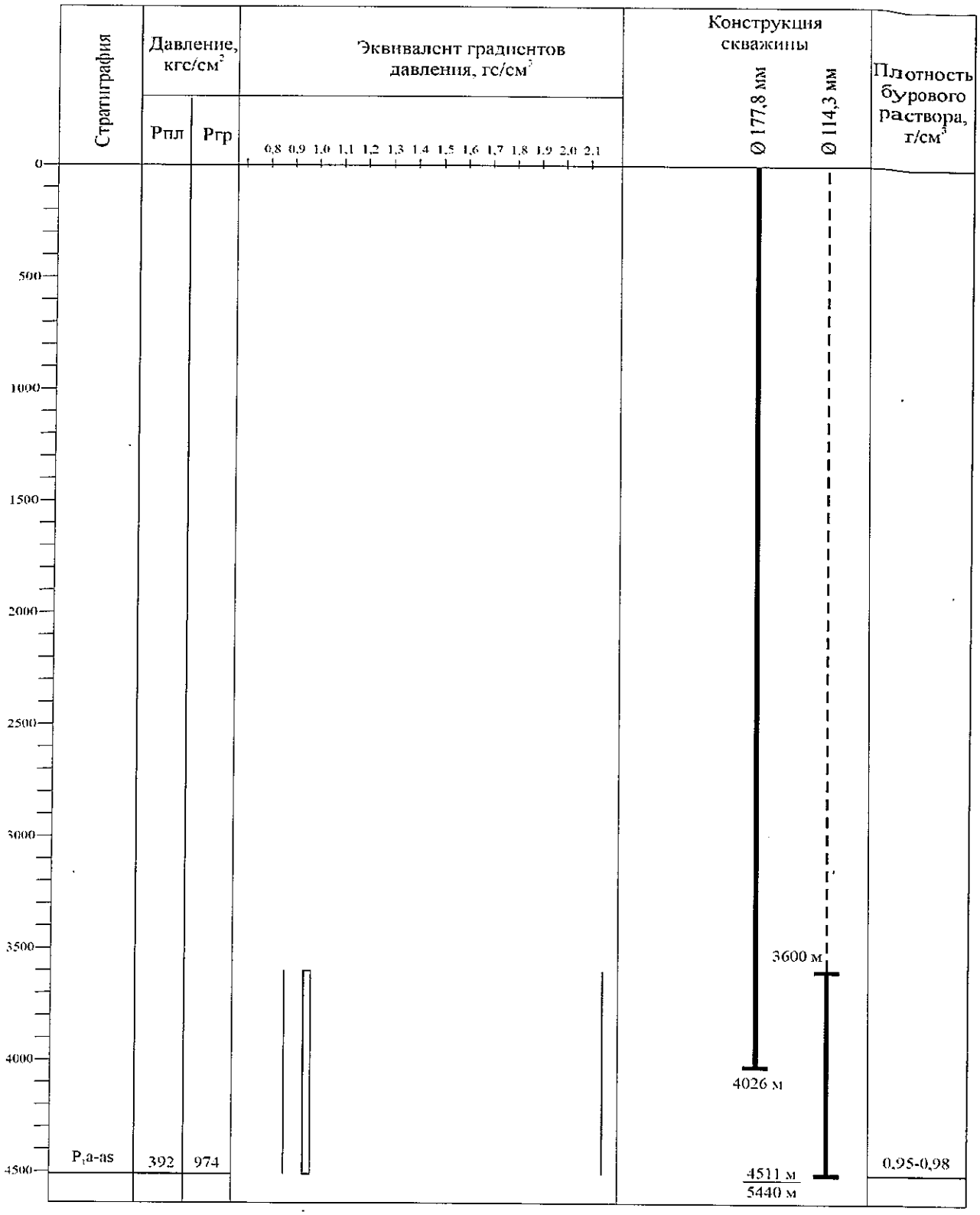


Рисунок 5.1- Совмещенный график давлений

Таблица 5.1 - Характеристика и устройство шахтового направления

Характеристика трубы						Подготовка шахты или ствола, спуск и крепление направление
Наружный диаметр, мм	Длина, м	Марка (группа) прочности материала	Толщина стенки, мм	Масса, т	ГОСТ, ОСТ и т.д. на изготовление	
1	2	3	4	5	6	7
						Спущено и зацементировано ранее

Таблица 5.2 - Глубина спуска и характеристика обсадных колонн.

Номер колонны в порядке спуска	Наименование колонны	Интервал по стволу скважины, м		Номинальный диаметр ствола скважины (долота) в интервале, мм	Расстояние от устья скважины до уровня подъёма тампонажного раствора за колонной, м	Количество секций, шт.	Номер секции в порядке спуска	Интервал установки секций, м		Необходимость спуска колонны
		верх	окно					верх	окно	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Спущена ранее	Эксплуатационная	0	4026	-	0	-	-	0	4026	Монтаж ПВО. Испытание и эксплуатация продуктивных объектов.
1	Хвостовик	3600	5440	152,4	не цементируемый	1	1	3600	5440	Испытание и эксплуатация продуктивных объектов, проведение гидроразрыва пластов.

Таблица 5.3 - Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска (см. т.5.2, гр. 1	Раздельно спускаемые части												
	Номер в порядке спуска (т.5.2, гр. 8)	Количество диаметров, шт.	Номер одноразмерной части в порядке спуска	Наружный диаметр, мм	Интервал установки одноразмерной части, м		Ограничение на толщину стенки не более, мм	Соединение обсадных труб в каждой одноразмерной части					
					верх	низ		Количество типов соединений, шт.	Номер в порядке спуска	Тип соединения	Максимальный наружный диаметр, мм	Интервал установки труб с заданным типом соединения, м	
												верх	низ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	1	1	1	114,3	3600	5440	8,56	1	1	Blue Dopeless	127	3600	5440

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

№№ п/п	Наименование мероприятия или краткое описание	Причина проведения мероприятия
1	2	3
1	До начала бурения скважины производить дополнительное обучение буровой бригады по методам раннего обнаружения и ликвидации НГП и проверку их знаний. Дальнейшая переодичность учебных тревог устанавливается буровым предприятием.	Предупреждение и борьба с НГП.
2	Монтаж средств контроля 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 объём притока при этом составит: - в процессе бурения 1.5 $м^3$; - при СПО - 1.0$м^3$.	Раннее обнаружение НГП.
5	Долив скважины при подъёме бурильной колонны производить: бурильные трубы - через 5 свечей УБТ - через каждую свечу. В процессе СПО производить постоянный контроль долива раствора при подъёме бурильной колонны и объём вытесняемого раствора при её спуске.	Предупреждение, раннее обнаружение НГП.
6	При ликвидации НГП в процессе СПО спуск бурильной 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 Правилам обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности. Приказ № 355 от 30 декабря 2014 года № 355	Обеспечение безопас-ности успешности работ.
8	С учетом геологических условий бурения проектной скважины принят буровой раствор на углеводородной основе, и в качестве альтернативного - полимерный буровой раствор на водной основе.	Предупреждение поглощения и снижние кавернозности.
9	На буровой необходимо иметь запас кислоторастворимых наполнителей на случай возможных поглощений.	Ликвидация поглощений.
10	Использовать переводники для ведущих труб с протекторными кольцами.	Защита верхних обсадных труб от истирания.
11	Через 40-50 рейсов бурильной колонны измерять износ обсадной колонны геофизическими методами с целью решения вопросов определения ее остаточного ресурса п.90 [18].	Предупреждение аварий с обсадными колоннами.
12	Обеспечить жёсткий 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 (при газопроявлениях через 5 минут) и условная вязкость (по СПВ-5, стандарт РК или по воронке Марша, стандарт АНИ) через 10-15 минут.	Предупреждение, раннее обнаружение НГП.
13	При бурении в продуктивном пласте механическая скорость проходки должна ограничиваться до значений, при которых обеспечивается дегазация бурового раствора.	Предупреждение НГП.
14	Вести контроль газопоказаний (газокаротаж) бурового раствора на устье скважины	Предупреждение, раннее обнаружение НГП.
15	Проверять работоспособность ПВО не реже одного раза в неделю.	Предупреждение и борьба с НГВП.

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

Интервал		Допустимая гидродинамическая составляющая репрессии на границах интервала, кгс/см^2		Допустимая гидродинамическая составляющая депрессии на границах интервала, кгс/см^2	
верх	низ	верхней	нижней	верхней	нижней
1	2	3	4	5	6
По условию предупреждения поглощений					
4052	4511	239	266	Депрессия в процессе бурения не предуматривается	
По условию предупреждения гидроразрыва				В процессе освоения	
4052	4511	490	546	80 - в интервалах испытания и эксплуатации	

6 ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Проектируемая скважина - наклонно-напрвленная.

Для постоянного контроля за траекторией ствола скважины на буровой использовать интегрированную анализирующую систему для бурения MWD.

Профиль ствола скважины может корректироваться в зависимости от применяемого оборудования, кровли продуктивного горизонта и качественных характеристик коллектора.

В зависимости от характеристик коллектора и положения ГНК и ВНК длина горизонтального ствола может быть увеличена на 250 м.

Таблица 6.1 - Входные данные по профилю наклонно-направленной скважины

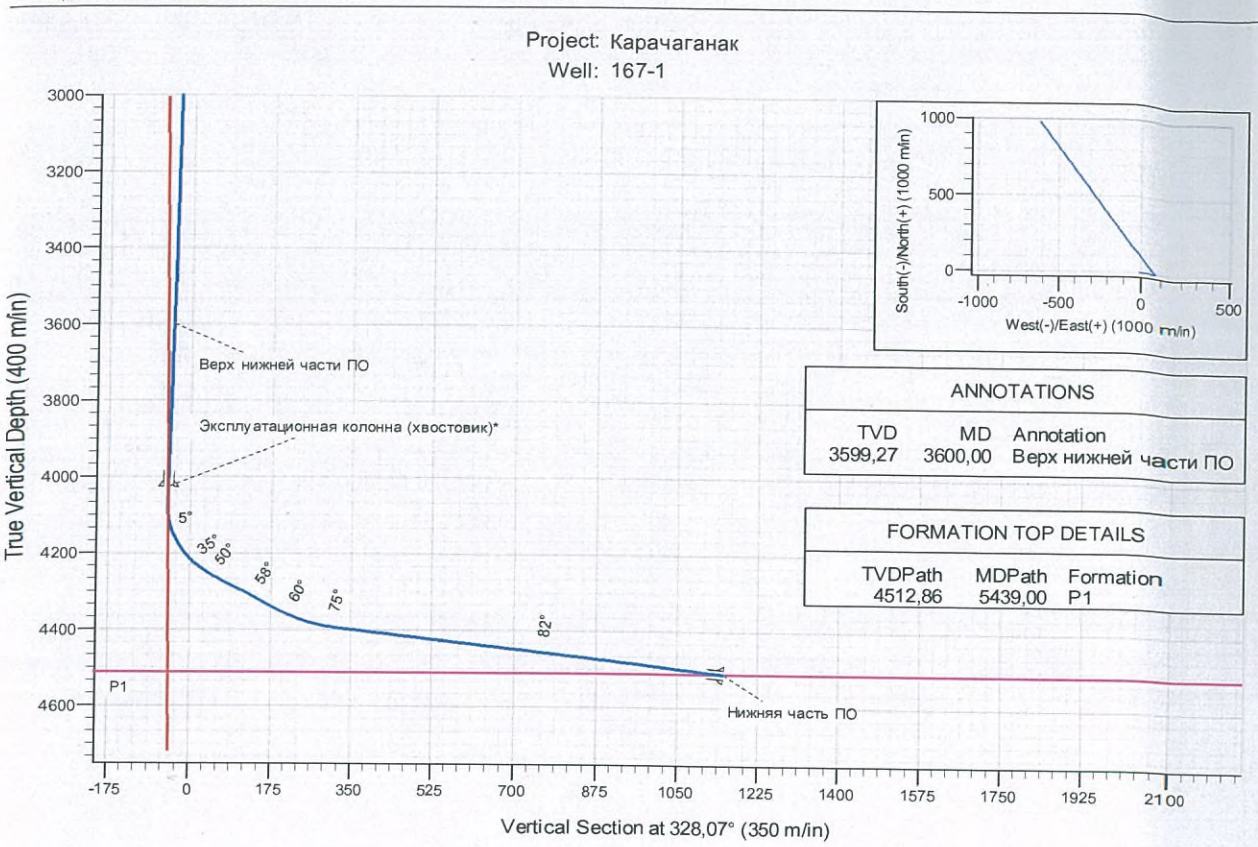
Интервал устатановки погружных насосов по вертикали, м		Максимально допустимые параметры профиля в интервале установки погружных насосов		Зенитный угол, град		
				Максимально-допустимая интенсивность искривления на 30 м	при входе в продуктивный пласт	
от (верх)	до (низ)	Зенитный угол, град	Интенсивность изменения зенитного угла, град/10м		Минимально-допустимый	Максимально-допустимый
1	2	3	4	5	6	7
нет		нет		8,0	81	83

Таблица 6.2 - Профиль ствола скважин

Интервал по вертикали, м		Длина интервала по вертикали, м	Зенитный угол, град		Горизонтальное отклонение, м		Длина по стволу, м		Азимут, градус	Интенсивность искривления, град/30м
от	до		в начале интервала	в конце интервала	за интервал	общее	интервала	общая		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0,00	4024,00	4024,00	0,00	2,74	0,00	-46,05	4025,03	4025,03	83,93	0,68
4024,00	4024,97	0,97	2,74	2,77	-0,02	-46,07	0,97	4026,00	83,35	1,27
4024,97	4048,94	23,97	2,77	2,77	-0,49	-46,56	24,00	4050,00	83,35	0,00
4048,94	4053,94	5,00	2,77	2,77	-0,11	-46,67	5,00	4055,00	83,35	0,00
4053,94	4053,97	0,03	2,77	2,76	0,00	-46,67	0,03	4055,03	83,35	10,00
4053,97	4072,37	18,40	2,76	0,00	-0,19	-46,86	18,41	4073,44	0,00	4,50
4072,37	4078,93	6,56	0,00	1,09	0,07	-46,79	6,56	4080,00	325,00	5,00
4078,93	4083,96	5,03	1,09	1,93	0,13	-46,66	5,03	4085,03	325,00	5,00
4083,96	4096,35	12,39	1,93	4,00	0,64	-46,02	12,41	4097,44	325,00	5,00
4096,35	4108,85	12,50	4,00	7,35	1,24	-44,78	12,56	4110,00	324,90	8,00
4108,85	4123,65	14,80	7,35	11,35	2,43	-42,35	15,00	4125,00	324,86	8,00
4123,65	4138,24	14,59	11,35	15,35	3,46	-38,89	15,00	4140,00	324,84	8,00
4138,24	4143,07	4,83	15,35	16,69	1,39	-37,50	5,03	4145,03	324,84	8,00
4143,07	4152,55	9,48	16,69	19,35	3,07	-34,43	9,97	4155,00	324,83	8,00
4152,55	4166,52	13,97	19,35	23,35	5,46	-28,97	15,00	4170,00	324,82	8,00
4166,52	4171,12	4,60	23,35	24,69	2,04	-26,93	5,03	4175,03	324,82	8,00
4171,12	4180,07	8,95	24,69	27,35	4,37	-22,56	9,97	4185,00	324,82	8,00
4180,07	4193,15	13,08	27,35	31,35	7,33	-15,23	15,00	4200,00	324,81	8,00
4193,15	4197,41	4,26	31,35	32,69	2,67	-12,56	5,03	4205,03	324,81	8,00
4197,41	4205,67	8,26	32,69	35,35	5,57	-6,99	9,97	4215,00	324,81	8,00
4205,67	4217,60	11,93	35,35	39,35	9,08	2,09	15,00	4230,00	324,80	8,00
4217,60	4221,45	3,85	39,35	40,69	3,23	5,32	5,03	4235,03	324,80	8,00
4221,45	4228,85	7,40	40,69	43,35	6,66	11,98	9,97	4245,00	324,80	8,00
4228,85	4239,39	10,54	43,35	47,35	10,65	22,63	15,00	4260,00	324,80	8,00
4239,39	4242,76	3,37	47,35	48,69	3,73	26,36	5,03	4265,03	324,80	8,00
4242,76	4249,16	6,40	48,69	51,35	7,63	33,99	9,97	4275,00	324,80	8,00
4249,16	4258,12	8,96	51,35	55,35	12,01	46,00	15,00	4290,00	324,80	8,00
4258,12	4260,93	2,81	55,35	56,69	4,17	50,17	5,03	4295,03	324,80	8,00
4260,93	4263,69	2,76	56,69	58,06	4,31	54,48	5,13	4300,16	324,80	8,01
4263,69	4274,19	10,50	58,06	58,06	16,81	71,29	19,84	4320,00	324,80	0,00
4274,19	4290,06	15,87	58,06	58,06	25,42	96,71	30,00	4350,00	324,80	0,00
4290,06	4305,93	15,87	58,06	58,06	25,41	122,12	30,00	4380,00	324,80	0,00
4305,93	4321,80	15,87	58,06	58,06	25,42	147,54	30,00	4410,00	324,80	0,00
4321,80	4337,67	15,87	58,06	58,06	25,42	172,96	30,00	4440,00	324,80	0,00
4337,67	4343,45	5,78	58,06	58,06	9,25	182,21	10,92	4450,92	324,80	0,00
4343,45	4353,13	9,68	58,06	60,92	16,41	198,62	19,08	4470,00	324,82	4,50
4353,13	4355,55	2,42	60,92	61,68	4,40	203,02	5,03	4475,03	324,83	4,50
4355,55	4366,67	11,12	61,68	65,43	22,32	225,34	24,97	4500,00	324,86	4,50
4366,67	4368,73	2,06	65,43	66,18	4,58	229,92	5,03	4505,03	324,87	4,50
4368,73	4378,06	9,33	66,18	69,93	23,12	253,04	24,97	4530,00	324,90	4,50
4378,06	4379,76	1,70	69,93	70,68	4,73	257,77	5,03	4535,03	324,91	4,50
4379,76	4387,24	7,48	70,68	74,43	23,78	281,55	24,97	4560,00	324,94	4,50
4387,24	4388,56	1,32	74,43	75,18	4,85	286,40	5,03	4565,03	324,95	4,50
4388,56	4394,15	5,59	75,18	78,93	24,29	310,69	24,97	4590,00	324,98	4,50
4394,15	4395,09	0,94	78,93	79,68	4,94	315,63	5,03	4595,03	324,98	4,50
4395,09	4397,56	2,47	79,68	82,00	15,28	330,91	15,50	4610,53	325,00	4,49
4397,56	4398,87	1,31	82,00	82,00	9,36	340,27	9,47	4620,00	325,00	0,00
4398,87	4403,05	4,18	82,00	82,00	29,67	369,94	30,00	4650,00	325,00	0,00
4403,05	4407,22	4,17	82,00	82,00	29,66	399,60	30,00	4680,00	325,00	0,00
4407,22	4411,40	4,18	82,00	82,00	29,67	429,27	30,00	4710,00	325,00	0,00
4411,40	4415,57	4,17	82,00	82,00	29,66	458,93	30,00	4740,00	325,00	0,00
4415,57	4419,75	4,18	82,00	82,00	29,67	488,60	30,00	4770,00	325,00	0,00
4419,75	4423,92	4,17	82,00	82,00	29,66	518,26	30,00	4800,00	325,00	0,00
4423,92	4428,10	4,18	82,00	82,00	29,67	547,93	30,00	4830,00	325,00	0,00
4428,10	4432,27	4,17	82,00	82,00	29,66	577,59	30,00	4860,00	325,00	0,00
4432,27	4436,45	4,18	82,00	82,00	29,67	607,26	30,00	4890,00	325,00	0,00

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
4436,45	4440,63	4,18	82,00	82,00	29,66	636,92	30,00	4920,00	325,00	0,00
4440,63	4448,98	8,35	82,00	82,00	59,33	696,25	60,00	4980,00	325,00	0,00
4448,98	4453,15	4,17	82,00	82,00	29,67	725,92	30,00	5010,00	325,00	0,00
4453,15	4457,33	4,18	82,00	82,00	29,67	755,59	30,00	5040,00	325,00	0,00
4457,33	4461,50	4,17	82,00	82,00	29,66	785,25	30,00	5070,00	325,00	0,00
4461,50	4465,68	4,18	82,00	82,00	29,67	814,92	30,00	5100,00	325,00	0,00
4465,68	4469,85	4,17	82,00	82,00	29,66	844,58	30,00	5130,00	325,00	0,00
4469,85	4474,03	4,18	82,00	82,00	29,67	874,25	30,00	5160,00	325,00	0,00
4474,03	4478,20	4,17	82,00	82,00	29,66	903,91	30,00	5190,00	325,00	0,00
4478,20	4482,38	4,18	82,00	82,00	29,67	933,58	30,00	5220,00	325,00	0,00
4482,38	4486,55	4,17	82,00	82,00	29,66	963,24	30,00	5250,00	325,00	0,00
4486,55	4490,73	4,18	82,00	82,00	29,67	992,91	30,00	5280,00	325,00	0,00
4490,73	4494,90	4,17	82,00	82,00	29,66	1022,57	30,00	5310,00	325,00	0,00
4494,90	4499,08	4,18	82,00	82,00	29,67	1052,24	30,00	5340,00	325,00	0,00
4499,08	4503,25	4,17	82,00	82,00	29,66	1081,90	30,00	5370,00	325,00	0,00
4503,25	4507,43	4,18	82,00	82,00	29,67	1111,57	30,00	5400,00	325,00	0,00
4507,43	4511,60	4,17	82,00	82,00	29,66	1141,23	30,00	5430,00	325,00	0,00
4511,60	4513,07	1,47	82,00	82,00	10,42	1151,65	10,53	5440,53	325,00	0,00

Примечание - Радиус искривления скважины 214,9 м при интенсивности искривления 8,0 град/30 м.



CASING DETAILS			
TVD	MD	Name	Size
4026,00	4027,03	Эксплуатационная колонна (хвостовик)* (ранее спущенная)	177,80
4513,00	5440,00	Нижняя часть ПО	139,70

ПРОФИЛЬ / SECTION DETAILS

Sec	MD	Inc	Azi	TVD	+N/-S	+E/-W	DLeg	TFace	VSec
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000	0,00	0,00
2	5,03	0,00	0,00	5,03	0,00	0,00	0,000	0,00	0,00
3	3995,03	2,22	94,04	3994,03	-5,45	77,10	0,017	94,04	-45,39
4	4025,03	2,74	83,93	4024,00	-5,41	78,39	0,678	-45,20	-46,05
5	4026,00	2,77	83,35	4024,97	-5,41	78,44	1,267	-43,19	-46,07
6	4055,00	2,77	83,35	4053,94	-5,24	79,83	0,000	0,00	-46,67
7	4055,03	2,76	83,35	4053,97	-5,24	79,83	10,000	180,00	-46,67
8	4073,44	0,00	0,00	4072,37	-5,19	80,27	4,498	180,00	-46,86
9	4085,03	1,93	325,00	4083,96	-5,03	80,16	4,996	325,00	-46,66
10	4097,44	4,00	325,00	4096,35	-4,51	79,79	5,004	0,00	-46,02
11	4145,03	16,69	324,84	4143,07	2,47	74,88	8,000	-0,21	-37,50
12	4175,03	24,69	324,82	4171,12	11,13	68,78	8,000	-0,06	-26,93
13	4205,03	32,69	324,81	4197,41	22,89	60,49	8,000	-0,04	-12,56
14	4235,03	40,69	324,80	4221,45	37,52	50,17	8,000	-0,05	5,32
15	4265,03	48,69	324,80	4242,76	54,75	38,02	8,000	0,00	26,36
16	4295,03	56,69	324,80	4260,93	74,23	24,27	8,000	0,00	50,17
17	4300,16	58,06	324,80	4263,69	77,76	21,78	8,012	0,00	54,48
18	4450,92	58,06	324,80	4343,45	182,30	-51,96	0,000	0,00	182,21
19	4475,03	61,68	324,83	4355,55	199,34	-63,98	4,504	0,42	203,02
20	4505,03	66,18	324,87	4368,73	221,37	-79,49	4,500	0,47	229,92
21	4535,03	70,68	324,91	4379,76	244,19	-95,53	4,500	0,48	257,77
22	4565,03	75,18	324,95	4388,56	267,66	-112,00	4,500	0,49	286,40
23	4595,03	79,68	324,98	4395,09	291,62	-128,81	4,500	0,38	315,63
24	4610,53	82,00	325,00	4397,56	304,16	-137,59	4,490	0,49	330,91
25	5440,53	82,00	325,00	4513,07	977,44	-609,02	0,000	0,00	1151,65

Рисунок 6.1 - Профиль ствола скважины

7 БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ. ВЫБОР ТИПА ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ ДЛЯ БУРЕНИЯ (БУРОВОГО РАСТВОРА) И НАДПАКЕРНОЙ ЖИДКОСТИ

7.1 Буровые растворы

Программа по буровым растворам разработана с учетом всех осложнений, которые могут возникнуть при бурении горизонтального бокового ствола № 167-1 в скважине 167 месторождения Карачаганак.

7.1.1 Основные проблемы при бурении скважины

Основными проблемами при бурении горизонтального бокового ствола скважины являются:

- поглощение бурового раствора;
- прихватоопасность;
- искривление ствола скважины;
- газопроявления, с содержанием в газе H_2S до 3,77 % и CO_2 до 6,01 %.

Решения:

для обеспечения качественного вскрытия продуктивных пластов предусмотрены два типа бурового раствора:

вариант I – раствор на углеводородной основе;

вариант II – безглинистый полимерный буровой раствор на водной основе.

- в случае возникновения поглощений в продуктивных пластах необходимо в раствор вводить кислоторастворимые наполнители, в случае катастрофических поглощений использовать смесь масла, воды и цемента;
- для недопущения нефтегазопроявлений требуется непрерывное слежение за технологическими показателями бурового раствора и уровнем бурового раствора в рабочих ёмкостях с использованием приборов;
- так как в пластовых флюидах присутствуют H_2S и CO_2, обязательно использовать стационарные или переносные газоанализаторы и иметь в наличии индивидуальные средства защиты (автономные дыхательные аппараты);
- в буровой раствор регулярно вводить реагенты поглотители или нейтрализаторы H_2S и CO_2;
- при температуре бурового раствора, обработанного химическими реагентами, на устье и в отстойниках выше 40^0С необходимо принимать специальные меры защиты:

охлаждение бурового раствора путем перемешивания его, закрытие люков отстойников крышками, проведение работающим специнструктажа и другие.

7.1.2 Обоснование плотности бурового раствора

Плотность бурового раствора по интервалам бурения определена исходя из горно-геологических условий бурения скважины в соответствие с требованиями «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», далее (Правила) и опыта бурения ранее пробуренных скважин.

$$\rho_{б.р.} = 10 \times к_{п.д.} \times к_{пр.ср.},$$

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

$к_{пр.ср.}$ – коэффициент превышения гидростатического давления столба бурового раствора над пластовым в соответствии с Правилами.

<u>Интервал 4026-5440 м</u>

$$\rho_{б.р.} = 10 \times 0,92 \times (1,04 \div 1,07) = 0,95 \div 0,98 \text{ г/см}^3$$

Бурение данного интервала можно производить буровым раствором плотностью 0,95-0,98 г/см^3. Для расчетов принимаем плотность бурового раствора 0,95 г/см^3 (вариант I) с учетом максимального превышения гидростатического давления в скважине над пластовым.

В случае использования бурового раствора на водной основе (вариант II) бурение производить на буровом растворе плотностью 1,01 г/см^3.

В случае появления признаков осыпей либо обнаружения признаков нефтегазопроявлений ступенчато увеличить плотность бурового раствора до прекращения осложнений, не вызывая при этом поглощений.

В случае возникновения поглощений использовать в необходимом количестве кислоторастворимые наполнители, при увеличении интенсивности поглощения вводить пачки LCM.

7.1.3 Выбор типа бурового раствора

Во избежание возникновения проблем, описанных в п. 7.1.1, при бурении скважины применяются следующие типы буровых растворов:

Бурение интервала **4026-5440 м** производить с использованием одного из двух вариантов бурового раствора, предусмотренного проектом:

Вариант-I – раствор на углеводородной основе;

вариант-II – безглинистый полимерный буровой раствор на водной основе.

Вариант-I. Раствор на углеводородной основе.

Для приготовления и обработки раствора на углеводородной основе используются следующие реагенты:

- В качестве углеводородной основы использовать Saraline (базовое масло) (дисперсионная фаза) - 60 %;
- Водный раствор $CaCl_2$ (дисперсная среда) - 40 %;
- Avoil FR ND – обеспечивает контроль фильтрации;
- NDFT 411 – эмульгатор;
- Emulam RM77 – регулятор реологии;
- Avoil WA LT – смачивающий агент;
- $CaCl_2$ – минерализатор водной фазы;
- Lime (известь) – обеспечивает щелочность раствора и поглотитель CO_2;
- Глюконат железа – поглотитель H_2S;
- $CaCO_3$ –в качестве утяжелителя.

Вариант-II. Безглинистый полимерный буровой раствор на водной основе.

Для приготовления и обработки безглинистого полимерного бурового раствора используются следующие реагенты:

- NewZan D – используется в качестве структурообразователя;
- Victosal HT – вводится для снижения фильтрации;
- NaOH – для поддержания pH раствора более 10 из-за присутствия H_2S;
- Na_2CO_3 – для снижения жесткости;
- NewPac PLV – вводится для контроля водоотдачи;
- NewScav HS W – поглотитель H_2S;
- Incorr 2275 – ингибитор коррозии и поглотитель CO_2;
- EvoLube DPE – смазывающая добавка;
- Avacid 50 – бактерицид;
- $CaCO_3$ – для поддержания требуемой плотности бурового раствора;

В случае возникновения поглощений, использовать в необходимом количестве кислоторастворимые наполнители.

Расчетный объем бурового раствора, расход и перечень реагентов, входящих в состав бурового раствора, приведены в таблицах 7.2, 7.3 и 7.6.

Примечания

1 На буровой необходимо вести журналы регистрации параметров бурового раствора, время замера их и расход химических реагентов согласно Правил;

2 Реагенты, предусмотренные проектом, поставляются фирмой “NDF KAZAKHSTAN”, возможно использование других реагентов этой же фирмы, идентичных по своему действию (не ухудшающих свойства бурового раствора) либо производимых другими фирмами;

3 Во время бурения скважины рецептуру обработки бурового раствора можно скорректировать;

4 Нормы расхода химических реагентов взяты в зависимости от геологических условий и подтверждены лабораторными работами, проведенными для идентичной скважины м. Карачаганак в НИЛЦ АО «НИПИнефтегаз», аккредитованном в системе аккредитации Республики Казахстан на соответствие требованиям ГОСТ ISO/IEC 17025-2019. Аттестат аккредитации № KZ.T.13.1064 от 06 октября 2025 года;

5 Все химические реагенты должны проходить токсикологическую экспертизу;

6 Температура самовоспламеняющихся паров раствора на углеводородной основе должна превышать не менее чем на 50°С максимально ожидаемую температуру раствора на устье.

7.1.4 Контроль качества и подготовка бурового раствора

Учитывая возможные проблемы в процессе бурения горизонтального бокового ствола скважины и методы их устранения, изложенные в разделе 7.1.1, необходимо обеспечить жёсткий контроль за химическими и реологическими свойствами бурового раствора, электростабильностью раствора на углеводородной основе, для чего все основные параметры (таблица 7.1) должны измеряться каждые 4 часа, кроме, плотность через 10-15 минут (при нефтегазопроявлениях плотность раствора измеряется через 5 минут) и условная вязкость (по СПВ-5, стандарт РК или по воронке Марша, стандарт АНИ) через 10-15 минут. При отсутствии на буровой газокаротажной станции 2 раза в смену производится контроль бурового раствора на насыщенность его газом. Если объемное содержание газа в буровом растворе превышает 5 %, то принимать меры по его дегазации, выявлению причин насыщения раствора газом (работа пласта, поступление газа с выбуренной породой, вспенивание и т.д.).

Результаты анализа бурового раствора должны сообщаться в буровое управление Компании.

Особые требования предъявляются к системе контроля над содержанием твердой фазы в буровом растворе и ее регулированию. Для чего циркуляционная система буровой установки должна быть оснащена самым современным оборудованием для очистки и регулирования содержания твердой фазы (вибрационные сита, оснащенные сетками с ячейками для грубой очистки 40-80 меш и для тонкой очистки 100-230 меш, гидроциклонные пескоотделители и илоотделители), при необходимости использовать центрифугу. Эффективное использование системы очистки бурового раствора от выбуренной породы позволит обеспечить поддержание запроектированных параметров и сократить затраты на его обработку (минимальное разбавление), а при использовании раствора на углеводородной основе обеспечить требуемую величину электростабильности.

Периодически, в процессе бурения и при подготовке ствола скважины к спуску хвостовика, прокачивать специально приготовленную вязкую пачку бурового раствора той же плотности 4-5 $м^3$ с целью дополнительной очистки ствола скважины, особенно в кавернозной части его.

Перечень оборудования по очистке бурового раствора от выбуренной породы представлен в таблице 7.7.

Вариант I:

Для бурения интервала **4026-5440 м** использовать вновь приготовленный буровой раствор на углеводородной основе плотностью 0,95 $г/см^3$, обработанный реагентами согласно табл. 7.2 и заменить им весь объем бурового раствора находящегося в скважине. Замену раствора произвести в башмаке 177,8 мм колонны.

При приготовлении бурового раствора регулярно вводить поглотители или нейтрализаторы сероводорода и углекислого газа.

Контроль над содержанием сероводорода/сульфидов в буровом растворе осуществляется экспресс-методом по СТ РК ISO 10414-2-2012 «Промышленность нефтяная и газовая. Полевые испытания буровых растворов. Часть 2. Растворы на нефтяной основе» Приложение 1.

Сущность экспресс-метода заключается в том, что сероводород в буровом растворе и/или выделившийся при разложении водорастворимых сульфидов, вытесненный инертным газом, вызывает окрашивание индикаторной трубки. Длина окрашенного слоя пропорциональна количеству сероводорода, выделившегося из бурового раствора.

Согласно Правил необходимо вести контроль над содержанием количества реагента–нейтрализатора сероводорода и осуществлять его можно титриметрическим, фотометрическим или атомно-абсорбционным методами.

В случае не полной нейтрализации сероводорода осуществляется дополнительная обработка бурового раствора реагентом нейтрализатором.

В процессе бурения контролируется:

- соответствие бурового раствора геолого-техническому наряду;
- расход бурового раствора на входе и выходе из скважины;
- уровень раствора в приемных емкостях при бурении и на устье скважины при простое и СПО;
- показание концентрации газов в буровом растворе.

На буровой создается запас материалов и химических реагентов, нейтрализующих сероводород, достаточный для обработки бурового раствора в количестве не менее двух объемов скважины. Количество нейтрализатора показано в примечании к таблице 7.3.

При бурении пластов, содержащих сероводород, с целью раннего обнаружения ГНВП осуществляется контроль прямых и косвенных признаков по показателям:

- концентрация газов, наличие сульфидов и плотность промывочной жидкости;
- уровень промывочной жидкости в скважине при отсутствии циркуляции;
- уровень промывочной жидкости в приемных емкостях.

В случае возникновения осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины, либо обнаружения признаков проявлений, ступенчато увеличить плотность бурового раствора до прекращения осложнений, не вызывая при этом поглощений.

В случае возникновения поглощений в буровой раствор вводить кислоторастворимые наполнители.

Вариант II:

Для бурения интервала **4026-5440 м** приготовить новый безглинистый полимерный буровой раствор, обработанный реагентами согласно табл. 7.2, плотностью 1,01 г/см^3 и заменить им весь объем бурового раствора, находящегося в скважине. Замену раствора произвести в башмаке 177,8 мм колонны.

При бурении данного интервала и при подготовке ствола скважины к спуску «хвостовика» вводить смазывающую добавку EvoLube DPE и реагенты поглотители или нейтрализаторы сероводорода и углекислого газа.

В случае обнаружения признаков нефтегазопроявлений ступенчато увеличить плотность бурового раствора до прекращения осложнений, не вызывая при этом поглощений.

В случае возникновения поглощений в буровой раствор вводить кислоторастворимый наполнитель.

Расчётные объёмы раствора по интервалам бурения приведены в таблице 7.3.

7.2 Надпакерная жидкость

С целью предупреждения коррозии эксплуатационной колонны и колонны насосно-компрессорных труб (НКТ) в процессе эксплуатации горизонтальной добывающей скважины в качестве надпакерной жидкости использовать жидкость следующего состава:

Вариант 1. Надпакерная жидкость на водной основе.

Состав надпакерной жидкости в кг на 1м^3 при плотности 1,00 г/см^3:

Наименование компонента	Назначение	Расход, кг/м^3
1	2	3
Вода	основа надпакерной жидкости	985,1
Incorr	ингибитор коррозии	5,0
Incorr 2275	ингибитор коррозии и поглотитель CO_2	2,0
NewScav HS W	поглотитель H_2S	6.0
NaOH	для поддержания pH	0,7
Avacide 50	бактерицид	1.0
Примечание - При необходимости увеличения плотности надпакерной жидкости производить ввод хлористых солей NaCl или $CaCl_2$.		

Вариант 2. Надпакерная жидкость на углеводородной основе.

Состав надпакерной жидкости на основе «Saraline» (это раствор, которым вскрывали продуктивные пласты на данной скважине, после дополнительной очистки его от твердой фазы):

Наименование компонента	Назначение	Расход, кг/м^3
1	2	3
Бур. раствор на основе «Saraline» плотностью 0,95-1,00 г/см^3	основа надпакерной жидкости	987,0
Incorr	ингибитор коррозии	5,0
Incorr 2275	ингибитор коррозии и поглотитель CO_2	2,0
Глюконат железа	поглотитель H_2S	6,0

Перед замещением раствора на углеводородной основе на надпакерную жидкость рекомендуется прокачать очищающие пачки.

Для эффективной очистки обсадной колонны рекомендуется прокачать очищающие пачки не менее 150 м в затрубном пространстве или 3 мин времени контакта.

Расчет количества надпакерной жидкости и ее компонентов приведены в таблице 10.10.

Таблица 7.1 - Типы и параметры буровых растворов

Вариант-1

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора																
	от (верх)	до (низ)	плотность, г/см³	условная вязкость, с	водоотдача, см³ за 30 мин РК (API)		СНС (Gels), мгс/см² (фунт/100фут²) через, мин (с, мин)		корка, мм	Содержание тв. фазы, %			pH	минерализация, г/л	пластическая вязкость, сП	динамическое напряжение сдвига, фунт/100фут²	плотность до утяжеления, г/см³	электростабильность, вольт	соотношение масло/вода, %
							1(10)	10(10)		коллоидной (активной) фазы	песка	всего							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Горизонтальный ствол Раствор на УВ основе	4026	5440	0,95	50-70	0	0	19-34 (4-7)	24-38 (5-8)	<1	<2	<0,5	<6	-	>75	как можно меньше	20-25	0,91	>300	60/40

Примечание - Для расчета принята оптимальная плотность бурового раствора, обоснование см. раздел 7.1.2.

Таблица 7.1 - Типы и параметры буровых растворов

Вариант-2

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора														
	от (верх)	до (низ)	плотность, г/см³	условная вязкость, с	водоотдача, см³ за 30 мин		СНС (Gels), мгс/см² (фунт/100фут²) через, мин (с, мин)		корка, мм	Содержание тв. фазы, %			pH	минерализация, г/л	пластическая вязкость, сП	динамическое напряжение сдвига, фунт/100фут²	плотность до утяжеления, г/см³
					РК	API	1(10)	10(10)		коллоидной (активной) части	песка	всего					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Горизонтальный ствол Полимерный безгинистый раствор	4026	5440	1,01	30-45	3-4	<6	28-40 (6-8)	48-60 (10-12)	<2	<1,0	<0,5	<3	>10	-	как можно меньше	15-25	1,00

Примечание - Для расчета принята минимально возможная плотность бурового раствора, обоснование см. раздел 7.1.2.

Таблица 7.2 - Компонентный состав бурового раствора и характеристика компонентов

Вариант-1

Номер интервала с одинаковым долевым составом бурового раствора	Интервал, м		Название (тип) бурового раствора	Плотность раствора, г/см³	Смена раствора для бурения интервала (да, нет)	Название компонента	Плотность, г/см³	Содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	Влажность, %	Сорт	Содержание компонента в буровом растворе, кг/м³
	от (верх)	до (низ)									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Горизонтальный ствол	4026	5440	Раствор на углеводородной основе	0,95	да	Saraline (базовое масло)	0,78			в/с	458,8
						Вода	1,00				305,9
						Avoil FR ND	1,01			в/с	12,0
						$CaCl_2$	2,15	95		в/с	25,0
						Lime (известь, погл. CO_2)	2,24			в/с	35,0
						NDFT 411	1,00			в/с	40,0
						Emulam RM77	1,02			в/с	5,0
						Avoil WA LT	0,93			в/с	2,0
						$CaCO_3$ (утяжелитель)	2,70			в/с	60,3
						Глюконат железа (погл. H_2S)	1,00			в/с	6,0

Примечания

1 В случае возникновения поглощения вводить кислоторастворимые материалы для ликвидации поглощений;

2 Компоненты буровых растворов должны в обязательном порядке проходить токсикологическую экспертизу.

Таблица 7.2 - Компонентный состав бурового раствора и характеристика компонентов

Вариант-2

Номер интервала с одинаковым долевым составом бурового раствора	Интервал, м		Название (тип) бурового раствора	Плотность раствора, г/см³	Смена раствора для бурения интервала (да, нет)	Название компонента	Плотность, г/см³	Содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	Влажность, %	Сорт	Содержание компонента в буровом растворе, кг/м³
	от (верх)	до (низ)									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Горизонтальный ствол	4026	5440	Полимерный безгинистый раствор	1,01	да	Вода	1,00				976,0
						NewPac PLV	1,60			в/с	6,00
						NewZan D	1,50			в/с	2,0
						Victosal HT	1,50			в/с	12,0
						EvoLube DPE	0,95			в/с	2,00
						Incorr 2275 (погл. CO_2)	1,35			в/с	3,00
						NaOH	2,13	92		в/с	1,00
						Na_2CO_3	2,53	91		в/с	1,00
						NewScav HS W (погл. H_2S)	1,11			в/с	6,0
						Avacid 50	1,10			в/с	1,0

Примечания

1 В случае возникновения поглощения вводить кислоторастворимые материалы для ликвидации поглощений;

2 Компоненты буровых растворов должны в обязательном порядке проходить токсикологическую экспертизу.

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

Вариант-1

Интервал, м		Коэффициент запаса раствора на поверхности	Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Нормы расхода бурового раствора, м³/м и его компонентов, кг/м³ в интервале			Потребность бурового раствора, м³ и его компонентов, кг			
от (верх)	до (низ)			величина	источник норм	поправочный коэф.	на запас на поверхности	на исходный объём	на бурение интервала	суммарная в интервале
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Горизонт. ствол			Раствор на УВ основе, м³				215,4		129,2	344,6
4026	5440		Saraline (базовое масло)	458,8	местные	нет	98807,9		59284,8	158092,7
			Вода	305,9			65872,0		39523,2	105395,1
			Avoil FR ND	12,0	местные	нет	2584,3		1550,6	4135,0
			$CaCl_2$	25,0	местные	нет	1646,8		988,1	2634,9
			Lime (известь, поглот CO_2)	35,0	местные	нет	7537,7		4522,6	12060,3
			NDFT 411	40,0	местные	нет	8614,5		5168,7	13783,2
			Emulam RM77	5,0	местные	нет	1076,8		646,1	1722,9
			Avoil WA LT	2,0	местные	нет	430,7		258,4	689,2
			CaCO3 (утяжелитель)	60,3	местные	нет	12993,9		7796,4	20790,3
			Глюконат железа (погл. H2S)	6,0	местные	нет	1292,2		775,3	2067,5
Общая потребность бурового раствора на скважину										
4026	5440						215,4		129,2	344,6

Примечания

1 На буровой необходимо вести журналы параметров бурового раствора, время замера их и расход химических реагентов согласно "Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности" далее Правил;

2 К кав. (коэффициент кавернозности) =1,24 в интервале 4026-5440 м;

3 Потери раствора – 20%;

4 Нормы расхода химических реагентов взяты согласно геологическх условий и подтверждены лабораторными работами, проведенными в НИЛЦ АО «НИПИнефтегаз», аккредитованном в системе аккредитации РК на соответствие требованиям ГОСТ ИСО/МЭК 17025-2009, для идентичной скважины м. Карачаганак. Аттестат аккредитации № KZ.T.13.1064 от 06 октября 2025 года;

5 Согластно Правил на буровой создается запас материалов и химических реагентов, нейтрализующих сероводород, достаточный для обработки бурового раствора в количестве не мение 2-х объемов скважины, необходимое количество реагента нейтрализатора - *1292,2 кг;*

6 Буровой раствор, оставшийся после окончания скважины бурением, вывозится для повторного использования или на утилизацию;

7 Буровой раствор принят из расчета 1 объем в скважине и 2 объема для запаса на поверхности.

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

Вариант-2

Интервал, м		Коэффициент запаса раствора на поверхности	Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Нормы расхода бурового раствора, м³/м и его компонентов, кг/м³ в интервале			Потребность бурового раствора, м³ и его компонентов, кг			
от (верх)	до (низ)			величина	источник норм	поправочный коэф.	на запас на поверхности	на исходный объём	на бурение интервала	суммарная в интервале
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Горизонтальный ствол			Полимерный безглинистый раствор, м³							
4026	5440						215,4		129,2	344,6
			Вода	976,0			210193,5		126116,1	336309,6
			NewPac PLV	6,0	местные	нет	1292,2		775,3	2067,5
			NewZan D	2,0	местные	нет	430,7		258,4	689,2
			Victosal HT	12,0	местные	нет	2584,3		1550,6	4135,0
			EvoLube DPE	2,0	местные	нет	430,7		258,4	689,2
			Incorr 2275 (Поглот CO_2)	3,0	местные	нет	646,1		387,7	1033,7
			NaOH	1,0	местные	нет	215,4		129,2	344,6
			Na_2CO_3	1,0	местные	нет	215,4		129,2	344,6
			NewScav HS W (Погл. H_2S)	6,0	местные	нет	1292,2		775,3	2067,5
			Avacid 50	1,0	местные	нет	215,4		129,2	344,6
Общая потребность бурового раствора на скважину										
4026	5440						215,4		129,2	344,6

Примечания

1 На буровой необходимо вести журналы параметров бурового раствора, время замера их и расход химических реагентов согласно "Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности" далее Правил;

2 К кав. (коэффициент кавернозности) =1,24 в интервале 4026-5440 м;

3 Потери раствора – 20%;

4 Нормы расхода химических реагентов взяты согласно геологическх условий и подтверждены лабораторными работами, проведенными в НИЛЦ АО «НИПИнефтегаз», аккредитованном в системе аккредитации РК на соответствие требованиям ГОСТ ИСО/МЭК 17025-2009, для идентичной скважины м. Карачаганак. Аттестат аккредитации № KZ.T.13.1064 от 06 октября 2025 года;

5 Согластно Правил на буровой создается запас материалов и химических реагентов, нейтрализующих сероводород, достаточный для обработки бурового раствора в количестве не мение 2-х объемов скважины, необходимое количество реагента нейтрализатора - 1292,2 кг;

6 Буровой раствор, оставшийся после окончания скважины бурением, вывозится для повторного использования или на утилизацию;

7 Буровой раствор принят из расчета 1 объем в скважине и 2 объема для запаса на поверхности.

Таблица 7.4 - Потребность воды или компонентов для обработки бурового раствора при разбуривани цементных стаканов

Номер колонны в порядке спуска	Названвание 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
*	Разбуривание цементного стакана в башмаке 177,8 мм колонны			сода кальцинированная	2,53		>90	в/с	0,3	26,9
Итого										26,9
*Спущена ранее.										

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

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Название компонентов для обработки раствора	Характеристика компонента				Норма расхода на обработку 1 м^3 раствора, кг/м^3	Количество, кг
			плотность, г/см^3	влажность, %	содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	сорт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Не требуется								

Таблица 7.6 - Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину

Вариант-1

Название компонентов бурового раствора	ГОСТ, ОСТ и т.д. на изготовление	Потребность компонентов бурового раствора, т			
		номера колонн (см. таб. 5.2, гр. 1)		суммарная на скважину	
		для запасного раствора в интервале, м	для раствора на бурение в интервале, м		
		4026 5440	4026 5440	на бурение	всего с запасом
1	2	3	4	5	6
Вода		65,87	39,52	39,52	105,4
Saraline	Ст.АНИ	98,81	59,28	59,28	158,1
Avoil FR ND	Ст.АНИ	2,584	1,551	1,551	4,135
$CaCl_2$	ГОСТ 450-77	1,647	0,988	0,988	2,635
Lime (известь)	ГОСТ22688-77	7,538	4,523	4,523	12,06
NDFT 411	Ст.АНИ	8,614	5,169	5,169	13,78
Emulam RM77	Ст.АНИ	1,077	0,646	0,646	1,723
Avoil WA LT	Ст.АНИ	0,431	0,258	0,258	0,689
Глюконат железа	Ст.АНИ	1,292	0,775	0,775	2,067
$CaCO_3$	Ст.АНИ	12,99	7,80	7,796	20,79

Примечание - Допускается применение хим.реагентов, производимых по другим стандартам отечественных и зарубежных производителей.

Таблица 7.6 - Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину

Вариант-2

Название компонентов бурового раствора	ГОСТ, ОСТ и т.д. на изготовление	Потребность компонентов бурового раствора, т			
		номера колонн (см. таб. 5.2, гр. 1)		суммарная на скважину	
		для запасного раствора в интервале, м	для раствора на бурение в интервале, м		
		4026 5440	4026 5440	на буре-ние	всего с запасом
1	2	3	4	5	6
Вода		210,2	126,1	126,1	336,3
Na_2CO_3	ГОСТ 5100-85	0,215	0,129	0,129	0,371
Victosal HT	Ст.АНИ	2,584	1,551	1,551	4,135
NewPac PLV	Ст.АНИ	1,292	0,775	0,775	2,067
NewZan D	Ст.АНИ	0,431	0,258	0,258	0,689
NaOH	ГОСТ 2263-79	0,215	0,129	0,129	0,345
EvoLube DPE	Ст.АНИ	0,431	0,258	0,258	0,689
Incorr 2275	Ст.АНИ	0,646	0,388	0,388	1,034
NewScav HS W	Ст.АНИ	1,292	0,775	0,775	2,067
Avacid 50	Ст.АНИ	0,215	0,129	0,129	0,345
Примечание - Допускается применение хим.реагентов, производимых по другим стандартам, отечественных и зарубежных производителей.					

Таблица 7.7 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов
Буровая установка RIG-258, RIG-249

Название	типоразмер или шифр	Количество, шт	ГОСТ, ОСТ и т.д на изготовление	Использование очистных устройств		
				ступенчатость очистки: 1 - вибросито; 2-1+песко-отделитель; 3-2+илоотделитель	интервал, м	
					от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7
Вибросита	сдвоенное, Brandt	2	Ст. АНИ	3 - 2+илоотделитель	4026	5440
Пескоотделитель	Derrick Model 48 Flo-Line	1	Ст. АНИ			
Илоотделитель	Derrick Model 48 Flo-Line	1	Ст. АНИ			
Дегазатор	Swaco	1	Ст. АНИ			
Блок приготовления раствора, включающий:						
Центробежные насосы	Mission Magum 6x8x14	2	Ст. АНИ			
Хопперы для раствора	Pioner Sidewinder	2	Ст. АНИ			
Гидроперемешиватели	Standart	7	Ст. АНИ			
Электроперемешиватели	Brandt MA-10	10	Ст. АНИ			
Центрифуга		1	Ст. АНИ	использовать при необходимости		
Хопперы на запасной емкости	Pioner Sidewinder	2	Ст. АНИ			

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

8 УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

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

Интервал, м		Вид технологической операции	Способ бурения	Условный номер КНБК (см. таб. 8.2)	Режим бурения			Скорость выполнения технологической операции, м/ч
от (верх)	до (низ)				Осевая нагрузка, тс	Скорость вращения, об/мин, тип забойного двигателя	Расход бурового раствора, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
3600	4026	Зачистка в 7" колонне, разбуривание цемента, проработка	Роторный	1	1-3	80	15	20
4026	5440	Бурение под 114,3 мм хвостовик	Роторная управляемая система (РУС Power D)	3	2-7	150-170	15	6,5
3600	5440	Шаблонирование в 114,3 мм хвостовике	Забойный двигатель	4	2-4	250	7	27,3

Таблица 8.2 - Компоновка низа бурильных колонн (КНБК)

Условный номер КНБК	Элементы КНБК (до бурильных труб)								
	Типоразмер, шифр	Расстояние от забоя до места установки, м	Техническая характеристика				Суммарная длина КНБК, м	Суммарная масса КНБК, т	Примечание
			наружный диаметр, мм	длина, м	масса, кг	угол перекоса осей отклонителя, град.			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Цементная фреза 5 7/8"	0	149,2	0,58	25	-			
	7" колонный скрепер	0,58	149,2	1,01	70,3				
	Наддолотный переводник 4 3/4"	1,59	120,7	0,73	50,8				
	Короткое 4 3/4" УБТ (DC)	2,32	120,7	3,01	209,5				
	Колонный стабилизатор	5,33	149,3	1,78	160				
	4 3/4" инструмент MWD	7,11	120,7	7,67	533,8				
	4 3/4" УБТ (DC)	14,78	120,7	54,84	3816,9				
	88,9 мм ТБТ (3 1/2" HWDP)	69,62	88,9	82,3	2903,8		151,9	7,8	
2	Долото PDC 6" (IADC M223)*	0	152,4	0,19	16				
	РУС (Power D) с 149,2 мм стаб и обр клапаном	0,2	120,7	4,1	425				
	120,7 мм гладкий приёмник	4,29	120,7	1,5	104				
	Электромагнитная система MWD/LWD	5,79	120,7	28,3	1966				
	Стабилизатор 149,2 мм (5 7/8" STB)	34,0	149,2	1,5	160				
	88,9 мм ТБТ (3 1/2" HWDP)	35,5	88,9	27,4	973	-			
	120,7 мм Ясс (4 3/4" JAR)	62,93	120,7	9,45	650				
	88,9 мм ТБТ (3 1/2" HWDP)	72,3788	88,9	27,4	973		99,80	5,3	

продолженин таблицы 8.2

1	3	4	5	6	7	8	9	10	11
3	Фреза 3 3/4"	0	95,3	0,3	5				
	Забойный двигатель	0,3	73	5,0	75				
	Переводник с обратным клапаном	5,3	73	0,5	14				
	Перепускной переводник	5,8	73	0,5	12				
	Переходный переводник	6,3	79,4	0,4	13				
	79.4 мм Ясс (3 1/8" JAR)	6,7	79,4	4,6	200				
	Переходный переводник	11,3	88,9	0,5	20				
	СБТ 73 (2 7/8" DP)	11,8	73	1958	27216				
	Переходный переводник	1969,8	120,7	0,6	42				
	Циркуляционный переводник	1970,4	120,7	1,8	125		1972,2	27,72	

Примечание

1 Допускается корректировка КНБК и способа бурения по фактическим геологическим условиям проводки скважины, а также рекомендациям бурового подрядчика и сервисной компании по направленному бурению, при согласовании с представителями Заказчика.

* Возможно использование долот других типов.

Таблица 8.3 - Потребное количество элементов КНБК

Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширка, проработка)	Интервал работ по стволу, м		Норма проходки		Потребное количество на интервал, шт, (для УБТ и НКТ комплектов)
		от (верх)	до (низ)	величиа, м	источник норм	
1	2	3	4	5	6	7
Цементная фреза 5 7/8"	Зачистка в 7" колонне, проработка	3600	4026	1200	Местные нормы	1
Наддолотный переводник 4 3/4"	Зачистка в 7" колонне, проработка	3600	4026			1
Колонный стабилизатор 149,2 мм	Зачистка в 7" колонне, проработка	3600	4026	1500		1
4 3/4" УБТ (DC)	Зачистка в 7" колонне, проработка	3600	4026			1 комплект
88,9 мм ТБТ (3 1/2" HWDP)	Зачистка в 7" колонне, проработка	3600	4026			1 комплект
7" колонный скрепер	Зачистка в 7" колонне, проработка	3600	4026			1
Долото 152, мм (PDC 6" M223)*	Бурение, проработка	4026	5440	1100	Местные нормы	2
Стабилизатор 149,2 мм (5 7/8" STB)	Бурение, проработка	4026	5440	1500		2
Роторная управляемая система (РУС)	Бурение, проработка	4026	5440			1
120,7 мм гладкий приёмник	Бурение, проработка	4026	5440			1
120,7 мм Ясс (4 3/4" JAR)	Бурение, проработка	4026	5440			1 шт
88,9 мм ТБТ (3 1/2" HWDP)	Бурение, проработка	4026	5440			1 комплект
Фреза 3 3/4"	Шаблонирование в хвостовике	3600	5440	2500	Местные нормы	1
Переводник с обратным клапаном 73 мм	Шаблонирование в хвостовике	3600	5440			1
Забойный двигатель 73 мм	Шаблонирование в хвостовике	3600	5440			1
Перепускной переводник 73 мм	Шаблонирование в хвостовике	3600	5440			1
Переходный переводник 79,4 мм	Шаблонирование в хвостовике	3600	5440			1
Переходный переводник 88,9 мм	Шаблонирование в хвостовике	3600	5440			1
79,4 мм Ясс (3 1/8" JAR)	Шаблонирование в хвостовике	3600	5440			1
Переходный переводник 120,7 мм	Шаблонирование в хвостовике	3600	5440			1
Циркуляционный переводник 120,7 мм	Шаблонирование в хвостовике	3600	5440			1
СБТ 73 (2 7/8" DP)	Шаблонирование в хвостовике	3600	5440			1 комплект

* Возможно использование долот других типов.

Таблица 8.4 - Суммарное количество и масса элементов КНБК

Название обсадной колонны	Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	ГОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Суммарная величина			
			Количество элементов КНБК, шт (м)			Масса по типоразмеру или шифру, кг
			для проработки ствола	для бурения расширки и отбора керна	по типоразмеру или шифру	
1	2	3	4	5	6	7
177,8 мм (7") экс колонна	Цементная фреза 5 7/8"	Ст. АНИ	0,09	0,36	1	25
	Наддолотный переводник 4 3/4"	Ст. АНИ			1	50,8
	Колонный стабилизатор 149,2 мм	Ст. АНИ	0,07	0,3	1	160
	4 3/4" УБТ (DC)	Ст. АНИ			57,85	4026
	88,9 мм ТБТ (3 1/2" HWDP)	Ст. АНИ			82,26	2904
	7" колонный скрепер	Ст. АНИ			1	70,3
114,3 мм (4,5") хвостовик	120,65 мм Ясс (4 3/4" JAR)	Ст. АНИ			1	650
	Долото 152,4 мм (PDC 6", M223)*	Ст. АНИ	0,26	1,29	2	32
	Стабилизатор 149,2 мм (5 7/8" STB)	Ст. АНИ	0,19	0,94	2	320
	Роторная управляемая система (РУС)	Ст. АНИ			1	425
	120,7 мм гладкий приёмник	Ст. АНИ			1	104
Шаблонирование в 114,3 мм хвостовике	Фреза 3 3/4"	Ст. АНИ		0,7	1	5
	Переводник с обратным клапаном 73 мм	Ст. АНИ			1	14
	Забойный двигатель 73 мм	Ст. АНИ			1	75
	Перепускной переводник 73 мм	Ст. АНИ			1	12
	Переходный переводник 79,4 мм	Ст. АНИ			1	13
	Переходный переводник 88,9 мм	Ст. АНИ			1	20
	79,4 мм Ясс (3 1/8" JAR)	Ст. АНИ			1	200
	СБТ 73 (2 7/8" DP)	Ст. АНИ			1958	27216
	Циркуляционный переводник 120,7 мм	Ст. АНИ			1	125
	Переходный переводник 120,7 мм	Ст. АНИ			1	42

* Возможно использование долот других типов.

Таблица 8.5 - Рекомендуемые бурильные трубы

Обозначение бурильной трубы	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности) материала	Тип замкового соединения	Количество труб, м	Наличие труб (есть, нет)
1	2	3	4	5	6	7
СБТ 88,9 (3 1/2" DP)	88,9	11,4	SS-105	NC-38	900	есть
СБТ 88,9 (3 1/2" DP)	88,9	9,35	SS-105	NC-38	2700	есть
СБТ 73 (2 7/8" DP)	73,0	7,82	SS-105	NC-26	1840	есть

Таблица 8.6 - Конструкция бурильных колонн

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Допустимая глубина спуска на клинъях, м	Номер секции бурильной колонны снизу вверх без КНБК	Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)			Тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	Тип замкового соединения		секции	нарастающая с учётом КНБК	статическую прочность	выносливость
1	2	3	4	5	6	7.	8	9	10	11	12	13	14	15
Зачистка в 177,8 мм колонне	0	4026	4026	2	СБТ (DP)	88,9	SS-105	11,4	NC-38	900	22,2	93,6	2,19	>>1,5
				1	СБТ (DP)	88,9	SS-105	9,35	NC-38	2974	63,6	71,4	2,41	>>1,5
Бурение под 114,3 мм хвостовик	4026	5440	5440	3	СБТ (DP)	88,9	SS-105	11,4	NC-38	900	22,2	109,5	1,87	>>1,5
				2	СБТ (DP)	88,9	SS-105	9,35	NC-38	2700	57,8	87,2	1,97	>>1,5
				1	СБТ (DP)	73	SS-105	7,82	NC-26	1740	24,2	29,5	4,62	>>1,5
Спуск 114,3 мм хвостовика	3600	5440	-	-	-	-	-	-	-	1840	41,3	-	-	-
	0	3600		2	СБТ (DP)	88,9	SS-105	11,4	NC-38	900	22,2	119,2	1,72	-
				1	СБТ (DP)	88,9	SS-105	9,35	NC-38	2600	55,6	97,0	1,77	-
Шаблонирование в 114,3 мм хвостовике	3600	5440	5440	3	СБТ (DP)	88,9	SS-105	11,4	NC-38	900	22,2	107,7	1,90	>>1,5
				2	СБТ (DP)	88,9	SS-105	9,35	NC-38	2700	57,8	85,5	2,01	>>1,5
				1	СБТ (DP)	73	SS-105	7,82	NC-26	1840	25,6	27,7	4,91	>>1,5

Таблица 8.7 - Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения

Название обсадной колонны	Интервал, м		Характеристика бурильных труб, УБТ					Дефицит длины труб на интервале, м	Масса труб, т		
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения (присоединительной резьбы)		теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным запасом
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Хвостовик 114,3 мм	4026	5440	120,7 УБТ (4 3/4" DC)	120,7	AISI 4145 H	31,8	NC-38	57,85	4,03	4,19	-
			ТБТ 88,9 (3 1/2"HWDP)	88,9	AISI 4145 H	18,3	NC-38	82,26	2,90	3,02	-
			СБТ 88,9 (3 1/2" DP)	88,9	SS-105	11,4	NC-38	900	22,2	23,12	-
			СБТ 88,9 (3 1/2" DP)	88,9	SS-105	9,35	NC-38	2700	57,8	60,1	-
			СБТ 73 (2 7/8" DP)	73,0	SS-105	7,82	NC-26	1958	27,22	28,30	-

Таблица 8.8 - Оснастка талевой системы

Интервал по стволу, м		Название технологической операции (бурение, спуск обсадной колонны)	Тип оснастки М х К	
от (верх)	до (низ)		М	К
1	2	3	4	5
4026	5440	Бурение, спуск 114,3 мм (4 1/2") эксплуатационной колонны (хвостовика)	5	6

Таблица 8.9 - Режим работы буровых насосов

Интервал, м		Вид технологической операции (бурение, проработка, промывка и т.д.)	Тип буровых насосов	Количество насосов	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				коэффициент использования гидравлической мощности	диаметр цилиндровых втулок, мм	допустимое давление, МПа	коэффициент наполнения	число ходов в мин	производительность, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
4026	5440	Бурение, проработка, промывка	F-1600	1	0,41	139,7 (5,5")	37,55	0,9	69	15	15
3600	5440	Шаблонирование в 114,3 мм хвостовике	F-1600	1	0,16	139,7 (5,5")	37,55	0,9	32	7	7

Таблица 8.10 - Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой

Интервал, м		Вид технологической операции (см табл. 8.9)	Давление на стояке в конце интервала, МПа	Потери давлений (МПа) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			долоте (насадках)	забойном двигателе			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
4026	5440	Бурение, проработка, промывка	27,90	0,30	-	19,52	8,08	0,10
3600	5440	Шаблонирование в 114,3 мм хвостовике	23,95	0,40	5,10	6,26	12,14	0,05

Таблица 8.11 - Гидравлические показатели промывки

Интервал, м		Вид технологической операции (см. табл. 8.9)	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с.см^2	Схема промывки долота (центральная, периферийная, комбинированная)	Диаметр сопла на центральном отверстии, мм	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность, срабатываемая на долоте, л.с.
от (верх)	до (низ)						количество, шт	диаметр, мм		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
4026	5440	Бурение, проработка, промывка	1,13	0,082	Периферийная		4 3	11,1 10,3	24	6
.3600	5440	Шаблонирование в 114,3 мм хвостовике	0,56	0,098	Центральная	18	-	-	27	4

НОРМЫ
на механическое бурение скважины 231-1
на месторождении Карачаганак

Стратиграфия	Крепость пород	Интервал бурения, м		Размеры долот, мм	Проходка на долото, м	Механическая скорость бурения, м/ч
		от	до			
1	2	3	4	5	6	7
Нижний и нижний карбон, серпуховской $C_1(s_2+s_1)$	Средние,твердые,крепкие	4026	5440	152,4	1100	6,5

9 КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

Крепление скважины обсадными колоннами следует производить в соответствии с "Методическими указаниями по креплению нефтяных и газовых скважин" [48], "Инструкцией по испытанию обсадных колонн на герметичность" [26] и с учетом рекомендаций фирм поставщиков, если они не противоречат нормам и правилам РК.

9.1 Расчет обсадных колонн

Расчет обсадных колонн произведен в соответствии с "Инструкцией по расчету обсадных колонн" [25] по максимальным значениям избыточных наружных и внутренних давлений, а также осевых нагрузок.

Прочностные характеристики обсадных труб приняты по инструкции [25], стандартам API и техническим условиям фирм поставщиков.

9.2 Выбор обсадных труб

При вскрытии газовых горизонтов в интервале 4055 -5440 м, содержание H_2S- 3,77 % объемных, пластовое давление – 415 кгс/см^2, парциальное давление H_2S при этом составит 15,6 кгс/см^2. В соответствие с рекомендациями NACE MR-01-75 ([25] таблица 12.1) в этих условиях, при общем давлении в системе более 4,6 кгс/см^2, возможно СКРН.

Материал обсадных труб должен соответствовать стандарту NACE MR-01-75, а методы испытаний на стойкость к сульфидному коррозионному растрескиванию под напряжением – стандарту TM 0177.

С учетом вышеизложенного, для эксплуатационной колонны (хвостовика) 114,3 мм приняты трубы марки Т95-1 по спецификации 5СТ АНИ, с газогерметичными соединениями.

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.

Исходные данные

№ № пп	Исходные данные для расчета	Обозначение	Колонна
			Экс. колонна (хвостовик)
1	Диаметр колонны, мм	Dk	114,3
2	Диаметр ствола скважины, мм	Dc	152,4
3	Интервал установки колонны, м: -верх	lo	3600
	-н	L	4511/5440 *
4	Башмак предыдущей колонны	Lo	4026
5	Удельный вес, гс/см^3 :		
	-цементного раствора	Yц	- **
	-бурового раствора	Yбр	0,95
	-жидкости при ГРП	Yж	1,08
	-жидкости в колонне при освоении	Yв	1,00
	Рни		0,746
	Рви		0,746
6	Расстояние от устья до уровня, м:		
	-цемента	h	- **
	-жидкости в колонне при освоении	H	800
7	Давление гидроразрыва, кгс/см2	Ргр	540
		Глубина, м	Давление, кгс/см^2
8	Пластовые давления	3600	-
		4052	373
		4511	392
9	Пласт, которому соответствует	4511	392
	максимальное давление на устье		

* Глубина скважины по вертикали/стволу.

** Нецементируемый хвостовик с разбухающими пакерами.

Экс. колонна (хвостовик) 114,3 мм

Наружное давление, кгс/см^2

Глубина	Пластовое	Гидростатическое	Горное	Расчетное
3600	-	396	-	396
4052	373	446	-	446
4511	392	496	-	496

Минимальные внутренние давления (приток)

Глубина,м	Расчетная формула	Давление, кгс/см^2
3600	Pz=0.1xYнк x Z	269
4052		302
4511		337
Минимальные внутренние давления (освоение)		
3600	Pz=0.1xYв x Z	280
4052		325
4511		371
Максимальные наружные избыточные давления		
3600	Pни = Pнz - Pвz	127
4052		143
4511		160

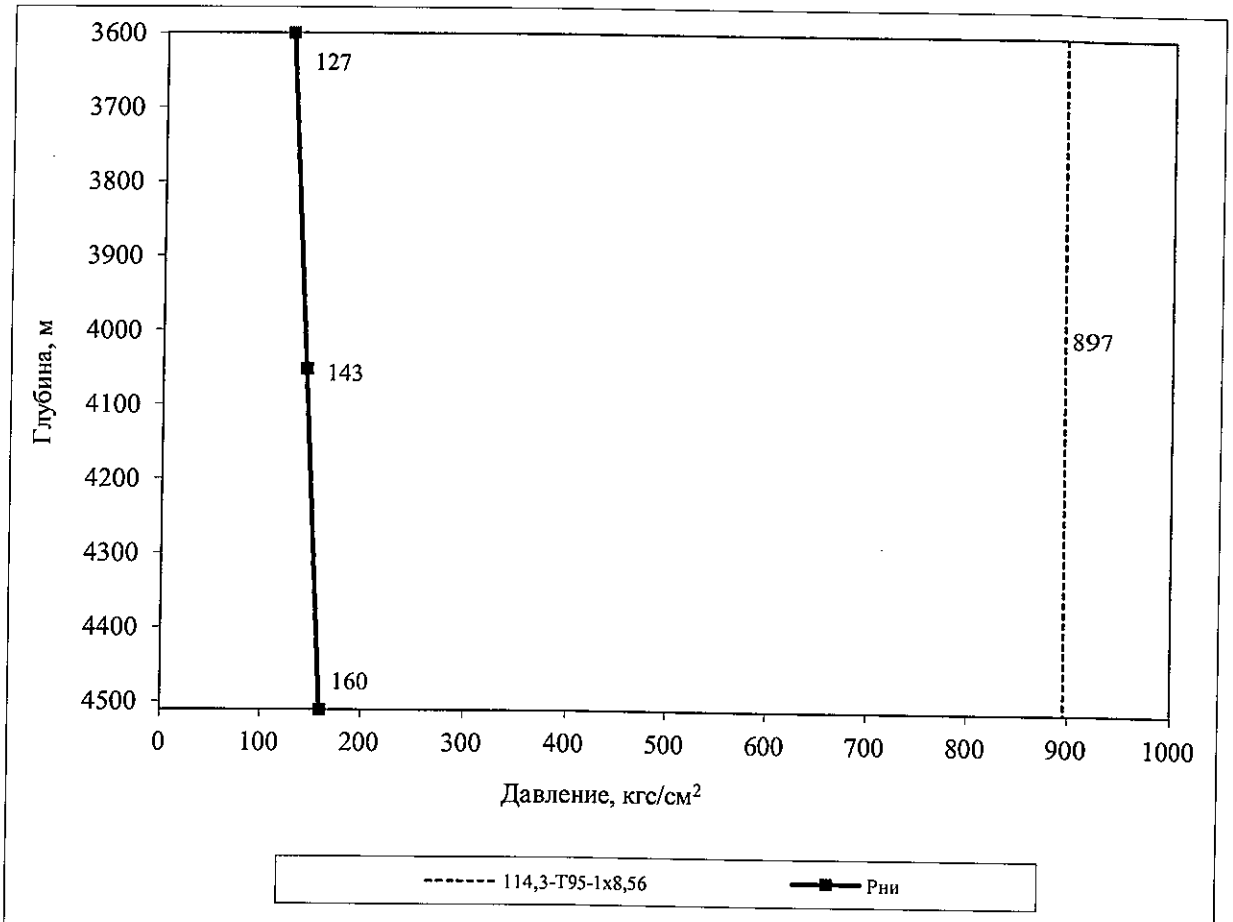


Рисунок 9.3 - График избыточных наружных давлений

Внутренние давления

Расчет внутренних давлений произведен для условия проведения ГРП

Глубина, м	Расчетная формула		Давление, кгс/см^2	
	гидроразрыв	закрытая скважина	гидроразрыв	закрытая скважина
Устье	Ргр	Рву=Рпл-0,1хYв х х (L-Lг)/e^s	540	270

Примечание.
1. * - гидроразрыв производится с установкой пакера на "голове" хвостовика.

Избыточные внутренние давления

Глубина, м	Расчетная формула		Давление, кгс/см^2	
			гидроразрыв	закрытая скважина
0	Ргр	Рву	540	270
3600	Рви=Ргр+0,1хYж х Z-Рн	Рви=Рву+0,1хYн х Z-Рн	533	143
4052			605	127
4511			635	110

Примечание

1 При расчете избыточных давлений в закрытой скважине, для получения расчетного запаса, плотность смеси в скважине принята равной плотности пластовой нефти.

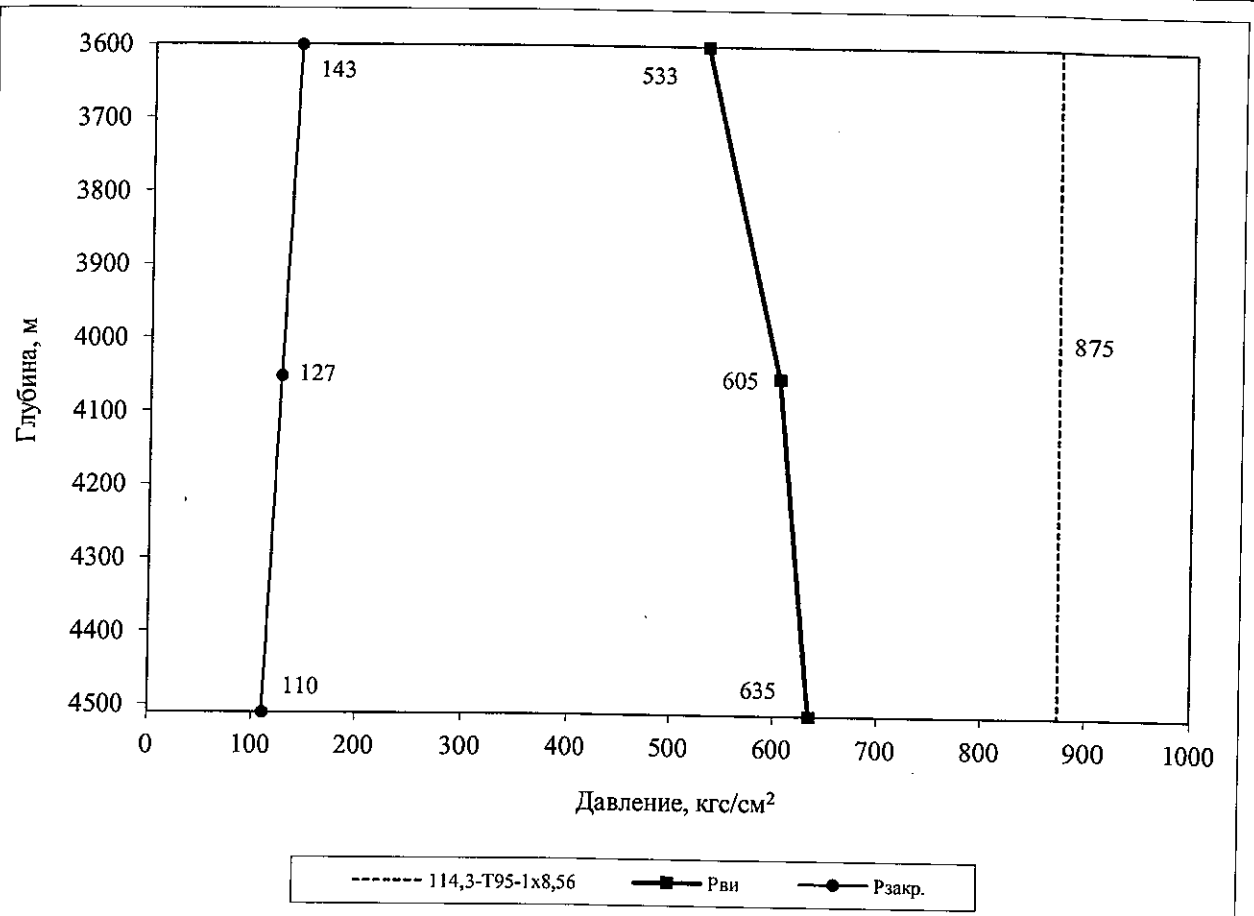


Рисунок 9.4 - График избыточных внутренних давлений

Таблица 9.1 - Способы расчета наружных давлений и опрессовки обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Признаки: ДА, НЕТ			Опрессовочный агент		Рекомендуемая глубина установки пакеров для опрессовки (сверху вниз), м
		допустима ли поэтапная опрессовка	рекомендуется ли вести расчет наружногодавления по:		краткое название, тип	плотность, г/см^3, для газа - относительная по воздуху	
			пластовому давлению	столбу бурового раствора			
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1	НЕТ	ДА	НЕТ	жидкость гидроразрыва	1,08	3600*
* Глубина установки пакера для гидроразрыва пласта на "голове" хвостовика.							

Таблица 9.2 - Распределение давлений по длине колонны

Номер колонны в порядке спуска (см.табл. 5.3, гр. 5)	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны (см. табл. 5.2, гр. 8)	Распределение избыточных давлений по длине раздельно спускаемой части колонны					
			глубина, м		наружное, кгс/см^2		внутреннее, кг/см^2	
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Экс. колонна (хвостовик)	1	3600	4511/5440*	127	160	533	635
* глубина по вертикали/стволу.								

Таблица 9.3 - Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб

Характеристика обсадных труб					Рекомендуется к использованию
наружный диаметр, мм	производство: отечественное, импортное	Тип соединения	марка (группа прочности) труб	толщина стенки, мм	
1	2	3	4	5	6
114,3	Tenaris	Blue Dopeless	T95-1	8,56	да

Таблица 9.4 - Параметры обсадных труб

Номер колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 1)	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска (см.табл. 5.2, гр. 8)	Номер равнопрочной секции труб в раздельно спускаемой части колонны (снизу-вверх)	Интервал установки равнопрочной секции, м		Длина секции, м	Масса секции, т	Нарастающая масса, т	Характеристика обсадной трубы				Коэффициент запаса прочности при		
			от (верх)	до (низ)				Номинальный наружный диаметр, мм	Тип соединения	марка (группа прочности) материала труб	толщина стенки, мм	избыточном давлении		растяжении
												наружном	внутреннем	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	1	1	3600	5440	1840	41,31	41,31	114,3	Blue Dopeless	T95-1	8,56	5,62	1,38	4,72

Примечания

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

Таблица 9.5 - Суммарная масса обсадных труб

Характеристика труб		Масса труб с заданной характеристикой, т		
Тип соединения	Условное обозначение трубы	теоретическая	с плюсовым допуском	*с нормативным запасом*
1	2	3	4	5
Blue Dopeless	114,3 x 8,56 - T95-1	41,31	43,37	45,54

Таблица 9.6 - Технологическая оснастка обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Элементы технологической оснастки колонны						Суммарное на колонну	
			наименование, шифр, типоразмер	ГОСТ, ОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	масса элемента, кг	интервал установки, м (по стволу)		количество элементов на интервал, шт.	коли-чество, шт.	масса, кг
						от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Нижняя часть ПО	1	114,3 мм (4 $^1/_2$") колонный башмак с обратным клапаном, модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10F	15	-	5440	1	1	15
			114,3 мм (4 $^1/_2$") муфта - инициатор обработки (RSI 4 $^1/_2$"), модель фирмы Halliburton	-	40	-	5430	1	1	40
			114,3 мм (4 $^1/_2$") набухающий пакер (Swellpacker OBM 4 $^1/_2$")*, модель фирмы Halliburton	-	120	4026	5430	15	15	1800
			114,3 мм (4 $^1/_2$") сдвижная муфта для проведения обработки (RSS 4 $^1/_2$")*, модель фирмы Halliburton	-	44	4026	5430	9	9	396
			Внутриколонный пакер 7" обсадной колонны, (HPS Packer 7" x 4 $^1/_2$"), модель фирмы Halliburton	-	80	-	3600	1	1	80

Примечания

1 Допускается использование технологической оснастки других фирм-производителей при условии их соответствия требованиям стандартов API;

2 114,3 мм (4 $^1/_2$") эксплуатационный хвостовик оснащается системой для заканчивания скважин фирмы Halliburton или аналогом других производителей;

3 Верх 114, 3 мм (4 $^1/_2$") хвостовика уточняется после изучения технического состояния 7" колонны.

* Количество и место установки пакеров и сдвижных муфт определяется после проведения ГИС.

Таблица 9.7 - Режим спуска обсадных труб

Обсадная колонна			Тип, шифр инструмента для спуска (элеватор, спайдер, спайдер-элеватор)	Средства смазки и уплотнения резьбовых соединений		Интервал глубины с одинаковой допустимой скоростью спуска труб, м		Допустимая скорость спуска труб, м/с	Допустимая глубина спуска труб на клиньях, м	Периодичность долива колонны, м	Промежуточные промывки		
номер в порядке спуска	Название колонны	номер части колонны в порядке спуска		шифр или название	ГОСТ, ТУ на изготовление	от (верх)	до (низ)				глубина, м	продолжительность, мин	расход, л/с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	Экс. колонна (хвостовик)	1	Система Overdrive	-	-	0	2000	0,7-0,5	6582	п.1	1000	1 цикл	15
						2000	3000	0,5-0,3			2000	1 цикл	15
						3000	3600	0,3-0,25			3000	1 цикл	15
						3600	5440	0,25-0,2			4000	1 цикл	15
											Далее через 100 м		

Примечания

1 При необходимости долива колонн при спуске хвостовика максимально допустимая высота незаполненной части при четырехкратном запасе прочности составит: 2361 м

2 Скорость спуска обсадных колонн принята в соответствии с рекомендациями СТ РК 1746-2008 [70].

3 Частоту и продолжительность промывок следует уточнять по фактическому состоянию ствола скважины.

Таблица 9.8 - Опрессовка обсадных труб и натяжение эксплуатационной колонны

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Натяжение эксплуатационной колонны, тс	Плотность жидкости для опрессовки, г/см^3		Давление на устье скважины при опрессовке, кгс/см^2			Глубина установки пакера, м	Давление на устье скважины при опрессовке труб ниже пакера кгс/см^2	Номер равнопрочной секции в раздельно спускаемой части (снизу-вверх) (см. табл 9.4)	Давление опрессовки труб равнопрочной секции на поверхности, кгс/см^2
				раздельно спускаемой части	цементного кольца	раздельно спускаемой части	цементного кольца	части колонны ниже муфты для двухступенчатого цементирования				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
*	Экс. колонна (сущ. колонна)	-	-	1,00	-	301	5	-	-	-	-	-
1	Экс. колонна (хвостовик)	1	-	1,08**	-	-	-	-	3600	540**	-	-

Примечания

1 Давление на устье, при опрессовке цементного камня за эксплуатационной колонной, определено по формуле (1) Инструкции по испытанию обсадных колонн на герметичность [26]: Руоп=1,05х454-0,1х1,01х4677=5 кгс/см2
Опрессовка производится после разбуривания цементного стакана и выхода из башмака на 1-3м, методом закачек малых порций до начала проникновения жидкости в пласт, не допуская гидроразрыва пород.

2 Опрессовка на поверхности обсадных труб хвостовика не предусмотрена.

3 Цементирование хвостовика не предусмотрено, т.к. колонна оборудуется разбухающими пакерными элементами.

4 Испытание на герметичность цементного камня под башмаком хвостовика инструкцией [26] не предусмотрено.

5 Опрессовка колонны частями с применением пакера не предусмотрена.

6 Опрессовка приустьевой части 177,8 мм эксплуатационной колонны и устьевого оборудования газом может производиться:

1. Компрессором соответствующего давления.
2. С использованием системы газонагнетательных трубопроводов.
3. В соответствии с п. 2.5.5 "Инструкции по испытанию обсадных колонн на герметичность" [26] :

- закачать компрессором азот с понижением уровня воды в затрубном пространстве до 115 м, создать давление в затрубном Ру=80 кгс/см^2;
- закачкой цементировочным агрегатом воды в трубное создать в затрубном давление на устье согласно таблицы 9.8.

При этом глубина уровня воды от устья в затрубном пространстве составит не менее 20 м.

* Спущена и зацементирована ранее.

** Гидроразрыв пласта.

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				
			номер в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 8)	интервал установки, м (по стволу)		глубина установки муфты для ступенчатого цементирования, м	номер ступени цементирования	высота цементного стакана, м	название порции тампонажного раствора	интервал глубины цементирования, м (по стволу)	
				от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Таблица информации не несет											

Таблица 9.10 - Характеристика жидкостей для цементирования

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны (см. табл. 5.2, гр. 2)	Номер части колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 8)	Номер ступени (снизу-вверх)	Характеристика жидкости (раствора)								
				тип или название	объём порции, $м^3$	плотность, $гс/см^3$	водоотделение, %	водоотдача, $см^3$/30мин (по АНИ)*	пластическая вязкость, сП	динамическое напряжение сдвига, фунт/100$фт^2$	время загустевания, мин	время ОЗЦ, ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Таблица информации не несет												

Таблица 9.11 - Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны (см. табл. 5.2, гр. 2)	Номер части колонны в порядке спуска (см. табл.5.2,гр. 8)	Номер ступени (снизу-вверх)	Тип или название жидкости для цементирования	Название компонента	Плотность, $г/см^3$	Влажность, %	Сорт	Норма расхода компонента, $кг/м^3$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Таблица информации не несет									

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

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны в порядке спуска (снизу-вверх)	Номер ступени цементирования части колонны (снизу-вверх)	Наименование технологической операции	Тип или название жидкости	Тип (шифр) агрегата или бурового насоса	Назначение агрегата или бурового насоса	Количество агрегатов (буровых насосов), работающих на одном режиме	Режим работы агрегатов (буровых насосов)						Время выполнения технологической операции, мин	
								диаметр цилиндровых втулок, мм	скорость агрегатов или число двойных ходов насоса	суммарная производительность агрегатов, л/с	давление, кг/см^2		объём порции на данном режиме, м^3	в данном режиме	нарастающее от начала затворения до момента "стоп"
											допустимое для агрегатов (буровых насосов)	на устье скважины в конце операции			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Таблица информации не несет															

Таблица 9.13 - Схема обвязки и потребность в цементировочных агрегатах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени цементирования	Интервал, м (по стволу)		Номер схемы обвязки цементирования	Потребное количество ЦА											Примечания
						основных								дополнительных			
			от (верх)	до (низ)		тип	всего	в том числе для						тип	всего	в том числе резерв	
								затворения	перемешивания	закачки	продавки	амбара	резерва				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Таблица информации не несет																	

Таблица 9.14 - Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени цементирования	Интервал, м (по стволу)		Потребное количество												
					смесительных машин				цементовозов				автоцистерн				
			от (верх)	до (низ)	тип	всего	в том числе для		тип	всего	в том числе для		тип	всего	в том числе для доставки жидкости		
							тампонажа 1	тампонажа 2			тампонажа 1	тампонажа 2			буферной	затворения	продавочной
1	2	3	4	5	6				7	8	9	10	11	12	13	14	15
Таблица информации не несет																	

Таблица 9.15 - Потребное для цементирования обсадных колонн количество цементировочной техники

№№ п/п	Название или шифр	Потребное количество номера колонн (см. табл. 5.2, гр. 1)			Суммарное на скважину
1	2	3			4
Таблица информации не несет					

Таблица 9.16 - Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов

№№ п/п	Наименование или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Единица измере-ния	Потребное количество			
				номера колонн (см. табл. 5.2, гр. 1)			суммарное на скважину
1	2	3	4	5	6	7	8
Таблица информации не несет							

9.3 Оборудование устья скважины

Таблица 9.17 - Спецификация устьевого и пртивовыбросового оборудования (ПВО)

Обсадная колонна		Номер схемы обвязки ПВО	Давление опрессовки устьевого оборудования и ПВО, кгс/см^2		Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого и ПВО оборудования	ГОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Количество	Допустимое рабочее давление, кгс/см^2	Масса, тс	
номер в порядке спуска	название		после установки	перед вскрытием напорного горизонта					единицы	суммарная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Спущена ранее	Экс. колонна (сущ. колонна)	67	301	5	Противовыбросовое оборудование на 700 кгс/см^2 (аналог ОП10-350/80х70К2 ГОСТ 13862-90) в том числе: превентор универсальный "Hydril" (11") + превентор сдвоенный плашечный Cameron "U" (11") -10М+ превентор одинарный плашечный Cameron "U" (11") -10М (700 кгс/см2)	API 16A API 16A API 16A	1 к-т	350 700 700	4,5 6,0 3,0	13,5
					Колонная головка Cameron	API 6A	1 к-т	700	2,85	2,85
1	Экс. колонна (хвостовик)	-	-	-	Фонтанная арматура Cameron (Аналог АФ6А-80/65 х 70 К22 ГОСТ 13846-2003 для среды с содержанием H2S и CO2 до 6% объемных)	API 6A	1 к-т	700	3,31	3,31

Примечания

1 Типоразмеры ПВО приняты с учетом оборудования, входящего в комплект буровой установки.

2 ПВО монтируется согласно монтажных схем, разработанных буровым подрядчиком на основании типовых проектных схем (раздел 4 "Рабочая документация") и конкретного оборудования, входящего в комплект буровой установки.

3 Допускается использование ПВО других фирм соответствующих размеров, рабочих давлений и исполнения.

10. ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИНЫ

10.1 Испытание пластов в процессе бурения

Таблица 10.1 - Продолжительность работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах

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

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

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

Таблица 10.3 - Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле

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

10.2 Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне

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

Номер лифтовой колонны НКТ	Номер секции труб в лифтовой колонне (снизу-вверх)	Интервал установки секции, м		Характеристика трубы					Длина секции, м	Масса секции, т			Коэффициент запаса прочности		
		от (верх)	до (низ)	номинальный наружный диаметр, мм	тип резьбы	марка (группа прочности) стали	толщина стенки, мм	теоретическая масса 1 м, кг		теоретическая	с учётом плюсового допуска	с учётом запаса при спуске при наличии в скважине сероводорода	на растяжение	на избыточное давление: наружное	на избыточное давление: внутреннее
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1	3590	3600	114,3	TSH-Blue DPLS	T95.1	8,56	23,06	10	0,2	-	-	823,59	-	-
		0	3590	114,3		T95.1	8,56	23,06	3590	82,8	-	-	1,98	2,35	1,57

Примечания

1 Место установки 7" пакера Premier (или аналогичного) на 10 м выше башмака НКТ;

2 Клапан-отсекатель Halliburton SP-2 (или аналогичный) установить на глубине 60 м;

3 Коэффициент запаса прочности рассчитан с учетом усилия натяжения, равного 12,7 т, для освобождения пакера;

4 Коэффициент запаса прочности на наружное избыточное давление расчитан на случай смены бурового раствора в НКТ на азот;

5 Допускается применение аналогичных НКТ в соответствии с программой заканчивания скважины, составленной Заказчиком.

Таблица 10.5 - Характеристика жидкостей и состовляющие их компоненты для установки цементных мостов

Номер объекта испытания	Интервал установки моста, м		Характеристика жидкости									
			название или тип	объём порции, $м^3$	плотность, $г/см^3$	пластическая вязкость, сП	Динамическое напряжение сдвига, $мгс/см^2$	Составляющие компоненты				
	от (верх)	до (низ)						название	плотность, $г/см^3$	влажность, %	сорт	удельный расход на 1 $м^3$ раствора, $кг/м^3$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Цементные мосты не устанавливаются												

Таблица 10.6 - Потребное количество цементировочной техники для установки цементных мостов

Номер объекта	Название или шифр	Потребное количество, шт.
1	2	3
Цементные мосты не устанавливаются		

Таблица 10.7 - Потребное количество материалов для установки цементных мостов

Номер объекта	Название или шифр	ГОСТ, ТУ, МРТУ и т.д. на изготовление	Единица измерения	Потребное количество
1	2	3	4	5
Цементные мосты не устанавливаются				

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

Номер объекта	Название процесса, операции по испытанию (освоению) и интенсификации	Номера таблиц по ССНВ на испытание или местные нормы	Продолжительность, сут	
			процесса, операции	суммарная по объекту
1	2	3	4	5
1	Гидроразрывы пласта (ГРП)	местные нормы	15,0	15,0
	Вызов притока и очистка скважины	местные нормы	20,0	35,0
	Испытание скважины на режимах с сжиганием газа и жидкости	местные нормы	0,3	35,3
	Испытание скважины на режимах без сжигания газа и жидкости	местные нормы	9,7	45,0

Примечания

1 Продолжительности операций приняты согласно раздела 5 (Продолжительность строительства) Технического задания;

2 Гидроразрывы и солянокислотные обработки объекта проводить согласно табл. 10.12 или по программе Заказчика.

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

Номер объекта	Название процесса, операции по испытанию (освоению) и интенсификации	Название или шифр агрегата	Количество вызовов	Источник норм времени	Продолжительность работы, ч
1	2	3	4	5	6
1	ГРП и СКО объекта в 15-ти зонах	АН -700, Coil tubing	15	местные нормы	180,0
	Вызов притока и очистка скважины закачкой азота	ЗЦА-400, Coil tubing	20	местные нормы	240,0
	Примечания 1 Допускается продолжительность работы агрегатов и азотных компрессоров в зависимости от Программы Заказчика; 2 Допускается применение цементировочных агрегатов других фирм-производителей (Baker Huges, Halliburton, Shlumberger и др.).				

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

Номер объекта	Название или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т.д. на изготовление	Единица измерения	Потребное количество
1	2	3	4	5
1	Надпакерная жидкость плотностью 1,00 г/см^3, объем:	см. примечание 2	м^3	30,7
	состав:			
	Вода - основа надпакерной жидкости	Местный	м^3	30,3
	Incorr - ингибитор коррозии	Стандарт АНИ	кг	153,5
	Incorr 2275 - ингибитор коррозии и поглотитель CO_2	Стандарт АНИ	кг	61,4
	NewScav HS W - поглотитель H_2S	Стандарт АНИ	кг	184,2
	NaOH - для поддержания pH	Стандарт АНИ	кг	21,5
	Avacid 50 - бактерицид	Стандарт АНИ	кг	30,7
	Вода для промывки скважины перед испытанием	местные нормы	м^3	142,9
	Материалы для интенсификации притока	См. примечание 4		

Примечания

1 Перед освоением скважины обеспечить запас бурового раствора плотностью 0,95 г/см^3 в количестве двух объемов скважины, без учета объема

2 При необходимости увеличения плотности надпакерной жидкости производить ввод солей NaCl или $CaCl_2$;.

3 В качестве 2-го варианта надпакерной жидкости допускается использовать буровой раствор на основе «Saraline» плотностью 0,95 г/см^3 после дополнительной очистки его от твердой фазы и обработки согласно разделу 7.2 Проекта;

4 Наименование и объёмы растворов и концентрации входящих в их состав хим. реагентов для интенсификации притока приведены в таблице 10.12 или

Таблица 10.11 - Отработка газовых (газоконденсатных) объектов на факел

Номер объекта	Продолжительность сжигания, сут	Диаметр штуцера, мм	Объёмы сжигания по характеру флюида	
			газ, тыс. $м^3$	ССПФ, т
1	2	3	4	5
1	0,1	6,35	31,829	12
	0,1	12,70	127,317	46
	0,1	15,90	199,560	73
Всего	0,3		358,707	131

Примечание - Объёмы сжигания приняты согласно информации по запланированному объёму и времени сжигания газа и смеси (ССПФ), содержащей пластовый флюид с промывочной жидкостью, продуктами интенсификации притока скважины (водный раствор соляной кислоты, соли кальция, магния, механические примеси), образующейся при пуске, последующем ремонте и обслуживании скважины.

Таблица 10.12 - Растворы для интенсификации притока из скважины

Зона №	Интервал зоны, м (по стволу)		Усредненная длина зоны, м	Эффективная длина зоны, м	Тип воз-действия	Необходимые объёмы растворов, $м^3$		
						HCL28	SDA15	на зону
1	5440	5346	94,3	44,9	СКО	21,01	30,34	51,35
2	5346	5251	94,3	44,9	ГРП с СКО	21,01	-	21,01
3	5251	5157	94,3	44,9	ГРП с СКО	21,01	-	21,01
4	5157	5063	94,3	44,9	ГРП с СКО	21,01	-	21,01
5	5063	4969	94,3	44,9	ГРП с СКО	21,01	-	21,01
6	4969	4874	94,3	44,9	ГРП с СКО	21,01	-	21,01
7	4874	4780	94,3	44,9	ГРП с СКО	21,01	-	21,01
8	4874	4780	94,3	44,9	ГРП с СКО	21,01	-	21,01
9	4780	4686	94,3	44,9	ГРП с СКО	21,01	-	21,01
10	4686	4592	94,3	44,9	ГРП с СКО	21,01	-	21,01
11	4592	4497	94,3	44,9	ГРП с СКО	21,01	-	21,01
12	4497	4403	94,3	44,9	ГРП с СКО	21,01	-	21,01
13	4403	4309	94,3	44,9	ГРП с СКО	21,01	-	21,01
14	4309	4215	94,3	44,9	ГРП с СКО	21,01	-	21,01
15	4215	4026	94,3	44,9	СКО	21,01	30,34	51,35
					Всего на скважину=	315,12	60,69	375,81

Жидкости и реагенты, входящие в составы растворов для интенсификации притока из скважины

Раствор HCl 28

Индекс реагента	Назначение реагента	Концентрация	Потребное количество
H_2O	Техническая вода	0,136 $м^3/м^3$	42,9 $м^3$
A270	Ингибитор коррозии	8,0 $л/м^3$	2521,0 л
W054	Неэмульгирующий агент	2,0 $л/м^3$	630,2 л
W060	Ингибитор эмульсии и осадкоообразования	3,0 $л/м^3$	945,4 л
F110	Поверхностно-активное вещество	1,0 $л/м^3$	315,1 л
A201	Ингибитор коррозии	20,0 $л/м^3$	6302,4 л
A255	Поглотитель H_2S	2,0 $л/м^3$	630,2 л
H033	33% HCl	0,830 $м^3/м^3$	261,5 $м^3$
L058	Поглотитель солей железа	1,2 $кг/м^3$	378,1 кг
J429	Загуститель кислоты	1,0 $л/м^3$	315,1 л

продолжение таблицы 10.12

Раствор SDA15

Индекс реагента	Назначение реагента	Концентрация	Потребное количество
H_2O	Техническая вода	0,536 $м^3/м^3$	32,5 $м^3$
A262	Ингибитор коррозии	6,0 $л/м^3$	364,1 л
W054	Неэмульгирующий агент	4,0 $л/м^3$	242,8 л
H033	33% HCl	0,419 $м^3/м^3$	25,4 $м^3$
J548	Регулятор образования солей железа	10,0 $л/м^3$	606,9 л
J472	Понизитель фильтрации	5,0 $л/м^3$	303,4 л
J429	Загуститель кислоты	20,0 $л/м^3$	1213,8 л

11 ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА

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

Название обсадой колонны	Глубина скважины при проведении операции	Время механического бурения между очередными проверками, сут	Тип контролируемых бурильных труб и УБТ	Количество кон-тролируемых концов, шт.	Вид операции дефектоскопии: трубные резьбы СБТ, зона сварного шва, УБТ и переводники, толщинометрия ЛБТ	Норма времени на контроль одной трубы, мин	Продол-жительность дефектос-копии, ч
1	2	3	4	5	6	7	8
Эксплуатационная колонна (нижняя часть ПО) 114,3 мм	5440	60 60	БТ 88,9 (3,5" DP) ТБТ 88,9 (3,5" HWDP)	1168 12	Замок, зона сварного шва, утолщенная часть трубы, переходная зона на 300 мм от утолщенной части.	2,4 2,4	26,41 0,26
Примечание - Периодичность проверки дефектоскопией элементов бурильной колонны принята по таблице 4.1 РД 39 - 013 - 90 [30].							

Таблица 11.2 - Опрессовка оборудования и используемая техника

Название обсадной колонны	Название контролируемого объекта	Глубина скважины при проведении операции, м	Используемая для выполнения операции техника		Максимальное давление создаваемое агрегатами при опрессовке, кгс/см^2	Источник норм времени	Продолжительность проведения операции, ч
			тип (шифр)	количество, шт.			
Эксплуатационная колонна - хвостовик	Эксплуатационная колонна, колонная головка FMC, ПВО	4026	35-8-5/PSM	1	301	ЕНВБ §109	1,35
Эксплуатационная колонна (нижняя часть ПО) 114,3 мм	Нагнетательная арматура FMC Technologies/ Breda	5440	35-8-5/PSM	1	540	ЕНВБ §109	1,53

Примечания

1 Допустимо применение опрессовочных агрегатов других типов с соответствующими рабочими давлениями;

2 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, п. 473 [18].

12 СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ

Выбор буровой установки

Основными критериями выбора комплекта буровой установки являются:
- грузоподъемность,
- монтажеспособность,
- экономичность эксплуатации,
- уровень механизации рабочих процессов,
- экологичность,
- мобильность

Исходя из этого, для бурения проектной скважины глубиной 6410 м, при максимальном весе бурильной колонны - 165,5 т и обсадной колонны - 495,2 т, а так же исходя из наличия буровых установок у бурового Подрядчика, выбраны буровые установки RIG-249, RIG-258 грузоподъемностью 650 т и буровая установка RIG-216 грузоподъемностью 521 т.

При испытании скважины, где не требуется большая грузоподъемность и задействовать тяжелые БУ нерационально, планируется использовать установку коилтьюбинга, обеспечивающую нормальное проведение работ по испытанию.

Буровая установка ZJ-40 грузоподъемностью 225 т может использоваться для бурения и крепления под направление, кондуктор и капитальном ремонте скважин.

Буровое оборудование скомпоновано, в основном, крупными блоками, модулями, мелкими блоками которые транспортируются со скважины на скважину на тяжеловозах тягачами, на трайлерах без разборки на отдельные агрегаты. Крупные блоки, модули, мелкие блоки с оборудованием устанавливаются на железобетонные плиты (фундамент) многократного использования.

Все это существенно повышает монтажеспособность установки и значительно сокращает затраты времени и средств на монтаж, демонтаж оборудования и его транспортировку.

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

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

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

Возможно использование других буровых установок с характеристиками не ниже проектных.

Таблица 12.1 - Подготовительные работы к строительству скважины

№ п/п	Наименование работ с указанием шифра или характеристики)	Единицы измерения	Номер варианта подготовительных работ	Номера скважин по варианту подготовительных работ	Количество
1	2	3	4	5	6
1	Водопровод из труб d - 100-127 мм	100 м	-"-	167-1	0,5
2	Задвижки стальные d 70-100мм на водопровод в ящиках (колодцах)	-"-	-"-	-"-	2
3	Топливопровод, из труб d-25-50 мм (подача к агрегатам)	-"-	-"-	-"-	0,2
4	Задвижки (вентиля) d-25-50 мм на топливопровод в ящиках (колодцах)	шт.	-"-		2
5	Изоляция противокоррозионная трубопроводов (спускные линии, подающие линии топлива, бур. раствор, пар, горячий воздух)	100 м	-"-	-"-	1,6
6	Теплоизоляция трубопроводов войлоком или аналогичными материалами	-"-	-"-	-"-	1,6
7	Пожарные стояки (гидранты)	шт.	-"-	-"-	2
8	Ящики деревянные (колодцы) для задвижек и гидрантов	-"-	-"-	-"-	4
9*	Низковольтная осветительная линия: - кабель на металлических стойках	100 м	-"-	-"-	0,5

Примечание -

Строительство площадки под буровый станок и оборудование, подъездная и аварийная дороги, земляные гидроизолированные ёмкости на концах отводов для сбора и сжигания выходящего из скважины флюида при управляемом аварийном выбросе во время бурения, очистке и освоении скважины, осуществляются по отдельному проекту.

* Допускается установка опор из другого материала.

Таблица 12.2 - Варианты строительных и монтажных работ

№ варианта	Номер скважины	Номер комплекта бурового и силового оборудования	Вид привода (электрический, ДВС)	Вид строительства (первичное, повторное)
1	2	3	4	5
2	167-1	Rig 249, Rig 258, Rig 216, ZJ-40*	Дизель-электрический	Вариант 2 - повторное
Примечание - Любая из указанных буровых установок может работать на скважине по усмотрению Заказчика * - допускается использование буровых установок с аналогичными характеристиками				

Таблица 12.1 - Спецификация бурового и силового оборудования станков RIG 258, RIG 249

№№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единицы измерения	Номер варианта	Коли-чество	Примечание
1	2	4	5	6	7
	Буровая установка максимальная грузоподъемность 650 т	комплект	2	1	
1	**Вышечный блок:**				
1.1	Вышка PARCO Cantilever высотой 47.5 м, г/п 680 т	комплект	2	1	
1.2	Балкон с площадкой для верхового рабочего	комплект	2	1	
1.3	Люлька-поъемник для персонала	комплект	2	1	
1.4	Подвышечное основание типа Parco грузоподъемностью 975 т	комплект	2	1	
1.5	Верхний привод Canrig 1165E, г/п 650 т с электроприводом GE 752 Verticle	комплект	2	1	
1.6	Кронблок Derrck Services, г/п 680 т	комплект	2	1	
1.7	Талевый блок Ideco 750, г/п 750 т	комплект	2	1	
1.8	Крюкоблок 5750 BJ Dynaplex г/п 750 т	комплект	2	1	
1.9	Вертлюг LC-650 Continental-Emsco г/п 650 т	комплект	2	1	
2.0	Подъемный лебедка на площадке верхового Ingersol Rand	комплект	2	1	
2	**Лебедочный блок:**				
2.1	Буровая лебедка Garner Denver 3000 л.с.	комплект	2	1	
2.2	Привод лебедки - тяговые элктродвигатели EMD-79 DC, 1000 л.с. каждый	комплект	2	3	
2.3	Главный тормоз ленточного типа.	комплект	2	1	
2.4	Вспомогательный тормоз модель: 7838 Baylor	комплект	2	1	
2.5	Ротор Emsco B-37$^1/_2$", г/п 700 т. Привод от независимого тягового двигателя EMD-79 (1000 л.с.).	комплект	2	1	
2.6	Вспомогательная лебедка Ingersol Rand K5UL грузоподъемностью 2,7 т	комплект	2	2	
2.7	Вращатель для навинчивания квадрата International Kelly Spinner	комплект	2	1	
2.8	Шпилевая катушка для свинчивания труб типа 24-АН	комплект	2	1	
2.9	Шпилевая катушка для развинчивания труб типа 37-АН	комплект	2	1	
2.10	Противозатаскиватель DUO-Matic Crown	комплект	2	1	
2.11	Направляющее устройство ходового конца Oteco с противовесом	комплект	2	1	
2.12	Приспособление для крепления мертвого конца талевого каната типа Hercules 150	комплект	2	1	
2.13	Буровой ключ Hawkjaw Spimaster модель #950HJ	комплект	2	1	
2.14	Лебедка канатной техники Mathey Surveyor 3-х скоростная, элетропривод 15 л.с.	комплект	2	1	
2.15	Шурф для двухтрубки	комплект	2	1	
2.16	Шурф под квадрат	комплект	2	1	
2.17	Стойка для направления обсадных труб Partech регулируемая	комплект	2	1	
2.18	Будка бурильщика (рабочее место, самописцы параметров бурения, пульт управления ПВО	комплект	2	1	

продолжение таблицы 12.1

1	2	4	5	6	7
3	**Система циркуляции:**				
3.1	Буровой насос Continental Emsco FC-1600/FC-2200 трехцилиндровый	комплект	2	1/2	
3.2	Привод насоса электродвигатель EMD-79 мощностью 800 л.с.	комплект	2	6	
3.3	Гаситель пульсации Continental Emsco PD-55	комплект	2	3	
3.4	10 $^3/_4$" всасывающая линия с гасителями колебаний National и фильтрами Partech	комплект	2	3	
3.5	Выкидная линия насоса с вибраторным шлангом и фильтром	комплект	2	3	
3.6	Подпорный насос Mission Magnum с электроприводом 100 л.с.	комплект	2	3	
3.7	Манифольд 6" 5М, предохранительный клапан Cameron, датчик давления и манометр	комплект	2	1	
3.8	Цементировачная линия, стояк 3" с рабочим шлангом, быстроразъемные соединения	комплект	2	1	
3.9	Стояк манифольда 6" 5М	комплект	2	1	
3.10	Буровой шланг 3 $^1/_2$" 5М	комплект	2	2	
3.11	Линия долива 2" Cameron 2$^1/_2$"	комплект	2	1	
4	**Система емкостей для раствора 20 шт. V=295 м^3:**				
4.1	Емкость V=6.68 м^3 с песколовушкой и дегазатором:	комплект	2	1	
4.1.1	- электромешалка Brandt с двигателем 10 л.с.	комплект	2	1	
4.1.2	- пескоотделительная установка Derrick с центобежным насосом Mission Magnum 5 x 6	комплект	2	1	
4.1.3	- дегазатор Swaco Vacuum с центобежным насосом Mission Magnum 5 x 6	комплект	2	1	
4.2	Емкость с илоотделителем V=6,68 м^3:	комплект	2	1	
4.2.1	- электромешалка Brandt с двигателем 10 л.с.	комплект	2	1	
4.2.2	- илоотделительная установка Derrick с центобежным насосом Mission Magnum 5 x 6	комплект	2	1	
4.3	Емкость для раствора V=16,53 м^3:	комплект	2	16	
4.3.1	- электромешалка Brandt с двигателем 10 л.с.	комплект	2	16	
4.4	Емкость с центрифугой V=16,53 м^3:	комплект	2	1	
4.4.1	- электромешалка Brandt с двигателем 10 л.с.	комплект	2	1	
4.5	Емкость для приготовления раствора V=7,3 м^3:	комплект	2	2	
4.5.1	- электромешалка Brandt с двигателем 10 л.с.	комплект	2	2	
4.5.2	- насос Mission Magnum для приготовления раствора с электродвигателем 100 л.с.	комплект	2	2	
4.5.3	- механический перемешиватель Brandt	комплект	2	4	
4.5.4	- гидравлический перемешиватель	комплект	2	4	
4.5.5	- смесительная воронка Pioneer Sidewinder	комплект	2	2	
4.5.6	- смесительная воронка Demco	комплект	2	1	

продолжение таблицы12.1

1	2	4	5	6	7
4.7	Доливочная емкость V=7,3 м^3:	комплект	2	3	
4.8	Емкость для сбора шлама (выбуренной породы)	комплект	2	2	
5	**Силовая установка:**				
5.1	Электроснабжение дизельгенераторы Caterpillar 3512-DITA "Серия Б", генератор Kato SR4B	комплект	2	5	
5.2	Система преобразования напряжения Ross Hill 1400	комплект	2	1	
5.3	Аварийное энергоснабжение Caterpillar SR-4B с генератором 300 кВт	комплект	2	1	
6	**Компресорный блок:**				
6.1	Воздушный компрессор Gardner Denver model EBE 99 K	комплект	2	3	
6.2	Устройство охлаждения MCC	комплект	2	2	
6.3	Воздухосборник V=1,89 м^3	комплект	2	2	
7	**Система освещения** (все светильники во взрывозащищенном исполнении):				
7.1	Все рабочие площадки снабжены паронепроницаемыми люминесцентными лампами 400 Вт				
7.2	На емкостях и мачте флуоресцентные лампы S48TR				
7.3	3 переносных прожектора мощностью 400 Вт				
8	**Средства управления и контроля процессов бурения:**				
8.1	Пульт управления бурильщика	комплект	2	1	
8.2	Гидравлический индикатор веса Totco тип 100	комплект	2	1	
8.3	Датчик давления на стояке MD-Totco / Cameron	комплект	2	2	
8.4	Указатель крутящего момента MD/Totco, гиромеханичесий	комплект	2	1	
8.5	Указатель оборотов ротора MD/Totco (роторный тахометр)	комплект	2	1	
8.6	Индикатор тягового усилия трубного ключа MD/Totco (гидравлический тензодатчик)	комплект	2	1	
8.7	Индикатор счетчика ходов поршня бурового насоса MD/Totco (бесконтактный датчик)	комплект	2	2	
8.8	Сумматор ходов поршня бурового насоса MD/Totco (бесконтактный датчик)	комплект	2	2	
8.9	Уровнемер в емкостях с буровым раствором	комплект	2	1	
8.10	Сумматор объема раствора в емкостях	комплект	2	1	
8.11	Расходомер бурового раствора	комплект	2	1	
8.12	Уровнемер доливочного резервуара	комплект	2	1	
8.13	Индикатор давления в БТ Swaco Superchoke	комплект	2	2	
8.14	Индикатор давления в затрубном пространстве Swaco Superchoke	комплект	2	2	
8.15	Прибор замера кривизны ствола при бурении Totco Dual Recorder	комплект	2	1	
9	**Защитные устройства:**				
9.1	Кнопка аварийной остановки дизелей типа Barber	комплект	2	1	
9.2	Кнопка аварийного отключения энергоснабжения для блока SCR	комплект	2	1	

продолжение таблицы 12.1

1	2	4	5	6	7
10	**Оборудование блока ПВО, диверторная система $21^1/_4$" :**				
10.1	- универсальный превентор Hydril MSP - 2M с верхним фланцем	к-т	2	1	
10.2	- диверторная катушка с 2 отверстиями $7^1/_{16}$" и 2 отверстиями 10"	к-т	2	1	
10.3	- фланцевая распорная катушка $21^1/_4$" длиной 48"	к-т	2	1	
10.3	- пневмозадвижка 10"	к-т	2	2	
11	**Оборудование блока ПВО** (все ПВО исполнено для работы в среде H_2S):				
11.1	Универсальный превентор Hydril GK $13^5/_8$" - 5M с верхним и нижним фланцами	комплект	2	1	
11.2	Двойной плашечный превентор Cameron U - $13^5/_8$" - 10M	комплект	2	1	
11.3	Одиночный плашечный превентор Cameron U-$13^5/_8$" 10M	комплект	2	1	
10.4	Переходная фланцевая катушка $13^5/_8$" 10M x 11" 10M	комплект	2	1	
10.5	Переходная фланцевая катушка $13^5/_8$" 10M x 9" 10M	комплект	2	1	
12	**Штуцерные задвижки и задвижки глушения на ПВО:**				
12.1	Гидравлический штуцер Cameron Hydraulic 4 $^1/_{16}$" 10M	комплект	2	1	
12.2	Ручная задвижка Cameron Hydraulic 4 $^1/_{16}$" 10M	комплект	2	1	
12.3	Гидравлическая задвижка Cameron Hydraulic 2 $^1/_{16}$" 10M	комплект	2	1	
12.4	Ручная задвижка Cameron Hydraulic 2 $^1/_{16}$" 10M	комплект	2	1	
13	**Линия глушения и дросселирования:**				
13.1	Линия дросселирования с ПВО на блок задвижек 4 $^1/_{16}$" 10M	комплект	2	2	
13.2	Линия глушения 4 $^1/_{16}$" 10M	комплект	2	1	
13.3	Линия глушения 2 $^1/_{16}$" 10M	комплект	2	1	
14	**Блок дросселирования** (имеет две раздельные точки входа линии дросселирования):				
14.1	Штуцерный манифольд высокого давления $4^1/_{16}$" 10M Cameron	комплект	2	1	
14.2	Линия обратной промывки с буровой на блок дросселирования 2" 10M	комплект	2	1	
14.3	Ручная штуцерная задвижка блока дросселирования 3 $^1/_{16}$" 10M Cameron	комплект	2	1	
14.4	Панель управления штуцерами Swaco	комплект	2	2	
14.5	Отсекающая гидравлическая задвижка с ручной блокировкой 3 $^1/_{16}$" 10M	комплект	2	3	
14.6	Панель управления гидравлическим суперштуцером Swaco	комплект	2	2	
14.7	Ручная задвижка Cameron FB 3 $^1/_{16}$" 10M	комплект	2	8	

продолжение таблицы 12.1

1	2	4	5	6	7
14.8	Манометр давления на блоке дросселирования (замер давления в БТ и колонне)	комплект	2	2	
14.9	Линия выхода от блока дросселирования к сепаратору	комплект	2	2	
14.10	Линия выхода от блока дросселирования к виброситам	комплект	2	1	
14.11	Линия выхода от блока дросселирования на факел длиной не менее 100 м	комплект	2	1	
14.13	Регулируемое по высоте основание блока задвижек	комплект	2	1	
14.14	Сепаратор OIME вертикального типа	комплект	2	1	
14.15	Линия отводящая газ от сепаратора на факел 6"	комплект	2	1	
15	**Система управления ПВО:**				
15.1	Блок аккумуляторов Koomey модель TA22415SB включая:	комплект	2	1	
15.1.1	- баллон 40 литров	комплект	2	24	
15.1.2	- панель управления расположена на буровой	комплект	2	1	
15.1.3	- пневмонасос Koomey типа FA-42 на 210 атм	комплект	2	3	
15.1.4	- трехцилиндровый насос Koomey на 210 атм с электродвигателем 20 л.с.	комплект	2	1	
15.2	Панель управления ABB позиционная на аккумуляторе и в буровой	комплект	2	2	
15.3	Шланги от блока аккумуляторов до блока ПВО, огнеупорные из нержавеющей стали	комплект	2	16	
15.4	Верхний и нижний шаровые краны верхнего привода Hydril на 700 атм	комплект	2	2	
15.5	Опрессовочный насос для ПВО Totco или аналог на 700 атм, установлен на раме с манометром давления и 12 часовой записью карты опрессовки ПВО	комплект	2	1	
16	**Инструменты:**				
16.1	Квадрат $5^1/_4$' шестигранный	комплект	2	1	
16.1	Элеватор штропный $2^3/_4$", Varco BJ 350 т	комплект	2	1	
16.2	Элеватор штропный $3^1/_2$", Varco BJ 350 т	комплект	2	1	
16.3	Элеватор штропный $3^5/_8$", Varco BJ 500 т	комплект	2	1	
16.4	Элеваторы для подъема буртруб Wooley 5" и $3^1/_2$" на 350 тс	комплект	2	1	
16.5	Ручные клинья Wooley A для каждого размера БТ	комплект	2	1	
16.6	Зажимы для УБТ Wooley тип А или аналог для каждого размера УБТ	комплект	2	1	
16.7	Ручные ключи Woolley для бурильных труб и УБТ:				
16.7.1	- комплект SDD или аналог (комплект включает 2 ключа)	комплект	2	1	
16.7.2	- комплект Super-B или аналог (комплект включает 2 ключа)	комплект	2	1	
16.8	Устройство для отворота долота, под каждый размер долота	комплект	2	1	
17	**Система обнаружения газа:**				
17.1	Монитор Detcon 812 AFB с 8 датчиками, 3 лампами и 3 сиренами (места установки датчиков: пол буровой, разъемный желоб, вибросита, буровые насосы, шахта, укрытия, блока дросселирования	комплект	2	1	

продолжение таблицы 12.1

1	2	4	5	6	7
17.2	Переносные детекторы H2S Drager или аналог	комплект	2	3	
17.3	Взрывометр класса Industrial Scientific модель LTX-412	комплект	2	3	
18	**Система подачи воздуха и автономные аппараты:**				
18.1	Каскадная система по спецификации GGA класса D (все приспособления типа GGA 346)	комплект	2	1	
18.2	Дыхательные аппараты Magnum Plus ISI на 30 минут использхования	комплект	2	15	
18.3	Десятиминутные спасательные аппараты	комплект	2	20	
19	**Противопожарное оборудование:**				
19.1	Водяной насос производительностью 950 л/мин	комплект	2	1	
19.2	Противопожарные пункты, включая пожарные гидранты и переносные огнетушители:				
19.2.1	- на площадке ГСМ порошковые огнетушители	комплект	2	1	
19.2.2	- на площадке дизельного генератора порошковые огнетушители	комплект	2	2	
19.2.3	- на площадке главного блока S.C.R. углекислотные огнетушители	комплект	2	2	
19.2.4	- на емкостях хранения бурового рствора порошковые огнетушители	комплект	2	4	
19.2.5	- около буровых насосов порошковые огнетушители	комплект	2	2	
19.2.6	- на площадке аккумулятора ПВО	комплект	2	1	
19.2.7	- на буровой	комплект	2	3	
19.2.8	- в каждом офисном и жилом модуле	комплект	2	2	
20	**Система внутренней связи:**				
20.1	Система внутренней связи: офис мастера, представитель компаниибытовка, буровая, балкон верхового, помещение отбора проб, насосный блок, блок дросселирования	комплект	2	1	
20.2	Связь между рабочей площадкой и площадкой верхового	комплект	2	1	
20.3	Переносная рация модель HX-220AS VHF-FM	комплект	2	6	
20.4	Двусторонняя связь с бургородком и базой SEA модель 322, 2-23 MHG 150 Вт SSB.C	комплект	2	1	
21	**Разное:**				
21.1	Водяной насос Gardner Denver двухпоршневой FXF с втулками 4"	комплект	2	1	
21.2	Водяной насос Gardner Denver двухпоршневой FXG с втулками 5"	комплект	2	1	
21.3	Насос Marlow для откачки жидких отходов из устьевой шахты	комплект	2	1	
21.4	Сварочный агрегат Lincon	комплект	2	1	
21.5	Кислородный-ацителеновый резак Victor со шлангами, манометрами и гасителем пламени	комплект	2	1	
21.4	Агрегат для очистки напорной струей воздуха	комплект	2	1	
21.5	Агрегат для очистки горячей водой Partech стационарный	комплект	2	1	
21.6	Система розжига факела на пропане	комплект	2	1	
21.8	Емкости для дизельного топлива 4 цистерны V=313 м^3:				
21.8.1	- емкость V=79,5 м^3 на трейлерах с откидной крышкой и ограждениями	комплект	2	3	

продолжение таблицы 12.1

1	2	4	5	6	7
21.8.2	- емкость V=74,7 м^3 на трейлерах с откидной крышкой и ограждениями	комплект	2	1	
21.8.3	- передвижной центробежный насос Halco 2x3 с системой фильтрования	комплект	2	2	
21.9	Емкости для технической воды 3 цистерны V=237 м^3:	комплект	2	2	
21.9.1	- емкость V=83,4 м^3 укомплетованая центробежным насосом Halco 2x3	комплект	2	2	
21.9.2	- емкость V=70 м^3 укомплетованая центробежным насосом Halco 2x3	комплект	2	1	
21.11	Стелажи для труб PARCO со стойками на обоих концах	комплект	2	4	
21.12	Склад химреагентов (контейнер с укрытием и ограждением)	комплект	2	2	
21.13	Обвязка емкостей трубопроводами (воды, топлива)	узел	2	6	
21.14	Вентиляторный воздухонагреватель Tioga с двумя топочными камерами	комплект	2	2	
21.15	Паронагреватель Holman на 175 л.с. работает от основной силовой установки	комплект	2	2	
21.16	Электронагреватель радиаторный Q-Mark 5 и 10 кВт	комплект	2	22	
21.17	Приемный мост металлический горизонтальный	комплект	2	1	
21.18	Приемный мост металлический наклонный	комплект	2	1	
21.19	Инструментальная площадка	комплект	2	1	
21.20	Обвязка оборудования коммуникациями:				
21.20.1	- водопроводы	комплект	2	1	
21.20.2	- топливопроводы	комплект	2	1	
21.21.3	- воздухопроводы	комплект	2	1	
21.20.3	- паропроводы	комплект	2	1	
21.21	Металлические ограждения бурового оборудования	комплект	2	1	
21.22	Электромонтаж оборудования	операц.	2	1	
21.23	Электроосвещение буровой установки	комплект	2	1	
21.24	Контур заземления	комплект	2	3	
21.25	Молниезащита*	комплект	2	1	
21.26	Опрессовка объвязки буровых насосов	агр.-оп.	2	1	
21.27	Центрирование вышки в процессе бурения	комплект	2	1	

Примечание - Все оборудование должно быть выполненно во взрывозащищенном варианте и соответствовать зонам размещения указанным в таблице 15.1 пункт 4 Проекта и разделу 5 ПУЭ-2015.

* Выполняется согласно разделу 5 ПУЭ-2015 и СН РК 2.04-29-2005 "Инструкции по устройству молниезащиты зданий и сооружений".

Таблица 12.2 Объёмы работ по монтажу бурового и силового оборудовани RIG 216

№№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единицы измерения	Номер варианта	Коли-чество	Примечание
1	2	4	5	6	7
	Буровая установка Rig-216, максимальная грузоподъемность 521 т	комплект	2	1	
	Привод буровой установки - дизельэлектрический, четыре дизельных двигателя				
	"Caterpillar D-399 JWAC" по 1195 л.с. + четыре электрогенератора Kato				
1	**Вышечный блок:**				
1.1	Вышка Parco P-142 высотой 43.3 м, г/п 567 тс	комплект	2	1	
1.2	Балкон с плошадкой для верхового рабочего	комплект	2	1	
1.3	Подъемный механизм, линия эвакуации верхового Geronimo с противовесом	комплект	2	1	
1.4	Подвышечное основание типа Parco разборное	комплект	2	1	
1.5	Подсвечники на 368 тс	комплект	2	1	
1.6	Ротор B-37$^1/_2$", г/п 567 тс	комплект	2	1	
1.7	Верхний привод Varco TDS-3, г/п 648 тс с электроприводом 1135 л.с.	комплект	2	1	
1.8	Пневматический трубный ключ Weatherford O-29	комплект	2	1	
1.9	Вспомогательная лебедка Ingersol Rand K5UL грузоподъемностью 4 тс	комплект	2	2	
1.10	Кронблок, г/п 567 тс	комплект	2	1	
1.11	Талевый блок Ideco 525, г/п 521 тс	комплект	2	1	
2	**Лебедочный блок:**				
2.1	Буровая лебедка OIME SL-2000 - 2000 л.с.	комплект	2	1	
2.2	Привод лебедки - электродвигатель 1000 л.с.	комплект	2	2	
2.3	Главный тормозная ленточного типа Baylor, вспомогательный - электоротормоз	комплект	2	1	
2.4	Гидравлическая шпилевая катушка Varco, модель HC-26	комплект	2	2	
2.5	Противозатаскиватель DUO-Matic	комплект	2	1	
2.6	Направляющее устройство ходового конца - механизм с 6 роликами Oteco	комплект	2	1	
2.7	Приспособление для крепления мертвого конца талевого каната National E-B	комплект	2	1	
3	**Система циркуляции:**				
3.1	Буровые насос Continental Emsco -1600 трехцилиндровый	комплект	2	3	
3.2	Компесатор давления Continental Emsco 3B-55	комплект	2	3	
3.3	Привод насоса электродвигатель 1000 л.с.	комплект	2	6	
3.4	10 $^3/_4$" всасывающая линия с гасителями колебаний и фильтром	комплект	2	3	
3.5	Выкидная линия насоса с вибраторным шлангом, фильтром и предохранительным				
	клапаном Demco	комплект	2	3	

продолжение таблицы 12.2

1	2	4	5	6	7
3.6	Подпорный насос Mission Magnum с электроприводом 100 л.с.	комплект	2	3	
3.7	Манифольд 4" 5М, спусковой кран Demco, датчик давления и манометр	комплект	2	1	
3.8	Цементировачная линия, стояк 3" с рабочим шлангом, быстроразъемные соединения	комплект	2	1	
3.9	Стояк манифольда 4 $^{1}/_{16}$" 5М	комплект	2	2	
3.10	Буровой шланг 3 $^{1}/_{2}$" 5М	комплект	2	2	
4	**Система емкостей для раствора:**				
4.1	Емкость под виброситами V=50 м^3 с песколовушкой V=18 м^3:	комплект	2	1	
4.1.1	- сдвоеное вибросито Brandt	комплект	2	1	
4.1.2	- три очистителя Derrick	комплект	2	1	
4.2	Емкость приемная V=70 м^3:	комплект	2	1	
4.2.1	- пескоотделитель	комплект	2	1	
4.2.2	- илоотделитель	комплект	2	1	
4.2.3	- дегазатор Swaco горизонтальный, вакуумный 900 гал/мин	комплект	2	1	
4.2.4	- механический перемешиватель МА-10 Brandt	комплект	2	2	
4.2.5	- гидравлический перемешиватель	комплект	2	2	
4.3	Емкость для раствора V=70 м^3 с отделением под тампон V=23 м^3:	комплект	2	1	
4.3.1	- механический перемешиватель МА-10 Brandt	комплект	2	3	
4.3.2	- гидравлический перемешиватель	комплект	2	3	
4.4	Емкость для запасного раствора V=70 м^3:	комплект	2	2	
4.4.1	- механический перемешиватель МА-10 Brandt	комплект	2	4	
4.4.2	- гидравлический перемешиватель	комплект	2	4	
4.5	Емкость для приготовления раствора V=70 м^3:	комплект	2	1	
4.5.1	- загрузочный бункер Pioner Sidewinder до 20 фунт/галон	комплект	2	2	
4.5.2	- насос Mission Magnum для приготовления раствора с электродвигателем 100 л.с.	комплект	2	2	
4.5.3	- механический перемешиватель МА-10 Brandt	комплект	2	4	
4.5.4	- гидравлический перемешиватель	комплект	2	4	
4.6	Емкость для технической воды V=70 м^3:	комплект	2	2	
4.6.1	- насос Mission Magnum с электродвигателем 25 л.с.	комплект	2	2	
4.7	Доливная емкость V=15 м^3:	комплект	2	1	
4.7.1	- нагнетательный насос с электродвигателем 50 л.с.	комплект	2	1	
4.7.8	- индикатор изменения уровня раствора Totco	комплект	2	1	
4.8	Емкость для сбора шлама (выбуренной породы)	комплект	2	2	

продолжение таблицы 12.2

1	2	4	5	6	7
5	**Силовая установка:**				
5.1	Система преобразования напряжения Ross Hill типа SCR-1202 из 4 ячеек	комплект	2	1	
5.2	Основное электроснабжение Caterpillar D-399 JWAC 1195 л.с., генератор Kato	комплект	2	4	
5.3	Вспомогательное энергоснабжение Caterpillar D-3412 с генератором 300 кВт	комплект	2	1	
6	**Компресорный блок:**				
6.1	Воздушный компрессор Gardner Denver винтового типа EBE 99 K с эл/дв. 30 л.с.	комплект	2	2	
6.2	Устройство охлаждения МСС	комплект	2	2	
6.3	Вспомогательный компрессор Quency 5120 с приводом от двигателя Winconsin	комплект	2	1	
6.4	Воздухосборник V=1.5 $м^3$	комплект	2	2	
7	**Система освещения** (все светильники во взрывозащищенном исполнении):				
7.1	Все рабочие площадки снабжены ртутными лампами 400 Вт				
7.2	На емкостях и мачте флуоресцентные лампы S48TR				
7.3	3 переносных прожектора мощностью 400 Вт				
8	**Средства управления и контроля процессов бурения:**				
8.1	Пульт управления бурильщика	комплект	2	1	
8.2	Гидравлический индикатор веса	комплект	2	1	
8.3	Индикаторы процессов бурения Totco (нагрузка на долото, крутящий момент, скорость вращения долота, число ходов поршня насоса, расход бурового раствора)	комплект	2	1	
8.4	Цифровая система слежения за циркуляцией раствора PTV (счетчик числа ходов поршня, суммарный расход, слежение за уровнем раствора в мерниках, регистратор объема доливаемого раствора, внутрискважинный датчик нефтепроявления)	комплект	2	1	
8.5	Устройство записи параметров бурения 7 перьевое (механическая скорость, число оборотов долота, число ходов поршня, индикатор веса, крутящий момент, давление)	комплект	2	1	
9	**Защитные устройства:**				
9.1	Кнопка аварийной остановки дизелей типа Barber	комплект	2	1	
9.2	Кнопка аварийного отключения энергоснабжения для блока SCR	комплект	2	1	
10	**Оборудование блока ПВО, диверторная система 21 $^1/_4$" :**				
10.1	- универсальный превентор Hydril MSP - 2M с верхним фланцем	к-т	2	1	
10.2	- диверторная катушка с 2 отверстиями 7 $^1/_{16}$" и 2 отверстиями 10"	к-т	2	1	
10.3	- фланцевая распорная катушка 21 $^1/_4$" длиной 48"	К-Т	2	2	
10.3	- пневмозадвижка 10"	к-т	2	2	

продолжение таблицы 12.2

1	2	4	5	6	7
11	**Оборудование блока ПВО** (все ПВО исполнено для работы в среде H_2S):				
11.1	Универсальный превентор Hydril GK 13 5/8" - 5M с верхним и нижним фланцами	комплект	2	1	
11.2	Двойной плашечный превентор Cameron U - 13 $^5/_8$" - 10M с верхним и нижним фланцевыми соединениями, с 4 $^1/_{16}$" выходными отверстиями	комплект	2	1	
11.3	Одиночный плашечный превентор Cameron U-13$^5/_8$" 10M с верхним и нижним фланцевыми соединениями, с 4 1/16" выходными отверстиями	комплект	2	1	
10.4	Переходная фланцевая катушка 13$^5/_8$" 10M x 11" 10M	комплект	2	1	
10.5	Переходная фланцевая катушка 13$^5/_8$" 10M x 9" 10M	комплект	2	1	
12	**Штуцерные задвижки и задвижки глушения на ПВО:**				
12.1	Гидравлический штуцер Cameron 4 $^1/_{16}$" 10M	комплект	2	1	
12.2	Ручная задвижка Cameron 4 $^1/_{16}$" 10M	комплект	2	1	
12.3	Гидравлическая задвижка Cameron 2 $^1/_{16}$" 10M	комплект	2	2	
12.4	Ручная задвижка Cameron 2 $^1/_{16}$" 10M	комплект	2	2	
13	**Линия глушения и дросселирования:**				
13.1	Линия глушения от блока ПВО к линии подачи раствора 2 $^1/_{16}$" 10M	комплект	2	1	
13.2	Линия глушения от блока ПВО на цементировочный агрегат 2 $^1/_{16}$" 10M	комплект	2	1	
13.3	Линия дросселирования с ПВО на блок задвижек 4 $^1/_{16}$" 10M	комплект	2	2	
14	**Блок дросселирования** (имеет две раздельные точки входа линии дросселирования):				
14.1	Штуцерный манифольд высокого давления 4$^1/_{16}$" 10M и 3$^1/_{16}$" 10M	комплект	2	1	
14.2	Штуцерный манифольд низкого давления: 2 задвижки 4" Demco 5M, 2 задвижки Demco 3" 5M и 1 задвижка Demco 2" 5M	комплект	2	1	
14.3	Ручная штуцерная задвижка блока дросселирования 3 $^1/_{16}$" 10M	комплект	2	2	
14.4	Суперштуцер Swaco 2$^9/_{16}$" 10M	комплект	2	2	
14.5	Отсекающая гидравлическая задвижка с ручной блокировкой 3 $^1/_{16}$" 10M	комплект	2	3	
14.6	Панель управления гидравлическим суперштуцером Swaco	комплект	2	2	
14.7	Ручная задвижка Cameron FB 3 $^1/_{16}$" 10M	комплект	2	8	
14.8	Манометр давления на блоке дросселирования (замер давления в БТ и колонне)	комплект	2	2	
14.9	Линия выхода от блока дросселирования к сепаратору	комплект	2	2	
14.10	Линия выхода от блока дросселирования к виброситам	комплект	2	1	

продолжение таблицы 12.2

1	2	4	5	6	7
14.11	Линия выхода от блока дросселирования на факел длиной не менее 100 м	комплект	2	1	
14.12	Линия обратной промывки с буровой на блок дросселирования $2^{1}/_{16}$" 10М	комплект	2	1	
14.13	Регулируемое по высоте основание блока задвижек	комплект	2	1	
14.15	Сепаратор OIME вертикального типа	комплект	2	1	
14.16	Линия отводящая газ от сепаратора на факел 6"	комплект	2	1	
15	**Система управления ПВО:**				
15.1	Блок аккумуляторов NL-Shaffer T20240-35 включая:	комплект	2	1	
15.1.1	- баллон 40 литров	комплект	2	24	
15.1.2	- панель управления расположена на буровой	комплект	2	1	
15.1.3	- пневмонасос на 210 атм Serie A01117 HIC	комплект	2	2	
15.1.4	- трехцилиндровый насос на 210 атм с электродвигателем 30 л.с.	комплект	2	1	
15.2	Панель управления Garc 8 позиционная на аккумуляторе и в буровой	комплект	2	2	
15.3	Шланги от блока аккумуляторов до блока ПВО, огнеупорные из нержавеющей стали	комплект	2	16	
15.4	Верхний и нижний шаровые краны верхнего привода Hydril на 700 атм	комплект	2	2	
15.5	Опрессовочный насос для ПВО Totco или аналог на 700 атм, установлен на раме с манометром давления и 12 часовой записью карты опрессовки ПВО	комплект	2	1	
16	**Инструменты:**				
16.1	Элеватор штропный $2^{3}/_{4}$", бесшовные штропы 250 тс	комплект	2	1	
16.2	Элеватор штропный $3^{1}/_{2}$", бесшовные штропы 350 тс	комплект	2	1	
16.3	Элеватор штропный $3^{5}/_{8}$", бесшовные штропы 500 тс	комплект	2	1	
16.4	Элеватор WTM 5"DP на 350 тс	комплект	2	2	
16.5	Ручные клинья Wooley A для каждого размера УБТ	комплект	2	2	
16.6	Зажимы для УБТ Bash Ross или аналог для каждого размера УБТ	комплект	2	2	
16.7	Ручные ключи для бурильных труб и УБТ:				
16.7.1	- комплект BJC или аналог (комплект включает 2 ключа)	комплект	2	1	
16.7.2	- комплект Varco HT-65 (комплект включает 2 ключа)	комплект	2	1	
16.7.3	- комплект Varco HT-135 (комплект включает 2 ключа)	комплект	2	1	
16.8	Устройство для отворота долота типа Tricone, под каждый размер долота	комплект	2	1	
17	**Система обнаружения газа:**				
17.1	Монитор Detcon 812 AFB с 8 датчиками, 3 лампами и 3 сиренами (места установки датчиков: пол буровой, разъемный желоб, вибросита, буровые насосы, шахта, укрытия блока дросселирования, место испытания скважины)	комплект	2	1	

продолжение таблицы 12.2

1	2	4	5	6	7
17.2	Переносные детекторы H2S, CO2, горючих газов класса Industrial Scientific LTX-412	комплект	2	3	
17.3	Взрывометр класса Industrial Scientific модель LTX-412	комплект	2	3	
18	**Система подачи воздуха и автономные аппараты:**				
18.1	Каскадная система по спецификации GGA класса D (все приспособления типа GGA 346)	комплект	2	1	
18.2	Дыхательные аппараты Magnum Plus ISI на 30 минут использхования	комплект	2	15	
18.3	Десятиминутные спасательные аппараты	комплект	2	20	
19	**Противопожарное оборудование:**				
19.1	Водяной насос производительностью 950 л/мин	комплект	2	1	
19.2	Противопожарные пункты, включая пожарные гидранты и переносные огнетушители:				
19.2.1	- на площадке ГСМ порошковые огнетушители	комплект	2	2	
19.2.2	- на площадке дизельного генератора порошковые огнетушители	комплект	2	2	
19.2.3	- на площадке главного блока S.C.R. углекислотные огнетушители	комплект	2	2	
19.2.4	- на емкостях порошковые огнетушители	комплект	2	2	
19.2.5	- около буровых насосов порошковые огнетушители	комплект	2	2	
19.2.6	- на площадке аккумулятора ПВО	комплект	2	2	
19.2.7	- на буровой	комплект	2	2	
19.2.8	- в каждом офисном и жилом модуле	комплект	2	2	
20	**Система внутренней связи:**				
20.1	Система связи: офис мастера, бытовка, буровая, площадка верхового, помещение отбора проб, насосы, блок дросселирования, столовая	комплект	2	1	
20.2	Связь между рабочей площадкой и площадкой верхового	комплект	2	1	
20.3	Переносная рация модель HX-220AS VHF-FM	комплект	2	6	
20.4	Двусторонняя связь с бургородком и базой SEA модель 322, 2-23 MHG 150 Вт SSB.C	комплект	2	1	
21	**Разное:**				
21.1	Водяной насос Gardner Denver двухпоршневой FXF с втулками 4"	комплект	2	1	
21.2	Водяной насос Gardner Denver двухпоршневой FXG с втулками 5"	комплект	2	1	
21.3	Насос Marlow для откачки жидких отходов из устьевой шахты	комплект	2	1	
21.4	Сварочный агрегат Lincon	комплект	2	1	
21.5	Кислородный-ацителеновый резак Victor со шлангами, манометрами и гасителем пламени	комплект	2	1	
21.4	Агрегат для очистки напорной струей воздуха	комплект	2	2	
21.5	Агрегат для очистки горячей водой Partech стационарный	комплект	2	2	
21.6	Агрегат переносной для очистки паром Giant, A-42 или аналог	комплект	2	2	
21.7	Система розжига факела на пропане	комплект	2	1	

продолжение таблицы 12.2

1	2	4	5	6	7
21.8	Склад топлива:				
21.8.1	- цилиндрическая емкость V=80 м^3 на основании с ограждениями и обваловкой	комплект	2	1	
21.8.2	- цилиндрическая емкость V=38 м^3 на основании с ограждениями и обваловкой	комплект	2	1	
21.9	Цилиндрическая емкость для питьевой воды V=20 м^3	комплект	2	2	
21.10	Стелажи для труб со стойками на обоих концах	комплект	2	4	
21.11	Склад химреагентов (контейнер с укрытием и ограждением)	комплект	2	2	
21.12	Шурф под двухтрубку диаметорм 12 "	комплект	2	1	
21.13	Обвязка емкостей трубопроводами (воды, топлива)	узел	2	6	
21.14	Установка Tioga 4MM BTU двойной дизель или нагреватели газовые Natural	комплект	2	2	
21.15	Бойлер Holman на 150 л.с. работает от основной силовой установки	комплект	2	2	
21.16	Нагревательная установка Q-Mark 5 и 10 кВт (применяется только снаружи)	комплект	2	12	
21.17	Приемный мост металлический горизонтальный	комплект	2	1	
21.18	Приемный мост металлический наклонный	комплект	2	1	
21.19	Инструментальная площадка	комплект	2	1	
21.20	Обвязка оборудования коммуникациями:				
21.20.1	- водопроводы	комплект	2	1	
21.20.2	- топливопроводы	комплект	2	1	
21.21.3	- воздухопроводы	комплект	2	1	
21.20.3	- паропроводы	комплект	2	1	
21.21	Металлические ограждения бурового оборудования	комплект	2	1	
21.22	Электромонтаж оборудования	операц.	2	1	
21.23	Электроосвещение буровой установки	комплект	2	1	
21.24	Контур заземления	комплект	2	3	
21.25	Молниезащита*	комплект	2	1	
21.26	Опрессовка объвязки буровых насосов	агр.-оп.	2	1	
21.27	Центрирование вышки в процессе бурения	комплект	2	1	

Примечание - Все оборудование должно быть выполненно во взрывозащищенном варианте и соответствовать зонам размещения, указанным в таблице 15.1 пункт 4 Проекта и разделу 5 ПУЭ-2015.

* Выполняется согласно разделу 5 ПУЭ-2015 и СН РК 2.04-29-2005 "Инструкции по устройству молниезащиты зданий и сооружений".

Таблица 12.2 - Спецификация бурового и силового оборудования станков "ZJ-40"

№№ п/п	Наименование работ	Вид монтажа		Ед. изме-рения	Номер вари-анта	Коли-чество	Примеча-ние
		перв.	повт.				
1	2	3	4	5	6	7	8
	Буровая установка " ZJ-40 "			**к-т**		**1**	
	Грузоподъемность: 225 т						
	Дизельный двигатель CAT C18 2 к-та N=470 кВт						
1	Вышечно-лебедочный блок в том числе:						
1.1	Вышка буровая высотой JJ225/38 - 38 м		кр. бл.	к-т	2	1	
1.2	Двухбарабанная лебедка JC28/11B		кр. бл.	-"-	-"-	1	
1.3	Гидравлическая лебедка IYJ3-30-80-14-ZP, г/п - 3 т		агр.	-"-	-"-	1	
1.4	Гидравлическая лебедка IYJ4-50-100-16-ZP, г/п - 5 т		агр.	-"-	-"-	1	
1.5	Талевый блок YG225 г/п - 225 т		кр. бл.	-"-	-"-	1	
1.6	Кронблок TC225 г/п - 225 т		-"-	-"-	-"-	1	
1.7	Вертлюг XSL225-II г/п -225 т		-"-	-"-	-"-	1	
1.8	Подвышечное основание DZ225		-"-	-"-	-"-	1	
1.9	Ротор ZP275 г/п - 450 т		-"-	-"-	-"-	1	
1.10	Гидравлический индикатор веса JZ250			-"-	-"-	1	
1.10.1	Гидравлическая система YK40			-"-	-"-	1	
1.10.2	Механизм крепления неподвижного конца талевого каната JZG24			-"-	-"-	1	
2	Силовой блок в том числе:						
2.1	Дизельный двигатель CAT-18 N=470 кВт		м.бл.	-"-	-"-	2	
2.2	Электростанция Volvo-Penta N=400 кВт		-"-	-"-	-"-	1	
2.3	генератор CAT3512B тип 1GZ04547, N-1310 кВт	м. бл.	м. бл.	к-т	1;2	1	
3	Циркуляционная система, в том числе:						
3.1	Насосный блок: Буровой насос 3NB1600 с двигателем V12 N=1000 кВт		м.бл.	-"-	-"-	2/2	
3.2	Емкость для бурового раствора "D 50", V = 50 м^3	м.бл.	м.бл.	шт.	-"-	4	
3.3	Емкость для запаса бурового раствора: V=50 м^3 и сбора отходов V=25 м^3	-"-	-"-	-"-	-"-	2/2	
3.4	Емкость доливная V= 8 м^3 с ц/насосом с электроприводом N=15 кВт	-"-	-"-	-"-	-"-	1	
3.5	Мешалка "ZYMQ-1" электромеханическая N = 7,5 кВт	агр.		к-т	1	8	
3.6	Емкость для химреагентов, V = 1,5 м^3 с обвязкой и мех. Перемешивателем N = 7,5 кВт и для приготовления бурового раствора V=20 м^3	м. бл.	м. бл.	к-т	1; 2	1/1	
3.7	Перемешиватель JB/W15, JB/W7,5, JB/W5,5 с электроприводом N=15 кВт		агр.	-"-	-"-	2	

Продолжение таблицы (объединенной) 12.2

1	2	3	4	5	6	7	8
4	Система очистки бурового раствора						
4.1	Вибросито ZS/Z-1		м.бл.	-"-	-"-	2	
4.2	Пескоотделитель ZQJ-300x2-C					1	
4.3	Илоотделитель ZQJ-100x12-C					1	
4.4	Центрифуга LW450x1000-N3					1	
4.5	Дегазатор ZSCQ/240					1	
5	Противовыбросовое оборудование в том числе:		агр.	к-т	-"-	1	
5.1	Превентор универсальный FH35-35		-"-	-"-	-"-	1	
5.2	Превентор плашечный двойной 2FZ35-35		-"-	-"-	-"-	1	
6	Крестовина FS35-35		-"-	-"-	-"-	1	
7	Блок дросселирования YJG35		-"-	-"-	-"-	1	
8	Блок глушения YG35		-"-	-"-	-"-	1	
9	Манифольд высокого давления		-"-	-"-	-"-	1	
10	Контрольное устройство наземного превентора FKQ640-6		-"-	-"-	-"-	1	
11	Роликовый вкладыш HDS		-"-	-"-	-"-	1	
12	Шламовый насос SB5x6J-12, SB3x4J-9 1/2, LSB2x3J, SB6x8J-12		-"-	-"-	-"-	1	
13	Срезной насос WJQ5x6J-10		-"-	-"-	-"-	1	
14	Компрессор E-37A		-"-	-"-	-"-	1	
15	Осушитель воздуха HZL-50		узел	-"-	-"-	1	
16	Смесительная воронка ZHP150		-"-	-"-	-"-	1	
17	Гидравлический ключ для бурильных труб ZQ203-100		агр.	-"-	-"-	1	
18	Гидравлический ключ для обсадных труб TQ340-35		-"-	-"-	-"-	1	
19	Гидравлическая станция YZB-120 II		-"-	-"-	-"-	1	
20	Газосепаратор		-"-	-"-	-"-	1	
21	УМК Q13,3/8-20-35KN.M		-"-	к-т	-"-	1	
22	Элеватор колонны CD6,5/8"/200		-"-	-"-	-"-	1	
23	Элеватор бурильных труб CD2,7/8"/200,CD3,1/2"/200,CD4,1/2"/200,CD5"/200		-"-	-"-	-"-	1	
24	Клинья бурильных труб SDXL4,1/2x4,1/2", SDXL5x5"		м.бл.	-"-	-"-	1	
25	Емкость для диз. топлива V=20 и 30 м^3 с 3,5м^3 расходной емкостью и 2 ц/насосами и эл. приводом к ним	-"-	-"-	-"-	-"-	2/1	
26	Емкость для масла секционная, V = 1,5 м^3	-"-	-"-	-"-	-"-	1	
27	Емкость для воды V=12 и 60 м^3 и с 2 ц/насосами и эл. приводами к ним	-"-	-"-	-"-	-"-	2	

Продолжение таблицы (объединенной) 12.2

1	2	3	4	5	6	7	8
28	Емкость для сбора пластового флюида V=50 $м^3$ на концах линей ПВО	м. бл.	м. бл.	-"-	-"-	2	
29	Паровой котел	-"-	-"-	-"-	-"-	1	
30	Емкость V = 20 $м^3$ для воды с центробежным насом N = 7,5 кВт с обвязкой	-"-	-"-	-"-	-"-	2	
31	Топливная емкость V = 4 $м^3$ для питания котельной с ц/бежным насосом и эл/приводом к нему N = 7,5 кВт с обвязкой	-"-	-"-	-"-	-"-	2	
32	Тельфер	-"-	-"-	-"-	-"-	1	
33	Датчик стационарного газосигнализатора					5	
34	Флюгер, освещаемый в ночное время					4	
35	Указатель сторон света, освещаемый в ночное время					4	
36	Молниезащита*	м. бл.	м. бл.	комплект	1;2	1	

Сокращенные термины:

г/п - грузоподъмность

к-т - комплект, шт. - штук, агр/оп - агрегато-операции, к-ур - контур

кр.бл.- крупно-блочный монтаж

агр. - агрегатный монтаж

м.бл.- мелкоблочный монтаж

№№ вариантов - 1: 2; 1 - первичный монтаж, 2 - повторный монтаж,

* Выполняется согласно разделу 5 ПУЭ-2015 и СН РК 2.04-29-2005 "Инструкции по устройству молниезащиты зданий и сооружений".

Таблица (объединенная) 12.5, 8, 11 - Объемы работ под конструктивные узлы вышки и привышечных сооружений

№ п/п	Наименование работ	Единицы измерения	Номер варианта	Количество
1	2	3	4	5
1	Обшивка балкона верхового рабочего синтетической тканью	комплект	комплект	1
2	Обшивка граней вышки металлическими гофрированными щитами	-"-	-"-	1
3	Обшивка подвышечного основания прорезиненной тканью	-"-	-"-	1
4	Оттяжки к вышке с якорями	шт.	-"-	4
5*	Склад (или металлический контейнер) для хранения химреагентов	100 $м^2$	-"-	0,4
6	Вагончик - мастерская	комплект	-"-	1
7	Вагончик - аккумуляторная	-"-	-"-	1
	Контейнер - кассета	-"-	-"-	2
9**	Модуль офис буровой	-"-	-"-	1
10**	Модуль (блок)	-"-	-"-	5
11	Обвязка модулей водопроводом,теплопроводом , канализационной системой	-"-	-"-	5
12	Электромонтаж модулей	-"-	-"-	5

* Сооружается при отсутствии контейнеров для хранения сыпучих материалов;

** Строится за пределами буровой площадки.

Таблица 12.6 - Объемы работ по фундаментам под буровое оборудование

№ п/п	Наименование работ	Единицы измерен.	Номер варианта	Количество
1	2	3	4	5
1*	Фундамент из железобетонных плит типа "ПАГ-14" (размер плиты - 2х6х0,14 м):			
1.1	вышечно-лебедочный блок в четырех рядах	плита	2	90
1.2	силовая установка 10х14, приемные емкости 10х24м, в один ряд	-"-	-"-	32
1.3	буровые насосы 10х14 м в один ряд	-"-	-"-	12
1.4	Склад ГСМ 10х17м в один ряд	-"-	-"-	14
2	Итого	-"-		148
3	Металлические стойки в бутобетоне под отводы ПВО через 10 м (300м /10)	шт.	-"-	30
4	Разбивка бетона с вывозом при демонтаже	$м^3$	-"-	3,75

* Допустимая удельная нагрузка обеспечивает безопасное давление на грунт и не превышает предельной несущей нагрузки, с учетом коэффициента запаса прочности, равным 1,3 для данного грунта.
Допускается сооружать фундаменты из других плит с аналогичной несущей способностью.

13 ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ

Таблица 13.1 - Продолжительность строительства скважины

Строительно-монтажные работы для перевозки вышкомонтажной бригады, сут	Продолжительность цикла строительства скважины, сут						
	Всего	в том числе					
		строительно-монтажные работы	Подготовительные работы к бурению	бурение и крепление	испытание		
					всего	в открытом стволе	в эксплуатационной колонне
1	2	3	4	5	6	7	8
-	111,0	14,0	2,0	50,0	45,0	-	45,0

848 - проектная скорость бурения, м/ст.мес;

Тбур = (1414×30)/848= 50 сут

Тбур - продолжительность бурения и крепления, сут.

Таблица 13.2 - Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин

Номер обсадной колонны	Название колонны	Продолжительность крепления, сут	Интервал бурения		Продолжительность бурения, сут		
			от (верх)	до (низ)	забойными двигателями	роторным способом	совмещённым способом
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Нижняя часть ПО 114,3 мм "хвостовик"	2	4026	5440	-	48	
	Итого: 50	2			-	48	

14 МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВ КОНТРОЛЯ И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ

Таблица 14.1- Средства механизации и автоматизации

№№ п/п	Наименование приспособлений и устройств	Наименование объектов	Количество на объект
1	2	3	4
1	Лебёдка вспомогательная или безопасная шпилевая катушка с направляющим роликом.	БУ	1 шт. на
2	Грузоподъёмное устройство (кран, тельфер) с комплектом тарированных грузозахватных приспособлений.	Приём-ный мост	1 комплект
3	Тали ручные для ремонта гидравлической части буровых насосов и замены дизелей.	БУ	1 шт.
4	Противозатаскиватель талевого блока (ограничитель переподъёма) и ограничитель нагрузки талевой системы типа ОБЛ и др.	БУ	По одному комплекту
5	Отключатель привода буровой лебёдки 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 лебёдки (успокоитель типа УТК-1 и др.).	ВА	1 шт.
9	Приспособление для безопасной рубки стальных канатов	БУ	1 шт.
10	Люлька передвижная типа ПЛУ - 3М для второго помощника (верхового рабочего).	ВБ	1 к-т
11	Ролик предохранительный для якорного каната на втором поясе вышки.	ВБ	1 шт.
12	Приспособление для установки ведущей трубы в шурф.	БУ	1 к-т
13	Инструмент для замера износа замковых соединений бурильных труб.	БУ	1 к-т
14	Устройство для безопасного выброса бурильных труб (желоб и т.п.).	БУ	1 к-т (при отсутствии в комлекте приёмного моста)
15	Приспособление для очистки от глинистого раствора труб при подъёме их из скважины.	БУ	1 к-т
16	Предохранительное устройство против падения бурильных свечей в направлении привышечного сарая и приёмного моста.	ВА	2 к-та
17	Система обогрева в зимнее время (паровой котёл, электрокалорифер и т.п) подсвечника, подставки для бурильщика, ПВО.	БУ	1 к-т
18	Крючок для подвески штропов.	БУ	1 шт.
19	Механизированный ключ буровой с приспособлением для регулировки его высоты подвески.	БУ	1 к-т
20	Пневматический раскрепитель бурильных труб.	БУ	1 к-т

Продолжение таблицы 14.1

1	2	3	4
21	Автоматический ключ буровой (АКБ) или пневматический буровой ключ (ПБК) в комплекте с ПКР.	БУ	1 к-т
22	Приспособление для завинчивания и отвинчивания долот.	БУ	1 шт.
23	Блокирующие устройства, исключающие вращение ротора при поднятых клиньях ПКР, а также произвольное открывание дверей кожуха лебёдки с её приводом.	БУ	По одному комплекту
24	Сигнальное или переговорное устройство между постом бурильщика, люлькой верхового рабочего и насосным отделением.	БУ	1 шт.
25	Патрубки подъёмные по диаметрам УБТ.	БУ	2 к-та
26	Два обратных клапана и три шаровых крана для бурильных труб с ключом и комплектом переводников по размерам труб.	БУ	1 к-т (по 2 переводника на типоразмер труб).
27	3-х фазная розетка для подключения промыслово-геофизической аппаратуры.	БУ	1 шт. на всех типах буровых.
28	Вилка для захвата вкладышей ротора.	БУ	1 шт.
29	Устройство против разбрызгивания бурового раствора при СПО.	БУ	1 шт.
30	Устройство для долива скважины при подъёме бурильных свечей (доливочная ёмкость с уровнемером и др.).	БУ	1 к-т
31	Струбцины ("стяжки") и зажимы ("невольки") для растяжек вышек и мачт.	БУ	По 1 стяжке и по 3 зажима на канатную растяжку.
32	Колпачок для безопасного перемещения долот.	БУ	1 к-т
33	Устройство для перемешивания бурового раствора в резервуарах.	БУ	1 к-т
34	Комплект механизмов для очистки бурового раствора от твёрдых частиц и газонасыщения (вибросита, пескоотделители, дегазаторы и др.).	БУ	1 к-т
35	Страховочный канат для подвески и защиты нагнетательного шланга.	БУ	1 шт.
36	Устьевое противовыбросовое оборудование.	БУ	1 шт.
37	Запас сжатого азота для заправки гидроаккумуляторов превенторных установок.	БУ	Не менее чем на 2 заправки
38	Комплект ключей во взрывобезопасном исполнении для фланцевых соединений превенторной установки.	БУ	1 к-т
39	Указатель "Открыто" - "Закрыто" к задвижке высокого давления	БУ	1 шт.
40	Демпфер (предохранитель) к манометру бурового насоса.	БУ	По 1 шт. на манометр.
41	Пусковая задвижка с дистанционным управлением.	БУ	1 к-т
42	Приспособление для снятия поршней со штоков буровых насосов и выемки втулок.	БУ	1 к-т
43	Устройство для безопасной замены резинового разделителя для блока воздушных колпаков бурового насоса.	БУ	1 шт.

Продолжение таблицы 14.1

1	2	3	4
44	Гидравлический съёмник для выпрессовки сёдел клапанов буровых насосов.	БУ	1 шт.
45	Автоматический сигнализатор уровня промывочной жидкости в ёмкости.	Ёмкость	1 шт. на насос
46	Устройство по предупреждению перегрузки бурового насоса.	Насос	1 шт.
47	Ключ патронный для загибания втулочно-роликовых цепей.	БУ	1 шт.
48	Машинка для стягивания втулочно-роликовых цепей.	БУ	1 шт.
49	Отводные крючки.	БУ	4-5 шт.
50	Устройство, предупреждающее падение посторонних предметов в скважину.	Устье скважины	1 шт.
51	Комплект аварийного ловильного инструмента.	БУ	1 к-т
52	Спасательное устройство для верховых рабочих в аварийных ситуациях.	БУ	1 к-т (для буровых со спас. уст.)
53	Аварийная кнопка "стоп".	БУЭ	1 шт.
54	Влагоотделитель для пневмосистемы.	БУ	1 к-т
55	Автоматическое устройство по отключению компрессоров.	Компрес-сор	1 к-т
56	Стеллажи для хранения баллонов с газом высокого давления.	БУ	1 к-т
57	Пояс предохранительный для верхового рабочего.	БУ	2-3 шт.
58	Приспособление против скатывания труб со стеллажей (съёмные упоры и др.).	БУ	1 к-т
59	Верстак слесарный с тисками и набором слесарных инструментов.	БУ	1 к-т
60	Ограничитель напряжения холостого хода электросварочного трансформатора.	Эл.свар. трансф.	1 шт.
61	Универсальный газоанализатор для контроля ПДК вредных веществ (сероводород, окись углерода, окись азота и др.) переносной или его аналог.	БУ	1 шт. применение обязательно на период вскрытия продукт гор. с прогноз. содерж. сероводор.
62	Противогазы фильтрующие с запасными коробками или дыхательные аппараты фирмы "Дрэгер".	БУ	1 к-т на раб.
63	Аппарат искусственного дыхания переносной.	БУ	1 шт.
64	Реагент-нейтрализатор.	БУ	Согласно инструкции.
65	Аварийное освещение.	БУ	2 к-т
66	Светильник переносной во взрывозащищённым исполнении напряжением 12 В.	БУ	3 шт.

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

Таблица 14.2 - Средства контроля

№№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	ГОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Количество, шт.
1	2	3	4
1	Гидравлический индикатор веса		1
2	Индикатор силы на машинных ключах		1
3	Измеритель крутящего момента ротора		1
4	Пульт контроля за процессом бурения "Martin Decker"		1
5	Манометр		4
6	Комплект приборов для измерения параметров бурового раствора		1
Примечание -	Допускается замена средств контроля зарубежными аналогами.		

Таблица 14.3 - Средства диспетчеризации

№№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	ГОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Количество, шт.
1	2	3	4
1	Радиотелефон		1
2	Радиостанция		5

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

При проектировании и строительстве скважин выполняются требования законодательства, нормативных актов и документов, стандартов Республики Казахстан по промышленной, пожарной, экологической безопасности, чрезвычайным ситуациям природного и техногенного характера, охране труда, санитарно-гигиеническим условиям, лицензирования, технического регулирования в соответствии с Законом Республики Казахстан «О гражданской защите» (ОГР), «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (ППБ ОПО НГОП), Техническим регламентом «Общие требования к пожарной безопасности» (ТР ПБ), Техническим регламентом «Требования к безопасности нефтепромыслового, бурового, геологического и геофизического оборудования».

Мероприятия и проектные решения по промышленной безопасности (ПБ) разработаны с целью защиты от опасных, аварийных и чрезвычайных ситуаций и их последствий при строительстве скважины и включают организационные, технические условия предупреждения аварий, пожаров, ЧС, воздействия опасных и вредных факторов.

Таблица 15.1 - Промышленная безопасность

№ п/п	Наименование и содержание производственного процесса, мероприятия ПБ	Ссылки	Исполнитель
1	2	3	4
1	**Общие требования к строительству опасного объекта**		
1.1	Выполнение условий технического регулирования по допуску оборудования и выдачи разрешений на его применение.	ст.74 ОГЗ	Руководитель организации (службы)
1.2.	Наличие на объекте утвержденной и согласованной проектной документации с мероприятиями ПБ и оценки риска опасных ситуаций, декларации безопасности.	п.п.169 ППБ ОПО НГОП	Руководитель организации (службы), Руководитель объекта
1.3	Обеспечение объекта производственными инструкциями, плакатами, знаками безопасности, журналами, схемами	п.п.26-27 ППБ ОПО НГОП	служба ТБ, Руководитель объекта
1.4	Разработка плана ликвидации возможных аварий и действий персонала	п.п.25 ППБ ОПО НГОП	служба ТБ, Руководитель объекта
1.5	Приемка объекта в эксплуатацию, составление документации	п.п.42-45 ППБ ОПО НГОП	Руководитель. организации (службы)
1.6	Режимный доступ на объект, защита от несанкционированного воздействия	ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
1.7	Осуществление производственного контроля	ППБ ОПО НГОП	
1.8	Производство работ по наряду-допуску, газоопасных и огнеопасных работ	п.п.147 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
1.9	Контроль воздуха рабочей зоны	п.п.130 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
1.10	Ремонтные работы	п.7 §1 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
1.11	Ведение технической документации по опасным работам	п.п.49 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта

Продолжение таблицы 15.1

1	2	3	4
2	**Строительные работы**		Руководитель объекта
2.1	Организация строительной площадки, рабочих мест, эксплуатация машин и механизмов, инструмента, транспорт, электрогазосварочные и газопламенные работы	п.п. 1, 2 СНиП РК 1.03-05-2001, п.3 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
2.2	Безопасность земляных работ	п.9 СНиП РК 1.03-05-2001	Руководитель объекта
2.3	Безопасность погрузочно-разгрузочных и высотных работ	п. 7 СНиП РК1.03-05-2001	Руководитель объекта
2.4	Электромонтажные и пуско-наладочные работы	п. 13 СНиП РК 1.03-05-2001	Руководитель объекта
3	**Подготовительные и вышкомонтажные работы**		Руководитель объекта
3.1	Безопасность монтажа-демонтажа буровой установки, согласование трассы	п.4 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
3.2	Комплектация буровых установок средствами безопасности, механизации	п.4 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
3.3	Безопасность при строительстве буровых установок	п.3 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
3.4	Взрывозащита бурового оборудования Территория и помещения буровой распределяется по классу взрывоопасности на В-1 и В-1г. К классу В-1 относятся: устьевая шахта, буровая с редукторным блоком, желобная система, ёмкости для бурового раствора, насосный блок. К классу В-1г относятся все остальные помещения, территория вокруг закрытых устройств и фонтанной арматуры, ограниченная расстоянием 3 м и территория вокруг открытых устройств ограниченная расстоянием 5 м. В котельных помещениях не допускается хранение легковоспламеняющихся и горючих жидкостей. Запрещается сушка на котлах и возле них лесоматериалов, одежды, а также устройство на котлах и над ними деревянных помостов. Дымовые трубы котлов следует очищать от сажи не реже 3 раз в месяц. Запрещается работа котлов одновременно на смеси газа и нефти в одной топке, а также на топливе, не освобожденном предварительно от воды и твердых примесей. Расходный бак с топливом должен находиться снаружи котельной в специальном помещении с выходом наружу. Запрещается подогрев топлива выше допустимой температуры, а температура нагрева должна быть не менее чем на 100^0С ниже температуры вспышки паров нефтепродукта. При сжигании жидкого топлива должен быть предусмотрен отвод вытекающего из форсунок топлива, исключающий возможность попадания его на пол котельной. Не разрешается подавать топливо при потухших форсунках или газовых горелках.	Приложение 4 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта

Продолжение таблицы 15.1

1	2	3	4
4	**Безопасность при строительстве скважин**		Руководитель объекта
4.1	Применение буровых растворов	п.4 §1 п.п. 43 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
4.2	Охранные зоны	п.2 §1 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
4.3	Безопасность технологических процессов	п.4 §2 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
4.4	Безопасность при бурении наклонно-направленных и горизонтальных стволов	п.п. 72 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
4.5	Безопасность конструкции скважин и крепления ствола	п.4 §3, §4 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
4.6	Безопасность монтажа и эксплуатации противовыбросового оборудования	п.8 §5 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
4.7	Безопасная эксплуатация бурильного инструмента	§2 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
4.8	Безопасность спуско-подъемных операций	п.п.93-94 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
4.9	Безопасность при освоении и испытании скважин	п.5 §17 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
4.10	Безопасность ремонтных работ на скважине	п.п.458-462 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
4.11	Безопасность геофизических работ и исследований	п.6 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
4.12	Безопасность по предупреждению и ликвидации осложнений и аварий	п. 8 и Приложение 3 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
4.13	Безопасная эксплуатация бурового оборудования и инструмента	Глава 3 п.п. 43-79, п.5 §14 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
4.14	Безопасность при наличии сероводорода	ОВОС, раздел 18 ТПБ РНГМ, п. 8 и Приложение 3 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
	Примечание: Проектные решения предусматривают соблюдение промышленной безопасности по указанным работам и подробно указаны в соответствующих разделах и положениях технического проекта в соответствии с ППБ ОПО НГОП.		
5	**Пожарная безопасность при строительстве скважин**		-----//-----
5.1	Мероприятия по пожарной безопасности регламентируются специальным регламентом, правилами и нормами	§5 ППБ ОПО НГОП, ТР ПБ	Руководитель организации, объекта, службы
5.2	Оформление разрешения на огневые работы	§5 ППБ ОПО НГОП, ТР ПБ	Руководитель объекта
5.3	Установка предупредительных и запрещающих знаков на объекте	§5 ППБ ОПО НГОП, ТР ПБ	Руководитель объекта
5.4	Обеспечение пожарных проездов и безопасных расстояний, хранение грузов, пожарные гидранты	§5 ППБ ОПО НГОП, ТР ПБ	Руководитель объекта
5.6	Безопасность при осмотре резервуаров, отогрев оборудования	§5 ППБ ОПО НГОП, ТР ПБ	Руководитель объекта
5.7	Проверка герметичности оборудования	§5 ППБ ОПО НГОП, ТР ПБ	Руководитель объекта
5.8	Допуск автотранспорта, спецтехники с искрогасителями, размещение служебных и бытовых помещений на безопасном расстоянии	§5 ППБ ОПО НГОП, ТР ПБ	Руководитель объекта
5.9	Требования к помещениям	§5 ППБ ОПО НГОП, ТР ПБ	Руководитель объекта
5.10	Обеспечение средствами пожаротушения	§5 ППБ ОПО НГОП, ТР ПБ	Руководитель объекта
5.11	Хранение горючих веществ и материалов, очистка помещения и площадок	§5 ППБ ОПО НГОП, ТР ПБ	Руководитель объекта
5.12	Средства связи и сигнализации	§5 ППБ ОПО НГОП, ТР ПБ	Руководитель объекта

Продолжение таблицы 15.1

1	2	3	4
6	**Предупреждение и ликвидация чрезвычайных ситуаций. Оценки вероятности ЧС**	**Проект ОВОС**	Руководитель объекта
6.1	Система оповещения	----//----	----//-----
6.2	Схема места эвакуации	п.п. 16,20 Проекта	----//-----
6.3	Действия персонала по ПЛВА при ЧС	----//----	----//-----
7	**Экологическая безопасность**	**Экологический кодекс (ЭК РК)**	
7.1	Мероприятия предусматривают защиту окружающей среды согласно ОВОС	Проект ОВОС	Руководитель объекта
7.2	Применение безопасного метода	ЭК РК, ОВОС	----//-----
7.3	Природоохранные мероприятия	ЭК РК, ОВОС	----//-----
7.4	Оценки рисков ЧС воздействия на ОС	ОВОС	----//-----
8	**Безопасность и охрана труда**	**Трудовой кодекс (ТК РК)**	
8.1	Мероприятия по безопасности и охране труда (БОТ) разработаны с целью защиты работников от воздействия опасных производственных факторов и включают организационно- технические, санитарно-гигиенические условия и требования	Раздел 4 ТК РК, ППБ ОПО НГОП	Руководитель организации, руководитель объекта
8.2	Проведение мониторинга ОТ	Главы 19, 22 ТК РК	служба ТБ Руководитель объекта
8.3	Учет и расследование травматизма	Глава 20 ТК РК	-----//-----
8.4	Медицинский осмотр персонала	ст.185	-----//-----
8.5	Обучение, инструктаж и проверка знаний персонала	ст.182	-----//-----
8.6	Применение оборудования соответствующего допустимому уровню шума и вибрации	Раздел 4 ТК РК, ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.7	Применение системы управления охраной труда	Раздел 4 ТК РК, ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта, службы ТБ
8.8	Контроль и информация по охране труда	Раздел 4 ТК РК, ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.9	Требования по допуску персонала, применение средств защиты	п.5, 8 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.10	Системы отопления и вентиляции	п.п.173 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.11	Обеспечение инструкциями, плакатами и знаками по ТБ	п.5 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.12	Безопасное обустройство территории объекта, площадок	п.5 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.13	Контроль воздуха рабочей зоны, шума, вибрации	п.п.200-201, 230 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.14	Устройство и безопасное содержание ограждений, лестниц, площадок	п.п.34, 35 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.15	Безопасная эксплуатация оборудования и инструмента	п.5 §14 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.16	Опрессовка трубопроводов, арматуры на пробное давление	п.8 §5, п.9 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.17	Техническое освидетельствование оборудования, сосудов, грузоподъемных механизмов	п.5 §1 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.18	Мероприятия по электробезопасности	п.5 §1 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.19	Контроль стальных канатов	п.49 §2 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.20	Контроль безопасности при монтаже –демонтаже буровой установки	п.3, п.4 §1 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.21	Безопасные условия погрузочно-разгрузочных работ и транспорта	§4 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.22	Контроль ответственности персонала	§2 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.23	Комплектное содержание буровой установки	п.4 §1 ППБ ОПО НГОП	-----//-----

Продолжение таблицы 15.1

1	2	3	4
8.24	Опрессовка пневматической системы	§4 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.25	Опрессовка манифольда бурового насоса	§4 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.26	Установка предохранительного устройства на буровых насосах	§4 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.27	Безопасная подвеска и крепление машинных ключей рабочим и страховым канатом	§4 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.28	Обеспечение комплектности буровой бригады	§4 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.29	Проверка исправности оборудования перед спуском обсадной колонны	§4 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.30	Применение средств механизации и автоматизации при СПО	§4 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.31	Безопасная эксплуатация противозатаскивателя	§4 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.32	Ежесменный контроль рабочих мест	п.п.55 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.33	Безопасность при спуско-подъемных операциях (СПО)	§4 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.34	Проведение осмотра буровой вышки и регистрация в журнале	п.п.42 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.35	Безопасное проведение работ по ликвидации отложений, аварий, газонефтеводопроявлений	п. 8 и Приложение 3 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.36	Безопасность при опробовании и испытании скважин	п.5 §17 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.37	Безопасность при геофизических работах	п.6 §1,2,3,4 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.38	– Для создания безопасных условий труда при строительстве скважины необходимо оснастить буровую установку техническими средствами (устройствами и приспособлениями), позволяющими устранять опасные и трудоёмкие производственные факторы, а также обеспечить рабочих и инженерно-технический персонал необходимой документацией по безопасности труда, для обеспечения безопасности работающих на случай пожара при строительстве скважины. Строящаяся буровая должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения, приспособлениями и устройствами согласно нормативно-технической документацией по пожарной безопасности и технике безопасности: – «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (ППБ ОПО НГОП); – Технический регламент «Общие требования к пожарной безопасности» (ТР ПБ); – Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр . – Отраслевая инструкция по безопасности труда при проводке скважин роторным и турбинным способом РД - 08 - 44 - 94; – Отраслевая инструкция по безопасности труда при приготовлении бурового раствора РД - 08 - 43 - 94; – Отраслевая инструкция по безопасности труда при спуске в скважину колонны обсадных труб РД - 08 - 46 - 94;	п.4 §1 ППБ ОПО НГОП	

Продолжение таблицы 15.1

1	2	3	4
8.38	– Отраслевая инструкция по безопасности труда при эксплуатации буровых насосов и их обвязок РД-08-01 -94; – Сборник типовых инструкций по безопасному ведению работ для рабочих буровых бригад РД - 08 - 22 - 94; – Сборник типовых инструкций по технике безопасности при обслуживании и ремонте бурового оборудования; – Отраслевая инструкция по технике безопасности при исследованиях скважин и пластов РД-08-41 - 94; – Сборник типовых инструкций по технике безопасности по видам работ при глубоком бурении и креплении скважин; – Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда при строительно- монтажных работах в бурении; – Инструкция по предупреждению открытых фонтанов; – План ликвидации возможных аварий при ГНВП; – Практические действия членов буровой вахты при НГВП и выбросах; – Обязанности должностных лиц предприятий по обеспечению безопасных и здоровых условий труда (ЕСУОТ) в нефтяной промышленности; – Правила пожарной безопасности в нефтегазодобывающей промышленности. ППБС РК-10-98.		
8.39	Наличие средств индивидуальной и коллективной защиты, медицинской аптечки, газоанализаторов, средств связи	п.3 §2 ППБ ОПО НГОП	

Таблица 15.2 - Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда

№№ п/п	Основные требования и мероприятия (с сылкой на действующие документы)
1	2
1	Для обеспечения безопасных условий труда при углублении и выполнении требований по промышленной санитарии и гигиене труда рабочий должен быть обеспечен: санитарно-бытовыми помещениями, средствами индивидуальной защиты, спецодеждой, спецобувью, средствами защиты от шума и вибрации, средствами защиты органов дыхания, а также средствами контроля воздушной среды и необходимым уровнем освещённости.
2	Для обеспечения безопасности работающих на буровой установке и профилактики профессиональных заболеваний необходимо предусмотреть средства индивидуальной защиты: спецодежду, спецобувь, средства защиты органов дыхания, органов слуха, рук, лица, головы. Применение средств индивидуальной защиты предусмотрено в обязательном порядке отраслевыми правилами техники безопасности. Выдача спецодежды, спецобуви и других индивидуальных средств защиты регламентировано "Отраслевыми нормами выдачи спецодежды, спецобуви и других средств защиты". Согласно указанным документам весь рабочий персонал, участвующий в углублении скважины, должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты, представленными в таблице 15.3.
3	Учитывая наличие сероводорода и углекислого газа в вскрываемых продуктивных пластах и в соответствии с Требования промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли и СанПиН РК № 841 "Предельно – допустимые концентрации и безопасные уровни вредных веществ в воздухе рабочей зоны", все члены буровой бригады и бригад освоения для защиты органов дыхания должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты - дыхательными аппаратами эвакуационного типа. Аппараты Drager Rapid Air расчитанные на 5 и 10 минут, и Drager Saver на 15 мин.
4	Работа при аварийных ситуациях в условиях выделения сероводорода должна выполняться в спецодежде, обеспечивающей защиту от сероводорода, или в изолирующих костюмах типа ЗКА.
5	Помещение для хранения спецодежды должно иметь вентиляцию и состоять из двух смежных комнат: первая - для снятия и хранения спецодежды, вторая - для снятия противогаза и хранения личной одежды.
6	Учитывая, что в процессе бурения работающие подвергаются воздействию повышенного уровня шума и вибрации в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 и ГОСТ 12.1.012-78, а также санитарных правил [10] по ограничению действующих уровней шума и вибрации буровая установка должна быть оснащена коллективными средствами снижения уровня шума и вибрации, представленными в таблице 15.4.
7	Для создания необходимого и достаточного уровня освещённости на рабочих местах с целью обеспечения безопасных условий труда необходимо руководствоваться "Отраслевыми нормами проектирования искусственого освещения предприятий нефтяной промышленности, а также соблюдать требования СНиП РК 2.04.05-2002 "Естественное и искусственное освещение", "Инструкции по проектированию осветительного электрооборудования промышленных предприятий", "Правила устройства электроустановок (ПУЭ-2015)", "Инструкции по монтажу электрооборудования силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон", Санитарных правил [10].
8	Необходимо предусмотреть следующие виды освещения: рабочее и аварийное. Рабочее освещение должно быть предусмотрено во всех помещениях и на неосвещённых территориях для обеспечения нормальной работы, прохода людей и движения транспорта во время отсутствия или недостатка естественного освещения. Аварийное освещение для продолжения работ должно быть предусмотрено для рабочих поверхностей, нормы освещённости которых представлены в таблице 15.5. Для общего освещения помещений основного производственного назначения (вышечно-лебёдочный блок, силовое и насосное помещение, циркуляционная система, противовыбросовое оборудование, место зарядки прострелочных и взрывных аппаратов, операторная, склад взрывных материалов) следует применять газоразрядные источники света, для подсобных и административных помещений - лампы накаливания или люминесцетные 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.

продолжение таблицы 15.2

1	2
	Выбор типа светильников производится с учётом характера светораспределения окружающей среды высоты помещения. В помещениях, на открытых площадках, где могут по условиям технологического процесса образовываться взрыво - и пожароопасные смеси, светильники должны иметь взрывонепроницаемое, взрывозащищённое исполнение, в зависимости от категории взрыво-и пожароопасности помещения по классификации ПУЭ (правила устройства электроустановок).
9	Для улучшения условий видения и уменьшения слепимости, световые приборы на буровых вышках должны иметь жалюзные насадки или козырьки, экранизирующие источники света или отражатель от бурильщика и верхового рабочего. При устройстве общего освещения для пультов управления источники света необходимо располагать таким образом, чтобы отражённые от защитного стекла измерительных приборов блики не попадали в глаза оператора. При освещении производственных помещений газоразрядными лампами, питаемыми переменным током промышленной частоты 50 Гц, коэффициент пулсации освещённости не должен превышать 20%. Светильники производственных помещений следует чистить не реже раз в год. Для всех остальных помещений чистить светильники необходимо не реже 4 раз в год.
10	В соответствии с СП «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции», приложение 4 к пр. МНЭ РК №236 «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» от 20 марта 2015 года, строящаяся буровая при стационарном, вахтовом и вахтово-экспедиционном методе организации труда должна быть обеспечена санитарно-бытовыми помещениями, представленными в таблице 15.7.

Таблица 15.3 - Средства индивидуальной защиты, спецодежда

NN п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т. д.	ГОСТ, ТУ, и т.д. на изготовление	Потребное количество для буровой бригады
1	2	3	4
1	Куртка, брюки х/б от пониженных температур с пропиткой	ГОСТ 12.4084-80	б/мастер, бурильщик, пом. бурильщики, электромонтер, слесарь по обсл. буровой, дизелист
2	Летний костюм; куртка, брюки части которых выполнены из лавсано-вискозной ткани	ГОСТ 12.4 Ш-82	б/мастер, бурильщик, пом. бурильщики, электромонтер слесарь по обсл. буровой, дизелист
3	Куртка утеплённая	ГОСТ 17222-71	электромонтёр, дизелист слесарь по обсл. буровой
4	Брюки утеплённые	ГОСТ 18235-72	электромонтёр, дизелист слесарь по обсл. буровой
5	Летний костюм; куртка, полукомбинезон и рубаха со съёмным капюшоном	ТУ 17-08-179-83	б/мастер
6	Куртка,брюки с пропиткой от пониженных температур (женские)	ГОСТ 12.4.088-80	лаборант-коллектор
7	Куртка, брюки из х/б с пропиткой (женские)	ГОСТ 12.4.112-82	лаборант-коллектор
8	Валенки	ГОСТ 18724-88	всем
9	Галоши нефтеморозостойкие	ТУ 38-10622-83 или аналогичн.	всем
10	Сапоги нефтемаслозащитные с металлическими подносками	ГОСТ 5394-89	всем
11	Сапоги резиновые	ТУ 38.306004-95	всем
12	Каска защитная с подшлемником	ТУ 13-983-93 или аналогичн.	всем
13	Рукавицы брезентовые	ГОСТ 12-4010-75	всем
14	Плащ непромокаемый	ГОСТ 12.4.131.83	б/мастерам
15	Противогазы изолирующие		всем
16	Автономный дыхательный аппарат с положительным давлением (выше атмосферного) для защиты органов дыхания при любой концентрации в воздухе H_2S или сернистого ангидрида	типа Magnum Plus ISI или аналог	6 шт на объект аппараты рассчитаны на 30 минут работы
17	Шланговые противогазы марки ПШ-1 или ПШ-2		4 шт (при работе в ёмкостях, резервуарах и т.п. местах)
18	Дыхательные аппараты "Drager Rapid Air", "Drager Saver"		всем
19	Аппарат искусственного дыхания переносной		2 шт на объект (один резервный)
20	Противопожарное одеяло	типа MSA 241003	5 шт (без асбестового наполнителя)
21	Костюм пожарника		2 комплекта с комбинезоном, плащем, резиновыми сапогами, шлемом со зрительным отверстием, перчатками и защитной каской Normex.
22	Костюм для электрогазосварщика		1 комплект
23	Защитные очки		3 пары темных и 3 пары светлых

Продолжение таблицы 15.3

1	2	3	4
24	Защитные ремни	модель 09597-3-3	типа Sala, со шнурами смягчающими удар
25	Огнеупорные перчатки, противохимические перчатки, противохимические защитные ботинки, защитный шлем для лица	-	2 комплекта теплостойких перчаток сварщика, защитное оборудование для работы с опасными химикатами. Резиновые перчатки, резиновый фартук, сплошная защитная лицевая маска, дыхательные аппараты и противогазы
26	Каскадная система подачи воздуха на буровую (по усмотрению Заказчика)	типа GGA 346, по классу D	включает установки с дыхательным воздухом из нержавеющей стали с 6 разъемами в каждой.
27	Реанимационный мешок с двумя баллонами кислорода (по 2 л. каждый), с редуктором, расходомером и маской	типа MATISEC	используется только для целей спасения людей

Примечания

1 Дыхательная аппаратура типа коробки противогаза с отрицательным давлением (ниже атмосферного), не должна использоватся во время работ, при которых можно подвергнутся воздействию сероводородной или сернисто - ангидридной среды.

2 При углублении скважины могут быть использованы зарубежные аналоги средств индивидуальной защиты, если их требования не ниже казахстанских и не противоречат им.

3 На период вскрытия продуктивного горизонта и дальнейших работ при вскрытом пласте на буровой находится дежурный автотранспорт для эвакуации работающих.

4 На газоопасном обьекте должен быть аварийный запас газозащитных средств, количество и типы которых определяются с учетом численности работающих, удаленности обьекта и специфики выполняемых работ.

5 Состав газозащитных средств согласовывается с газоспасательной службой и с АСС.

6 Аварийный запас (в автофургоне) в обязательном порядке должен содержать:

1. Изолирующие противогазы - не мене 25% от числа работающих;
2. Аппараты искуственного дыхания - не менее 1 комплекта;
3. Газосигнализаторы или газоанализаторы - не менее 2 комплектов;
4. Баллоны с воздухом - не менее 2 комплектов на дыхательный аппарат.

Таблица 15.4 - Средства коллективной защиты от шума и вибраций

NN п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т. д.	Место установки на буровой
1	2	3
1	Кожух	Вертлюжки-разрядники шинно-пневматических муфт пневмосистемы
2	Виброизолирующая площадка	У пульта бурильщика

15.4.1 - Уровни шума и вибрация оборудования

В системе мер по обеспечению защиты от шума и вибрации на производстве большое значение имеет нормативно-техническая документация, устанавливающая требования к защите от шума и вибрации обслуживающего персонала.

При строительстве скважин производитель работ ориентируется на:
СП «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции», приложение 4 к пр. МНЭ РК №236 «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» от 20 марта 2015 года [14], где установлены требования к шумовым и вибрационным характеристикам мест пребывания людей и к методам их контроля, к методам установления шумовых и вибрационных характеристик источников (машин, механизмов, оборудования, инструмента и т.д.).

Тип и компоновка оборудования, имеющегося на буровых станках, зависит от каждой конкретной буровой. Вследствие этого уровни шума на буровых станках также будут различаться.
Обычно средневзвешенный уровень шума, составляющий 80 децибелл (Прил.5, таб,1 [14]), превышается. Поэтому все сотрудники будут обеспечены средствами индивидуальной защиты от шума обучение по вредному воздействию высоких уровней шума.

А так же предусматриваются следующие мероприятия по уменьшению уровней шума:
- уменьшение шума в его источнике (замена шумных технологических процессов и механизмов бесшумными или менее шумными);
- систему сборки деталей агрегата при которой сводится к минимуму ошибки в сочленениях деталей (перекосы, неверные расстояния между центрами и т.п.);
- широкое применение смазки соударяющихся деталей вязкими жидкостями;
- оснащение агрегатов, создающих черезмерный шум вследствии вихреобразования или выхлопа воздуха и газов (вентиляторы, воздуходувки, пневматические инструменты и машины, ДВС и т.п.) спец. глушителями;
- изменение направленности излучения шума (рациональное ориентирование источников шумообразования относительно рабочих мест);
- уменьшение шума на пути распостранения (устройство звукоизолирующих ограждений, кожухов, экранов);
- применение для защиты органов слуха средств индивидуальной защиты (беруши, наушники, шлемы).

Расчеты уровня звукового давления, при проведении буровых работ, составляют на расстоянии 100 м - 56 дБ, 150 м -50,12 дБ и 200 м - 45,9 бдБ от источника шума, а также в офисе на расстоянии 55 м - 39 дБ, что удовлетворяет санитарным нормам, т.е. меньше допустимых уровней шума на рабочих местах 80 дБ.

Также должны анализироваться все случаи, когда вибрация оборудования представляет собой потенциальное неблагоприятное воздействие на персонал буровой. В качестве примера оборудования, способного представлять собой потенциальное неблагоприятное воздействие на организм, вследствие его вибрации, можно привести монтажные пальцы мачты и подвышечного основания. Как правило, эти пальцы стопороятся шпильками для предотвращения их обратного движения. Все внешние болты и гайки также стопорятся проволокой во избежание разбалтывания и падения на головы персонала.

Другая мера предосторожности - обвязочное крепление таких деталей, как арматура верхних прожекторов, пальцы верхних полатей буровой и иного верхового оборудования, которое может ослабнуть вледствие вибрации оборудования и выпасть.

Кроме того, будет производиться постоянный контроль физической вибрации самого оборудования.

Мерами профилактики вредного воздействия шума, вибрации и других вредных факторов является проведение предварительных (при поступлении на работу) и периодических медицинских осмотров работающих, осуществляемых медицинскими учреждениями региона ведения буровых работ.

График проведения медицинских осмотров согласовывается с ДЗПП.

Периодическому медицинскому осмотру подвергаются все работники буровой бригады.

Таблица 15.5 - Нормы освещённости

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

Продолжение таблицы 15.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
13	Механизм спуска и подъёма бурильных труб (МСП)	Механизм захвата	Г	IX	50	50	-	-
14	Установка для механизации и автоматизации спуска-подъёмных операций (АСП)	Механизм захвата	Г	IX	50	50	-	-
15	Элеватор на уровне площадки верхнего рабочего, магазин для свеч.	Замковое устройство, место установки свеч	В	IX	50	50	-	-
16	Рабочее место верхнего рабочего (люлка, балкон)	Пол	Г	IX	50	50	-	10
17	Кронблочная площадка, кронблок	Рабочие блоки	Г. В.	X	30	30	-	-
18	Силовое помещение Редуктор (коробка скоростей)	Место замера уровня масла	В	VIII а	30	75	-	-
19	Растворопровод (желобная система)	Поверхность раствора	Г	XI	10	10	-	-
20	Глиномешалка, смеситель, сепаратор, сито, пескоотделитель	Рабочая поверхность	В	VIII а	30	75	-	-
21	Ёмкость (резервуар) для хранения запасного раствора	Место замера уровня раствора	В	VIII в	20	50	-	-
22	Насосное помещение. Воздушный компенсатор бурового насоса	Диафрагменный разделитель	В	VI	75	150	Во время см. разде-делителя	5
23	Дизельное помещение (освещённость снижена на одну ступень шкалы освещённости)	0.8 м от стола	Г	VI	50	100	-	5
24	Противовыбросовое оборудование. Превентор, штурвал, дистационное управление превентором	Превентор, штурвал	В	VIII а	30	75	-	-
25	Пульт дистационного управления превентором (освещённость снижена на одну ступень шкалы освещённости)	Пульт	В	IV г	75	100	-	10
26	Цементировочная головка (освещённость повышена на одну ступень шкалы освещённости)	Кран	В	X	50	50	-	-
27	Мерный бак цементировочного агрегата, бочек для цементного раствора	Поверхность раствора	Г	X	30	30	-	-
28	Место заряжения прострелочных и взрывных аппаратов (ПБД)	Место зарежения	Г	V г	75	100	-	-
29	Каротажный подъёмник Путь движения геофизического кабеля: от каротажного подъёмника до блок баланса; от подвесного ролика до устья скважины	Барабан, пульт кабины машиниста Кабель	Г В Г	X XI	30 50 10	30 50 10	Освещён-ность уста-на экспер-о	-

Продолжение таблицы 15.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
30	Блок-баланс	Кабель Блок-баланс	В	Х	30	30	-	-
31	Рабочее место у устья скважины	Рабочее место	В	Х	30	30	-	-
32	Каротажная лаборатория	0,8 м от пола	Г	-	75	75	Освещён-ность уста-на экспер-о	-
33	Путь переноса заряженных ПВА	Земля, пол мостков	Г	XI	10	10	-	-
34	Территория опасной зоны при проведении прострелочных и взрывных работ	Земля, пол мостков	Г	-	2	2	-	-

Таблица 15.6 - Средства контроля воздушной среды

№№ пп	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	Количество, шт	Место установки датчиков стационарного газоанализатора
1	2	3	4
1	Многоточечный стационарный газосигнализатор для сероводорода. Модель GH-120A	комплект	у ротора, в начале желобной системы, у вибросит, в насосоном помещении (2 единицы), у приемных емкостей (2 единицы), в помещении отдыха персонала.
2	Стационарная система предупреждения о появлении токсичных газов. Сотрич 4120 Statox	комплект	
3	Стационарный индикатор сероводорода Модель 1201	комплект	
4	Карманный газосигнализатор сероводорода УС-80HS	всем	
5	Индивидуальный газосигнализатор сероводорода с цифровой индикацией и сигнализацией тревоги HS - 82	всем	
6	Портативный газосигнализатор сероводорода AG - 5100	всем	
7	Портативный газосигнализатор сероводорода AG - 6000	всем	
8	Газосигнализатор УГ - 2	комплект	
9	Газоопределитель ГХ - 4	комплект	

Примечание-

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

Таблица 15.7 - Санитарно-бытовые помещения

№№ пп	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	Количество, шт
1	2	3
1	Блок офиса бурового мастера	1
2	Блок офиса главного механика/электрика	1
3	Блок офиса инженера ТБ	1
4	Блок офиса супервайзера	1
5	Вагон "бытовка"	1
6	Блок столовая	1
7	Блок медпункта	1
8	Модуль-лаборатория по буровым растворам	1
9	Блок хозяйственный (склад)	1
10	Септик для хозбытовых стоков	1

Примечания:

1. Вахтовый поселок (санитарно-бытовые помещения) располагается с наветренной стороны от устья скважины на расстоянии - высота вышки плюс 10 м.
2. Септик строится на буровой площадке для отведения сточных вод от душей, умывальников и санитарных узлов.

Таблица 15.8 - Первичные средства пожаротушения

№№ п/п	Наименование	ГОСТ, ТУ, и т.д. на изготовление	Количество, шт.	Примечания
1	2	3	4	5
1	Огнетушитель 25 кг ОПУ-10	СТ РК ГОСТ 51057-2005	4	
2	Огнетушитель 6 кг ОПУ-4	СТ РК ГОСТ 51057-2005	10	
3	Огнетушитель 5 кг ОВП-10	СТ РК ГОСТ 51057-2005	10	
4	Огнетушитель 5 кг ОУ-5	СТ РК ГОСТ 51057-2005	2	
5	Ящики с песком объемом 0,5 $м^3$	-	4	
6	Лопаты	ГОСТ 19596-87	4	
7	Лом пожарный	ГОСТ 12.4.009-83	2	
8	Топоры	ГОСТ 12.4.009-83	2	
9	Багор пожарный	ГОСТ 12.4.009-83	2	
10	Ведро пожарное	ГОСТ 12.4.009-83	6	
11	Плотное полотно (войлок) 2 х 2 м	ТУ 4854-002-21015744-2017	5	
12	Пожарные шланги с соплами	СТ РК 1718-2007	10	
13	Лестница пожаоная ручная	ГОСТ 8556-72	6	
14	Пожарная сирена	ГОСТ 34698-2020	1	
15	Предупредительные указатели	-	50	
16	Ящик с песком объемом 1 $м^3$	-	2	
17	Емкость пожарная с водяным насосом	стальная	1	V = 50 $м^3$

Примечание-

Средства пожаротушения размещаются вблизи пожароопасных мест (силовой и насосный блок, ТМУ, электростанция и др.).

На территориях пром. предприятий один пожарный щит определяется из расчета на 500 $м^2$.

Размещаются в помещениях вблизи выходов, на видных и легкодоступных местах;

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

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

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

Таблица 15.9

№ п/п	Возможные аварийные ситуации	Мероприятия по предотвращению аварий	Мероприятия по ликвидации аварий	Действия персонала по предупреждению и ликвидации аварий и осложнений
1	2	3	4	5
1	**Слом бурильной (утяжеленной) трубы**	1.1. Не допускать вибрации колонны при бурении. 1.2. При появлении вибрации необходимо изменить нагрузку на долото. 1.3. Во время спуско-подъемных операций не допускать посадок и затяжек инструмента свыше собственного веса более 10 т. 1.4. Нагрузку на долото создавать не более 75% веса УБТ. 1.5. Контролировать момент на роторе при роторном бурении. 1.6. При ведении аварийных работ не допускать приложения усилий, превышающих прочность труб. 1.7. Проводить дефектоскопию бурильных и утяжеленных труб.	1.1. Определить конфигурацию "головы" сломанной трубы. 1.2. При необходимости произвести зачистку (торцевание). 1.3. Спустить труболовку, метчик или колокол, в зависимости от места слома, и соединиться с аварийной частью. 1.4. Произвести расхаживание и подъем аварийного инструмента. 1.5. В случае прихвата аварийных труб установить ванну.	1.1. Строго соблюдать проектные компоновки низа бурильной колонны. 1.2. При изменении КНБК ствол скважины тщательно проработать с принятием мер против заклинивания колонны бурильных труб и забуривания нового ствола. 1.3. При появлении вибрации необходимо выйти из зоны критических колебаний, уменьшив или увеличив нагрузку на долото. 1.4. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному техническим руководителем, в служебные обязанности которого входит утверждение планов на ликвидацию аварий. Аварийные работы производятся под руководством специалиста, в служебные обязанности которого входит этот вид работ.

2	**Прихват инструмента**	2.1. Выделить прихватоопасные зоны. 2.2. Спускоподъемные операции в интервалах сужений, осыпей, обвалов производить на пониженных скоростях. 2.3. Обеспечить качественную очистку бурового раствора от выбуренной породы. 2.4. Вводить в раствор смазывающие противоприхватные добавки. 2.5. Не оставлять инструмент без движения и промывки на длительный срок. 2.6. Не допускать образования на стенках скважины толстой фильтрационной корки за счет соблюдения параметров промывочной жидкости. 2.7. Не изменять КНБК в сторону увеличения ее жесткости. В 2.8. В компоновку бурильной колонны включать яссы необходимого размера.	2.1. Определить верхнюю границу прихвата геофизическими методами или по величине вытяжки свободной части колонны. 2.2. Рассчитать объем и установить ванну (нефтяную, водную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата. При расчете ванны учесть снижение давления на пласт и компенсировать его увеличением плотности раствора (при необходимости). 2.3. Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание инструмента. 2.4. После освобождения инструмента вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.	2.1. Знать зоны осложнений. 2.2. Поддерживать в работоспособном состоянии систему очистки раствора. 2.3. При длительных перерывах в работе инструмент поднять в башмак колонны. 2.4. Параметры раствора поддерживать согласно ГТН. 2.5. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному техническим руководителем, в служебные обязанности которого входит утверждение планов на ликвидацию аварий. Аварийные работы производятся под руководством специалиста, в служебные обязанности которого входит этот вид работ.
3	**Заклинивание инструмента**	3.1. Выделить зоны осыпей, обвалов, желобных выработок. 3.2. Исключить падение посторонних предметов в скважину. 3.3. Параметры раствора поддерживать на уровне, обеспечивающем устойчивость стенок скважины. 3.4. Допуск долота к забою производить осторожно с проработкой призабойной зоны. 3.5. Места посадок и затяжек тщательно прорабатывать.	3.1. Определить место заклинки. 3.2. Провести работы по сбиванию инструмента вниз или подъему вверх с одновременным проворотом. 3.3. Рассчитать объем и установить ванну (водную, нефтяную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата. При расчете ванны учесть снижение давления на пласт и компенсировать его увеличением плотности раствора (при необходимости). 3.4. Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание инструмента. 3.5. После освобождения инструмента вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.	3.1. Использовать устройства и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину. 3.2. Систематически проверять состояние клиньев ротора, фиксирующие устройства ключей - АКБ, УМК и др. 3.3. Не оставлять на столе ротора различные инструменты. 3.4. При отсутствии инструмента в скважине закрывать устье. 3.5. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному техническим руководителем, в служебные обязанности которого входит утверждение планов на ликвидацию аварий. Аварийные работы производятся под руководством специалиста, в служебные обязанности которого входит этот вид работ.

4	**Оставление шарошек долота (слом долота)**	4.1. Спускать долота с вооружением, соответствующим твердости разбуриваемых пород. 4.2. Не допускать передержки долота на забое (момент подъема долота определяется по показаниям контрольно-измерительных приборов и изменению скорости механического бурения). 4.3. Не допускать резких посадок и ударов долота о забой. 4.4. Перед спуском долота в скважину производить тщательный осмотр на предмет состояния сварных швов и наличие трещин.	4.1. Спустить магнитный фрезер или "паук". 4.2. При безрезультатности работ по п.6.1 спустить торцовый фрезер в комплексе с металлошламоуловителем. 4.3. Произвести разбуривание шарошки или части долота при нагрузке 4-6 т. При разбуривании металла отрыв инструмента от забоя производить через 15 мин.	4.1. Не допускать несоответствия типа спускаемого долота твердости разбуриваемых пород. 4.2. Анализировать показания контрольно-измерительных приборов (момент на роторе, скорости бурения для определения момента подъема долота. 4.3. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному техническим руководителем, в служебные обязанности которого входит утверждение планов на ликвидацию аварий. Аварийные работы производятся под руководством специалиста, в служебные обязанности которого входит этот вид работ.
5	**Падение посторонних предметов в скважину**	5.1. Применять приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину. 5.2. Каждую смену тщательно проверять состояние и фиксирующие приспособления автоматических и машинных ключей, клиньев ротора. 5.3. Не оставлять на столе ротора инструменты и посторонние предметы. 5.4. При отсутствии инструмента в скважине не оставлять открытым устье.	5.1. Спустить магнитный фрезер или "паук". 5.2. При безрезультатности работ по п.5.1 спустить торцовый фрезер в комплексе с металлошламоуловителем. 5.3. Произвести разбуривание постороннего предмета при нагрузке 4-6 т. При разбуривании металла отрыв инструмента от забоя производить через 15 мин.	5.1. При спуско-подъемных операциях применять обтираторы и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов. 5.2. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному техническим руководителем, в служебные обязанности которого входит утверждение планов на ликвидацию аварий. Аварийные работы производятся под руководством специалиста, в служебные обязанности которого входит этот вид работ.
6	**Нефтегазоводо - проявления**	6.1. Бурильщики должны знать глубину залегания и характер поведения горизонтов с аномально высокими или аномально низкими пластовыми давлениями. 6.2. Не допускать снижения плотности раствора от предусмотренной ГТН. 6.3. При подъеме инструмента следить за соответствием объема поднимаемых труб и доливаемой жидкости.	6.1. Спустить инструмент на возможно большую глубину. 6.2. Установить обратный клапан под квадрат. 6.3. Герметизировать устье и восстановить циркуляцию. 6.4. Приступить к вымыву разгазированного раствора с противодавлением и дегазацией.	6.1. При бурении в горизонтах с аномально высокими пластовыми давлениями ограничивать скорость бурения с целью обеспечения дегазации раствора. 6.2 Дополнительно проинструктировать вахту о действиях при НГВП с применением средств индивидуальной защиты в условиях сероводородной агрессии.

6	**Нефтегазоводо - проявления**	6.4. Не допускать поршневания при подъеме инструмента. Принять меры для ликвидации сальника. 6.5 Обучить обслуживающий персонал действиям при НГВП в условиях выделения сероводорода. 6.6. Поддерживать в работоспособном состоянии противовыбросовое оборудование. 6.7. При резком увеличении механической скорости бурения следить за уровнем жидкости в циркуляционной системе и ограничить скорость бурения. 6.8. При увеличении веса на крюке и уменьшении давления на стояке, что является косвенными признаками НГВП, сопоставить другие показатели процесса бурения для раннего обнаружения проявления. 6.9. Иметь запас раствора согласно пункта 43 ППБ ОПО НГОП. 6.10. Параметры раствора необходимо выравнивать по всему циклу. 6.11. Не допускать утяжеления раствора "пачками". 6.12. Использовать технические и технологические средства для раннего обнаружения НГВП. 6.13. Поддерживать в работоспособном состоянии оборудование для дегазации раствора.	6.5. По величине давления в трубном и затрубном пространстве рассчитать необходимую плотность раствора для задавки проявления и утяжелить раствор до необходимой плотности.	6.3. Сообщить руководителю буровых работ о начавшемся проявлении. 6.4. Навернуть обратный клапан и герметизировать устье. 6.5. Члены буровой вахты действуют согласно расписания по сигналу "Выброс".

6	**Нефтегазоводо - проявления**	6.14. Проводить учебные тревоги по сигналу "Выброс" с применением средств индивидуальной защиты от сероводорода. 6.15. Не проводить кратковременных промежуточных промывок при наличии газированных забойных пачек. 6.16. Промежуточные промывки во время спуска инструмента производить по длительности, позволяющей убедиться в отсутствии пластового флюида в скважине. 6.17. Длительные ремонтные работы, не связанные с ремонтом устья, необходимо производить при нахождении бурильной колонны в башмаке обсадной колонны с обязательной установкой шарового крана. 6.18. При необходимости продолжительного ремонта устья и невозможности промывки скважины необходимо устанавливать отсекающий цементный мост. 6.19 К подъему инструмента приступать только после выравнивания параметров раствора по всему объему до установленной величины. 6.20. Бурение производить с обратным клапаном на бурильных трубах и под вертлюгом. 6.21. Перед вскрытием пластов (за 100 м до пласта и на весь период вскрытия), содержащих сероводород, необходимо: - установить станцию геолого - технического контроля; - вокруг территории буровой установить знаки безопасности; - проверить исправность приборов контроля за содержанием сероводорода в воздухе рабочей зоны, наличие и готовность СИЗ;		

6	**Нефтегазоводо - проявления**	- обработать буровой раствор реагентом-нейтрализатором сероводорода; - иметь на буровой запас материалов и химических реагентов, в том числе нейтрализующих сероводород, достаточный для обработки бурового раствора в количестве не менее двух обьемов скважины; - организовать круглосуточное дежурство представителей противофонтанной службы, а также транспорта для эвакуации; - обеспечить наличие на буровой в постоянной готовности цементировочного агрегата; - определить маршруты для выхода работников из опасной зоны при аварийных ситуациях; - иметь на буровой запас цемента в количестве, достаточном для установки цементного моста. 6.22. С целью раннего обнаружения газопроявлений должен вестись контроль за изменением: - расход и объем циркуляции промывочной жидкости; - уровня промывочной жидкости в скважине при остановке циркуляции; - механической скорости проходки и - уровня раствора в приемных ёмкостях и скорости потока бурового раствора в желобах; - концентрация газов, наличие сульфидов и плотность промывочной жидкости. 6.23. При обнаружении сероводорода в воздухе рабочей зоны выше ПДК первичные действия производственного персонала проводятся в строгом соответствии с ПЛА.		

7	**Поглощения**	7.1. Определить и знать зоны дренирования, тектонических нарушений, карстовых образований, горизонтов с высокой пористостью и проницаемостью. 7.2. Не допускать превышения давления раствора над пластовым более величин, предусмотренных проектом. 7.3. Спуск инструмента производить со скоростью, при которой сумма гидростатического и гидродинамического давлений должна быть больше пластового давления и меньше давления поглощения. 7.4. При опасности возникновения поглощении предусмотреть ввод наполнителей, закачку вязко-упругих смесей, установку цементных мостов, стальных пластырей и т.д. 7.5. В случае возможности возникновения поглощений предусмотреть уменьшение производительности насосов, уменьшения диаметра КНБК для увеличения кольцевого зазора с целью уменьшения гидродинамических сопротивлений. 7.6. Восстановление циркуляции производить при возможно минимальной производительности насосов с постепенным доведением до рабочей и вращением инструмента. 7.7. Поддерживать в исправном состоянии компенсирующие устройства насосов для исключения резких колебаний давления.	7.1. При начавшемся поглощении поднять инструмент в башмак колонны или прихватобезопасный интервал с постоянным доливом скважины. 7.2. Ввести наполнители (слюда, кордное волокно, целлофановая стружка, опилки, скорлупа, резиновая крошка и т.д.) 7.3. При полном или катастрофическом поглощении произвести намыв наполнителей через открытый конец бурильных труб, с применением гидромеханического пакера или установить цементный мост. 7.4 Применить технологию бурения свкажины без выхода циркуляции с закрытым устьем (CHCD) или бурение с непрерывной циркуляцией на забое (БНЦЗ)	7.1. Поднять инструмент в башмак колонны с постоянным доливом скважины. 7.2. Ввод наполнителей осуществлять при снятых сетках вибросит. 7.3. Бурение с частичным поглощением или без выхода циркуляции допускается только по специальному плану, утвержденному техническим руководителем, в служебные обязанности которого входит утверждение планов на этот вид работ. 7.4 Подготовить и установить оборудование для бурения с использованием технологии CHCD или БНЦЗ. 7.5 Проверить заполнение пруда накопителя технической водой, используемой для закачки в поглощающие пласты по технологии CHCD. 7.6 Произвести необходимые расчеты по давлению поглощения, необходимой плотности жидкости в затрубном пространстве. 7.7 Приготовить и закачать в скважину жидкость для затрубного пространства. 7.8 Продолжить бурение по плану в соответствии с технологией CHCD.

8	**Межколонное давление газа (МКД)**	8.1. Для цементирования обсадных колонн применять цементы, образующие в затруб ном пространстве плохо проницаемый цементный камень, стойкий к воздействию сероводорода. 8.2. Применять обсадные трубы с высокогерметичными резьбовыми соединениями типа "металл-металл". 8.3. Обвязку устья колонными головками производить строго в соответствии с инструкциями завода-изготовителя. 8.4. Применять колонные головки, исключающие переток флюида из затрубного пространства в межколонное.	8.1. Определить причину возникновения МКД и пути движения флюида в меж колонное пространство. 8.2. В зависимости от причины возникно вения МКД произвести: - стравливание давления; - смену колонной головки; - ремонтно-изоляционные работы.	8.1. Сообщить руководителю работ о появлении МКД. 8.2. Не допускать роста давления в межколонномном пространстве выше величины предельно-допустимого устьевого давления, определенного расчетом согласно утвержденной методики. 8.3. Вести контроль за МКД согласно Долгосрочного Соглашения по управлениюскважинами с МКД на КНГКМ.

15.3 ТРЕБОВАНИЯ К КОРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЕ ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБ

Оценка коррозионного риска оборудования скважины

Коррозионная активность пластовых флюидов, вскрываемого продуктивного горизонта, месторождения Карачаганак оценивается как потенциально высоко агрессивная. Основные факторы, которые обуславливают опасность коррозии скважинного и нефтепромыслового оборудования, - высокая концентрация H_2S (до 3,77 %) и CO_2 (до 6,01 %) в продуктивных горизонтах; высокая минерализация попутно добываемой пластовой воды.

При контакте оборудования скважин с пластовыми флюидами, содержащими вышеуказанные агрессивные компоненты, возникает опасность сульфидного коррозионного растрескивания сталей под напряжением (СКРН), индуцированное водородом растрескивание (ВИР), общей и местной (локальной) углекислотной коррозии нефтепромыслового оборудования.

Коррозийная активность пластового флюида прогнозируется в пределах 0,05-0,1 мм/год при условиях соблюдения проектных решений по применению нейтрализаторов CO_2 и H_2S в процессе бурения и в процессе эксплуатации, проектных компоновок обсадных колонн, стойких к воздействию агрессивной среды, содержащей углекислый газ и сероводород, подобранным и рассчитанным с учетом условий, указанных в методике «Особенности расчета трубных колонн для нефтяных и газовых скважин сероводородосодержащих месторождений» 1987 г, а так же по «Техническим условиям на применение обсадных и насосно-компрессорных труб, поставляемых «КАЗАХСТАН ПАЙП СРЕДС» (ТЕНАРИС ГЛОБАЛ СЕРВИСЕЗ КАЗАХСТАН) для нефтяных, газовых газоконденсатных месторождений Республики Казахстан».

Возможность возникновения эрозионной коррозии определяется по методике API RP-14E, которая представляет эмпирическое уравнение для вычисления скорости движения жидкости, выше которой может возникнуть коррозия в условиях интенсивного потока флюида.

Коррозия труб в межтрубном пространстве обусловлена составом жидкостей для глушения скважин. Обсадные трубы (внутренняя поверхность) и НКТ (внешняя поверхность) скважин, которые глушились кальциевым раствором аммониевой селитры, подвержены риску коррозионного растрескивания под воздействием селитры, а также риску общей и местной коррозии. Проявление указанных выше видов коррозии в большой степени зависит от уровня pH раствора.

При негерметичности (некачественном цементировании) затрубного пространства скорость коррозии труб в межтрубном пространстве может быть очень высокой из-за насыщения воды кислыми газами.

Рекомендации по выбору материалов обсадных и лифтовых колонн

Для снижения риска коррозионного разрушения сталей (ВИР и СКРН) необходимо использовать материалы труб с повышенной стойкостью к коррозионному растрескиванию. Материалы труб промежуточной колонны, спускаемой в скважину перед вскрытием продуктивного

пласта, содержащего сероводород, эксплуатационной колонны и ПО должны выбираться в соответствии с условиями работы в кислых средах и отвечать требованиям международного стандарта NACE MR0175 и публикации EFC16 (металлургия в кислых условиях).

С учетом геологического разреза скважины, свойств пластового флюида и параметров эксплуатации приняты обсадные трубы следующих марок стали:

- для 114,3 мм хвостовика - Т-95 тип 1, с толщиной стенки 8,56 мм.

Рекомендации по выбору материалов бурильных колонн

- Для бурения на сероводородсодержащих площадях рекомендуется использовать специальные трубы марки SS-105 класса «Премиум» или более высокого класса (TSS-105, XD-105).
- По бурильным трубам, применяемым в сероводородсодержащих скважинах, следует вести учет отработанного времени и условий работы. Регистрируется число отработанных часов и каждое воздействие свободного сероводорода. Результаты контроля должны включаться в общую подборку информации по эксплуатации бурильной колонны.
- Для исключения или максимального снижения воздействия сероводородсодержащих флюидов на трубы рекомендуется поддерживать допустимую высокую плотность бурового раствора с тем, чтобы в кольцевое пространство скважины попадал газ, содержащийся только в выбуренной породе. Для растворения сульфидов pH бурового раствора на водной основе поддерживается на уровне 10,0. В добавление к этому раствор может быть обработан раскислителем или ингибиторами, которые создают пленку на трубах, защищающую их от кратковременного воздействия сероводорода.

Мероприятия по предупреждению коррозии крепи скважины

- В состав бурового раствора вводить реагенты–нейтрализаторы и поглотители кислых компонентов и кислорода (BARACOR 95 – ингибитор коррозии и поглотитель CO_2; SOURSCAV – поглотитель H_2S).
- В состав надпакерной жидкости включать нейтрализаторы H_2S и CO_2, а также ингибиторы коррозии (BARACOR 95, BARACOR 100, BARACOR 44).
- Щелочность промывочной и надпакерной жидкостей поддерживать на уровне pH>10.
- Надёжно герметизировать затрубное пространство скважин от проникновения кислых газов. Для контроля герметичности затрубного пространства проводить периодический контроль давления, а также периодический (один, два раза в месяц) анализ проб флюидов из затрубного пространства на содержание H_2S и CO_2 и продуктов их диссоциации, контроль показателя pH рассола. Проводить анализ коррозионной активности жидкости из затрубного пространства и, при необходимости, её нейтрализацию.
- В процессе эксплуатации скважины проводить периодический контроль (один раз в месяц) обводнённости, минерализации и фракционного состава добываемого флюида.

Рекомендации по выбору устьевого, противовыбросового и добычного оборудования

Устьевое, противовыбросовое и добычное оборудование в коррозионно-стойком исполнении в зависимости от агрессивности скважинной среды следует подбирать в соответствии с нижеследующей таблицей по ГОСТ 30895.

Таблица 15.10 – Обозначение коррозионно-стойкого исполнения устьевого, противовыбросового и добычного оборудования в зависимости от коррозионной агрессивности.

Скважинная среда				Конструкционные стали (сплавы) составных частей устьевого оборудования		Обозначение коррозионно-стойкого исполнения устьевого добычного оборудования
Агрессивные компоненты	Относительная коррозионная агрессивность	Парциальное давление, характеризующее коррозионную агрессивность, МПа, не менее		Корпусные детали, крышки, фланцы	Штоки, трубодержатели, детали, регулирующие давление скважинной среды	
		CO_2	H_2S			
CO_2	Некоррозионная (условно некоррозионная)	<0,05	Практически отсутствует	Углеродистые или низколегированные стали	Углеродистые или низколегированные стали	-
	Слабокоррозионная	0,05-0,21	То же	Углеродистые или низколегированные стали	Нержавеющие стали	К1
	От среднекоррозионной до вососококоррозионной	>0,21	-"-	Нержавеющие стали	Нержавеющие стали	К11
CO_2 и H_2S	Некоррозионная (условно некоррозионная)	<0,05	0,00035[3)]	Углеродистые или низколегированные стали[1)]	Углеродистые или низколегированные стали[1)]	-
	Слабокоррозионная	0,05-0,21	>0,00035[3)]	Малоуглеродистые или низколегированные стали[1)]	Нержавеющие стали[1)]	К2
	От среднекоррозионной до вососококоррозионной	>0,21	>0,00035[3)]	Нержавеющие стали[1)]	Нержавеющие стали[1)]	К21
				Коррозионностойкие сплавы[1) 2)]	Коррозионностойкие стали[1) 2)]	К22

Примечания

1) Имеются в виду стали, стойкие с сероводородному растрескиванию.
2) Для высококоррозионной скважинной среды, в которой неблагоприятное сочетание различных факторов [ионного состава растворенных солей, концентрации водородных ионов (pH), температуры и т.п.] усиливает разрушающее влияние CO_2 и H_2S на конструкционные материалы.
3) Приведено значение парциального давления H_2S, которое необходимо учитывать в газовых скважинах. В нефтяных скважинах, содержание газа в которых более 15 %, влияние H_2S необходимо учитывать при значении его парциального давления более 0,07 МПа.

15.4 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЗАЩИТЕ ЛЮДЕЙ И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ ВСКРЫТИИ ПЛАСТОВ, СОДЕРЖАЩИХ СЕРОВОДОРОД

Таблица 15.11

№ пп	Наименование мероприятий	Действия персонала
1	2	3
1	Буровое оборудование, а также вспомогательные помещения на территории буровой должны располагаться с учетом рельефа местности и направления господствующих ветров.	
2	Буровая вышка должна устанавливаться на фундамент, обеспечивающий свободное размещение противовыбросового оборудования с подходом к нему с двух сторон и естественное вентилирование подвышечного пространства.	
3	При пуске буровой пусковая комиссия предприятия должна провести обследование буровой и составить акт о ее готовности. При обнаружении нарушений, которые могут повлечь за собой опасность для жизни людей или возникновение открытого фонтанирования, дальнейшие работы должны быть прекращены.	Перед вскрытием пласта, содержащего сероводород (не менее 100м. до пласта), необходимо: • Вокруг территории буровой установить знаки безопасности. • Проверить исправность приборов контроля концентрации сероводорода, наличие и исправность средств индивидуальной защиты (СИЗ), систем отсоса и отвода газа. • Провести дополнительный инструктаж и тренировочное занятие по плану ликвидации возможных аварий со всеми рабочими и ИТР, осуществляющими бурение скважины. • Обработать промывочную жидкость реагентом для нейтрализации сероводорода из расчета ожидаемой концентрации его в промывочной жидкости. • Обеспечить буровую запасом химреагентов, нейтрализующих сероводород.
4	Для принудительного удаления газа из промывочной жидкости должны быть использованы вакуумные дегазаторы и устройства для отвода и нейтрализации газа.	
5	Перед спуском в скважину обсадные и насосно-компрессорные трубы, которые будут работать в сероводородной среде, должны быть подвергнуты 100% контролю (опрессовка, калибровка, шаблонирование).	
6	Не допускать применения нейтрализаторов, присадок, ингибиторов и т.п., если не известны их свойства (токсичность, взрывоопасность).	
7	Химреагенты для нейтрализации сероводорода в составе промывочной жидкости должны отвечать следующим требованиям: • Полностью нейтрализовать сероводород, не ухудшая качества промывочной жидкости. • Не быть токсичными.	

продолжение таблицы 15.11

1	2	3
8	Параметры промывочной жидкости должны быть определены до, и после введения нейтрализатора. Не допускается отклонение параметров промывочной жидкости от указанных в ГТН.	
9	Если после обработки промывочной жидкости концентрация сероводорода продолжает повышаться, промывочную жидкость необходимо утяжелить. Изменение параметров промывочной жидкости в этих случаях должно проводиться по решению директора по производству КПО б.в.	
10	Перед проведением работ по установке цементных мостов, ванн, спуску колонн и т.п. при вскрытых пластах, содержащих сероводород, промывочная жидкость должна быть обработана нейтрализаторами.	
11	В процессе бурения необходимо систематически определять концентрацию водородных ионов в промывочной жидкости (pH), уменьшение которой может указывать на увеличение притока сероводорода из пласта.	
12	Вскрытие пласта и освоение скважины должны осуществляться под непосредственным руководством супервайзера или ответственного ИТР.	
13	Для обеспечения герметичности резьбовых соединений обсадных колонн необходимо применять специальные резьбы с уплотнительными элементами типа «металл-металл» и уплотнительные смазки.	
14	Противовыбросовое оборудование, бурильные трубы, трубопроводы, находящиеся в контакте с сероводородной средой, перед использованием их на другой скважине должны быть опрессованы.	
15	Отработанная промывочная жидкость, пластовые воды и шлам перед сбросом их в шламосборники должны быть нейтрализованы.	
16	Для своевременного определения появления сероводорода на буровой должна быть автоматическая система обнаружения.	При обнаружении сероводорода руководитель работ (мастер, бурильщик) должен подать сигнал тревоги. При содержании сероводорода в воздухе выше ПДК для рабочих зон необходимо: • Надеть соответствующие противогазы. • Оповестить ответственного исполнителя, ответственного руководителя работ и находящихся в опасной зоне людей. • Принять меры по устранению (снижению) загазованности. • Организовать контроль воздушной среды до ликвидации опасной загазованности не реже, чем через каждый час.

продолжение таблицы 15.11

1	2	3
16		· Обозначить загазованную зону знаками безопасности (с учетом направления ветра). Принять меры по предупреждению захода (заезда) в загазованную зону посторонних лиц, транспортных средств и животных. При необходимости организовать посты. При повышении на рабочих местах (или вблизи них) концентрации сероводорода в воздухе, близкой к 0,5% объемных (7594 мг/м^3), допустимой для фильтрующих противогазов, необходимо: • Выйти из опасной зоны. • Сообщить о создавшейся аварийной обстановке непосредственному руководи-телю и исполнителю работ. • Дальнейшие работы проводятся по плану ликвидации аварий в присутствии ИТР. При выделении сероводорода в концентрациях, превышающих допустимую для фильтрующих противогазов, работы на объектах проводятся только силами специальных подразделений (военизированные части по предупреждению фонтанов и т.д.) под руководством созданного штаба. При отравлении сероводородом необходимо: • Немедленно вызвать скорую медицинскую помощь. • Быстро вывести (вынести) пострадавшего из загазованной зоны на свежий воздух или в проветриваемое помещение. • Удобно уложить, освободить от стесняющей одежды, согреть, очистить полость рта. • Если пострадавший в сознании, дать понюхать нашатырный спирт, напоить крепким чаем, кофе и принять меры, чтобы больной не уснул. При остановке дыхания необходимо делать искусственное дыхание и непрямой массаж сердца
17	К работам на объектах, где возможно выделение сероводорода, допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие специальное обучение, знающие признаки появления сероводорода, его вредное воздействие и умеющие оказать первую помощь при отравлениях. Они должны подвергаться медицинскому осмотру при приеме на работу, а в дальнейшем периодическому осмотру.	
18	Для контроля за наличием сероводорода и углеводородов в воздушной среде должны быть смонтированы стационарные газоанализаторы с сигнализирующими устройствами.	

продолжение таблицы 15.11

1	2	3
18	**Запрещается** пуск в работу и эксплуатацию объектов при отсутствии или неисправности системы контроля воздушной среды на токсичные и взрывоопасные концентрации газов.	
19	Должен быть определен перечень мест установки пробозаборных устройств стационарных газоанализаторов и замера переносными приборами, утвержденный руководителем предприятия.	
20	Бригады должны быть обеспечены приборами для определения концентрации сероводорода.	
21	Члены бригады должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты (СИЗ), знать их устройство и уметь пользоваться ими.	
22	Контроль воздушной среды должен проводиться по графику, утвержденному директором по производству. Результаты замеров (анализов) должны заноситься в «Журнал контроля воздушной среды».	
23	Отбор проб воздуха или замер концентрации сероводорода переносными приборами должен производиться специально обученным лицом в присутствии дублера. При этом они должны иметь при себе соответствующие СИЗ, в том числе противогазы.	
24	На газоопасных по сероводороду объектах должны быть установлены устройства для определения направления и скорости ветра (конус, флюгер и т.д.). В ночное время эти устройства необходимо освещать.	
25	**Запрещается** выпускать в атмосферу без сжигания газ, содержащий сероводород.	
26	Руководство КПО б.в. должно разработать план мероприятий по защите населения и окружающей среды на территории ведения работ.	
27	При вскрытии пластов, содержащих сероводород, наличие его в промывочной жидкости должно контролироваться.	
28	Перед промыслово-геофизическими работами скважину необходимо подготовить для обеспечения безаварийного их проведения в условиях возможного выделения сероводорода.	
29	Освоение скважины воздухом **запрещается**.	
30	Длина продувочного (факельного) отвода должна быть не менее 100 м. Отвод монтируется с применением герметизирующих смазок и испытывается на герметичность в установленном порядке.	

15.5 ОЦЕНКА СТЕПЕНИ РИСКА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИНЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАРАЧАГАНАК

Строительство скважин, как один из опасных видов работ, требует определения концепции риска - как функции вероятности события.

Оценкой аварийных ситуаций можно обосновать необходимость финансирования риска и его изучение для прогнозирования предотвращения убытков.

Техническим проектом намечается строительство горизонтального бокового ствола 167-1 в добывающей скважине 167 на месторождении Карачаганак. Геологический разрез проектируемой скважины изучен при бурении соседних скважин.

Заложенные технические и технологические решения строительства скважин соответствуют «Правилам обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утвержденным Министерством по инвестициям и развитию РК, приказ №355 от 30.12.2014 г.

Анализ и оценка степени риска при строительстве скважины

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

Основные причины риска при строительстве скважин следующие:

- травматизм персонала при нарушении нормальной работы бурового оборудования из-за отказа. Отказ (неполадка) - событие, заключающееся в нарушении работоспособности оборудования;
- нефтегазоводопроявления с выходом флюида на поверхность из-за отказа противовыбросового оборудования, недостаточной геологической изученности месторождения, человеческого фактора.
- аварии с нанесением больших материальных затрат предприятию.

Выявление и анализ возможных недостатков при строительстве скважин позволяет уменьшить риски, заложить в проект оптимальные решения.

Опасность	Возможный вред	В	С	Р	Необходимые меры для снижения опасности	*В	*С	*Р
Повреждение талевого каната	Смерть Травмы Повреждение оборудования Урон окружающей среде	2	5	10	Осмотр талевого каната Наличие Сертификата Спецодежда и СИЗ Обучение и компетентность персонала Проведение собрания по ТБ перед началом работ Связь	2	5	10
Вращающиеся механизмы	Травмы Смерть Повреждение оборудования	3	5	15	Обучение и компетентность персонала Проведение собрания по ТБ перед началом работ Допуск к работам Спецодежда и СИЗ Правильное ограждение оборудования Предупредительные знаки и барьеры опасной зоны Связь	2	5	10
Потеря контроля управления скважиной	Травмы Смерть Повреждение оборудования Ущерб окружающей среде	2	2	4	Обучение персонала действиям при НГВП Соблюдение Требований промышленной безопасности Проверка ПВО и плановое обслуживание Компетентность персонала Собрание по ТБ перед началом работ Спецодежда и СИЗ Связь	2	2	4
Ведение аварийных работ в скважине	Травмы Смерть Повреждение оборудования	2	2	4	Соблюдение Требований промышленной безопасности Осмотр талевого каната Наличие Сертификата на талевый канат и бурильные трубы Эскиз спущенного в скважину аварийного инструмента Компетентность персонала по ведению аварийных работ Собрание по ТБ перед началом работ Спецодежда и СИЗ Связь	2	2	4
Опасность механического повреждения Шкивы Ролики кронблока	Травмы Повреждение оборудования	5	3	15	Обучение и компетентность персонала Спецодежда и СИЗ Собрания по ТБ Предупредительные знаки и барьеры опасной зоны Связь	2	2	4

Недостаточная компетентность бурового персонала	Травмы Смерть Повреждение оборудование	5	5	25	Обучение и компетентность персонала Оценка знаний по ТБ Проведение собрания по ТБ перед работами Ограниченный объем работ для необученного персонала Программа работ Связь	2	3	6
Острые углы и брусья Углы решеток Повреждённые стропы	Травмы Повреждение оборудование	5	2	10	Плановые проверки площадки Спецодежда и СИЗ Собрания по ТБ Ремонт, замена поврежденного оборудования Предупредительные знаки и барьеры опасной зоны Связь	2	2	4
Недостаточные сигналы руками Радио / телефон не пригодны к применению	Травмы Гибель людей Повреждение оборудования	4	5	20	Линии связи (радио, прием/передача сообщений, телефоны) должны быть согласованы и проверены до начала работ Обучение и навыки персонала Инструктаж по ТБ перед началом работ Связь	2	2	4
Статистическое электричество	Травмы Повреждение оборудования	4	2	8	Необходимость заземления оборудования Наряд-допуск для проведения работ Связь	2	2	4
Электрический ток (Сетевое напряжение)	Травмы Смерть Повреждение оборудования	5	5	25	Необходимость заземления оборудования Использование только сертифицированного оборудования Использование оборудования под низким напряжением Связь	2	2	4
Недостаточное освещение	Травмы Повреждение оборудования	3	4	12	Проверка мест работы перед началом Обеспечение правильного освещения до начала работ Дополнительное освещение при необходимости	2	2	4
Параллельные работы	Травмы Гибель людей Повреждение оборудования	5	5	25	Наряд-допуск для проведения работ Собрание по ТБ перед началом работ Связь	3	2	6
Химические реагенты	Травмы Гибель людей Повреждение оборудования	4	4	16	Применение реагентов, имеющих гигиеническое сертификаты Спецодежда и СИЗ Собрание по ТБ перед началом работ Связь	3	2	6
Шум и вибрация	Травмы Повреждение оборудования	5	3	15	Спецодежда и СИЗ Предупредительные знаки Собрание по ТБ перед началом работ	5	2	10

Скорость ветра	Травмы Повреждение оборудования	5	4	20	Спецодежда и СИЗ Собрание по ТБ перед началом работ Остановка работ при усилении ветра выше нормы Связь	3	2	6
Холодная погода	Травмы Повреждение оборудования	3	3	9	Спецодежда и СИЗ Собрание по ТБ перед началом работ Система общения Оценка рабочих условий Связь	2	2	4
Жаркая погода	Травмы Повреждение оборудования	2	3	6	Спецодежда и СИЗ Собрание по ТБ перед началом работ Оценка рабочих условий	2	2	4
Осадки Дождь Снег	Травмы	5	3	15	Спецодежда и СИЗ Собрание по ТБ перед началом работ Оценка рабочих условий Связь	4	2	8
Контакт с горячими / холодными поверхностями	Ожоги Обморожения	3	2	6	Спецодежда и СИЗ Собрание по ТБ перед началом работ Ограждения Связь	2	2	4
Работы на высоте	Травмы Гибель людей Повреждение оборудования	4	5	20	Пояса безопасности при работе на высоте боле 2 метров Собрание по ТБ перед началом работ Инструменты должны быть безопасными Обучение ТБ Лестницы должны быть безопасными Спецодежда и СИЗ Связь	2	2	4
Неисправное оборудование	Травмы Гибель людей Повреждение оборудования	3	5	15	Техническое обслуживание и осмотр Обучение и компетентность персонала Спецодежда и СИЗ Связь	2	4	8
Опасность при спуско-подъемных операциях	Травмы	5	3	15	Плановые проверки применяемого при СПО оборудования и инструмента Спецодежда и СИЗ Перед началом работ проведение собрания по ТБ Связь	2	3	6
Скользкая поверхность	Травмы	3	5	15	Проверка состояния рабочих площадок Порядок на рабочих местах Спецодежда и СИЗ Перед началом работ проведение собрания по ТБ Связь	2	3	6

Работы вручную Неустойчивый груз Ограниченный доступ / выход Тяжелые или неудобные объекты Неудобное рабочее положение	Травмы Растяжение спины Повреждение конечностей, рук, ног Повреждение оборудования	5	3	15	При возможности использовать механизмы для подъема и перемещения грузов Использовать соответствующее подъемное оборудование Инструктаж по ТБ Обучение и компетентность персонала Спецодежда и СИЗ Связь	3	1	3
Газ (H_2S, SO_2, CO_2)	Травмы Потеря жизни Нанесение вреда окружающей среде	4	6	24	Процедура проведения работ Наряд-допуск для проведения работ Газовые детекторы на местоположении Дыхательные аппараты в наличии Наличие курсов токсичная атмосфера Обучение и компетентность персонала Собрание по ТБ перед началом работ Система общения Обучение персонала спасению в загазованной местности	2	5	10
Утечка углеводорода	Травмы Гибель людей Повреждение оборудования Нанесение вреда окружающей среде	6	6	36	Функциональный тест и проверка ПВО перед проведением работ Использование протестированного оборудования Техническое обслуживание Использование оборудования, соответствующего зонам безопасности Процедура проведения работ / программа работ Наряд-допуск для проведения работ Обучение и компетентность персонала Собрание по ТБ перед началом работ	2	5	10

В - Вероятность возникновения вреда
С - Серьезность нанесение вреда
Р - Риск
*** - Уровень В, С и Р после принятия мер по снижению риска**

Строительство скважины состоит из нескольких этапов. Первый этап - проектирование, второй - строительство, третий – освоение.

Первый этап - проектирование. Здесь целью риск - анализа может быть:

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

Наличие инструкций по эксплуатации бурового оборудования, технологических регламентов, прогноз возможных аварийных ситуаций, мероприятия по их предупреждению и ликвидации, инструкции по действиям членов вахты в аварийных ситуациях, противопожарные мероприятия.

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

Третий этап – освоение скважины (вызов притока, определение приемистости). Здесь целью риск - анализа может быть выявление опасностей в процессе вызова притока из пласта (определения приемистости) и оценка возможных последствий аварий.

Комплекс мер для ликвидации риска или его уменьшения до допустимого уровня при проектировании и строительстве скважин на каждом этапе:

Этап проектирования.

Тщательное изучение особенностей горно-геологического строения месторождения, величин пластовых давлений и близ расположенных площадей для их учета при выборе буровой установки, проектировании конструкции скважин, выборе параметров бурового раствора, противовыбросового оборудования, материалов и химреагентов для строительства скважин.

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

При полном выполнении требований проекта, нормативных документов по обеспечению промышленной безопасности, аварийных ситуаций возникнуть не должно.

Этап строительства.

С целью обеспечения соответствия строительства скважины утвержденному проекту, проводится авторский надзор за строительством. При проведении авторского надзора особое внимание уделяется соответствию проектной и фактической геологической информации, получаемой в процессе бурения, вскрытию и испытанию перспективных объектов на приток, а также контролю за сложными технологическими процессами, включая вскрытие продуктивных отложений и др. В это время происходит сбор и анализ информации для обеспечения принятия более оптимальных, технологически безопасных вариантов для составления следующих проектов на строительство скважин.

На этапе строительства риск связан, в основном, с человеческим фактором - с халатностью, различными нарушениями технологии проводки скважины и техники безопасности со стороны исполнителей работ.

Для минимизации и исключения риска при бурении скважины упор делается на решение организационно-технических мероприятий.

К организационным мероприятиям относятся:

- обязательная подготовка кадров в специализированных учебно-курсовых комбинатах;
- стажировка на буровых под руководством опытных инструкторов;
- обучение на курсах тренинга по противофонтанной безопасности и управлению скважиной;
- сдача экзаменов по профессиям и видам работ;
- периодическая проверка знаний;
- инструктаж перед опасными видами работ;
- проведение учебных тревог по ликвидации НГВП и противопожарной безопасности, умение пользоваться средствами индивидуальной защиты;
- ознакомление с передовым опытом и безопасным ведением работ на других предприятиях.

К техническим мероприятиям относятся:

- систематический осмотр и проведение дефектоскопии бурового оборудования и инструмента;
- осмотр, опрессовка и шаблонировка обсадных труб перед спуском в скважину;
- опрессовка бурильных и обсадных колонн;
- испытание буровых вышек согласно требованиям нормативных документов РК;
- совместная опрессовка обсадных колонн с установленным на них противовыбросовым оборудованием на расчетное давление;
- применение высококачественных материалов и хим. реагентов;
- применение высокотехнологичного и безопасного оборудования (верхнего привода, гидравлических ключей, спайдер-элеваторов, превентеров, гидравлических манометров, индикаторов веса, индикаторов момента и др.);
- автоматизация процессов бурения;
- механизация трудоемких работ.

В разделе 3 проекта в подразделе «Безопасность жизнедеятельности» приведена оценка экологического риска при строительстве скважин на месторождении Карачаганак.

На Рис.1 приведена Схема управления рисками в КПО б.в.

Рисунок 1 Схема управления рисками в КПО б.в.

Заключение

Территория Западно-Казахстанской области широко охвачена эксплуатационным и разведочным бурением. Геологический разрез месторождения Карачаганак изучен достаточно полно.

Знание горно-геологических условий бурения, применяемой техники, оборудования и материалов, знание персоналом буровых бригад своих обязанностей, принятые проектные решения, проведение организационно-технических мероприятий при строительстве скважин, контроль со стороны инженерно-технических работников и Государственных контролирующих органов, систематический анализ производственной деятельности предполагает обеспечение уровня приемлемого индивидуального и коллективного риска и достаточную безопасность производства, персонала, населения, охрану недр и окружающей среды.

15.6 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ВОЗНИКНОВЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ФОНТАНОВ

15.6.1 Причины и признаки возникновения газонефтеводопроявлений (ГНВП) и открытых фонтанов (ОФ)

15.6.1.1 Причины возникновения ГНВП

- снижение противодавления на пласт в процессе бурения, проведения спуско-подъемных операций (СПО), цементирования, освоения и ликвидации аварий;
- вскрытие пластов с аномально высоким пластовым давлением;
- недолив скважины или поршневание при подъеме бурильной колонны;
- недостаточная промывка при вскрытии мощных газовых пластов;
- недостаточная дегазация выходящего из скважины бурового раствора;
- нарушение технологии ликвидации прихвата с помощью закачки большого объема нефти при установке нефтяных ванн.

15.6.1.2 Признаки возникновения ГНВП

Прямые признаки в процессе углубления:

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

Косвенные признаки в процессе углубления:

- увеличение механической скорости проходки;
- снижение давления в буровом насосе;
- увеличение содержания сульфидов в буровом растворе;
- изменение крутящего момента на роторе;
- поглощение бурового раствора.

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

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

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

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

15.6.1.3 Причины открытых фонтанов

Открытый фонтан (выброс) – это внезапное выделение из скважины большого количества газа или газожидкостной смеси при превышении пластового давления над гидростатическим давлением столба бурового раствора.

Основными причинами ОФ являются:

- несоответствие конструкции скважины и противовыбросового оборудования (ПВО) геологическим условиям, выбранных без учета глубины залегания и пластовых давлений;
- отсутствие ПВО на устье или несоответствие его технической характеристики условиям бурения;
- неправильная эксплуатация ПВО;
- отсутствие необходимого запаса бурового раствора на буровой;
- отсутствие обратного клапана на бурильных трубах;
- непринятие своевременных мер по предотвращению перехода НГВП в открытый фонтан;
- недостаточная профессиональная подготовка буровой вахты по предупреждению фонтанов.

При наличии в пластовой продукции сероводорода (H_2S) и углекислого газа (CO_2), борьба с ГНВП и, особенно, с открытыми фонтанами значительно осложняется. Наличие сероводорода представляет большую опасность. Более опасным является совместное содержание H_2S и CO_2.

15.6.1.4 Мероприятия по предупреждению ГНВП и ОФ

Для предупреждения ГНВП и перерастания их в открытый фонтан необходимо:

- перед вскрытием пласта с возможными флюидопроявлениями провести инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при ликвидации газонефтеводопроявлений;
- произвести проверку состояния буровой установки, ПВО, инструмента и приспособлений;
- провести учебную тревогу по сигналу «Выброс». Дальнейшая периодичность учебных тревог устанавливается буровым предприятием;
- оценить готовность буровой к оперативному утяжелению бурового раствора, пополнению его запасов путем приготовления или доставки на буровую;
- плотность бурового раствора поддерживать согласно ГТН. При получении новых данных о пластовом давлении плотность бурового раствора необходимо скорректировать;
- иметь на буровой запас бурового раствора с параметрами согласно ГТН в объеме 2-х кратного объема скважины;
- при появлении признаков начавшегося ГНВП при подъеме труб необходимо прекратить подъем и сразу же приступить к спуску труб до возможной глубины;
- подъем инструмента при ГНВП производить только после выравнивания параметров бурового раствора до установленных ГТН значений и прекращения проявления;

- при подъеме бурильной колонны необходимо производить долив скважины после подъема расчетного количества свечей или постоянно, поддерживая уровень близким к устью;
- подъем и спуск бурильной колонны производить со скоростью, при которой сумма гидростатического и гидродинамического давлений была бы выше пластового и меньше давления гидроразрыва пород;
- спуск инструмента при ГНВП производить с промежуточными промывками и дегазацией раствора до приведения параметров раствора в соответствии с ГТН;
- длительные ремонтные или профилактические работы необходимо проводить при нахождении бурильной колонны в башмаке обсадной колонны с обязательной установкой шарового крана на бурильных трубах и герметизацией устья;
- увеличить плотность бурового раствора, если происходит увеличение уровня в приемных емкостях и появляется избыточное давление в бурильных трубах при закрытой скважине;
- при начавшемся поглощении поднять бурильную колонну в башмак последней обсадной колонны или прихватобезопасный интервал и приступить к его ликвидации;
- бурение с частичной потерей циркуляции или без выхода циркуляции разрешается только по специальному плану;
- объем вытесняемого из скважины при спуске бурильных труб и доливаемого бурового раствора при подъеме должны контролироваться и сопоставляться с объемом поднятого или спущенного металла бурильных труб;
- не допускать отклонения плотности бурового раствора (освобожденного от газа), находящегося в циркуляции, более чем на 20,0 кг/м^3 от установленной проектом величины;
- свойства доливаемого в скважину бурового раствора не должны отличаться от свойств бурового раствора, находящегося в ней;
- о замеченных признаках ГНВП необходимо немедленно поставить в известность руководителя буровых работ;
- персонал буровой бригады должен быть проинструктирован и обучен соответствующим правилам ведения работ при ГНВП и поглощениях, знать прямые и косвенные признаки возникновения проявлений и поглощений, практическим действиям по герметизации устья скважины и её глушению, правилам эксплуатации ПВО, использованию средств индивидуальной защиты, оказанию до врачебной помощи. Бурильщики обязаны знать глубину залегания проявляющих и поглощающих горизонтов. На буровой должен быть утвержденный график проведения учебных тревог по сигналу «Выброс» и проверки противовыбросового оборудования;

Первичные действия буровой вахты при обнаружении ГНВП и возникновении открытых фонтанов при строительстве нефтяных и газовых скважин выполнять в соответствии с Приложением 3 к «Правилам обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утвержденным Министерством по инвестициям и развитию РК, приказ №355 от 30.12.2014г.

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

Таблица 16.1 - Список литературы

№ п/п	Наименование материала	Номера разделов проекта
1	2	3
1	Земельный Кодекс РК № 276 от 06 июля 2007 г. (с изменениями и дополнениями по сотоянию на 29.04.2024 г.)	Раздел 3
2	Экологический Кодекс РК № 548-IV от 25.01.2012 г. (с изменениями и дополнениями по сотоянию на 04.04.2024 г.)	Раздел 3
3	Кодекс Республики Казахстан "О здоровье народа и системе здравоохранения" от 07.07.2020 г № 360-VI (с изменениями и дополнениями по сотоянию на 06.07.2025 г.)	Раздел 1, подраздел 15
4	Кодекс Республики Казахстан "О недрах и недропользовании", №125-IV от 27.12.2017 г с изменениями на 05.06.25.	Раздел 3, подраздел 1
5	Закон Республики Казахстан "О гражданской защите" от 11.04.2014, №188-V ЗРК (с изменениями и дополнениями по сотоянию на 05.06.2025 г.)	Раздел 1, подраздел 15
6	Технический регламент «Общие требования к пожарной безопасности» утвержден приказом МЧС №405 от 17.08.2021 г. (с изменениями и дополнениями по сотоянию на 23.05.2025 г.)	Раздел 1, подраздел 15
7	Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр, МЭ РК №239 от 15.06.18 г. (с изменениями и дополнениями по сотоянию на 13.10.2025 г.)	Раздел 1, подраздел 5, Раздел 1, подраздел 15
8	Правила пожарной безопасности, от 21.02.2022 г. № 55 (с изменениями и дополнениями по сотоянию на 04.07.2025 г.)	Раздел 1, подраздел 15
9	Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления № 21934 от 28.12.2020 г. (с изменениями и дополнениями по сотоянию на 04.05.2024 г.)	Раздел 1, подраздел 15
10	Об утверждении Гигиенических нормативов к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека, от 16.02.2022 г. № КР ДСМ-15 (с изменениями и дополнениями по сотоянию на 05.05.2025 г.)	Раздел 1, подраздел 15
11	Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности от 15.12.2020 г № КР ДСМ-275/2020 (с изменениями и дополнениями по сотоянию на 05.05.2025 г.)	Раздел 1, подраздел 15
12	Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения № КР ДСМ-72 от 03.08.2021 г. (с изменениями и дополнениями по сотоянию на 15.07.2024 г.)	Раздел 1, подраздел 15
13	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», № 18 от 04.05.2024 г (с изменениями и дополнениями по сотоянию на 05.05.2025 г.)	Раздел 1, подраздел 15
14	СП «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции», приложение 4 к пр № КР ДМС-13 от 22 апреля 2023 г. (с изменениями и дополнениями по сотоянию на 22.04.2023 г.)	Раздел 1, подраздел 15

Продолжение таблицы 16.1

1	2	3
15	«Методические рекомендации по организации и осуществлению производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасном производственном объекте» Утверждены комитетом МЧС РК 12 апреля 2010 г. №12.	Раздел 1, подраздел 15
16	Рекомендованные правила технической эксплуатации в сероводородной среде для нефтегазодобывающих и газоперерабатывающих предприятий, АНИ РП 55-1995 рег № 022/0318 от 16.10.2003.	Раздел 1, Раздел 2, Раздел 3, Раздел 4
17	Правила идентификации опасных производственных объектов, приказ МИР РК от 30.12.2014 г. № 353 (с изменениями 16.07.2025 г.)	Раздел 1, подраздел 15
18	«Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», приказ МИР РК от 30.12.2014 г. №355 (с изменениями и дополнениями от 04.08.2023 г.)	Раздел 1, Раздел 2, Раздел 3, Раздел 4
19	Правила устройства электроустановок (ПУЭ РК), приказ МЭ РК № 246 от 30.03.2015 г (с изменениями на 02.02.2025 г.).	Раздел 1, подраздел 15
20	РД-08-41-94. Отраслевая инструкция по технике безопасности при исследованиях скважин и испытании пластов. Алматы, МНП РК, 4 июня 2024 г.	Раздел 1, подраздел 15
21	Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под давлением, приказ МИР РК от 30.12.2014 г. № 358 (с изменениями по состоянию на 26.01.2025 г.)	Раздел 1, подраздел 15
22	РД-08-44-94. Отраслевая инструкция по безопасности труда при проводке скважин роторным и турбинным способом. Алматы, МНП РК, 1994.	Раздел 1, подраздел 15
23	"Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ" (ВСН 39-86).	Реферат, Раздел 1, подраздел 13,
24	РД 39-0148052-537-87. "Макет рабочего (технического) проекта на строительство скважин на нефть и газ".	Реферат
25	РД0 Инструкция по расчёту обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. Москва, ВНИИТнефть, 1997.	Раздел 1, подраздел 9
26	Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность. АООТ "ВНИИТнефть", Москва, 1999.	Раздел 1, подраздел 9
27	Инструкция по расчету колонн насосно-компрессорных труб. РД 39-1-306-79, М, 1998.	Раздел 1, подраздел 10
28	РД 39-2-803-82. Инструкция по раннему обнаружению газоводонефтепроявлений и их предупреждению. Краснодар, ВНИИКРнефть, 1983.	Раздел 1, подраздел 5
29	РД Инструкция по расчёту бурильных колонн для нефтяных и газовых скважин. Москва, ВНИИТнефть, 1997.	Раздел 1, подраздел 8
30	РД 39-013-90. Инструкция по эксплуатации бурильных труб. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1990.	Раздел 1, подраздел 8
31	РД 39-0147009-516-86. Инструкция по составлению гидравлической программы бурения скважин. Краснодар, ВНИИКРнефть, 1986.	Раздел 1, подраздел 8
32	РД 39-2-686-82. Инструкция по бурению вертикальных скважин роторным способом. Москва, ВНИИБТ, Гипровостокнефть, 1982.	Раздел 1, подраздел 8
33	РД 39-0147014-515-85. Особенности расчёта трубных колонн для нефтяных и газовых скважин сероводородсодержащих месторождений. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1987.	Раздел 1, подраздел 9
34	РД-08-43-94. Отраслевая инструкция по безопасности труда при приготовлении бурового раствора. Алматы, МНП РК, 1994.	Раздел 1, подраздел 15

Продолжение таблицы 16.1

1	2	3
35	РД-08-46-94. Отраслевая инструкция по безопасности труда при спуске в скважину колонны обсадных труб. Алматы, МНП РК, 1994.	Раздел 1, подраздел 15
36	РД-08-01-94. Отраслевая инструкция по технике безопасности при эксплуатации буровых насосов и их обвязок. Алматы, МНП РК, 1994.	Раздел 1, подраздел 15
37	РД-08-22-94. Сборник типовых инструкций по безопасному ведению работ для рабочих буровых бригад. Алматы, 1995.	Раздел 1, подраздел 15
38	РД БТ 39-0147171-003-88 «Требования к установке датчиков стационарных газосигнализаторов в производственных помещениях и на наружных площадках предприятий нефтяной и газовой промышленности».	Раздел 1, подраздел 15
39	СНиП РК 2.03-30-2006 «Строительство в сейсмических районах. Нормы проектирования».	Раздел 1, подраздел 3
40	РД 39-3-819-91. Методические указания по определению объемов отработанных буровых растворов и шлама при строительстве скважин. Краснодар, ВНИИКРнефть, 1983.	Раздел 3
41	Методика глушения при НГП. М, 1979.	Раздел 1, подраздел 5
42	Сборник типовых инструкций по технике безопасности при обслуживании и ремонте бурового оборудования.	Раздел 1, подраздел 15
43	Сборник типовых инструкций по технике безопасности по видам работ при глубоком бурении и креплении скважин.	Раздел 1, подраздел 15
44	Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда при строительно-монтажных работах в бурении.	Раздел 1, подраздел 15
45	Инструкция по предупреждению открытого фонтанирования при бурении скважин. Москва, ВНИИ природного газа, 1966.	Раздел 1, подраздел 15
46	Сборник сметных норм времени на испытание нефтяных, газовых, газоконденсатных, гидрогеологических объектов в разведочных, опорных, параметрических, поисковых скважинах и освоение объектов в эксплуатационных скважинах. М, 1985.	Раздел 1, подраздел 10
47	ПСТ РК 27-2014 «Требования по предупреждению газонефтеводопроявлений, открытых газовых и нефтяных фонтанов»	Раздел 1,
48	СТ РК ИСО 15156-1-2011. Промышленность нефтяная и газовая. Материалы для пприменения в средах, содержащих сероводород, при нефте- и газодобыче. Часть 1. Общие принципы выбора трещиностойких материалов.	Раздел 1, подраздел 9
49	СТ РК ИСО 15156-2-2011. Промышленность нефтяная и газовая. Материалы для пприменения в средах, содержащих сероводород, при нефте- и газодобыче. Часть 2. Трещиностойкие углеродистые и низколегированные стали и применение литейного чугуна.	Раздел 1, подраздел 9, 10
50	СТ РК ИСО 15156-3-2011. Промышленность нефтяная и газовая. Материалы для пприменения в средах, содержащих сероводород, при нефте- и газодобыче. Часть 3. Трещиностойкие коррозионностойкие и ругие сплавы.	Раздел 1, подраздел 9, 10
51	ГОСТ 1581-96. Портландцементы тампонажные. Технические условия.	Раздел 1, подраздел 9
52	СТ РК 1746-2008. Промышленность нефтяная и газовая. Методические указания по креплению нефтяных и газовых скважин.	Раздел 1, подраздел 9
53	ГОСТ 13862-2003. Оборудование противовыбросовое.Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.	Раздел 1, подраздел 9
54	ГОСТ 12.2.115-2002 «Оборудование противовыбросовое. Требования безопасности».	Раздел 1, подраздел 9
55	ГОСТ 13846-2003. Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.	Раздел 1, подраздел 9
56	ГОСТ 30196-94 Колонные головки. Типы, основные параметры, присоединительные размеры.	Раздел 1, подраздел 9

Продолжение таблицы 16.1

1	2	3
57	Стандарт АНИ 16А. Противовыбросовое оборудование.	Раздел 1, подраздел 9
58	СН РК 2.04-03-2011 Защита от шума.	Раздел 3, подраздел 2
59	СУСН-49. Сборник укрупненных сметных норм. Бурение. М, 1983.	Раздел 2, подраздел 2
60	СНиП IV-5-82. Часть IV, Глава 5, приложение, Сборник 49, часть III, Раздел III. Бурение и испытание на продуктивность. Москва, Недра, 1985.	Раздел 2, подраздел 1,2 Раздел 3, подраздел 2
61	СНиП РК 1.03-05-2001 «Охрана труда и техника безопасности в строительстве».	Раздел 1, подраздел 15
62	СНиП РК 2.04-05-2002* «Естественное и искусственное освещение».	Раздел 1, подраздел 15
63	Типовые и обязательные комплексы геофизических исследований поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, бурящихся на нефть и газ.	Раздел 1, подраздел 4
64	Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин. НИИтруда, Москва, 1987.	Раздел 1, подраздел 10
65	Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин СН 459-74.	Раздел 1, подраздел 3,
66	Технические условия на применение обсадных и насосно-компрессорных труб, поставляемых "Сумитомо Металл Индастриз, Лтд" для нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений Республики Казахстан. Алматы, "Сумитомо Металл Индастриз, Лтд", ГП ГНИ, ВНИИТнефть, 1995.	Раздел 1, подраздел 9

Таблица 16.2 - Справочные материалы

1
Водный кодекс Республики Казахстан от 9 июля 2003 г. №481-II ЗРК.
Трудовой кодекс Республики Казахстан от 23.11.2015г. №414-V ЗРК, раздел 4 Безопасность и охрана труда.
Закон Республики Казахстан от 7 июня 2000 г. №53-II «Об обеспечении единства измерений».
Закон Республики Казахстан от 9 ноября 2004 г. №603-II «О техническом регулировании».
Закон Республики Казахстан от 7 июля 2004 г. №580-II «Об обязательном страховании гражданско-правовой ответственности владельцев объектов, деятельность которых связана с опасностью причинения вреда третьим лицам».
Закон Республики Казахстан от 7 февраля 2005 г. №30-III «Об обязательном страховании гражданско-правовой ответственности работодателя за причинение вреда жизни и здоровью работника при исполнении им трудовых (служебных) обязанностей».
Закон Республики Казахстан от 7 июля 2007 г.№175-III «Об особо охраняемых природных территориях».
Закон Республики Казахстан от 16 мая 2014г. №202-V «О разрешениях и уведомлениях».
"Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под давлением", утвержденные приказом МИР РК от 30 декабря 2014 года № 358. (ПОПБ ЭО РД).
"Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации грузоподъемных механизмов", утвержденные приказом МИР РК от 30 декабря 2014 года № 359. (ПОПБ ЭГМ).
Основные санитарные правила работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучений (ОСП 72/87). Москва, Атомиздат, 1987.
Методические рекомендации по проведению экспертизы промышленной безопасности (МР ЭПБ, согласованы приказом Комитета по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью) от 24 мая 2010 года № 15.
Методика определения степени риска при проектировании и строительстве нефтяных и газовых скважин, утв. Госгортехнадзором РФ 26.12.96г. (справочное)
Методические указания по выбору конструкций нефтяных и газовых скважин, проектируемых для бурения на разведочных и эксплуатационных площадях. Москва, ВНИИБТ, 1973.
Методика подбора диаметров насадок гидромониторных долот с учетом глубины скважины и параметров наземного оборудования. Москва, ВНИИБТ, 1976.
Методические пособие по испытанию эксплуатационных и разведочных скважин, обсаженных эксплуатационными колоннами. Москва, Недра, 1976.
РД 39-0148052-514-86. Инструкция по предупреждению искривления вертикальных скважин. Москва, ВНИИБТ, 1986.
СТ РК 3.9-2004 «Подтверждение соответствия импортируемой продукции. Общие положения».
СТ РК 1263-2004 (ИСО 13535:2000, NEQ) «Буровое и эксплуатационное оборудование. Подъемное оборудование».
ГОСТ 12.0.004-90 ССБТ «Организация обучения безопасности труда. Общие положения».
ГОСТ 633-80. Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним.
РД 39-2-132-78. Инструкция по подготовке обсадных труб к спуску в скважину. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1980.
РД 39-2-1220-84. Требования по защите работающих при строительстве скважин в особых условиях.
РД 39-1-1112-84. Методика оценки надёжности крепи скважин. Краснодар, ВНИИКРнефть, 1984.
РД 39-022-90. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважины на нефть и газ на суше. Москва, ВНИИБТ, 1990.
РД 39-0147009-723-88. Методика выбора комплекса мероприятий для предупреждения и ликвидации осложнений, связанных с нарушением устойчивости пород в процессе бурения. Краснодар, ВНИИКРнефть, 1988.

Продолжение таблицы 16.2

1
РД-08-47-94. Отраслевая инструкция по безопасности труда при бурении с использованием газообразных агентов. Алматы, МНП РК, 1994.
РД 03-418-01 Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов.
РД 03-26-2007 Методические указания по оценки последствий аварийных выбросов опасных веществ.
СН РК 1.02-17-2003 «Указания по проектированию предприятий (объектов), сооружаемых на базе комплектного импортного оборудования и оборудования, изготовленного по лицензиям международных и национальных органов».
Инструкция по проектированию осветительного электрооборудования промышленных предприятий.
Инструкция по монтажу электрооборудования силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон.
Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. Москва, Недра, 1980.
Инструкция по эксплуатации колонкового снаряда "Недра" КД II-190/80 (КД IIМ-190/80). Москва, ВНИИБТ, 1975.
Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества. Санитарные правила и нормы СанПин 2.1.4.559-96. РК 3.01.067.97.
Сборник норм отвода земель для строительства линейных сооружений. Москва, Стройиздат, 1976.
Каталог "Промышленные противогазы и респираторы".
КПР-96. Критерии принятия решений по ограничению облучения. Алматы, 1996.
Справочник по испытанию скважин. М 1984.
Временная инструкция по исследованию поглощающих пластов и борьбе с поглощением промывочной жидкости при бурении скважин. Москва, ВНИИБТ, 1974.
Зорькин Л. М. Воды нефтяных и газовых месторождений СССР: справочник. Москва, "Недра", 1989.
Справочник инженера по бурению, т. 1 под редакцией В. И. Мищевича. Москва, Недра, 1976.
Справочник инженера по бурению т. II под редакцией В. И. Мищевича. Москва, Недра, 1978.
Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин под редакцией Булатова. Москва, Недра, 1981.
Справочник укрупненных сметных норм (СУСН) на строительство нефтяных и газовых скважин. Москва, Недра, 1981.
Иогансен К. В. Спутник буровика. Справочник. Москва, Недра, 1986.
Мительман Б.И. Справочник по гидравлическим расчетам в бурении. Москва, Недра, 1963.
Шевцов В.Д. Предупреждение газопроявлений и выбросов при бурении глубоких скважин. Москва, Недра, 1988.
Бабаев С. Г. Надежность нефтепромыслового оборудования. Москва, Недра, 1987.
Specification for Casing and Tubing. API specification 5CT, 7-th edition, Oct. 2001, ISO 11960:2001.
NACE international the corrosion society Standard Material Requirements. NACE Standard MR0175-2000 Item No. 21302 MR 0175-99 was an American National Standard. ANSI Approval of the 2000 edition of MR0175 is expected by April 2000.

Раздел 2

Организация строительства

1 СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ

Таблица 1.1 - Водоснабжение

Расчётная потребность в технической воде, $м^3$/сут	Объём запасных ёмкостей для воды, $м^3$	Необходимо ли: (да, нет)				Характеристика источника водоснабжения				Характеристика водопровода	
		Бурить скважину для водоснабжения	Строить водопровод	Подключить водопровод к источнику снабжения	Подвозить воду цистернами	Наименование (магистральный водопровод, водовод, водозабор, артизианская скважина и т.д.)	Место-расположение	Рабочий расход, $м^3$/ч	Расстояние до буровой, км	Диаметр, мм	Длина м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
RIG-249, RIG-258											
Для технических нужд 4,6	237	нет	нет	нет	да	магистральный водовод технической воды, пруды	место-рождение	-	10,0	-	-
Для хоз. бытовых нужд и котельной 4,3	34	нет	нет	нет	да	магистральный водовод питьевой воды, пруды	место-рождение	-	10,0	-	-
RIG-216											
Для технических нужд 4,6	140	нет	нет	нет	да	магистральный водовод технической	место-рождение	-	10,0	-	-
Для хоз. бытовых нужд и котельной 4,3	41,4	нет	нет	нет	да	магистральный водовод питьевой воды, пруды	место-рождение	-	10,0	-	-

Примечание - Водоснабжение буровой бригады технической водой для технических нужд и котельной установки будет осуществляется транспортировкой автоцистернами из магистрального водовода технической воды, находящегося на месторождении.

Пресную воду для хоз.бытовых нужд предусматривается доставлять спец. автотранспортом из магистрального водовода питьевой воды, находящегося на месторождении.

Для питьевых целей – вода привозная бутилированная из г. Аксай.

Для станков RIG-249, RIG-258:

- хранение воды для технических нужд в двух ёмкостях объёмом 83,4 $м^3$ и одной ёмкости объемом 70 $м^3$;
- хранение воды для хоз.бытовых нужд и котельной в двух ёмкостях объёмом 17 $м^3$ каждая.

Для станка RIG-216:

- хранение воды для технических нужд в двух ёмкостях объёмом 70 $м^3$;
- хранение воды для хоз. бытовых нужд и котельной в двух ёмкостях объёмом 20,7 $м^3$ каждая.

1.1 РАСЧЁТ РАСХОДА ВОДЫ

Таблица 1.1.1 - Водопотребление

Вариант-1

№ пп	Наименование работ	Расход воды ($м^3$) на скважину для			
		хоз.бытовых нужд	котельной установки	технических нужд	Всего
1	2	3	4	5	6
1	Подготовительные работы к бурению	5,2	3,3	-	8,4
2	Строительство и монтаж	45,1	-	-	45,1
3	Бурение и крепление	128,8	81,8	186,8	397,4
4	Испытание на продуктивность	115,9	73,6	248,6	438,1
	Итого	295,0	158,7	435,4	889,0

Вариант-2

№ пп	Наименование работ	Расход воды ($м^3$) на скважину для			
		хоз.бытовых нужд	котельной установки	технических нужд	Всего
1	2	3	4	5	6
1	Подготовительные работы к бурению	5,2	3,3	-	8,4
2	Строительство и монтаж	45,1	-	-	45,1
3	Бурение и крепление	128,8	81,8	417,7	628,3
4	Испытание на продуктивность	115,9	73,6	248,6	438,1
	Итого	295,0	158,7	666,3	1119,9

Примечание

Организация работ по содержанию обьектов, оборудования для хозяйственно - бытового водоснабжения, санитарно-бытовым помещениям будет производится в соответствии с "Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции" ПМЗ РК № КР ДСМ-13 от 11.02.2022 г.

Обьём технической воды для приготовления бурового раствора, цементного раствора и при испытании скважины на продуктивность определяется по расчету (см. таблицы 7.6., 9.16.,10.10 тех. проекта).

Расход воды на питьевые нужды для одного человека - 25,0 л/сут (СП РК 4.01-101-2012, прил.В, табл. В.1).

Расход пресной воды для хоз. бытовых нужд (приготовления пищи и душевых установок) для одного человека составляет соответственно 36,0 л/сут и 100,0 л/сут (СП РК 4.01-101-2012, прил. В, табл. В.1).

На скважине одновременно будут находиться по (СЭСН-49 т. 49-401, 49-402) при:

подготовительных работах, перед бурением скважины - 16 человек;

строительстве и монтаже буровой установки - 20 человек;

бурении и креплении - 16 человек;

испытании скважины на продуктивность - 16 человек.

Расход воды для котельной установки составляет - 3,0 $м^3$/сут (паспортные данные).

Продолжительность эксплуатации котельной установки:

$T=(2+50+45)\times199/365=53$ сут;

где: 199 сут - продолжительность отопительного периода (ВСН 39-86, таб. 4).

2 СВЕДЕНИЯ ОБ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИИ

Таблица 2.1 - Электроснабжение

Количество потребляемой электроэнергии, кВт	Заявленная мощность, кВт		Источник электроснабжения		Характеристика линий передачи электроэнергии		
	Системы электро снабжения буровой	Трансформаторов	Наименование (энергосистема, электростанции и т.д.)	Расстояние до буровой, км	ЛЭП, кВ	Подземный (подводный) кабель, кВ	Длина, км
1	2	3	4	5	6	7	8
RIG-249, RIG-258							
Источником электроэнергии являются двигатели внутреннего сгорания с генераторами N-1750 кВт.							
RIG-216							
Источником электроэнергии являются двигатели внутреннего сгорания с генераторами Kato.							
RIG-17 (ZJ-40)							
Источником электроэнергии являются двигатели внутреннего сгорания Perkins, N-1500 кВт.							

Таблица 2.2 - Потребность в ГСМ

Потребность в ГСМ для двигателей буровой установки, т				Потребность в ГСМ для котельной теплофикационной установки, т	База снабжения ГСМ	
Всего	в том числе				наименование	расстояние до буровой, км
	топлива	масла	смазки			
1	2	3	4	5	6	7
RIG-249, RIG-258						
1. Дизельный двигатель Caterpillar 3512 DITA, N=1101 кВт - 5 к-тов с генераторами Kato SR4B, N-1750 кВ 2. Аварийный дизельный двигатель Caterpillar 3406, N=448 кВт; 3. Аварийный дизель-генератор Caterpillar SR - 4B, N=300 кВт. 4. Сварочный агрегат с дизельным приводом Lincoln 300 амп., N-73,5 кВт						
подготовительные работы						
28,0	28,0	0,01	-	8,4	г. Аксай	30
бурение и крепление						
699,8	699,5	0,30	-	211,3	г. Аксай	30
испытание						
629,1	628,8	0,27	-	190,2	г. Аксай	30
всего						
1356,9	1356,3	0,6	-	409,9	г. Аксай	30
RIG-216						
1. Дизельный двигатель Caterpillar D-399 JWAC, N=891 кВт - 4 к-та с генераторами Kato; 2. Вспомогательный дизельный двигатель Caterpillar D-3412 с генератором N=300 кВт;						
подготовительные работы						
18,4	18,0	0,4	-	5,3	г. Аксай	30
бурение и крепление						
459,5	450,5	9,0	-	131,6	г. Аксай	30
испытание						
413,5	405,4	8,1	-	118,4	г. Аксай	30
всего						
891,4	873,9	17,5	-	255,3	г. Аксай	30

RIG-17 (ZJ-40)
1. Дизельный двигатель CAT C-18, N=522 кВт - 2 к-та; 2. Дизельная электростанция Perkins, N=1500 кВт - 3 к-та; 3. Аварийная дизельная электростанция Perkins, N=500 кВт - 1 к-т;

Продолжение таблицы 2.2

подготовительные работы						
25,9	25,4	0,5	-	5,3	г. Аксай	30
бурение и крепление						
648,6	635,9	12,7	-	131,6	г. Аксай	30
испытание						
583,7	572,3	11,4	-	118,4	г. Аксай	30
всего						
1258,3	1233,7	24,6	-	255,3	г. Аксай	30

RIG-249, RIG-258

При подготовительных работах, бурении и креплении, испытании обьекта:

Расход топлива и масла для дизельного генератора Cat 3512B определен согласно справке бурового подрядчика.

Диз.топливо на подготовительные работы: 137×0,85×24×0,001×5×(2)=27,95 т

Диз.топливо на бурение и крепление: 137×0,85×24×0,001×5×(50)=698,7 т

Диз.топливо на испытание: 137×0,85×24×0,001×5×(45)=628,83 т

Масло на подготовительные работы: 0,0578×0,85×24×0,001×5×(2)=0,01 т

Масло на бурение и крепление: 0,0578×0,85×24×0,001×5×(50)=0,29 т

Масло на испытание: 0,0578×0,85×24×0,001×5×(45)=0,27 т

где: 137,00 - расход топлива, л/час;
0,85 - плотность дизельного топлива, кг/л;
24 - часов в сутки;
0,001 - перевод кг в тонну;
5 - количество дизелей;
0,0578 - расход масла, л/час.
45 - продолжительность работы двигателей и оборудования БУ при испытании, сут;

Оборудование для обогрева:

Воздухонагреватель Tioga 4MM BTU. Расход топлива взят согласно паспортной характеристики.

Расход топлива на подготовительные работы: 100×0,85×0,001×24×2×(2)×199/365=4,4 т

Расход топлива на бурение и крепление: 100×0,85×0,001×24×2×(50)×199/365=111,2 т

Расход топлива на испытание: 100×0,85×0,001×24×2×(45)×199/365=100,1 т

где: 100 - расход топлива, л/час;
2 - количество комплектов.

Паровой котел Holman - 2 комплекта (один аварийный). Расход топлива взят согласно паспортной характеристики.

Расход топлива на подготовительные работы: 180×0,85×0,001×24×(2)×199/365=4 т

Расход топлива на бурение и крепление: 180×0,85×0,001×24×(50)×199/365=100,1 т

Расход топлива на испытание: 180×0,85×0,001×24×(45)×199/365=90,1 т

Расход для обогрева на подготовительные работы: 4,4+4=8,4 т

Расход для обогрева на бурение и крепление: 111,2+100,1=211,3 т

Расход для обогрева на испытание: 100,1+90,1=190,2 т

где: 180 - расход топлива, л/час;
0,85 - плотность дизельного топлива, кг/л;
24 - часа в сутки;
0,001 - перевод кг в тонну;
50 - продолжительность бурения, сут;
45 - продолжительность при испытании, сут;
2 - продолжительность подготовительных работ, сут;
199 - продолжительность отопительного периода по ВСН 39-86 таблица №4, сут

Продолжение таблицы 2.2

Сварочный агрегат с дизельным приводом Lincoln 300 амп. Расход топлива взят согласно спецификации.
Диз.топливо на бурение и крепление: 6×0,85×24×0,001×(6,9)=0,84 т
Масло на бурение и крепление: 0,0578×0,85×24×0,001×(6,9)=0,01 т
где: 6,00 - расход топлива, л/час;
0,85 - плотность дизельного топлива, кг/л;
24 - часов в сутки;
0,001 - перевод кг в тонну;
0,0578 - расход масла, л/час.
6,9 - продолжительность работы сварочного агрегата, сут;

RIG-216

При подготовительных работах, бурении и креплении, испытании обьекта:
Расход топлива и масла для дизельного двигателей Caterpillar D-399 и D-3412 предоставлены буровым Подрядчиком.
Диз.топлива на подготовительные работы: 10599×0,85×0,001×(2)=18,02 т
Диз.топлива на бурение и крепление: 10599×0,85×0,001×(50)=450,46 т
Диз.топлива на испытание: 10599×0,85×0,001×(45)=405,41 т
Расход масла на подготовительные работы: 211,98×0,85×0,001×(2)=0,4 т
Расход масла на бурение и крепление: 211,98×0,85×0,001×(50)=9 т
Расход масла на испытание: 211,98×0,85×0,001×(45)=8,1 т
где: 10599 - общий расход топлива, л/сут;
0,85 - плотность дизельного топлива, кг/л;
0,001 - перевод кг в тонну;
211,98 - общий расход масла, л/сут.
45 - продолжительность работы двигателей и оборудования БУ при испытании, сут;

Оборудование для обогрева:
Воздухонагреватель Tioga 4MM BTU - 2 комплекта. Расход топлива предоставлен Подрядчиком.
Паровой котел Holman - 2 комплекта. Расход топлива предоставлен Подрядчиком.
Расход для обогрева на подготовительные работы: 5678×0,85×0,001×(2)×199/365=5,3 т
Расход для обогрева на бурение и крепление: 5678×0,85×0,001×(50)×199/365=131,6 т
Расход для обогрева на испытание: 5678×0,85×0,001×(45)×199/365=118,4 т
где: 5678 - общий расход топлива, л/сут;
0,85 - плотность дизельного топлива, кг/л;
0,001 - перевод кг в тонну;
50 - продолжительность бурения, сут;
45 - продолжительность при испытании, сут;
2 - продолжительность подготовительных работ, сут;
199 - продолжительность отопительного периода по ВСН 39-86 таблица №4, сут.

RIG-17 (ZJ-40)

При подготовительных работах, бурении и креплении, испытании обьекта:
Расход топлива и масла для дизельного двигателей CAT C-18 предоставлены буровым Подрядчиком.
Диз.топлива на подготовительные работы: 1129×0,85×0,001×(2)×2=3,84 т
Диз.топлива на бурение и крепление: 1129×0,85×0,001×(50)×2=95,97 т
Диз.топлива на испытание: 1129×0,85×0,001×(45)×2=86,37 т
Расход масла на подготовительные работы: 22,58×0,85×0,001×(2)=0,1 т
Расход масла на бурение и крепление: 22,58×0,85×0,001×2×(50)=1,9 т
Расход масла на испытание: 22,58×0,85×0,001×(45)=1,7 т
где: 1129 - общий расход топлива, л/сут;
0,85 - плотность дизельного топлива, кг/л;
0,001 - перевод кг в тонну;
22,58 - общий расход масла, л/сут.
45 - продолжительность работы двигателей и оборудования БУ при испытании, сут;
2 - количество дизелей;

Продолжение таблицы 2.2

Расход топлива и масла для дизельной электростанции Perkins предоставлены буровым Подрядчиком.

Диз.топлива на подготовительные работы: 4235×0,85×0,001×3×(2)=21,6 т

Диз.топлива на бурение и крепление: 4235×0,85×0,001×3×(50)=539,96 т

Диз.топлива на испытание: 4235×0,85×0,001×3×(45)=485,97 т

Расход масла на подготовительные работы: 0,85×0,001×84,7×3×(2)=0,4 т

Расход масла на бурение и крепление: 0,85×0,001×84,7×3×(50)=10,8 т

Расход масла на испытание: 0,85×0,001×84,7×3×(45)=9,7 т

где: 4235 - общий расход топлива, л/сут;
0,85 - плотность дизельного топлива, кг/л;
0,001 - перевод кг в тонну;
84,70 - общий расход масла, л/сут.
45 - продолжительность работы двигателей и оборудования БУ при испытании, сут;
3 - количество дизелей;

Оборудование для обогрева:

Воздухонагреватель Tioga 4MM BTU - 2 комплекта. Расход топлива предоставлен Подрядчиком.

Паровой котел Holman - 2 комплекта. Расход топлива предоставлен Подрядчиком.

Расход для обогрева на подготовительные работы: 5678×0,85×0,001×(2)×199/365=5,3 т

Расход для обогрева на бурение и крепление: 5678×0,85×0,001×(50)×199/365=131,6 т

Расход для обогрева на испытание: 5678×0,85×0,001×(45)×199/365=118,4 т

где: 5678 - общий расход топлива, л/сут;
0,85 - плотность дизельного топлива, кг/л;
0,001 - перевод кг в тонну;
50 - продолжительность бурения, сут;
45 - продолжительность при испытании, сут;
2 - продолжительность подготовительных работ, сут;
199 - продолжительность отопительного периода по ВСН 39-86 таблица №4, сут.

3 СХЕМА ТРАНСПОРТИРОВКИ ГРУЗОВ И ВАХТ

Таблица 3.1 - Маршруты транспортировки грузов и вахт

Пункты размещения промбаз предприятий и организаций-исполнителей, карьеров по добыче местных материалов и местожительства персонала		Номера марш-рутов	Характеристика маршрута						
			общая протяжённость, км	пункты следования по маршруту	расстояние между пунктами, км	вид транспорта (наземный, морской, речной, железнодорожный, авиа)	наземные пути подвоза		
наименование организации, промбазы, карьера и т.д.	пункт						тип дороги (асфальтированная грунтовая, лежневая и т.д.)	вид транспортного средства (автомобиль, вездеход, трактор и т.д.)	требуется ли сопровождение автотранспорта тракторами или вездеходами (да, нет)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Маршруты транспортировки грузов и вахт определяет буровой подрядчик по контракту									

4 ПОТРЕБНОСТЬ В МАТЕРИАЛАХ, ОБОРУДОВАНИИ И ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВАХ

Таблица 4.1 - Ведомость потребности в материалах и оборудовании

№ пп	Наименование материалов, инструмента, оборудования	Единица измерения	Всего на скважину	В том числе по этапам строительства					
				подготовительные работы к строительству	строительно-монтажные работы	бурение и крепление		испытание (освоение)	
						название колонны	значение	в процессе бурения	в эксплуатационной колонне
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Цементная фреза 5 7/8"	шт.	1	-	-	Зачистка в 7" колонне, разбуривание цемента, проработка	1	-	-
2	Наддолотный переводник 4 3/4"	шт.	1	-	-		1	-	-
3	Колонный стабилизатор 149,2 мм	шт.	1	-	-		1	-	-
4	4 3/4" УБТ (DC)	комп.	1	-	-		1	-	-
5	88,9 мм ТБТ (3 1/2" HWDP)	комп.	1	-	-		1	-	-
6	7" колонный скрепер	шт.	1	-	-		1	-	-
7	Долото 152, мм (PDC 6" M223)	шт.	2	-	-	Бурение под 114,3 мм экс. колонну (хвостовик)	2	-	-
8	Стабилизатор 149,2 мм (5 7/8" STB)	шт.	2	-	-		2	-	-
9	Роторная управляемая система (РУС)	шт.	1	-	-		1	-	-
10	120,7 мм гладкий приёмник	шт.	1	-	-		1	-	-
11	120,7 мм Ясс (4 3/4" JAR)	шт.	1	-	-		1	-	-
12	88,9 мм ТБТ (3 1/2" HWDP)	комп.	1	-	-		1	-	-
13	Фреза 3 3/4"	шт.	1	-	-	Шаблонирование в 114,3 мм экс. (колонне) хвостовике	1	-	-
14	Переводник с обратным клапаном 73 мм	шт.	1	-	-		1	-	-
15	Забойный двигатель 73 мм	шт.	1	-	-		1	-	-
16	Перепускной переводник 73 мм	шт.	1	-	-		1	-	-
17	Переходный переводник 79,4 мм	шт.	1	-	-		1	-	-
18	Переходный переводник 88,9 мм	шт.	1	-	-		1	-	-
19	79,4 мм Ясс (3 1/8" JAR)	шт.	1	-	-		1	-	-
20	Переходный переводник 120,7 мм	шт.	1	-	-		1	-	-
21	Циркуляционный переводник 120,7 мм	шт.	1	-	-		1	-	-
22	СБТ 73 (2 7/8" DP)	комп.	1	-	-		1	-	-
23	СБТ 88,9 (3,5" DP) трубы по стандарту 5 АХ АНИ: SS-105	м	3600	-	-	экс. колонна 177,8 мм	3600	-	-
24	СБТ 73 (2 7/8" DP) трубы по стандарту 5 АХ АНИ: SS-105	м	1840	-	-	хвостовик 114,3 мм	1840	-	-
25	Обсадные трубы 114,3 мм	м	1840	-	-	хвостовик 114,3 мм	1840	-	-
26	НКТ 114,3 (4,5") мм	м	3600	-	-	-	-	-	3600
27	Цемент класса G (HSR)	т	4,5	-	-	-	4,5	-	-

Продолжение таблицы 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
28	Химреагенты 1 вариант	т	216,8	-	-	-	216,0	-	0,81
	2 вариант	т	12,6	-	-	-	11,7	-	0,81
		л	14390,5	-	-	-	-	-	14390,5
	33% HCl	$м^3$	287,0	-	-	-	-	-	287,0
29	Центраторы, башмак, пробки, ЦКОД (см. таб. 9.6)	шт.	27	-	-	хвостовик 114,3 мм	27	-	-
		кг	2331	-	-		2331	-	-
30	Горюче-смазочные материалы:								
	RIG-249, RIG-258	т	1766,8	36,36	-	-	911,14	-	819,3
	RIG-216	т	1146,7	23,72	-	-	591,06	-	531,91
	RIG-17 (ZJ-40)	т	1513,6	31,24	-	-	780,23	-	702,14
31	Пресная и техническая вода 1 вариант	$м^3$	889,0	8,4	45,08	-	397,4	-	438,1
	2 вариант	$м^3$	1119,9	8,4	45,1	-	628,3	-	438,1

Таблица 4.2 - Ведомость потребности в строительных машинах и спецагрегатах

Наименование (шифр, марка) строительных машин и спецагрегатов	Номер маршрута	Количество вызовов по этапам строительства					
		подготовительные работы к строительству	строительно-монтажные работы	бурение и крепление		испытание (освоение)	
				название колонны	значение	в процессе бурения	в эксплуатационной колонне
1	2	3	4	5	6	7	8
Строительные машины и спецтехнику доставляет буровой подрядчик по контракту							

Таблица 4.3 - Ведомость потребности в транспортных средствах для доставки грузов

Наименование (шифр, марка) транспортных средств	Номер маршрута	Номера грузов по табл. 4.1	Масса груза на единицу транспортного средства, т	Количество рейсов по этапам строительства					
				подготовительные работы к строительству	строительно монтажные работы	бурение и крепление		испытание (освоение)	
						название колонны	значение	в процессе бурения	в эксплуатационной колонне
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Доставку грузов осуществляет буровой подрядчик по контракту									

Таблица 4.4 - Ведомость потребности в транспортных средствах для доставки вахт

Наименование (шифр, марка) транспортных средств	Номер маршрута	Количество рейсов по этапам строительства					
		подготовительные работы к строительству	строительно-монтажные работы	бурение и крепление		испытание (освоение)	
				название колонны	значение	в процессе бурения	в эксплуатационной колонне
1	2	3	4	5	6	7	8
Доставку вахт осуществляет буровой подрядчик по контракту							

ПАСПОРТ ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОЕКТА

Таблица 1

№ пп	Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя		Примечание
			проектного	фактического	
1	2	3	4	5	6
1	Средняя глубина скважины	м			
	По вертикали (TVD)	-"-	4513		
	По стволу (MD)	-"-	5440		
2	Стоимость строительства скважины, всего	Тенге/$ США	договорная		
	в том числе по этапам				
	- строительные и монтажные работы	-"-	-"-		
	- подготовительные работы к бурению	-"-	-"-		
	- бурение и крепление	-"-	-"-		
	- испытание (освоение)	-"-	-"-		
3	Продолжительность строительства скважины, всего	сут	111		
	в том числе по этапам				
	- строительные и монтажные работы	-"-	14		
	- подготовительные работы к бурению	-"-	2		
	- бурение и крепление	-"-	50		
	- испытание (освоение) в колонне	-"-	45		
	- испытание (в процессе бурения)	-"-	-		
4	Глубина спуска обсадных колонн:	м			
	Эксплуатационная колонна (хвостовик) 114,3 мм	-"-	3600-5440		
5	Затраты времени на работы по проходке при бурении под колонны:	сут			
	Эксплуатационная колонна (хвостовик) 114,3 мм	-"-	48		
6	Затраты времени на работы по креплению колонн:	сут			
	Эксплуатационная колонна (хвостовик) 114,3 мм	-"-	2		
7	Расход долот по типоразмерам	шт.			
	Долото 152, мм (PDC 6" M223)	-"-	2		
8	Отбор керна:				
	метраж	м	-		
	вынос	%	-		
9	Материал для бурового раствора:				
	- утяжелители				
	- глинопорошок (по типам)				
	- химреагенты:	т			
	Вариант 1				
	Saraline	-"-	158,1		
	Avoil FR ND	-"-	4,135		
	$CaCl_2$	-"-	2,64		
	Lime (известь)	-"-	12,06		
	NDFT 411	-"-	13,78		
	Emulam RM77	-"-	1,723		
	Avoil WA LT	-"-	0,689		
	Глюконат железа	-"-	2,067		
	CaCO3	-"-	20,8		

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
	Вариант 2				
	Na_2CO_3	т	0,371		
	Victosal HT	-"-	4,135		
	NewPac PLV	-"-	2,067		
	NewZan D	-"-	0,689		
	NaOH	-"-	0,345		
	EvoLube DPE	-"-	0,689		
	Incorr 2275	-"-	1,034		
	NewScav HS W	-"-	2,067		
	Avacid 50	-"-	0,345		

4 Рабочая документация

(ТЗ, ГТН, схемы БУ, ПВО, планы и др.)

«УТВЕРЖДАЮ»	«APPROVED»
Начальник отдела скважинных операций, КПО б.в.	WEOP Manager, KPO b.v.
	A. Bruzzone/A. D'Amore
	А. Бруццоне/А. Д'Аморе
_____	« » _____ 2025

1	**Техническое задание на разработку индивидуального технического проекта на бурение горизонтального бокового ствола 167-1 в скважине 167 на месторождении Карачаганак**	**Technical assignment for drawing up the individual technical design for the drilling sidetrack horizontal borehole 167-1 in the well 167 in the Karachaganak field**
	Основание для выполнения проекта	**Design basis**
	Проект разработки нефтегазоконденсатного месторождения Карачаганак по состоянию на 01.01.2018 г. Протокол ЦКРР № 6/3 от 20.12.2018 г. Контракт № AP\D\18\0952 от 01.10.2018 г., действующий до 15.01.2026 г. Геотехнический документ RPE-RGS-GEO-GEP-167-1 для скважины 167-1 от 11 Августа 2025 г.	KOGCF development project as of 01.01.2018 CCED protocol No.6/3 dated 20.12.2018 Contract No. AP\D\18\0952 dated 01.10.2018, in force till 15.01.2026. Geotechnical Document RPE-RGS-GEO-GEP-167-1 for 167-1 issued on 11 of August 2025.
2	**Основные проектные данные**	**Main design data**
2.1	Цель бурения: Увеличение добычи жидких углеводородов в коллекторе с относительно высоким газовым фактором. Проектный горизонт: P_1 (Объект 1).	Purpose of drilling: Maximize hydrocarbon liquid recovery in a relatively high-GOR reservoir Target horizon: P1 (Object 1)
2.2	Месторасположение: Карачаганакское месторождение	Area: Karachaganak
2.3	Проектная глубина (вертикальная глубина от уровня моря): 4416.58 м.	Horizontal Well Section TVDSS: 4416.58 m.
2.4	Измеренная глубина: 5440.53 м.	Measured depth: 5440.53 m.

Изначальное исследование скважины 167 – До глубины бурения бокового ствола (справочная глубина – роторный стол) / Original well 167 survey – Down to Kick-off point (Reference Datum – Rig floor):

167-1						
Комментарии/ Comments	Изм. глубина /MD	Угол наклона/ Incl	Азимут/ Azim True	ВГ / TVD	ВГ от уровня моря / TVDSS	Интенсивность набора кривизны / DLS
	м 5.03	(°) 0.00	(°) 0.00	м 5.03	м -89.47	°/30м 0.00

	105.03	0.53	98.02	105.03	10.53	0.16
	205.03	2.09	196.65	205.01	110.51	0.67
	305.03	2.19	131.97	304.95	210.45	0.69
	405.03	4.52	149.71	404.77	310.27	0.76
	505.03	6.57	149.00	504.30	409.80	0.62
	605.03	7.67	141.12	603.53	509.03	0.44
	705.03	4.45	125.75	702.96	608.46	1.07
	805.03	2.22	105.85	802.79	708.29	0.74
	905.03	1.58	69.51	902.74	808.24	0.40
	1005.03	1.04	106.07	1002.71	908.21	0.29
	1105.03	0.84	132.01	1102.70	1008.20	0.14
	1205.03	1.44	129.89	1202.68	1108.18	0.18
	1305.03	1.88	162.88	1302.64	1208.14	0.31
	1405.03	1.85	186.66	1402.59	1308.09	0.23
	1505.03	1.41	209.50	1502.55	1408.05	0.23
	1555.03	1.40	222.55	1552.54	1458.04	0.19
	1605.03	1.68	234.92	1602.52	1508.02	0.26
	1655.03	1.26	212.21	1652.50	1558.00	0.43
	1705.03	1.25	198.29	1702.49	1607.99	0.18
	1755.03	1.12	194.07	1752.48	1657.98	0.09
	1805.03	0.84	211.13	1802.47	1707.97	0.24
	1855.03	1.33	229.82	1852.46	1757.96	0.36
	1905.03	1.41	217.85	1902.45	1807.95	0.18
	1955.03	1.41	219.81	1952.43	1857.93	0.03
	2005.03	1.77	226.02	2002.41	1907.91	0.24
	2055.03	1.89	224.49	2052.39	1957.89	0.08
	2105.03	1.89	223.04	2102.36	2007.86	0.03
	2155.03	1.86	221.23	2152.33	2057.83	0.04
	2205.03	1.92	211.75	2202.31	2107.81	0.19
	2255.03	1.64	204.84	2252.28	2157.78	0.21
	2305.03	1.69	204.02	2302.26	2207.76	0.03
	2355.03	1.93	209.09	2352.24	2257.74	0.17
	2405.03	1.69	211.36	2402.21	2307.71	0.15
	2455.03	1.41	198.95	2452.19	2357.69	0.26
	2505.03	1.20	194.82	2502.18	2407.68	0.14
	2555.03	0.71	195.96	2552.17	2457.67	0.29
	2605.03	0.82	225.49	2602.17	2507.67	0.24
	2655.03	1.28	234.63	2652.16	2557.66	0.29
	2705.03	1.38	252.87	2702.15	2607.65	0.26
	2755.03	1.43	281.61	2752.13	2657.63	0.42
	2805.03	0.96	276.37	2802.12	2707.62	0.29
	2855.03	0.47	274.83	2852.12	2757.62	0.29
	2905.03	0.45	262.98	2902.12	2807.62	0.06
	2955.03	0.18	186.20	2952.12	2857.62	0.27
	3005.03	0.50	44.03	3002.12	2907.62	0.39
	3035.03	0.96	32.68	3032.11	2937.61	0.48
	3065.03	0.91	8.00	3062.11	2967.61	0.40
	3095.03	0.58	358.85	3092.11	2997.61	0.35

	3185.03	0.83	20.10	3182.10	3087.60	0.23
	3215.03	1.00	25.68	3212.10	3117.60	0.19
	3245.03	1.06	24.63	3242.09	3147.59	0.06
	3275.03	1.05	27.37	3272.09	3177.59	0.05
	3305.03	0.93	21.47	3302.08	3207.58	0.16
	3335.03	0.65	5.81	3332.08	3237.58	0.35
	3365.03	0.61	12.24	3362.08	3267.58	0.08
	3395.03	0.55	12.68	3392.08	3297.58	0.06
	3425.03	0.58	21.14	3422.07	3327.57	0.09
	3455.03	0.53	6.40	3452.07	3357.57	0.15
	3485.03	0.48	359.17	3482.07	3387.57	0.08
	3515.03	0.34	352.21	3512.07	3417.57	0.15
	3545.03	0.42	346.58	3542.07	3447.57	0.09
	3575.03	0.19	230.97	3572.07	3477.57	0.53
	3605.03	0.28	121.87	3602.07	3507.57	0.39
	3635.03	0.67	240.37	3632.07	3537.57	0.84
	3665.03	0.48	248.80	3662.07	3567.57	0.21
	3695.03	0.67	240.52	3692.07	3597.57	0.21
	3725.03	0.54	238.16	3722.06	3627.56	0.13
	3755.03	0.42	234.12	3752.06	3657.56	0.12
	3785.03	0.39	228.29	3782.06	3687.56	0.05
	3815.03	0.30	215.68	3812.06	3717.56	0.12
	3845.03	0.09	196.55	3842.06	3747.56	0.22
	3875.03	0.41	222.95	3872.06	3777.56	0.33
	3905.03	0.79	98.35	3902.06	3807.56	1.08
	3935.03	1.44	94.79	3932.05	3837.55	0.65
	3965.03	1.61	73.17	3962.04	3867.54	0.60
Последняя точка изначального исследования / Last survey point well 167	3995.03	2.22	94.04	3992.03	3897.53	0.92

Планируемая траектория бокового ствола скважина 167-1 / Sidetrack Planned Trajectory Profile Well 167-1:

Комментарии/ Comments	Изм. глубина /MD	Угол наклона/ Incl	Азимут/ Azim True	ВГ / TVD	ВГ от уровня моря / TVDSS	Интенсивность набора кривизны / DLS
	м	(°)	(°)	м	м	°/30м
Глубина привязки к изначальному исследованию / Tie-in to the last survey point	4025.03	2.74	83.93	4022.00	3927.50	0.68
	4026.00	2.77	83.35	4022.97	3928.47	1.18
Глубина набора наклонного ствола / КОР #1	4055.00	2.77	83.35	4051.93	3957.43	0.00
	4055.03	2.76	83.35	4051.96	3957.46	4.50
	4073.44	0.00	325.00	4070.37	3975.87	4.50
	4085.03	1.93	325.00	4081.96	3987.46	5.00
	4115.03	6.69	324.88	4111.85	4017.35	6.00

	4145.03	16.69	324.84	4141.07	4046.57	8.00
	4175.03	24.69	324.82	4169.11	4074.61	8.00
	4205.03	32.69	324.81	4195.41	4100.91	8.00
	4235.03	40.69	324.80	4219.44	4124.94	8.00
	4265.03	48.69	324.80	4240.75	4146.25	8.00
	4295.03	56.69	324.80	4258.92	4164.42	8.00
Глубина конца набора угла / ЕОВ #1	4300.16	58.06	324.80	4261.69	4167.19	8.00
	4325.03	58.06	324.80	4274.85	4180.35	0.00
	4355.03	58.06	324.80	4290.72	4196.22	0.00
	4385.03	58.06	324.80	4306.59	4212.09	0.00
	4415.03	58.06	324.80	4322.46	4227.96	0.00
	4445.03	58.06	324.80	4338.33	4243.83	0.00
Глубина набора наклонного ствола / КОР #2	4450.92	58.06	324.80	4341.45	4246.95	0.00
	4475.03	61.68	324.83	4353.55	4259.05	4.50
	4505.03	66.18	324.87	4366.73	4272.23	4.50
	4535.03	70.68	324.91	4377.76	4283.26	4.50
	4565.03	75.18	324.95	4386.57	4292.07	4.50
	4595.03	79.68	324.98	4393.10	4298.60	4.50
Глубина конца набора угла / ЕОВ #2	4610.53	82.00	325.00	4395.56	4301.06	4.50
	4625.03	82.00	325.00	4397.58	4303.08	0.00
	4655.03	82.00	325.00	4401.76	4307.26	0.00
	4745.03	82.00	325.00	4414.28	4319.78	0.00
	4805.03	82.00	325.00	4422.63	4328.13	0.00
	4895.03	82.00	325.00	4435.16	4340.66	0.00
	4955.03	82.00	325.00	4443.51	4349.01	0.00
	5045.03	82.00	325.00	4456.04	4361.54	0.00
	5105.03	82.00	325.00	4464.39	4369.89	0.00
	5195.03	82.00	325.00	4476.91	4382.41	0.00
	5255.03	82.00	325.00	4485.26	4390.76	0.00
	5345.03	82.00	325.00	4497.79	4403.29	0.00
	5405.03	82.00	325.00	4506.14	4411.64	0.00
	5435.03	82.00	325.00	4510.31	4415.81	0.00
Проектная глубина / TD	5440.53	82.00	325.00	4511.08	4416.58	0.00

2.5	Тип скважины: горизонтальная Профиль скважины согласно программе КПО	Well type: horizontal deepening well Well profile according to KPO program
2.6	Способ бурения: роторный, забойный двигатель, РУС	Drilling technique: rotary, DHM RSS
2.7	Тип привода: дизель-электрический	Drive type: diesel-electrical
2.8	Тип буровой установки: Буровая установка 3000 л.с (БУ-249/258 или с аналогичными характеристиками), Буровая установка 2000 л.с. (БУ-216 или с аналогичными характеристиками)	Type of drilling rig: 3000 HP Rig (Rig 249/258 or similar drilling rig), 2000 HP Rig (Rig 216 or similar drilling rig)

2.10	Среднее число буровых станков: два	Average number of drilling rigs: two
2.11	Наличие цементировочного агрегата: да	Cementing department availability: yes
2.12	Продолжительность присутствия трактора на скважине, час/дней: по необходимости	Tractor shift duration, hr/days: as requested

3 Конструкция скважины / Well Design

Тип колонны/ Casing type	Диаметр, мм/ Diameter, mm		Глубина установки колонны, м/ Setting depth, m	Кровля цемента, м/ Top of cement, m
	долото/ bit	обсадная труба/ casing		
Эксплуатационная колонна (хвостовик) / Production casing (liner)	215,9 (8 1/2")	177,8 (7")	4026	Up to surface / До устья
НКТ (Нижняя часть ПО) / Production tubing (Lower Completion)	152,4 (6")	114,3 (4 1/2") Swell packers	3600–5440	Uncemented / Не цементируется

Примечание / Notes:

- Успешное осуществление запланированных операции на прямую зависит от состояния существующей эксплуатационной колонны. В этой связи необходимо проведение исследования состояние 7" колонны и цементного камня перед началом буровых работ.

  A successful well delivery is dependent on existing 7" casing and cement condition. Therefore, casing condition/cement bond evaluation logs and directional survey must be acquired on re-entry.

- В нижней части будет установлено до 15 изолирующих пакеров на основании результата ГИС.

  Up to 15 isolation packers of Lower Completion will be installed based on log data.

- Возможные варианты заканчивания: многоступенчатая, перфорированный хвостовик, либо открытый ствол. Интервал установки нижней части ПО, глубина посадки изолирующих пакеров (в случае их применения) и количество изолированных зон будет определен по результатам ГИС.

  Possible completion options: multi-stage, slotted liner or barefoot. Depth of setting lower completion, the final packer setting depths (in case if used) and amount will be confirmed by logging data.

- Глубина зарезки наклонного ствола скважины запланирована в открытом стволе ниже башмака 7 дюймовой колонны.

  The kick off point has been planned in Open hole section below 7" casing.

- Планируется установка оправки химической закачки и постоянного подземного манометра.

  It has been planned to install Chemical injection mandrel and Permanent Downhole gauge.

5	**Продолжительность строительства** Подготовительные работы: 2 дней Строительство и монтаж буровой установки и секций: до 14 дней Время бурения скважины: 50 дня (Примечание: количество дней на бурение скважины является предварительным и может быть изменено по результатам детального анализа) Испытания объектов: ГРП: 15 дней Очистка скважины: 20 дней Три режима испытания скважины: 10 дней Примечание: Испытание объектов проводится отдельно и количество дней является приблизительным. Объёмы газа, нефти и конденсата, которые планируется отжечь, необходимо запросить у ОГиРМ.	**Well construction duration** Preparatory work: 2 days Construction and installation of drilling rig and sections: up to 14 days Duration of drilling: 50 days (Note: this well duration is tentative and may vary dependent on detailed analysis) Testing of objects: Frac activities: 15 days. Well clean up: 20 days. Well test in three regimes: 10 days. Note: Testing of objects is performed off-line and the durations are tentative. Volume of gas, oil and condensate planned for flare to be requested from RPE.
6	**Данные об участке проведения работ:** Начало бурения – 1978 Административное расположение: Казахстан, Западно-Казахстанская область, Бурлинский район Максимальная глубина промерзания грунта 1,65 м. Максимальная скорость ветра: до 25 м/сек	**Description of drilling site area:** Drilling commenced 1978 Administrative location: Kazakhstan, Western-Kazakhstan oblast, Burlinsky area Maximum depth of frozen soil 1.65 m. Maximum wind speeding: up to 25 m/sec
7	**Сведения о строительстве площадки для буровой установки:** Рельеф поверхности: равнина Характеристика местности: пахотные земли, пастбища Сведения о почве: Категория II Плодородный слой 34 см Толщина снежного покрова 24-27 см	**Drilling site information:** Topography: plain Condition of the area: arable lands, pastures Ground: Categorization II Fertile layer 34 cm Thickness of snow cover 24-27 cm
8	**Размер земельного участка для буровой установки 3,5 га**	**Size of a land plot for drilling rig 3.5 hectares**
9	**Виды и объемы подготовительных работ** Сооружение подъездных путей к БУ: по отдельному проекту Строительство буровой площадки: по отдельному проекту	**Type and scope of preparatory jobs** Access road construction: as per a separate project Construction of rig site: as per a separate project

10 Водо - и энергоснабжение, связь и использование местных стройматериалов

Water and power supply, communication and local building materials

Описание/Description	Вид (название) источника воды, связи, стройматериалов/ Type (description) of water sources, communications, building materials	Расстояние от источника до буровой (км)/ Distance from the sources to Rig, km	Характеристики/ Properties
Техническая вода/Process water	Магистральный водовод технической воды, пруды/ Water main of process water, lagoons	10	Автоцистерна/ Auto cistern
Питьевая вода для хозяйственных и технических нужд/ Drinking water for domestic needs	Магистральный водовод технической воды, пруды/ Water main of process water, lagoons	10	Автоцистерна/ Auto cistern
Питьевая вода/ Drinking water	Бутилированная вода г. Аксай/ Bottled Aksai	30	Автотранспорт/ Motor vehicle
Электроснабжение/ Power supply	Дизель-электростанция/ Diesel power station	В пределах буровой/ Within a Rig site area	Автономное/ Independent
Связь/ Communication	Радиостанция, телефон/ Radio, telephone	30	Связь с офисом/ Communication with office
Местные строительные материалы/ Local construction materials	Песок, гравий/ Sand, gravel	15	Самосвал/ Dump truck

Дополнительные сведения по энергоснабжению:

- высоковольтные линии: нет
- опоры: нет
- кабельная линия: есть

Power supply additional information:

- high voltage line no
- poles no
- cable line yes

11 Охрана окружающей среды

11.1 Безамбарная система сбора отходов при строительстве скважин: да

11.2 Дренажное оборудование под буровым оборудованием: да

11.3 Система лотков по периметру буровой площадки: в гидроизолированный отстойник

11.4 Система сбора пластового флюида (нефть, газоконденсат) при испытании скважины: отжиг через факельные установки при испытании скважины.

Environmental protection

Pit-free wastes gathering system in the course of well construction: yes

Drainage underneath drilling equipment: yes

Collection of storm and melt waters: by means of chutes system along the rig site towards waterproof sump

Formation fluid collection system (oil, gas-condensate) when well testing: flaring will be done through well test flare unit.

11.5	Расчетный компонентный состав (%) направляемого на сжигание пластового газа в соответствии с фактическими данными лаборатории КПК по качественному составу пластового газа за 2-ое полугодие 2025 г.	Design composition (%) of the formation gas directed to flaring in accordance with actual KPC Lab data on formation gas composition as of 2nd half year, 2025.
11.6	Расчетный компонентный состав (%) возможного аварийного выброса согласно фактическим данным лаборатории КПК по качественному составу пластового газа за 2-ое полугодие 2025 г.	Design composition (%) of the possible blow out in accordance with actual KPC Lab data on formation gas composition as of 2nd half year, 2025.
11.7	Содержание H_2S в добываемой продукции 5%, содержание CO_2 – 4,7%.	H2S content in extracted product, volume: 5 %, CO2 content 4,7 %.
11.8	Рекультивация земельного участка: согласно проекту рекультивации почв	Land reclamation: as per a reclamation project
12	**Буровое оборудование**	**Drilling equipment**
12.1	Тип и количество дизелей: Caterpillar 3512 (5 шт.)	Type and number of diesels: Caterpillar 3512 (5 pcs)
12.2	Тип и количество вагон-домиков: согласно тендеру	Type and number of caravans: as per tender
12.3	Тип монтажа – повторный	Type of installation – second
12.4	Конструкция фундамента (трубный, сборный, блочный, бутобетонный)	Foundations design (pipe, prefabricated, modular, rubble concrete)
	Тип фундаментных блоков: сборный	Type of foundations blocks: prefabricated
12.5	Тип фундаментных плит: дорожные плиты	Type of foundations slabs: road slabs
12.6	Пожарная емкость 70 м3, количество: 2 шт.	Fire tank 70 m3, quantity: 2 pcs.
12.7	Проведение проектно-изыскательских работ на буровой площадке: да	Design and survey activities to be conducted at the rig site: yes
12.8	Противовыбросовое и устьевое оборудование: ПВО согласно техническим характеристикам БУ	BOP and wellhead equipment: BOP as per Drilling Rig specification
	Колонная головка: Cameron	Casing head: Cameron
	Фонтанная арматура: Cameron	Christmas tree: Cameron
13	**Материалы для обработки бурового раствора:**	**Materials to condition mud:**
	Материалы и химреагенты для приготовления бурового раствора: согласно программе буровых растворов КПО б.в.	Materials and chemicals for mud mixing: as per KPO mud program.
	Объем бурового раствора для забуривания ($м^3$): 50	Mud volume for spudding (m^3):50 m^3
	Способ приготовления: индивидуальный или на заводе буровых растворов	Method of mixing: individual and liquid mud plant
	Оборудование для очистки бурового раствора: минимум 3-ступенчатое	Equipment for drilling mud cleaning: minimum 3-stage

14	**Испытания объектов по окончании бурения** Диаметр НКТ: в соответствии с программой заканчивания скважин КПО б.в. Испытания объекта: в соответствии с программой заканчивания скважин КПО б.в.	**Testing objects after termination of drilling** Tubing standard size: as per KPO completion program Testing activities: as per KPO completion program
15	**Транспортные средства для буровой бригады**	**Crew transportation**

Пункты / Stations		Расстояние, км/ Distance, km	Вид транспорта/ Type of vehicle	Периодичность смены вахт/ Frequency of crew change
Отправление/ Departure	Прибытие/ Destination			
Вахтовый городок/ Drilling Camp	Буровая/ Drilling Rig	30	автобус	12 часов

Подписи/Signatures:

От КПО б.в./
On behalf of Client:

Sadykov, Yerzhan — Digitally signed by Sadykov, Yerzhan Date: 2025.10.07 15:21:14 +05'00'

Е. Садыков / С. Змеевский
Ye. Sadykov / S. Zmeevskii
Ведущий инженер по планированию и оптимизации производства / Lead Planning & Performance Engineer

Karachaganak Petroleum Operating B.V. Карачаганак Петролиум Оперэйтинг Б.В. Well Engineering Manager Karachaganak Yanyan Yu This document was signed digitally

Д. Робертс / Яньянь Юй
D. Roberts / Y. Yu
Начальник службы строительства скважин
WEOP Well Construction Manager

Irgaliyev, Serik — Digitally signed by Irgaliyev, Serik Date: 2025.10.07 09:41:45 +05'00'

К. Абрышев/ K. Abryshev
Начальник службы обеспечения соответствия нормативным требованиям
Assurance and Compliance Manager

От АО «НИПИнефтегаз»/
On behalf of NIPIneftegas:

В. Усков/ V. Uskov
Главный специалист департамента бурения
Chief Specialist, Drilling Department

Г Е О Л О Г О - Т Е Х Н И Ч Е С К И Й Н А Р Я Д

Месторождение: **Карачаганак**
Скважина: **167-1**
Вид скважины: **Горизонтальный боковой ствол азимут бурения 325^0, угол на забое 82^0, горизонтальный отход 1151,65 м.**

Цель бурения: **добыча жидких УВ**
Проектный горизонт: **P_1a+as (I объект)**
Проектная глубина по вертикали: **4511 м**
Проектная измеренная глубина по стволу: **5441 м**

Продолжительность строительства - **111 сут.**
Скорость бурения - **848 м/ст.мес.**

	RIG-258, RIG-249	ZJ-40
Вышка:	**Parco** - 680 т	**JJ225/38** - 225 т.
Лебедка:	**Garner Denver** - 3000 л.с.	**JC28/11B**
Кронблок:	**Derrck Services** - 680 т	**TC225** - 225 т.
Верхний привод:	**Canrig 1165E** - 650 т	Талевый блок YG**225** - 225 т
Ротор:	**Emsco B-37$^1/_2$"** - 700 т	**ZP275** - 450т
Насосы:	**Emsco FC-1600** - 1 шт, **Emsco FC-2200** - 2 шт	**3NB1600** - 1000 кВт

Силовой привод: дизеля **Caterpillar 3512 DITA** с генераторами Kato SR4B,
Привод лебедки и ротора RIG-249 и RIG-258: электромоторы EMD-79 (3 шт. мощностью по 1000 л.с.)
Привод насосов: Привод насосов RIG-249 и RIG-258: электромоторы EMD-79 (3 шт. мощностью по 800 л.с.)

Противовыбросовое оборудование:

1. RCD: **Shaffer - 13$^5/_8$" 5M**
2. Кольцевой превентор: **Hydril GK - 13$^5/_8$" 5M**
3. Плашечный сдвоеный: **Cameron "U"- 13$^5/_8$" 10M**
4. Плашечный одинарный: **Cameron "U" - 13$^5/_8$" 10M**

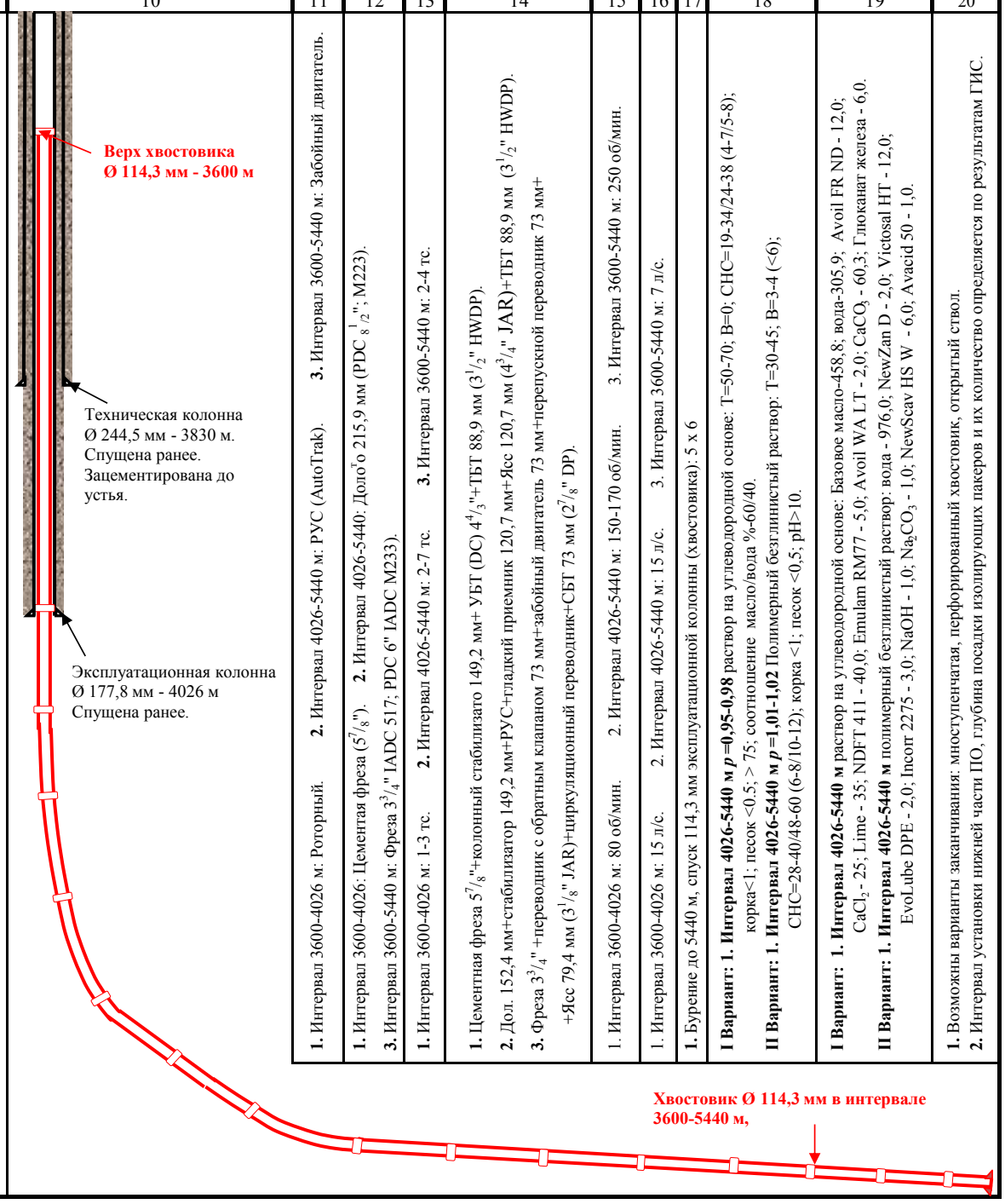
Устьевое оборудование:

КГ: **Cameron**
ФА: **Cameron**

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Масштаб	Стратиграфия	Литологическая колонка	Проектная крепость пород	Угол падения пластов	Температура оС, градиет пластового давления, кгс/см^2	Интервалы возможных осложнений	Отбор керна	Геофизические исследования
1	2	3	4	5	6	7	8	9
3600 3700 3800 3900 4000 4100 4200 4300 4400 4516	4026 **P_1a-as**	Ствол скважины перекрыт эксплуатационной и технической	**Твердые, крепкие**	- -	**0,092** **0,087** **76,0**	**1.** Поглощение бурового раствора: 4055-5440 м. **2.** Осыпи обвалы стенок: 4055-5440 м. **3.** Нефтегазоводопроявления: 4055-5440 м. газ+конденсат. **4.** Прихватоопасные зоны: 4055-5440 м.	**1.** Отбор керна не планируется. **2.** Отбор шлама: в интервале 4055-5440 м через 3 м.	**1.** В обсаженом стволе в интервале 0-4026 м: Рейс 1.1.1 USIT+MAST (P&S+CBL+VDL)+HNGS+CCL+GR. В интервале 3830-4026 м: MAST (P&S)+GR. **2.** В обсаженом стволе в интервале 0-4026 м: Рейс 2.1.1 USIT+CBL+VDL+CCL+GR. **3.** В открытом стволе в интервале 4026-5440 м: Стандартный каротаж из 4-х методов (каротаж сопротивления, плотностной нейтронный, ГК, акустический, кавернометр).

ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Конструкция скважины, высота подъема цементного раствора	Способ бурения	Тип и размеры долот	Осевое давление на долото, т	Компоновка низа бурильной колонны	Частота вращения ротора (долота), об/мин	Расход раствора, л/с.	Оснастка талевой системы	Параметры промывочной жидкости	Содержание химреагентов в растворе, кг/м^3.	Примечания
10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	**1.** Интервал 3600-4026 м: Роторный. **2.** Интервал 4026-5440 м: РУС (AutoTrak). **3.** Интервал 3600-5440 м: Забойный двигатель.	**1.** Интервал 3600-4026: Цементная фреза (5$^7/_8$"). **2.** Интервал 4026-5440: Доло^{т}о 215,9 мм (PDC $^1/_{8}$"; M223). **3.** Интервал 3600-5440 м: Фреза 3$^3/_4$" IADC 517; PDC 6" IADC M233).	**1.** Интервал 3600-4026 м: 1-3 тс. **2.** Интервал 4026-5440 м: 2-7 тс. **3.** Интервал 3600-5440 м: 2-4 тс.	**1.** Цементная фреза 5$^7/_8$"+колонный стабилизато 149,2 мм+ УБТ (DC) 4$^4/_3$"+ТБТ 88,9 мм (3$^1/_2$" HWDP). **2.** Дол. 152,4 мм+стабилизатор 149,2 мм+РУС+гладкий приемник 120,7 мм+Ясс 120,7 мм (4$^3/_4$" **JAR**)+ТБТ 88,9 мм (3$^1/_2$" HWDP). **3.** Фреза 3$^3/_4$" +переводник с обратным клапаном 73 мм+забойный двигатель 73 мм+перепускной переводник 73 мм+ +Ясс 79,4 мм (3$^1/_8$" JAR)+циркуляционный переводник+СБТ 73 мм (2$^7/_8$" DP).	1. Интервал 3600-4026 м: 80 об/мин. 2. Интервал 4026-5440 м: 150-170 об/мин. 3. Интервал 3600-5440 м: 250 об/мин.	1. Интервал 3600-4026 м: 15 л/с. 2. Интервал 4026-5440 м: 15 л/с. 3. Интервал 3600-5440 м: 7 л/с.	**1.** Бурение до 5440 м, спуск 114,3 мм эксплуатационной колонны (хвостовика): 5 х 6	**I Вариант: 1. Интервал 4026-5440 м *p*=0,95-0,98** раствор на углеводородной основе: T=50-70; B=0; CHC=19-34/24-38 (4-7/5-8); корка<1; песок <0.5; > 75; соотношение масло/вода %-60/40. **II Вариант: 1. Интервал 4026-5440 м *p*=1,01-1,02** Полимерный безглинистый раствор: T=30-45; B=3-4 (<6); CHC=28-40/48-60 (6-8/10-12); корка <1; песок <0,5; pH>10.	**I Вариант: 1. Интервал 4026-5440 м** раствор на углеводородной основе: Базовое масло-458,8; вода-305,9; Avoil FR ND - 12,0; $CaCl_2$ - 25; Lime - 35; NDFT 411 - 40,0; Emulam RM77 - 5,0; Avoil WA LT - 2,0; $CaCO_3$ - 60,3; Глюканат железа - 6,0. **II Вариант: 1. Интервал 4026-5440 м** полимерный безглинистый раствор: вода - 976,0; NewZan D - 2,0; Victosal HT - 12,0; EvoLube DPE - 2,0; Incort 2275 - 3,0; NaOH - 1,0; Na_2CO_3 - 1,0; NewScav HS W - 6,0; Avacid 50 - 1,0.	**1.** Возможны варианты заканчивания: многоступенчатая, перфорированный хвостовик, открытый ствол. **2.** Интервал установки нижней части ПО, глубина посадки изолирующих пакеров и их количество определяется по результатам ГИС.

Условные обозначения:

известняки доломиты

Выполнил: В. Усков

Проверил: Г. Белоножкин

Схема расположения противопожарного оборудования на БУ 258
Rig 258 Fire fighting equipment layout

ПОДГОТОВЛЕНО / PREPARED by:
Буровой Мастер / Toolpusher
Гусман Есенгазы / Gusman Yessengazy
Сарманкулов Г / Sarmankulov G
2023 год

УТВЕРЖДЕНО / APPROVED by:
Операционный Менеджер / Operations Manager
ТОО КМГ Паркер Дриллинг Компани / LLP KMG Parker Drilling
Клинтон Кей/ Clinton Kay
2023 год

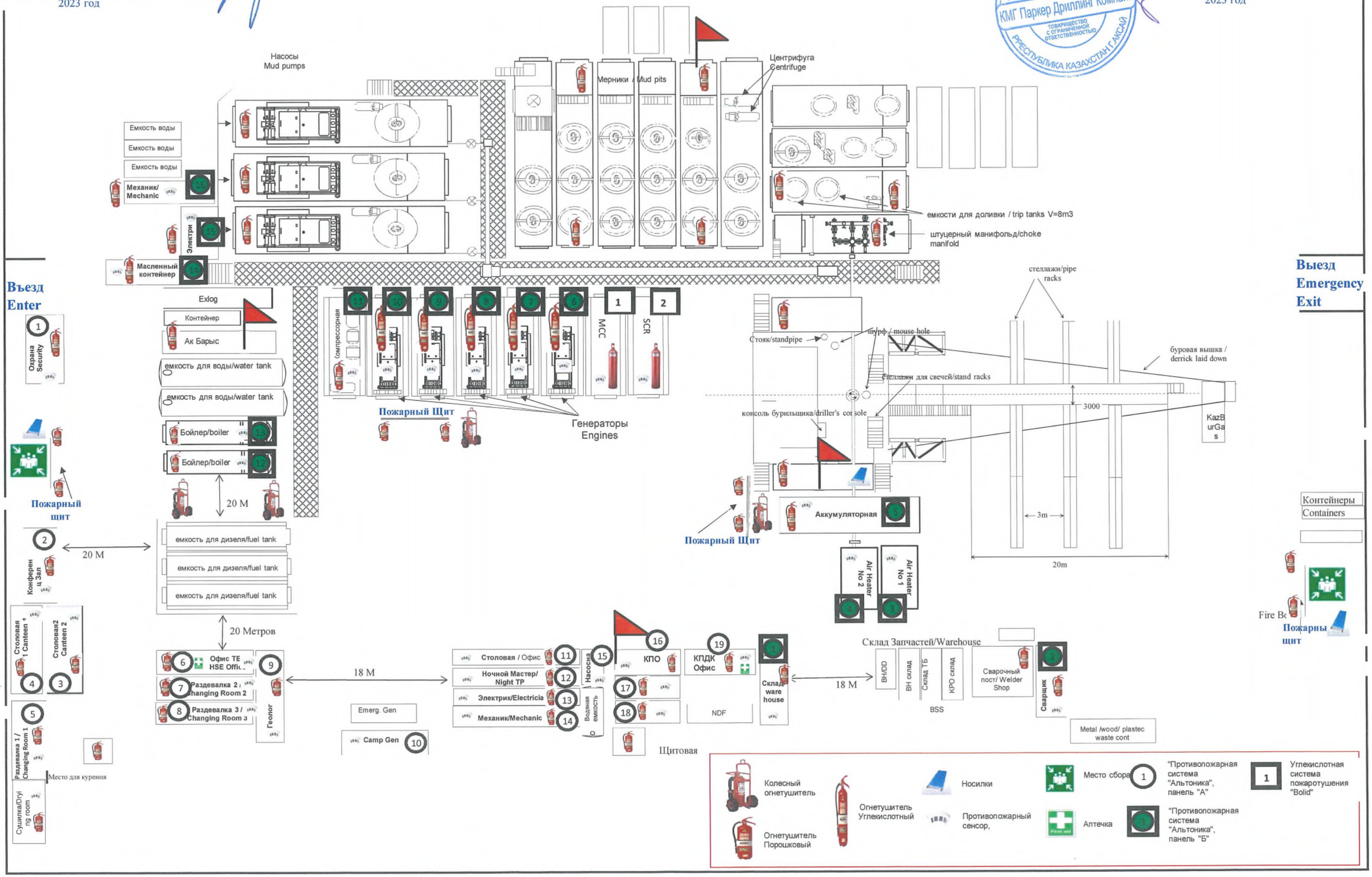


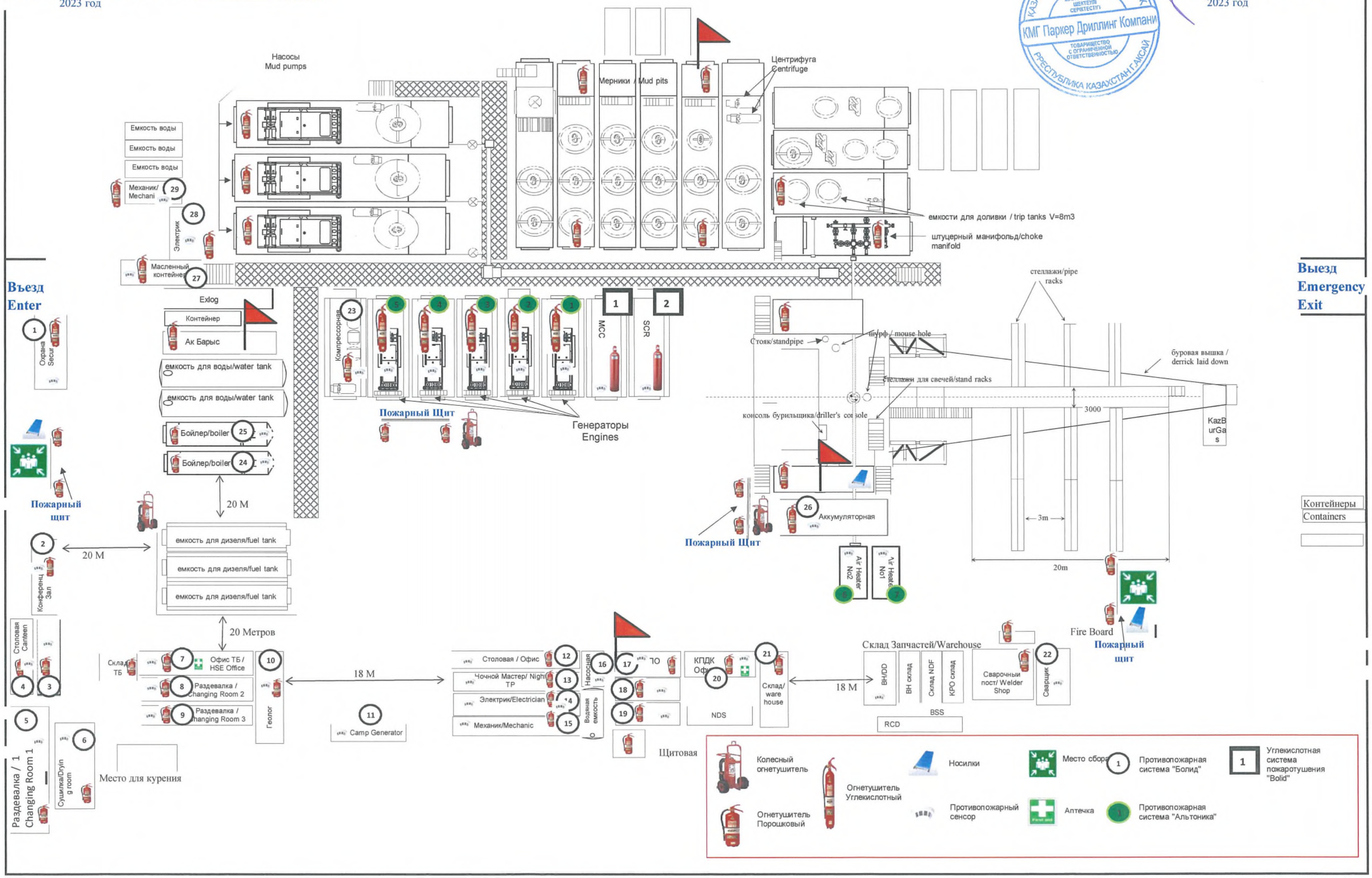
Схема расположения противопожарного оборудования на БУ 249
Rig 249 Fire fighting equipment layout

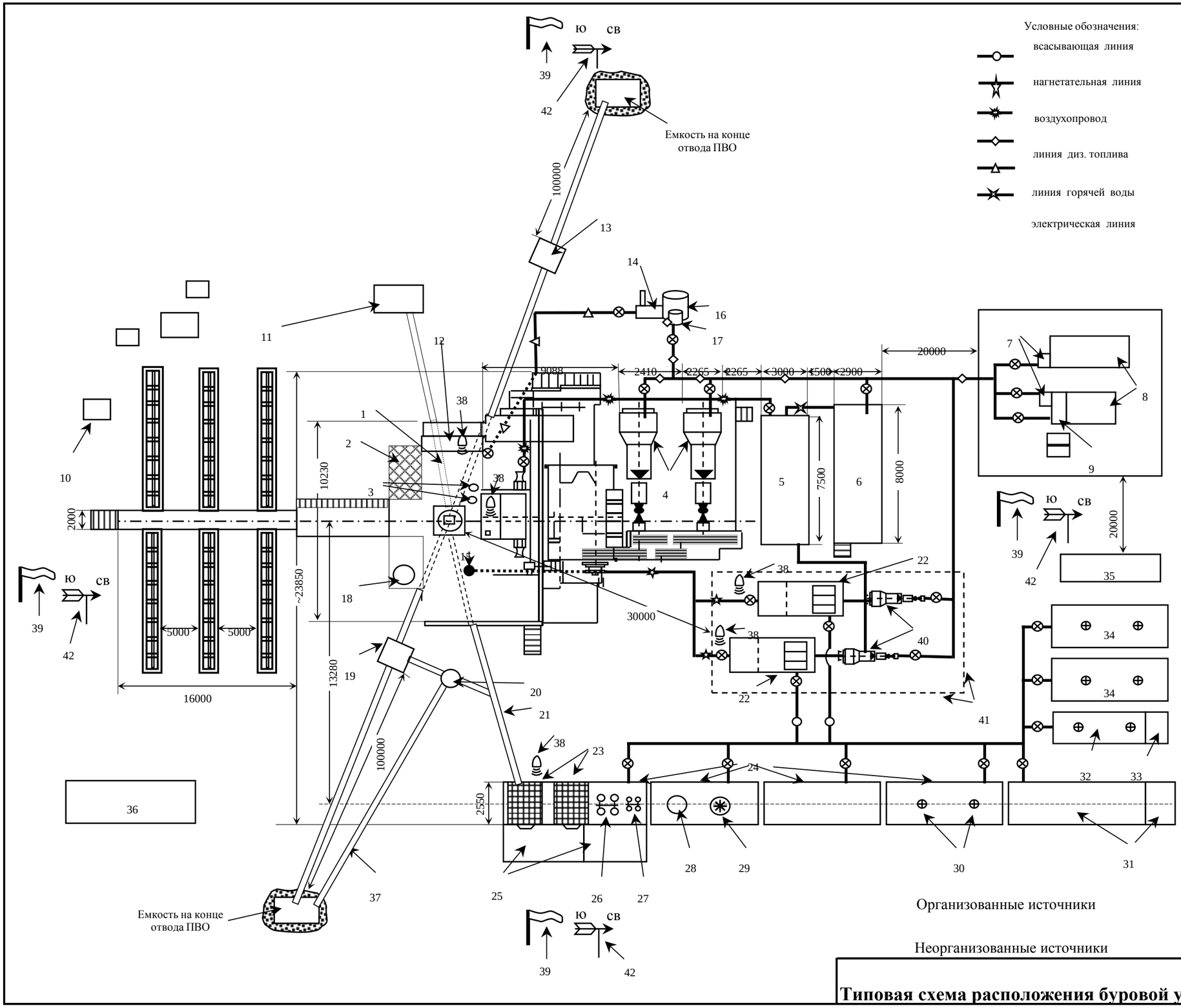
ПОДГОТОВЛЕНО / PREPARED by:
Буровой Мастер / Toolpusher
Кайрат Ескалиев / Kairat Yeskaliev
Анатолий Павленко / Anatoly Pavlenko
2023 год

KRDC
Rig-249
090300 Aksai, Burlinski District
Western Kazakhstan

УТВЕРЖДЕНО / APPROVED by:
Операционный Менеджер / Operations Manager
ТОО КМГ Паркер Дриллинг Компани / LLP KMG Parker Drilling
Клинтон Кей/ Clinton Kay
2023 год

КАЗАХСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ЖАУАПКЕРШІЛІГІ ШЕКТЕУЛІ СЕРІКТЕСТІГІ КМГ Паркер Дриллинг Компани ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН Г.АКСАЙ

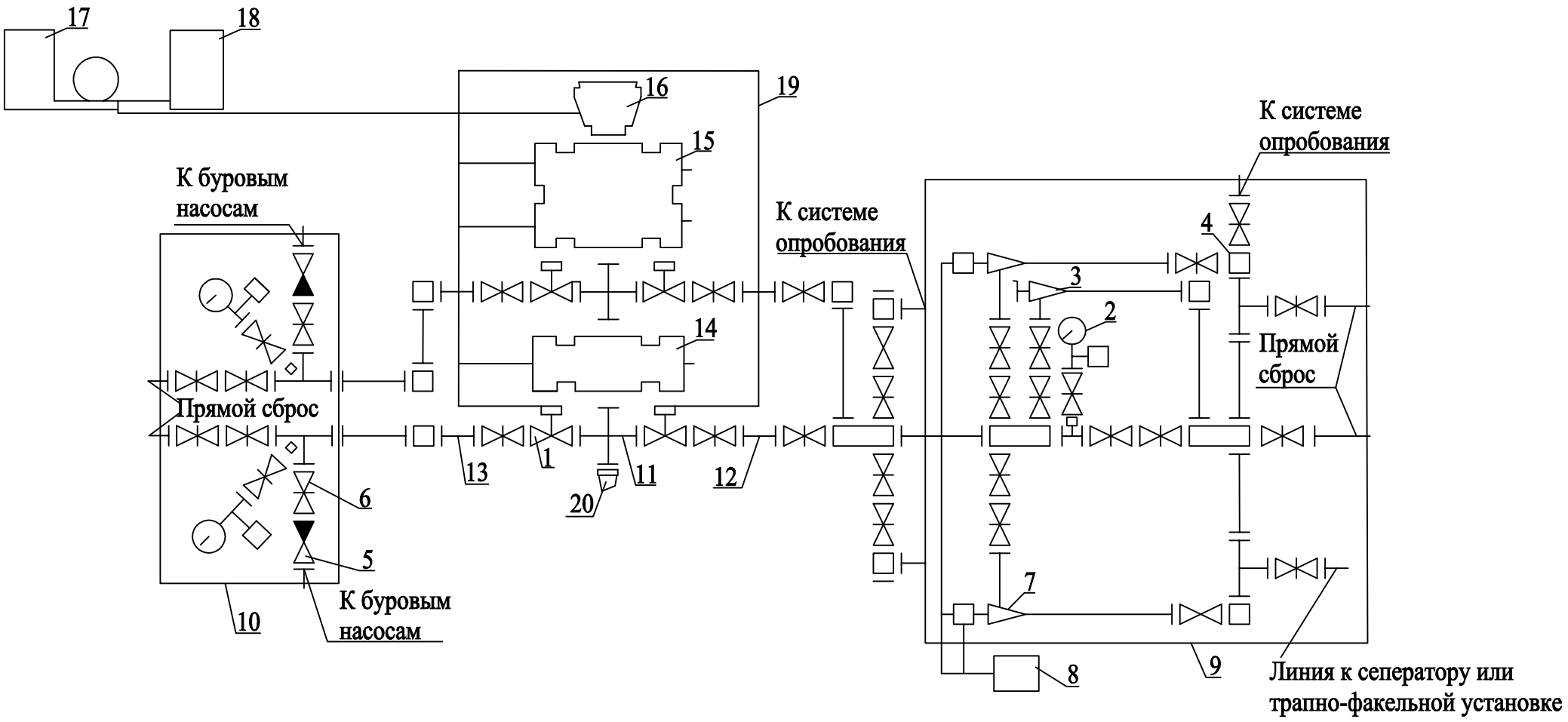




Поз.	Наименование
1	Вышечно-лебедочный блок
2	Подсвечник
3	Шурфы
4	Дизельные двигатели силового блока
5	Компрессорный блок
6	Дизель-генератор
7	Центробежные насосы
8	Емкость для диз.топлива
9	Расходная емкость для диз.топлива
10	Тельфер
11	Дистанционная система управления ПВО
12	Модуль бурильщика
13	Блок глушения
14	Паровой котел
15	Стояк
16	Емкость для воды V=20 м^3, 2 шт
17	Топливная емкость для питания котельной
18	Доливная емкость
19	Блок дросселирования
20	Газосепаратор
21	Желоб
22	Буровые насосы
23	Вибросито
24	Емкости для бурового раствора
25	Емкости для сбора отход. бурения V=25 м^3, 2 шт
26	Пескоотделитель
27	Илоотделитель
28	Дегазатор
29	Центрифуга
30	Мешалка
31	Емкость для воды V=60 м^3, V=12 м^3
32	Емкость для приготов. бурового раствора
33	Емкость для хим. реагентов
34	Емкость для запаса бурового раствора
35	Лаборатория бурового раствора
36	Инструментальная площадка
37	Сбросной отвод
38	Датчик стационарного газосигнализатора
39	Флюгер, освещаемый в ночное время
40	Дизельные двигатели для бур. насоса
41	Указатель сторон света, освещ. в ночное время
42	

Типовая схема расположения буровой установки "ZJ 40"

Типовая схема № 67 обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием при бурении скважин



1-задвижка с гидравлическим управлением; 2-манометр с запорным и разрядными устройствами и разделителем сред;
3-регулируемый дроссель с ручным управлением; 4-гаситель потока; 5-обратный клапан; 6-задвижка с ручным управлением;
7-регулируемый дроссель с гидравлическим управлением; 8-пульт управления гидроприводным дросселем;
9-блок дросселирования; 10-блок глушения; 11- устьевая крестовина; 12-линия дросселирования; 13-линия глушения; 14-плашечный превентор;
15-сдвоенный плшечный превентор; 16-кольцевой превентор; 17-станция гидравлического управления;
18-вспомогательный пульт; 19-линия гидравлического управления; 20 - устье скважины

СОГЛАСОВАНО:
Зам. начальника ДЧС ЗКО
по промышленной безопасности

_____ А. Г. Гусманов

29.10 2009 г.

СОГЛАСОВАНО:
Директор Филиала Западно-Казахстанского РГКП "Ак Берен"

_____ А. Ж. Кубенов

23.10.08 2009 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Менеджер ОСО КПО б.в.

_____ К. Мащей / Э. Суэйл

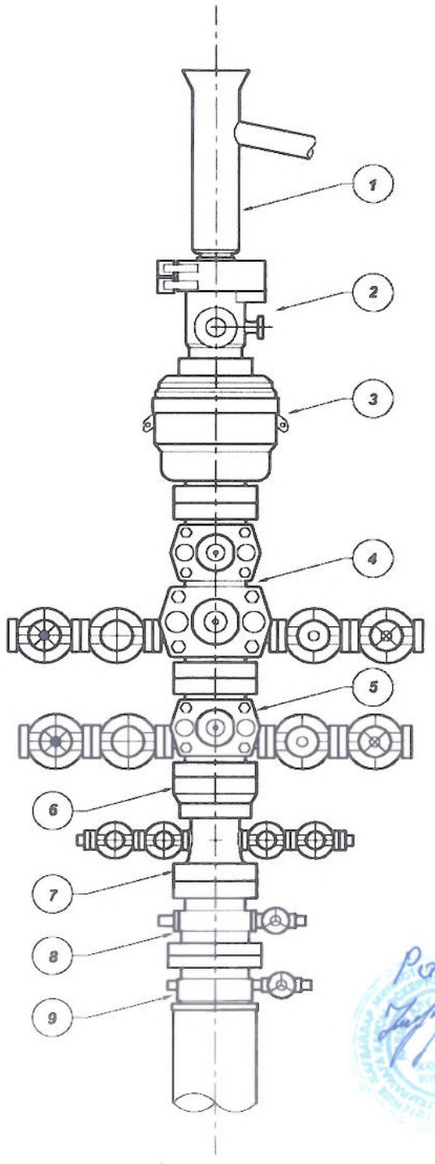
_____ 2009 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Менеджер по производству
Компании "СайПар"

_____ Р. Кроусон/ Д. О'Нил

9/10 2009 г.

Типовая схема обвязки устья скважины на месторождении Карачаганак с вращающимся превентором



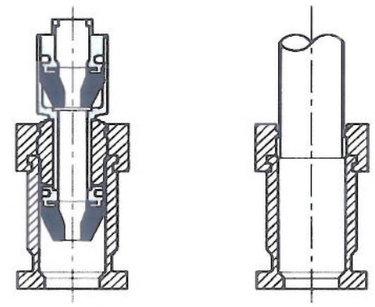


Fig 1 Fig 2

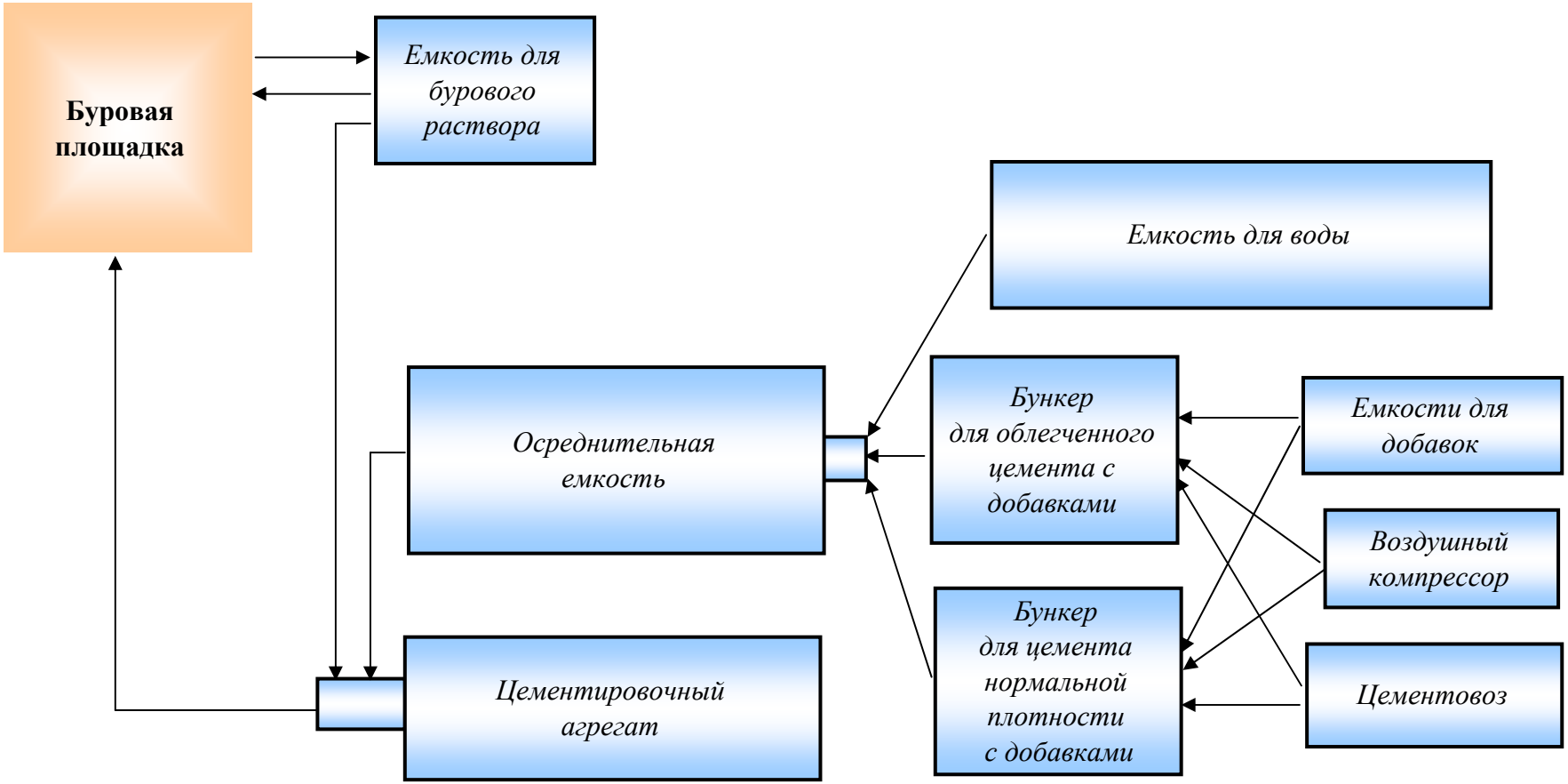
1. Вращающийся превентор с уплотняющими элементами в рабочем состоянии
2. Вращающийся превентор без уплотняющих элементов, применяется до вскрытия продуктивного горизонта

1	Направляющий желоб
2	Вращающийся превентор Williams 7100
3	Универсальный превентор Hydril GK 13 5/8" x 5000 пси
4	Сдвоенный превентор верхний с трубными плашками, нижний со срезающими плашками CAMERON U 13 5/8"x10 000 пси
5	Одинарный превентор с трубными плашками CAMERON U 13 5/8"x10 000 пси
6	Адаптер 13 5/8"x11" (13 5/8"x9")
7	Трубная головка 13 5/8"x10 000 пси
8	Колонная головка 13 5/8"x11"X10 000 пси
9	Колонная головка 13 5/8"x 9"x 10 000 пси

Рассмотрено 23.10.08г
Н.Н. Иванников.

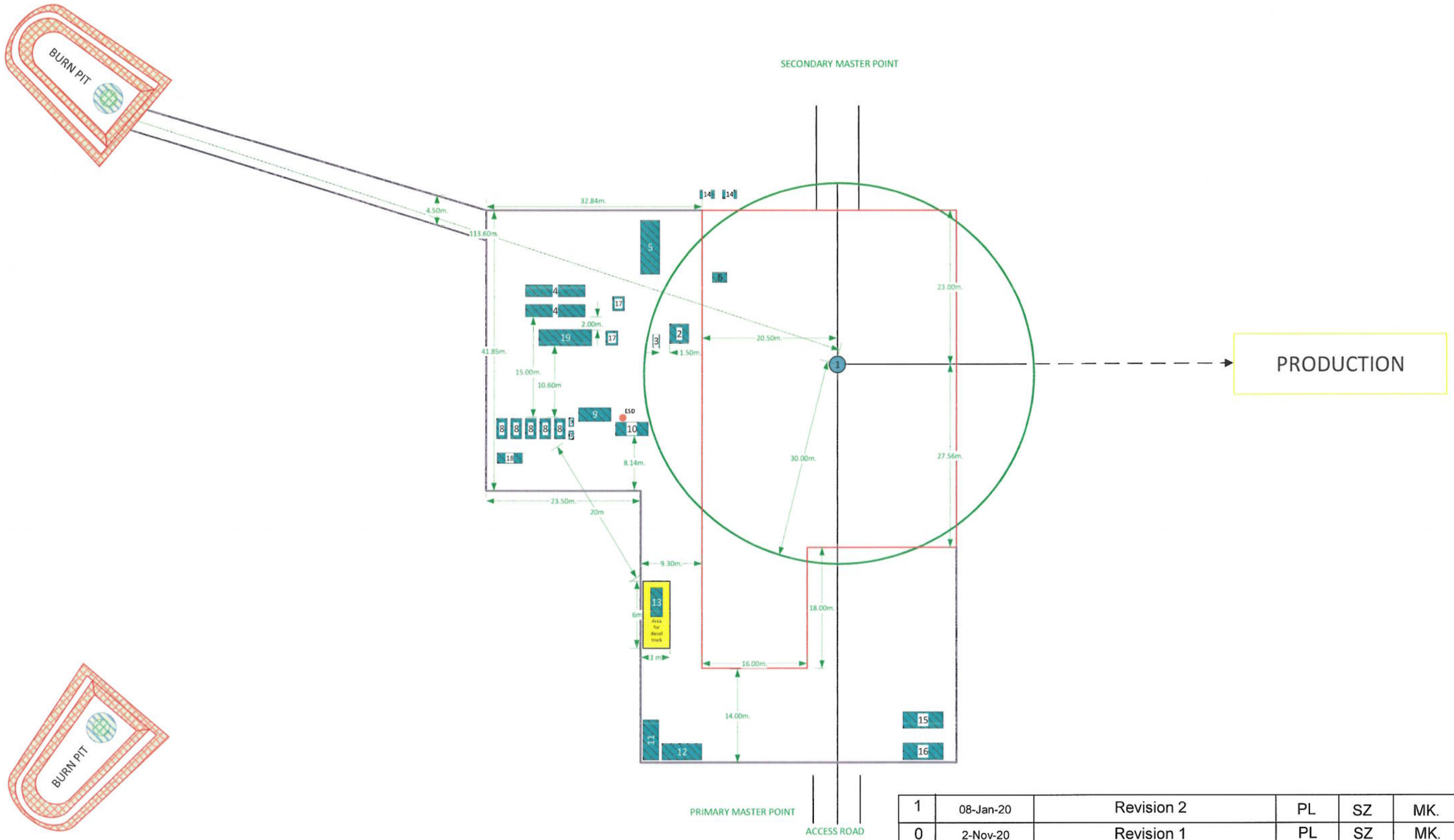
	Типовая схема обвязки устья скважины с вращающимся превентором		
	Месторождение Карачаганак		
Выполнил	Ф. Иллари		FRANCESCO ILLARI
Проверил	Е. Давлетов		

4.5 Схема обвязки цементировочного оборудования



Оборудование:

1. Осреднительная емкость BJ Servies Bath Tank (V= 16 м^3) - 1 шт.
2. Емкость для воды (V= 40 м^3) - 1 шт.
3. Цементовоз BJ 600ST (V=17 м^3) - 2 шт.
4. Цементировочный агрегат BJ Servies Pacemaker модель 35-8-5 мощностью 666 л.с (498 кВт), макс. раб. давл. 103 МПа.
5. Цементный силос для цемента с добавками (V= 30 м^3) - 2 шт.
6. Воздушный компрессор BJ Servies модель 417 DAO, макс. раб. давл. 0,4 Мпа, произв-ть до 14м^3/мин - 1 шт.



REV.	DATE	DESCRIPTION	DRN.	CHK.	APR.
1	08-Jan-20	Revision 2	PL	SZ	MK.
0	2-Nov-20	Revision 1	PL	SZ	MK.

EQUIPMENT ANNOTATION			
1	CHRISTMAS TREE	11	CHANGING ROOM
2	CHOKE MANIFOLD	12	CANTEEN
3	VX SPECTRA	13	DIESEL TRUCK (5m3)
4	HGVF PUMPS	14	PROPANE
5	SEPARATOR	15	COMPANY MAN OFFICE
6	KIOS SSV	16	AKBARYS OFFICE
7	CONTROL PANEL FOR HGVF PUMP	17	Bypass Manifold
8	ELECTRICAL GENERATOR 280 kW	18	ELECTRICAL GENERATOR 96 kW
9	AIR COMPRESSOR (INSTRUM.)	19	SLUG CATCHER
10	DATA ACQUISITION CABIN		

NOTES

NOTE 1 – 30 m distance from well head

Concrete slabs

Fence

ESD buttons

Alzhan Kulzhumurov
Schlumberger RPI
Customer Engagement Coordinator

Schlumberger

Project: Production Assistance Package

Title: Testing Equipment Layout

Karachaganak

Drawn by: Pavel Lossev	SIZE 1:1	FORMAT A3	WELL	DATE Nov-2020	REV 1
Approved by: Mikhail Kydatov			JOB No.	SHEET	1 OF 1

Inquiry / Справка

Средний расход дизельного топлива и моторного масла в час для Двигателя Caterpillar 3512B составляет примерно?

Дизельное топливо – 137 л/час

Мотороне масло – 0,0578 л/час

Данная информация была взята с компьютеризированной системы управления тех. Обслуживанием Oracle.

Дата: 28/09/2021

Подпись:_____

Cornel Oancea

Average diesel and engine oil consumption of Caterpillar 3512B for one hour is approximately compose the following:

Diesel fuel – 137 liters per hour

Engine oil – 0.0578 per hour

This information was extracted from Oracle.

Date: 28-Sept-2021

Signature._____

Cornel Oancea

Технология установки аварийного цементного моста

1. Аварийный цементный мост устанавливается при необходимости ликвидации поглощений бурового раствора или нефтегазопроявлений в процессе бурения; в случае забуривания нового ствола при аварийной ситуации (оставление инструмента в стволе скважины и т.п.); для укрепления неустойчивой кавернозной части ствола.
2. При установке моста в условиях, осложненных проявлениями или поглощениями, необходимо полностью их ликвидировать с закачкой соответствующих цементных растворов, баритовых суспензий, вязкоупругих составов, растворов с наполнителем или другим способом.
3. Установку цементного моста рекомендуется проводить балансовым способом (на равновесии) либо цементированием под давлением с оставлением цементного стакана над интервалом осложнения.
4. Обеспечить наличие и готовность цементировочной техники (цементировочный агрегат, смесительная машина, осреднительная емкость) и цемента в количестве, достаточном для установки цементного моста.
5. При установке цементных мостов использовать тампонажный раствор нормальной (не ниже 1,85 г/см^3) или повышенной плотности, на основе цементов ПЦТ I-100-СС, ПЦТ I-G-СС-1 или цемента класса G. Рецептура тампонажного раствора подбирается для конкретных условий, с тампонажными материалами, добавками и реагентами, имеющимися в наличии на буровой.
6. Перед установкой цементного моста промыть скважину в течение не менее 1,5-2 циклов циркуляции (до выравнивания параметров бурового раствора) с вращением и расхаживанием заливочной колонны для наиболее полной очистки ствола скважины (особенно при высокой кавернозности ствола).
7. Последовательность выполнения технологических операций зависит от способа установки моста. При установке балансовым способом выполнить следующие операции:

– закачать первую порцию буферной жидкости, объем которой должен обеспечить высоту столба в кольцевом пространстве в пределах 100-150 м;
– затворить и закачать расчетный объем тампонажного раствора (п. 8);
– закачать вторую порцию буферной жидкости с расчетным объемом для обеспечения равновесия с предварительно закачанной буферной жидкостью;

– продавить буровым раствором до расчетной высоты, при которой гидростатические давления столбов тампонажного раствора в трубах и в затрубном пространстве уравновешиваются;
– поднять заливочную колонну до глубины, соответствующей кровле моста и осуществить "срезку" кровли моста до полного вымыва на поверхность буферных жидкостей и избыточного количества тампонажного раствора обратной или прямой циркуляцией в зависимости от состояния открытого ствола, обсадной колонны или интервала цементирования;
– поднять заливочную колонну еще на 25-75 м, герметизировать устье скважины и оставить на период ОЗЦ (24 ч);
– после окончания периода ОЗЦ спустить заливочную колонну, определить кровлю моста и его прочность разгрузкой бурильной колонны на мост. При необходимости испытать мост на герметичность созданием избыточного давления и снижением уровня жидкости в скважине, либо заменой бурового раствора на воду.

8. Расчет объема тампонажного раствора и продавочной жидкости производится в соответствии с СТ РК1746-2008, Приложение Л, по формулам:

$V_ц = 0{,}785 H D^2 + V_З (0{,}02 + C_1 + C_2 + C_3)$,

$$V_П = V_З - \frac{V_З}{l_З} H - V_З (C_1 + C_3) - V_{б2} ,$$

где: H – проектная высота цементного моста, м;
$V_ц$ - объем тампонажного раствора, м^3;
$V_П$ - объем продавочной жидкости, м^3;
$V_З$ - объем заливочных труб, м^3;
C_1, C_2, C_3 - коэффициенты "потерь" тампонажного раствора на стенках труб и на смешивание с контактирующими жидкостями соответственно на нижней и верхней границах (величины "потерь" см. СТ РК1746-2008, Приложение Л, Таблица Л.2);
$V_{б2}$ – объем буферной жидкости (вторая порция).

9. Результаты установки цементного моста и его испытания оформляют актами.